COLEÇÃO ATAS

O FUTURO É HOJE



19 – 21 junho
2024

Livro de Comunicações

IMPRENSA
UNIVERSIDADE DE ÉVORA



XIX Congresso Ibérico

e

XV Congresso Iberoamericano de Energia Solar

19 – 21 de junho de 2024

Évora | Portugal

UNIVERSITY OF ÉVORA

RENEWABLE ENERGIES CHAIR

ASOCIACIÓN ESPAÑOLA DE ENERGÍA SOLAR

AEDES

Ficha Técnica

Título
O Futuro é Hoje
(Livro de Comunicações do XIX Congresso Ibérico e XV Congresso Ibero-americano de Energia Solar)

Autores
© Vários autores

Organização de conteúdos
Afonso Cavaco, Diogo Alexandre e Joana Mouquinho Penderlico

Coordenação editorial
Pedro Horta

Edição
Imprensa da Universidade de Évora

Coleção
Atas

ISBN 978-972-778-491-2

Évora 2025

PRESIDÊNCIA DO CONGRESSO
Pedro Horta (Presidente do CIES2024), Andreu Moià (Vice-Presidente do CIES2024)

COMITÉ ORGANIZADOR EXECUTIVO
Andreu Moià, Afonso Cavaco, Joana Mouquinho Penderlico e Pedro Horta

COMITÉ CIENTÍFICO

Portugal
Afonso Cavaco (CER, Universidade de Évora), Ana Estanqueiro (LNEG), Celestino Ruivo (Universidade do Algarve), Isabel Malico (Universidade de Évora), João Cardoso (LNEG), João Garcia (ISEL), Laura Aelenei (LNEG), Luis Fialho (CER, Universidade de Évora), Luis Gil (Direcção Geral de Energia e Geologia), Manuela Almeida (Universidade do Minho), Paulo Canhoto (Universidade de Évora), Pedro Horta (CER, Universidade de Évora), Radia Ait El Cadi (CER, Universidade de Évora);

Espanha
Andreu Moia Pol (UIB), Antonio Lecuona Neumann (Universidad Carlos III Madrid (UC3M)), Carlos del Cañizo Nadal (IES-UPM), Esther Rojas (CIEMAT), Guillermo Zaragoza (PSA-CIEMAT), Helena Granados Menéndez (ARC3), Iván Alonso (Universitat Illes Balears), Jaume Salom (IREC), Javier Domínguez (CIEMAT), Javier Muñoz Anton (UPM), Julio Amador (ETSIDI-UPM), Luis F. Zarzalejo (CIEMAT), Manuel Pérez García (UAL), Manuel Romero Alvarez (IMDEA), Marcelino Sánchez González (CENER), María Orfila del Hoyo (URJC), Silvia Soutullo Castro (CIEMAT), Tony Castillo Calzadilla (U}niversidad de Deusto), Xavier Vallvé (TTA);

Argentina
Alfredo Esteves (Universidad de Mendoza);

Chile
José Cardemil (Universidad de Chile);

México
David Morillón (UNAM), Hernando Romero (UAM).

Organização

UNIVERSITY OF ÉVORA

RENEWABLE ENERGIES CHAIR

ASOCIACIÓN ESPAÑOLA DE ENERGÍA SOLAR

AEDES

Patrocinador Platinium

SMARTENERGY

Patrocinador Gold

edp

Apoios Institucionais

Fundació Universitat Empresa de les Illes Balears

UIB Universitat de les Illes Balears

#UIB Congrés Gestió d'esdeveniments

solar an Open Access Journal by MDPI

ISES International Solar Energy Society

Caros Congressistas do XIX Congresso Ibérico e XV Ibero-americano de Energia Solar

(CIES2024)

Caros Amigos da Ibero-América

Saúdo todos os Congressistas do CIES2024 que recebemos em Évora, no coração do que se afirma já como um dos pilares, em Portugal, do sistema energético: a energia solar.

Neste percurso, que se estende já ao longo de mais de quatro décadas, iniciado em 1982 com a visão dos seus fundadores em Portugal e Espanha, os nossos estimados Manuel Collares Pereira e António Luque, estendido à comunidade solar iberoamericana desde 1987, pudemos assistir à confirmação de ameaças e esperanças.

O efeito económico e político da dependência energética de combustíveis fósseis, tornado evidente com a crise energética dos anos 1970 e a esperança na emergência da energia solar como uma resposta eram, então, uma visão de futuro.

A necessidade de uma maior independência energética tornada ainda mais evidente com a actual guerra na Ucrânia e a confirmação da competitividade das tecnologias solares na produção de electricidade em larga escala, ou o aumento da capacidade instalada de sistemas solares para a produção de calor na indústria são, hoje, a confirmação dessa visão.

O que era então o futuro é hoje, mais e mais, a realidade.

As primeiras evidências dos impactos atmosféricos do consumo de energias fósseis eram, então, uma ameaça do futuro. O actual nível de aumento da temperatura média da superfície terrestre, atingindo em 2022 os 1,26º C e, à escala de aumento verificada na última década, atingindo a barreira dos 1,5º C nos próximos dez anos, são hoje a confirmação desse receio.

“O futuro é hoje.”

Cientes do contributo fundamental do desenvolvimento científico e tecnológico que tem permitido, ao longo destas mais de quatro décadas, encontrar soluções fiáveis, eficientes e competitivas para o papel cada vez mais relevante da energia solar na alteração do paradigma energético – a Transição Energética – o CIES2024, reunido sob o lema “O futuro é hoje”, convoca uma vez mais a comunidade técnica e científica iberoamericana para afirmar, com a sua experiência e com o resultado dos seus esforços, afirmar a energia solar como uma solução do presente para a descarbonização dos diferentes sectores da actividade humana.

Procurando demonstrar a capacidade técnica e científica existente na comunidade iberoamericana para a produção de soluções solares afins a este desígnio, o CIES2024 apresenta-se como uma oportunidade para a apresentação dos últimos avanços em domínios tão abrangentes como:

- a Energia Solar Térmica e Armazenamento de Energia
- a Energia Solar Fotovoltaica e Armazenamento de Energia
- a Energia solar para geração de energia e processos industriais
- a Energia solar no ambiente construído e comunidades
- a Energia solar para água e agricultura
- a Hibridização e Integração no Sistema energético, ou
- a Transição Energética: política, financiamento, consciencialização

os tópicos para os quais vos convoco a discutir.

O futuro é hoje e conta convosco.

O futuro é hoje e poderemos discuti-lo juntos, em Évora.

O CIES2024 vai apresentar **110 comunicações**, distribuídas por 15 sessões temáticas e posters, ao que se acrescentam 3 Workshops focando áreas muito especificas que serão discutidas com especialistas: 1.º Workshop "Hibridização: Desafios e Oportunidades" pela EDP, 2.º Workshop "Solar Energy, High Capacity, Multiday and Seasonal Storage" pela SMARTENERGY e 3.º Workshop "Solar Cooking". De salientar também, 6 Palestras Plenárias, de grande relevo estratégico com visões diversas: Direção Geral de Energia e Geologia; Associação Portuguesa de Energias Renováveis; DECO; SOL4R; HEUROPE TWINNINGS; MINECO e UPM.

Agradeço aos 100 congressistas inscritos no Congresso e aos autores provenientes de XX países de Ibero-América, aos nossos Palestrantes convidados, nos Workshops, Palestras Plenárias, Comités Organizadores, Comités Científicos e Patrocinadores SMARTENERGY (Platinum), EDP (Gold) e à AEDES (Asociación Espanola de Energia Solar) por todo o apoio à Organização do CIES2024.

ÍNDICE

ENERGIA SOLAR TÉRMICA E ARMAZENAMENTO DE ENERGIA 14

VALUACIÓN ECONÓMICA DE UN SISTEMA NOVEDOSO BASADO EN ENERGÍA SOLAR Y BIOMASA PARA APLICACIONES RESIDENCIALES EN CLIMAS CONTINENTALES..... 15

DISEÑO DE UN HORNO SOLAR DE ALTO FLUJO DE BAJA ESCALA 28

MODELAÇÃO EM COMPUTADOR DE CAMPOS DE HELIÓSTATOS POR RASTREAMENTO DE RAIOS SOLARES 38

ENVEJECIMIENTO DE LA ALEACIÓN 625 EXPUESTA A RADIACIÓN SOLAR CONCENTRADA FILTRADA CON LONGITUD DE ONDA SELECTIVA 48

MEDIDA DE IRRADIANCIA SOLAR DIRECTA MEDIANTE CAPTADOR DE FIBRA ÓPTICA Y FOTODIODO SEMICONDUCTOR..... 61

INFLUENCIA DE LA FUNCIÓN OBJETIVO Y LA DISCRETIZACIÓN DEL RECEPTOR EN EL PROBLEMA DE OPTIMIZACIÓN DE ESTRATEGIAS DE APUNTE..... 70

VALIDACIÓN DE LA METODOLOGÍA DE CÁLCULO DE ESTRATEGIA DE APUNTE MEDIANTE ALGORITMOS METAHEURÍSTICOS PARA RECEPTORES VOLUMÉTRICOS EN DIFERENTES POSICIONES SOLARES..... 82

ANÁLISIS DE DIFERENTES COMPOSITOS CON BASE EN SrCO3 COMO MEDIO DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA TERMOQUÍMICO..... 92

PEROVSKITAS (La, Sr) (Mn, Fe, Cr, Co) $O_{3-\delta}$ APLICADOS EN LA GENERACION DE ENERGIAS RENOVABLES: SÍNTESIS Y CARACTERIZACIÓN..... 103

EFECTO DEL MÉTODO DE SÍNTESIS SOBRE LA ESTABILIDAD DE MATERIALES BASADOS EN $SrCO_3$ DOPADOS CON Fe y Cu EN CICLOS TERMOQUÍMICOS DE ALMACENAMIENTO..... 114

ODELAÇÃO DE PERDAS DE REFLECTIVIDADE ESPECULAR DEVIDO A *SOILING* UTILIZANDO ANÁLISE DE IMAGEM 123

METODOLOGIAS PARA AVALIAR A CORROSÃO EM CONDIÇÕES DINÂMICAS COM SAIS FUNDIDOS PARA TECNOLOGIAS CSP/CST 128

ACOPLAMIENTO DE UN CICLO BRAYTON A UN SISTEMA DE ALMACENAMIENTO PACKED-BED PARA PLANTAS CSP DE TORRE CENTRAL..... 132

ESTIMATIVA DO POTENCIAL TÉCNICO DA ENERGIA SOLAR TÉRMICA NO SETOR DOS EDIFÍCIOS E NA INDÚSTRIA EM PORTUGAL..... 145

ESTUDIO DE LA DISTRIBUCIÓN DE TEMPERATURAS EN UN REACTOR SOLAR HIDROTÉRMICO..... 156

TREN DE TRATAMIENTO SOLAR PARA LA VALORIZACIÓN DE *SARGASSUM* DEL CARIBE MEXICANO 167

SIMULACIÓN DE ESPEJOS SECUNDARIOS PARA HOMOGENIZAR EL FLUJO RADIATIVO EN UN CONCENTRADOR DE CANAL PARABÓLICO..... 180

CAMPANHA EXPERIMENTAL CIÊNCIA CIDADÃ PARA AVALIAR O POTENCIAL DE VEÍCULOS SOLARES..... 191

COEFICIENTE DE TRANSFERENCIA DE CALOR EN LECHO EMPACADO DE ROCAS HORIZONTAL: ANÁLISIS NUMÉRICO Y EXPERIMENTAL..... 201

ESTUDIO DE UN ALMACENAMIENTO TÉRMICO LATENTE PARA UN SISTEMA DE CALOR SOLAR EN INDUSTRIA..... 214

OPTIMIZAÇÃO ECONÓMICA DA OPERAÇÃO DE ARMAZENAMENTO TÉRMICO A SAIS FUNDIDOS COM PIRÓLISE DE BIOMASSA: UM CASO DE ESTUDO PARA A REGIÃO DO ALENTEJO..... 223

ANÁLISIS TERMODINÁMICO DE LA INTEGRACIÓN DE BOMBAS DE CALOR Y CALENTADORES ELÉCTRICOS EN CENTRALES TERMOELÉCTRICAS A CARBÓN, PARA LA RECONVERSIÓN A SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE GRAN ESCALA..... 236

DESENHO DE UM SISTEMA INTEGRADO BASEADO NUM ELETROLISADOR DE ÓXIDO SÓLIDO DE ALTA TEMPERATURA COM ENERGIA SOLAR PARA PRODUZIR H2..... 251

ANÁLISE EXPERIMENTAL DE UM CONCENTRADOR FRESNEL LINEAR DE PEQUENA ESCALA..... 259

ANÁLISIS DEL IMPACTO DEL ENSUCIAMIENTO DE LOS ESPEJOS Y TUBOS DE VIDRIO DE CAPTADORES CILINDROPARABÓLICOS MEDIANTE UN FACTOR DE LIMPIEZA VARIABLE EN UN MODELO DE CENTRAL TERMOSOLAR..... 269

ANÁLISIS DE EMPAQUETAMIENTO Y EFICIENCIA ÓPTICA EN CAMPOS DE HELIOSTATOS PARA CENTRALES DE CUARTA GENERACIÓN..... 281

ESTUDIO DE TRANSFERENCIA DE CALOR EN UN RECTOR AUGER PARA PIRÓLISIS..... 292

INTEGRAÇÃO DE SISTEMAS DE TRIGERAÇÃO RENOVÁVEL E ARMAZENAMENTO COMBINADO DE CALOR/FRIO/ENERGIA NA MICRO-REDE DE EDIFÍCIOS PÚBLICOS ESPECIFICAMENTE SUJEITOS A SUSTENTABILIDADE, CONFORTO E PADRÃO NZEB..... 302

PLANTA FRESNEL DE GENERACIÓN DE VAPOR PARA LA FÁBRICA DE HEINEKEN EN VALENCIA..... 314

CARACTERIZACIÓN EXPERIMENTAL DE UN INTERCAMBIADOR DE CALOR ADAPTADO A UN MÓDULO FOTOVOLTAICO..... 324

IMPACTO DOS INTERVALOS MÉDIOS USADOS NA IDENTIFICAÇÃO DE PARÂMETROS COM O MÉTODO DE ENSAIO QUASI-DINÂMICO (DE ACORDO COM A ISO 9806:2017)..... 335

INFLUÊNCIA DA METODOLOGIA EXPERIMENTAL DE REMOÇÃO DE ÓXIDOS NA AVALIAÇÃO DA VELOCIDADE DE CORROSÃO DE AÇOS INOXIDÁVEIS EM CONTACTO COM SAIS FUNDIDOS..... 347

PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO VERDE MEDIANTE CICLOS TERMOQUÍMICOS EMPLEANDO ENERGÍA SOLAR DE CONCENTRACIÓN A TRAVÉS DE UNA PEROVSKITA $La_{0,8}Al_{0,2}NiO_{3\pm\delta}$ SINTETIZADA POR MOLIENDA REACTIVA..... 350

UN SISTEMA INNOVADOR DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA TÉRMICA POR CALOR LATENTE PARA PLANTAS TERMOSOLARES CON *POWER TO HEAT*..... 358

ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA E ARMAZENAMENTO DE ENERGIA 370

MEDIDA RELATIVA DE IAM EN MÓDULOS FOTOVOLTAICOS COMERCIALES 371

ESTRATEGIA DE RECUPERACIÓN DE SILICIO Y CONTACTOS METÁLICOS DURANTE EL RECICLADO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS 380

DESENVOLVIMENTO E TESTE DE UM MICROSCÓPIO PARA QUANTIFICAR O EFEITO DA DEPOSIÇÃO DE POEIRAS EM TECNOLOGIAS SOLARES 392

DETERMINACIÓN DE LA RADIACIÓN SOLAR EN MÉXICO EMPLEANDO DATOS SATELITALES 398

PLANTA FOTOVOLTAICA EXPERIMENTAL DE PEQUEÑO TAMAÑO ORIENTADA AL ANÁLISIS Y MODELADO A LARGO PLAZO DE LA TECNOLOGÍA BIFACIAL 410

ANÁLISE DE DESEMPENHO DE SISTEMA DE CONCENTRAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICO TÉRMICA 422

UNIVERSIDAD DE JAÉN: MODELADO DEL COMPORTAMIENTO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS BIFACIALES INTEGRADOS EN SMART-TREES USANDO TÉCNICAS DEEP LEARNING (PROYECTO MOBILETE) 434

CARACTERIZACIÓN DE UN SISTEMA BIFACIAL DE 3.3 KW EN LA UNIVERSIDAD DE JAÉN 446

UNA APLICACIÓN BASADA EN ARDUINO PARA EL SEGUIMIENTO RUTINARIO DE LAS CURVASi-V DE PANELES FOTOVOLTAICOS 457

ESTUDIO DEL PROCESO DE DEGRADACIÓN DE PEROVSKITAS DE HALURO DE PLOMO ($CsPbIBr_2$) BAJO LUZ ULTRAVIOLETA 466

SEGUIMIENTO DE SOILING EN PANELES SOLARES Y ANÁLISIS ANALÍTICO DE CURVAS CARACTERÍSTICAS 473

PROTOTIPO DE CONCENTRADOR SOLAR SUNDIAL PARA LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA 480

ELETRICIDADE SOLAR PARA AUTO-CONSUMO EM APLICAÇÕES MÓVEIS 491

CLASIFICACIÓN DE RAMPAS DE IRRADIANCIA SOLAR EN CENTRALES FOTOVOLTAICAS 502

MINIMIZACIÓN DE LA PROBABILIDAD DE PÉRDIDA DE CARGA EN UNA EXPLOTACIÓN DE OVINO LECHERO ALIMENTADA POR UN SISTEMA FOTOVOLTAICO AISLADO 513

DISEÑO, OPTIMIZACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE MÓDULOS CPV CON SEGUIMIENTO INTEGRADO PARA VARIOS FACTORES DE CONCENTRACIÓN 524

EVALUACIÓN DEL PROCESO DE SOLDADURA MIG/MAG DE ACERO 316L CON Y SIN OSCILACIÓN PARA SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO TÉRMICO CON SALES FUNDIDAS. 536

REVISIÓN DEL ESTADO DE LOS PANELES SOLARES DESPUÉS DE 20 AÑOS DE OPERACIÓN EN LAS PROPIAS PLANTAS FOTOVOLTAICAS MEDIANTE TÉCNICAS IN-SITU 542

DIAGNÓSTICO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS ALCANZADOS POR UNA TORMENTA DE GRANIZO 555

CALIBRACIÓN EN EXTERIOR DE PIRANÓMETROS DIGITALES: DETERMINACIÓN DE LA RESPONSIVIDAD Y ANÁLISIS DE FUENTES DE ERROR 561

CARACTERIZACIÓN DEL CAMPO DE VISIÓN DE LA RED DE PIRANÓMETROS DE LA ETSIDI-UPM PARA EL ESTUDIO DE MOVIMIENTO DE NUBES 570

CARACTERIZACIÓN DE UN ARREGLO FOTOVOLTAICO DENSAMENTE EMPAQUETADO CON HOMOGENEIZADOR EN UN HORNO SOLAR DE ALTO FLUJO RADIATIVO 582

ENERGIA SOLAR PARA PRODUÇÃO DE ELETRICIDADE E PROCESSOS INDUSTRIAIS ... 593

ESTIMACIÓN DEL INGRESO ECONÓMICO DE LAS CENTRALES TERMOSOLARES EN EL MERCADO ELÉCTRICO ANTE LA FUTURA SITUACIÓN PNIEC 2030 594

EVALUACIÓN DEL RENDIMIENTO DE UN CAPTADOR SOLAR MULTIFUNCIONAL 606

INFLUENCIA DE VARIOS FLUIDOS DE TRABAJO EN LA EFICIENCIA DE UN RECEPTOR SOLAR VOLUMÉTRICO PRESURIZADO 620

PROPUESTA DE HIBRIDACIÓN SOLAR DE LA CENTRAL GEOTÉRMICA CERRO PRIETO 633

OPTIMIZACIÓN MULTIOBJETIVO DE UNA PLANTA HÍBRIDA DE ENERGÍA SOLAR CONCENTRADA ACOPLADA A UN CICLO BRAYTON DE CO2 SUPERCRÍTICO. 644

ESTUDIO DEL POTENCIAL DE INTEGRACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES EN BODEGAS DE BALEARES 657

OPTIMIZACIÓN DE LA OPERACIÓN DE UNA PLANTA HÍBRIDA CSP+PV+P2H2P 666

PROYECTO ASTEP: ESTADO Y PROGRESO HASTA 2024 679

DISEÑO DE INTERCAMBIADORES DE CALOR HELICOIDALES PARA EL ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA EN UNA CENTRAL TERMOSOLAR CON RECEPTOR DE SODIO Y CICLO DE CO_2 SUPERCRÍTICO 690

EVALUACIÓN COMPARATIVA DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS Y SOLARES TÉRMICOS PARA CALOR INDUSTRIAL: EFECTO ECONÓMICO DE LA VENTA DEL EXCESO DE ELECTRICIDAD 702

ANÁLISIS TECNO-ECONÓMICO DEL SUNDIAL PARA PLANTAS DE CALOR DE PROCESOS INDUSTRIALES EN ALTAS LATITUDES 710

GENERACIÓN DE VAPOR EN INDUSTRIA CON COLECTORES SOLARES FRESNEL Y BOMBA DE CALOR DE ALTA TEMPERATURA 720

PUESTA EN MARCHA DE DOS COLECTORES SOLARES SUNDIAL PARA CALOR DE PROCESOS INDUSTRIALES Y SU BALANCE DE PLANTA 732

SISTEMA COMBINADO DE COLECTORES SOLARES FRESNEL Y ALMACENAMIENTO TÉRMICO EN HORMIGÓN USANDO AIRE PARA CALOR DE PROCESO INDUSTRIAL 741

EVALUACIÓN TERMODINÁMICA DE UNA TURBINA DE GAS CON PRECALENTAMIENTO SOLAR 754

ENERGIA SOLAR NO AMBIENTE CONSTRUÍDO E NAS COMUNIDADES 765

ENERGIA SOLAR NO AMBIENTE URBANO: CASO DE ESTUDO, DESAFIOS, ABORDAGENS E INVESTIGAÇÃO 766

ESTUDIO DE HIBRIDACIÓN DE ENERGÍAS FOTOVOLTAICA Y TÉRMICA EN LA UNIVERSITAT DE LES ILLES BALEARS PARA TENER UN BALANCE CERO DE EMISIONES. 776

COMUNIDADES ENERGÉTICAS PARA LA DESCARBONIZACIÓN DE LA DEMANDA DE CALOR/FRÍO EN EL SECTOR TURÍSTICO 783

DIMENSIONADO DE SISTEMA DE AUTOCONSUMO CON Y SIN ALMACENAMIENTO PARA COMUNIDADES ENERGÉTICAS 794

ANÁLISIS DE AEROSOLES REGISTRADOS EN LA ESTACIÓN METEOROLÓGICA DE SEVILLA E IDENTIFICACIÓN AUTOMÁTICA DE PERIODOS DE CALIMA 803

ANÁLISE DA COMUNIDADE DE ENERGIAS RENOVÁVEIS DO CENTRO HUMANITÁRIO DE ÉVORA DA CRUZ VERMELHA DE PORTUGAL 816

ANÁLISIS DE LA COMPLEMENTARIEDAD DEL BONO SOCIAL ELÉCTRICO Y EL AUTOCONSUMO COLECTIVO PARA CONSUMIDORES EN POBREZA ENERGÉTICA 826

ANÁLISIS Y DEFINICIÓN DE INDICADORES DEL IMPACTO SOCIO-ECONÓMICO DE LAS COMUNIDADES ENERGÉTICAS FOTOVOLTAICAS: CASO PRÁCTICO PARA LA COMARCA DE CALATAYUD 840

COBERTURAS VERDES E SISTEMAS SOLARES – UMA SOLUÇÃO INTEGRADA 852

FABRICACION Y USO DE DESTILADORES SOLARES EN LA ZONA ARIDA DEL CENTRO-OESTE DE ARGENTINA 861

O EDIFÍCIO MODERNISTA PAVILHÃO DE ÓBITOS LUIZ NUNES PODE SER CONSIDERADO UMABOA ARQUITETURA BIOCLIMÁTICA (SEM USO DE MEIOS MECÂNICOS) PARA GERAR CONFORTO TÉRMICO? 871

EL DERECHO AL SOL EN EL URBANISMO CONTEMPORÁNEO: UN CASO DE ESTUDIO EN EL SEGUNDO ENSANCHE DE PAMPLONA 881

ANÁLISIS DE LOS EFECTOS TÉRMICOS Y ENERGÉTICOS DEL CONTROL PRECISO EN FLUJO DE AIRE EN FACHADAS DE DOBLE PIEL (DSF): DETERMINACIÓN DE ESTADOS ÓPTIMOS 893

ENERGIA SOLAR PARA A ÁGUA E A AGRICULTURA 894

CARACTERIZACIÓN DE UN SISTEMA DE SECADO CON UNA BOMBA DE CALOR FOTOVOLTAICA 895

MODELADO DEL DESEMPEÑO ÓPTICO E HIDRODINÁMICO DE UN FOTOCATALIZADOR MONOLÍTICO EN UN FOTOREACTOR SOLAR 906

A UTILIZAÇÃO DE RECURSOS ALTERNATIVOS DE ÁGUA PARA A PRODUÇÃO DE HIDROGÉNIO VERDE ELECTROLÍTICO: O IMPACTO DOS CUSTOS DA DESSALINIZAÇÃO DE ÁGUA MARINHA 919

AGRIVOLTAICO: INTRODUÇÃO E POTENCIAL EM PORTUGAL 930

MODERNIZACIÓN DE BOMBEOS CON GENERACIÓN SOLAR EN CONTEXTOS DE ASISTENCIA HUMANITARIA: EVIDENCIAS E IMPACTOS 941

Hibridação e Integração no Sistema Energético 954

ESTIMACIÓN DEL POTENCIAL DE LA ENERGÍA SOLAR FLOTANTE BASADO EN HERRAMIENTAS SIG. CASO DE USO: MASAS DE AGUA DE DOMINIO PÚBLICO DE LA PROVINCIA DE ÁVILA (ESPAÑA) 955

ANÁLISIS TERMOECONÓMICO DE UNA PLANTA HÍBRIDA CSP/PV EN SEVILLA CON PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO VERDE 967

DESARROLLO DE MODELOS DE PREDICCIÓN DE LA RADIACIÓN SOLAR DIRECTA BASADOS EN REDES NEURONALES MEDIANTE EL USO DE IMÁGENES 979

CLASIFICACIÓN DE BASES DE DATOS DE RADIACIÓN SOLAR LIBRES 991

DESCARBONIZAR MICRO/MINI-REDES ATRAVÉS DA COMPLEMENTARIEDADE DA PRODUÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA E EÓLICA 1005

COMPARACIÓN ENTRE MÉTODOS DE CALIBRACIÓN DE PIRANÓMETROS EN EXTERIOR CONFORME A LA NORMA ISO 9846 1018

A UTILIZAÇÃO DE SAIS FUNDIDOS COMO MATERIAL DE ARMAZENAMENTO TÉRMICO EM BATERIAS DE CARNOT 1031

AVALIAÇÃO DA COMPETITIVIDADE DE CONFIGURAÇÕES TECNOLÓGICAS DE CENTRAIS SOLARES COM ARMAZENAMENTO NO ESPAÇO IBEROAMERICANO 1046

Hybridisation of the zeolites seasonal thermal energy storage system prototype wicth is focus on residential building for air conditioning 1059

COMPARACIÓN DE DATOS DEL NSRDB CON ESTACIONES DE LA RED SOLARIMÉTRICA MEXICANA 1072

ESTIMACIÓN DE LA ALTURA DE NUBES CON IMÁGENES DE CÁMARA DE CIELO TERMOGRÁFICA 1086

MODELAÇÃO REGIONAL DE PRODUÇÃO FOTOVOLTAICA: NUANCES ESPECÍFICAS E DESAFIOS 1088

TRANSIÇÃO ENERGÉTICA: POLÍTICA, FINANCIAMENTO, CONSCIENTIZAÇÃO 1089

O APARECIMENTO DA TECNOLOGIA FOTOVOLTAICA EM PORTUGAL: DE UMA SEMENTE NOS ANOS 50 AOS PRIMEIROS SISTEMAS NOS ANOS 80 1090

EXPERIENCIA DE COCCIÓN SOLAR EN LA PENINSULA IBÉRICA 1091

DE LA TEORÍA A LA ACCIÓN: UN VIAJE PRÁCTICO A TRAVÉS DE LA ENERGÍA RENOVABLE EN EL LABORATORIO CIUDADANO CAMPUS SUR-UPM 1101

METODOLOGÍA DOCENTE PARA DISEÑO, CONSTRUCCIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE CÉLULAS SOLARES DE COLORANTE 1112

DISEÑO DE MATERIAL EDUCATIVO PARA MEDICIÓN Y ANÁLISIS DE LA RADIACIÓN SOLAR 1125

A INFRAESTRUTURA INIESC NO CONTEXTO DA EU-SOLARIS: ACTIVIDADES E PERSPECTIVAS FUTURAS 1137

METODOLOGÍA PARA MINIMIZAR EL IMPACTO SOCIAL Y AMBIENTAL EN LA IMPLANTACIÓN DE GRANDES PLANTAS FOTOVOLTAICAS. CASOS DE ESTUDIO EN ANDALUCÍA..... 1150

AGÊNCIA REGIONAL S.ENERGIA / OBSERVATÓRIO FOTOVOLTAICO: UMA PARCERIA PROVEITOSA 1162

DIPLOMATURA EN ARQUITECTURA SUSTENTABLE: INTEGRACION DE ENERGIAS RENOVABLES EN EL PROYECTO ARQUITECTONICO 1169

ENERGIA SOLAR TÉRMICA E ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

VALUACIÓN ECONÓMICA DE UN SISTEMA NOVEDOSO BASADO EN ENERGÍA SOLAR Y BIOMASA PARA APLICACIONES RESIDENCIALES EN CLIMAS CONTINENTALES

Baumgarten S.*, Borri E.**, Zsembinszki G.**, Charalampidis A.***, Karellas S.***, Opel O.*, Cabeza L.F.**

* Institute for the Transformation of the Energy System, West Coast University of Applied Sciences, Markt 18, 25746, Heide, Germany opel@fh-westkueste.de

** GREiA Research Group, University of Lleida, Pere de Cabrera s/n, 25001-Lleida, Spain, luisaf.cabeza@udl.cat

*** Laboratory of Steam Boilers and Thermal Plants, National Technical University of Athens, 15780, Athens, Greece, sotokar@mail.ntua.gr

RESUMEN/RESUMO

En el marco del proyecto H2020 SolBio-Rev, financiado con fondos europeos, se desarrolló un sistema energético basado en el uso de energía solar y biomasa para aumentar la proporción de fuentes renovables para calefacción, refrigeración, agua caliente sanitaria (ACS) y electricidad. El sistema está compuesto por componentes avanzados que incluyen colectores solares (con tecnología de tubos de vacío) con generadores termoeléctricos, una bomba de calor/ciclo Rankine orgánico reversible (ORC), almacenamiento de energía térmica sensible, un enfriador de absorción y una caldera de biomasa altamente eficiente. Aunque un sistema novedoso puede aumentar la eficiencia general, el aumento de la complejidad de los componentes novedosos podría afectar la viabilidad económica de dichas soluciones. En este estudio, se realizó una evaluación económica de un sistema SolBio-Rev optimizado para climas continentales utilizando una metodología de coste del ciclo de vida. Los resultados se compararon con un sistema de referencia estándar diseñado para una vivienda multifamiliar basado en bomba de calor aire-agua (para calefacción y refrigeración), un depósito con calentador eléctrico (para ACS) y paneles fotovoltaicos.

PALABRAS CLAVE/PALAVRAS-CHAVE: Sistema híbrido, energía solar y de biomasa, análisis de costes del ciclo de vida (LCC)

ABSTRACT

In the framework of the EU-funded H2020 project SolBio-Rev, an energy system based on the use of solar energy and biomass was developed to increase the share of renewable sources for heating, cooling, domestic hot water (DHW), and electricity. The system is made of advanced components including solar collectors (with evacuated tubes technology) with thermoelectric generators, a reversible organic Rankine cycle (ORC)/heat pump, sensible thermal energy storage, absorption chiller, and a highly efficient biomass boiler. Although

novel system can increase the overall efficiency, the increase of complexity of novel components could affect the economic viability of such solutions. In this study, an economic assessment of a SolBio-Rev system optimized for continental climates was performed using a life-cycle cost methodology. Results were compared with a standard reference system designed for a multi-family house based on air-water heat pump (for heating, cooling), a tank with an electric heater (for DHW) and PV panels.

KEYWORDS: Hybrid system; solar and biomass energy; life-cycle costing (LCC) analysis

INTRODUCCIÓN/INTRODUÇÃO

El sector de la construcción es uno de los principales actores responsables del uso de energía y representa casi el 40% del consumo total de energía y de las emisiones de gases a la atmósfera. En este caso, la combinación de la eficiencia energética en los edificios con la integración de fuentes renovables es fundamental para lograr una descarbonización profunda de la red. Para proporcionar energía para calefacción, refrigeración, agua caliente sanitaria y electricidad, los sistemas de energía híbridos tienen el potencial de aumentar la proporción de energías renovables y proporcionar una mayor flexibilidad a los sistemas energéticos para que se adapten a una gama más amplia de climas.

El proyecto SolBio-Rev ha recibido financiación del programa de investigación e innovación Horizonte 2020 de la Unión Europea en virtud del acuerdo de subvención nº 814945 para desarrollar un sistema energético para el suministro de agua caliente sanitaria, calefacción, refrigeración y electricidad para cubrir gran parte de las necesidades energéticas de los edificios en Europa. El potencial de SolBio-Rev fue investigado por dos estudios publicados por Palomba et al., definiendo la configuración óptima del sistema para diferentes climas europeos para un escenario futuro 100% renovable (Palomba et al., 2020, 2021). Zsembinszki et al. investigaron la implementación de estrategias de control basado en reglas (RBC) y aprendizaje por refuerzo profundo (DRL) para controlar un sistema SolBio-Rev diseñado para climas mediterráneos (Zsembinszki et al., 2023). El objetivo de este estudio es realizar un análisis de costes del sistema SolBio-Rev utilizando técnicas de coste del ciclo de vida (LCC) y compararlos con un sistema de referencia diseñado para integrarse en una casa multifamiliar ubicada en Nuremberg, Alemania.

METODOLOGÍA

Descripción del sistema

Los componentes principales del sistema SolBio-Rev (Fig. 1) son los colectores solares térmicos con generadores termoeléctricos (TEG), un tanque de almacenamiento, la caldera de biomasa, un enfriador seco, la bomba de calor/ORC reversible y un tanque de almacenamiento intermedio. Las fuentes de energía utilizadas son electricidad procedente de la red, energía térmica procedente de colectores solares y biomasa en forma de pellets de madera. El sistema suministra a varios apartamentos de un edificio multifamiliar las formas de energía necesarias: calefacción, refrigeración y electricidad.

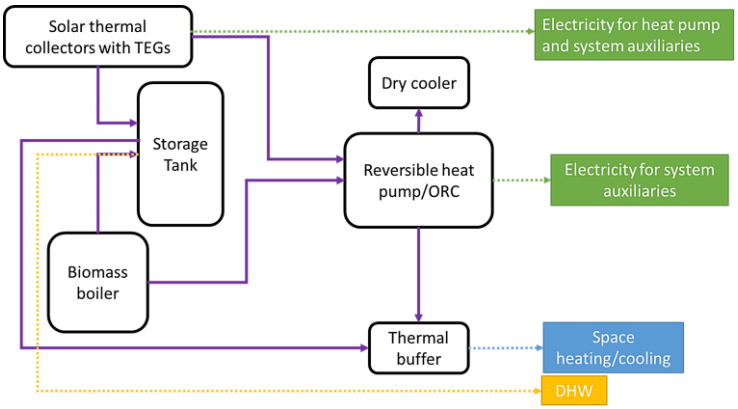


Fig. 1. Esquema del sistema SolBio-Rev

El tamaño de los componentes del sistema SolBio-Rev se optimizó en términos de consumo de energía primaria específica para un edificio multifamiliar, como se muestra en la Tabla 1. El consumo de energía y el tamaño se calcularon asumiendo que el edificio de referencia está ubicado en Nuremberg, Alemania. En este caso se utilizó como referencia para la dimensión una casa multifamiliar del proyecto iNSPiRe (Dipasquale et al., 2014).

Tabla 1. Tamaño de los componentes del sistema SolBio-Rev

Componente	**Tamaño**
Colector solar	42 m^2
TEG	
Tanque de almacenamiento	1000 L
Depósito de inercia	1000 L
Caldera de biomasa	41 kW
Bomba de calor/ORC	30 kW
Enfriador seco	84,6 kW

El sistema de referencia tiene una estructura completamente diferente, tal como se muestra en la Fig. 2.

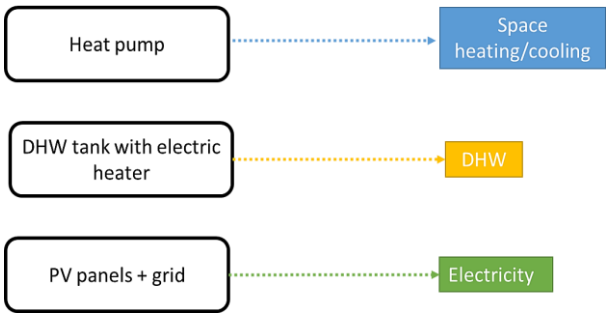


Fig. 2. Esquema del sistema de referencia

Los apartamentos se abastecen de electricidad a través de paneles fotovoltaicos (PV) e inyección a la red. La calefacción y la refrigeración se suministran mediante una bomba de calor aire-agua. El agua caliente es proporcionada por un tanque de almacenamiento con calefacción eléctrica. Además, en este caso, se utilizó el mismo edificio de referencia para calcular de manera óptima el tamaño de los componentes del sistema (Tabla 2) y el consumo de energía. El área resultante de paneles fotovoltaicos corresponde al número máximo posible de módulos para evitar sombras entre paneles fotovoltaicos.

Tabla 2. Tamaño de los componentes del sistema de referencia

Componente	Tamaño
Paneles fotovoltaicos	68 m^2
Bomba de calor	20 kW
Tanque de almacenamiento	420 L
Calefacción auxiliar	9 kW

Evaluación del coste del ciclo de vida (LCCA)

Los costes del ciclo de vida se consideran como un flujo coherente, por lo que los costes incurridos durante el ciclo de vida para el mantenimiento y servicio del sistema de referencia se determinan por separado, teniendo en cuenta una tasa de descuento. En este caso, el período de observación de la LCCA es de 30 años. Se elige el momento actual como el inicio de esta fase de vida, lo que significa que los costes de adquisición no tienen que convertirse en costes presentes, ya que el momento de adquisición es el mismo que el inicio del análisis y, por lo tanto, los costes de adquisición actuales.

Los costes de operación y mantenimiento del sistema de referencia se convierten a valores presentes equivalentes utilizando la Ecuación 1:

$$LCC = \sum_{i=1}^{p} \frac{C_n}{(1+d)^n} \qquad (1)$$

donde C_n es el coste en el año n, d es la tasa de descuento esperada por año, n es el número de años entre la fecha base y la fecha actual, y p es el período de análisis.

Los datos de las subáreas de fabricación, transporte, mantenimiento, servicio, desmontaje y eliminación se basan en los valores del cuestionario cumplimentado por los fabricantes de componentes. Los precios de la electricidad y de la biomasa utilizadas en la planta de SolBio-Rev son valores medios. El precio de la electricidad para 2023 se basa en datos de la Oficina Federal de Estadística (Statistisches Bundesamt, 2024). La previsión hasta el año 2042 se basa en suposiciones del Ministerio Federal de Economía. El nuevo aumento de los costes hasta 2053 se debe a una continuación porcentual de las previsiones del Ministerio de Economía (Zeitung für kommunale Wirtschaft, 2023). En el caso de la biomasa, se utiliza pellets de madera como fuente energética considerando un precio de energía de 5,91 céntimos/kWh. Para el sistema de referencia, los precios promedio de mercado de los componentes utilizados se asumen como base para los costes de inversión del LCCA. Lo mismo se aplica a los costes de transporte e instalación,

que se basan en valores medios para componentes de las mismas dimensiones. Los costes de reparación y mantenimiento se basan en cálculos porcentuales en relación con la suma de inversión de los componentes individuales de acuerdo con las especificaciones establecidas en (Verband Deutscher Ingenieure (VDI), 2012). Los costes de desmantelamiento y eliminación, al igual que los costes de inversión, se basan en los precios medios de mercado de componentes de las mismas dimensiones. Cabe señalar que la eliminación de aparatos eléctricos en cantidades domésticas normales por parte de particulares es gratuita hasta un precio máximo definido o la tasa de eliminación ya está incluida en el precio de compra del aparato.

Esto también se aplica a componentes como bombas de calor y módulos fotovoltaicos. Sin embargo, como el análisis se lleva a cabo desde la perspectiva de un inversor, los costes de disposición se consideran desde una perspectiva comercial y, en consecuencia, se incluyen en el cálculo.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Los costes totales de compra e instalación del sistema SolBio-Rev (Tabla 3) ascienden a 127.031,00 €. Esta elevada inversión se debe a los elevados costes de los componentes individuales, que se deben a su respectivo dimensionamiento y tecnología. Los costes de los TEG están incluidos en los de los colectores solares de la lista. Los costes de sustitución se tienen en cuenta en el análisis, ya que la vida útil supuesta de los componentes individuales es más corta que el período de observación de 30 años. Esta compensación prolonga la vida útil, ya que la sustitución de piezas de desgaste generalmente se describe en esta partida de coste.

Tabla 1. Costes de equipamiento e instalación del sistema SolBio-Rev

Módulo	**Gastos de adquisición y transporte de equipos (€)**	**Coste de instalación (€)**
Colector solar	44.661,00	2.240,00
TEG	2.650,00	240,00
Tanque de almacenamiento	1.650,00	240,00
Depósito de inercia	28.500,00	5.500,00
Caldera de biomasa	28.600,00	2.800,00
Bomba de calor/ORC	9.500,00	450,00
Coste total de adquisición	115.561,00	11.470,00
Total	127.031,00	

Los altos costes anuales de mantenimiento de la caldera de biomasa son el resultado de la naturaleza estructural del sistema. La caldera consta de varios conjuntos con una alta proporción de componentes mecánicos, como el transportador de tornillo para la alimentación de pellets. En comparación con los componentes con un comportamiento

predominantemente estático, esto se traduce en un aumento de los costes de mantenimiento (Tabla 2).

Tabla 2. Costes de mantenimiento y sustitución del sistema SolBio-Rev

Módulo	**Costes de reposición (€)**	**Gastos de mantenimiento (€)**
Colector solar	1.016,00	1.800,00
TEG	0,00	0,00
Tanque de almacenamiento	0,00	0,00
Depósito de inercia	0,00	12.000,00
Caldera de biomasa	15.000,00	6.000,00
Bomba de calor/ORC	300,00	0,00
Coste total de adquisición	16.316,00	19.800,00
Total	36.116,00	

En comparación con otros sistemas energéticos, el sistema SolBio-Rev tiene mayores costes de desmantelamiento y eliminación (Tabla 3), especialmente en el área de la bomba de calor/ORC.

Tabla 3. Costes al final de la vida útil del sistema SolBio-Rev

Módulo	**Coste de desmontaje y eliminación (€)**
Colector solar	590,00
TEG	120,00
Tanque de almacenamiento	120,00
Depósito de inercia	1.900,00
Caldera de biomasa	3.200,00
Bomba de calor/ORC	500,00
Coste total de adquisición	590,00
Total	6.430,00

Esto equivale a los costes de reparación y mantenimiento debido a la complejidad del sistema. Los ensamblajes altamente complejos consisten en una gran cantidad de materiales diferentes que se unen en procesos de fabricación complejos. La separación y el reciclaje de estos materiales requiere tecnologías y equipos especializados que incurren en costes adicionales.

En cuanto a los costes de desmantelamiento y eliminación, los mayores costes los soportan los componentes técnicamente complejos, a saber, la bomba de calor/ORC y la caldera de biomasa, incluidos los periféricos. En relación con los costes de inversión, los costes de fin de vida útil de los colectores solares son significativamente menores.

Sistema de referencia

Debido a la naturaleza tecnológica simple de los componentes utilizados en el sistema de referencia en comparación con el sistema SolBio-Rev, se puede demostrar que los costes de adquisición son considerablemente más bajos (Tabla 4). Los elementos individuales más grandes son el sistema fotovoltaico y la bomba de calor.

Tabla 4. Costes de equipamiento e instalación del sistema de referencia

Módulo	**Gastos de adquisición y transporte (€)**	**Coste de instalación (€)**
Paneles fotovoltaicos	16.350,00	2.400,00
Bomba de calor	870,00	150,00
Tanque de almacenamiento	12.500,00	600,00
Calefacción auxiliar	950,00	150,00
Coste total de adquisición	30.670,00	3.300,00
Total	33.970,00	

Las cargas mecánicas solo se producen en una medida muy pequeña en el sistema de referencia. Como resultado, los costes de mantenimiento y servicio (Tabla 7) causados por el desgaste son bajos en relación con la complejidad del sistema. Los costes totales de adquisición e instalación del sistema de referencia ascienden a 33.970,00 €.

Tabla 5. Costes de mantenimiento y sustitución del sistema de referencia

Módulo	**Costes de reposición (€)**	**Gastos de mantenimiento (€)**
Paneles fotovoltaicos	1.600,00	1.600,00
Bomba de calor	0,00	0,00
Tanque de almacenamiento	7.200,00	2.400,00
Calefacción auxiliar	160,00	80,00

Coste total de adquisición	8.960,00	4.080,00
Total	13.040,00	

Los costes de desmantelamiento y eliminación (Tabla 6) se componen de varios componentes que deben considerarse cuidadosamente durante los trabajos de desmantelamiento.

Tabla 6. Sistema de referencia de costes al final de la vida útil

Módulo	**Costes de desmantelamiento y eliminación (€)**	**Vida útil (años)**
Paneles fotovoltaicos	1.750,00	20
Bomba de calor	120,00	20
Tanque de almacenamiento	950,00	20
Calefacción auxiliar	270,00	20
Coste total de adquisición	1.750,00	20
Total	3.090,00	

Una parte significativa de estos costes está relacionada con los costes de mano de obra para personal calificado, incluidos ingenieros, artesanos y otros profesionales que realizan el desmantelamiento. Los costes de los materiales también juegan un papel importante e incluyen los gastos de herramientas, maquinaria, equipo de protección y otros equipos necesarios para un desmantelamiento seguro y eficiente. Un elemento importante son los costes de eliminación, que cubren las tasas de eliminación y reciclaje de los materiales desmantelados. Estos incluyen los costes de transporte a las plantas de reciclaje o vertederos, así como las tarifas correspondientes para la eliminación de residuos. También es posible que se requieran regulaciones ambientales y aprobaciones oficiales, lo que genera costes adicionales. La preparación de un concepto de desmantelamiento detallado y la planificación de los trabajos de desmantelamiento requieren conocimientos especializados y también tienen costes asociados. Las medidas de seguridad, incluidos los equipos, las salvaguardias y las instalaciones de vigilancia, son esenciales para garantizar la protección de los trabajadores y el medio ambiente.

Los costes de transporte para la retirada de los materiales desmantelados a los vertederos o a las instalaciones de reciclaje también contribuyen al cálculo global e incluyen el uso de vehículos y las tasas logísticas correspondientes.

Debido a la estructura comparativamente simple del sistema de referencia, los factores descritos que influyen en la cantidad de costes de desmantelamiento y eliminación solo resultan en gastos bajos de 3.090,00 €.

La distribución de los costes de adquisición se muestra en Fig. 1. Con un 48%, la bomba de calor/ORC y la caldera de biomasa representan casi la mitad de los costes totales. Otro factor de coste importante son los colectores solares y los TEG, que representan el 30% de los costes totales. Esto significa que los componentes principales del sistema representan el 75% de los costes.

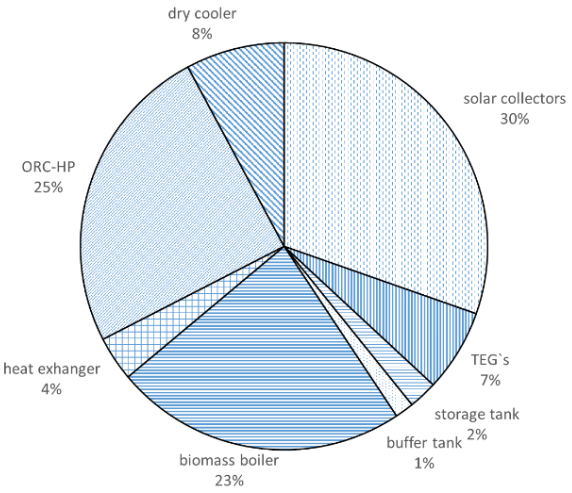


Fig. 1. Porcentaje de los costes de inversión del sistema SolBio-Rev

Un modelo alternativo contempla un sistema SolBio-Rev modificado. En esta configuración, no se utilizan colectores solares ni TEG y el sistema se optimiza sobre la misma base que el sistema original. Si se omiten los colectores solares y los TEG, se obtiene una distribución de costes del 39% para la bomba de calor/ORC y del 37% para la caldera de biomasa (Fig. 2). Los costes restantes se dividen entre el enfriador seco (12%), el intercambiador de calor (6%) y el almacenamiento (4%) y los tanques de inercia (2%).

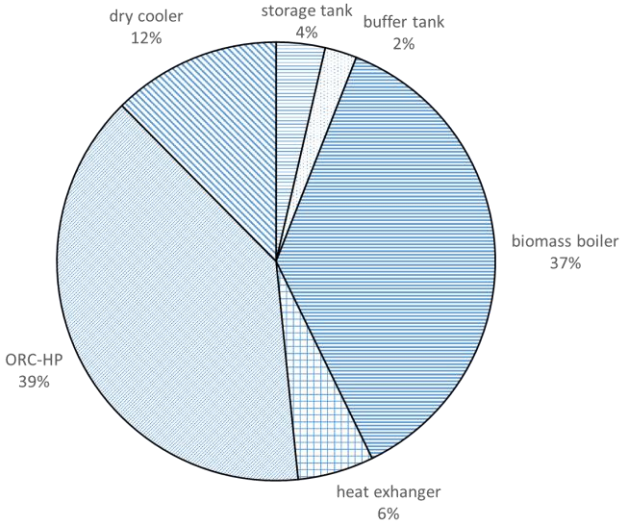


Fig. 2. Porcentaje de los costes de inversión del sistema SolBio-Rev sin colectores solares

Los costes de inversión del sistema de referencia (Fig. 5) se dividen en gran medida entre la bomba de calor y los módulos fotovoltaicos, con un total del 94%. En detalle, el 39% de los costes son atribuibles a la bomba de calor y el 55% a los módulos fotovoltaicos. El

6% restante se divide a partes iguales entre el tanque de almacenamiento y la calefacción auxiliar.

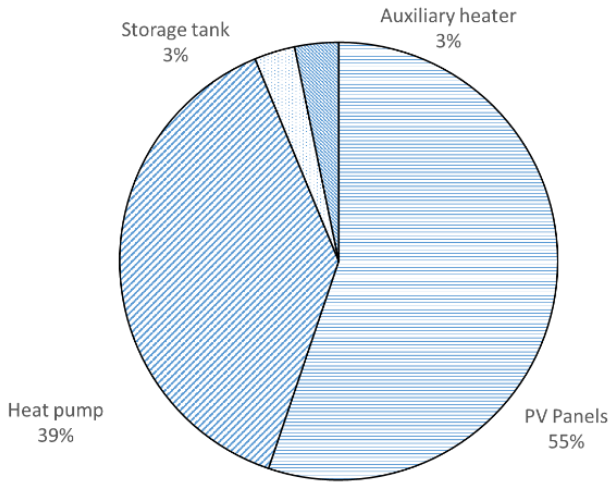


Fig. 5. Porcentaje del sistema de referencia de los costes de inversión

La comparación de sistemas ilustrada en Fig. 3 muestra las diferentes distribuciones de los costes totales de todos los modelos examinados. Para todos los sistemas, está claro que la inversión inicial representa la mayor parte de los costes totales. La modificación del sistema SolBio-Rev mediante el cálculo del modelo sin colectores solares ni TEG muestra que, aparte de los costes de inversión, apenas hay cambios significativos en el resto de costes. Los costes de reparación y mantenimiento, los costes de funcionamiento y los costes de desmantelamiento y eliminación se encuentran en un nivel similar para ambas variantes del sistema SolBio-Rev. Existen grandes diferencias en los costes de inversión. En este caso, las variantes del sistema SolBio-Rev no pueden coincidir con el sistema de referencia en la situación inicial del análisis. Ni siquiera el ahorro de costes de los colectores solares y los TEG puede reducir los costes a un nivel similar. Al observar los costes totales del ciclo de vida de los sistemas analizados, está claro que el potencial de ahorro energético del sistema SolBio-Rev con colectores solares no puede compensar los mayores costes de inversión. La inversión inicial es el mayor factor de coste para los tres sistemas analizados.

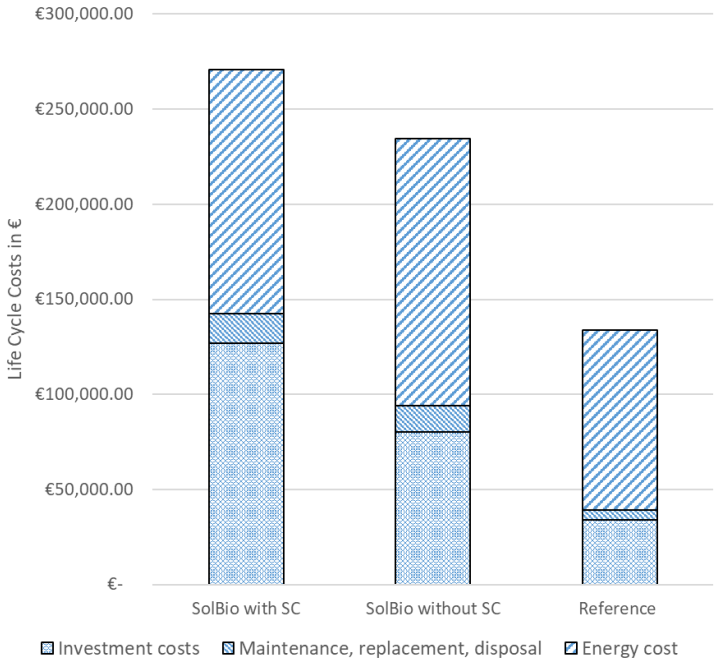


Fig. 3. Costes del ciclo de vida de los sistemas

Las grandes diferencias en los costes de inversión en comparación se deben a la variación técnica de los sistemas. En particular, los componentes complejos conducen a mayores costes de adquisición. Los costes más bajos para todos los sistemas se incurren en el área de costes de mantenimiento, reparación y eliminación. Los costes energéticos varían entre los sistemas analizados en un rango que ronda los 34.000,00 €.

CONCLUSIONES

En este estudio, se comparó el coste del sistema SolBio-Rev con un sistema de referencia centrado en la tecnología fotovoltaica y de bombas de calor. Una comparación directa de los sistemas muestra una diferencia de 137.025,39 € entre el sistema SolBio-Rev con colectores solares y el sistema de referencia en términos de costes de vida útil, y una diferencia de 100.775,45 € entre el sistema SolBio-Rev sin colectores solares y el sistema de referencia. La relación entre la fuente de energía y, en el caso del sistema SolBio-Rev, la relación entre la energía comprada a la red eléctrica y la energía proporcionada por la combustión de pellets, se identificó como un factor significativo en esta parte de los costes totales. Como otra opción teórica para reducir los costes energéticos del sistema SolBio-Rev al nivel del sistema de referencia, en el estudio se redujo el precio energético de la electricidad comprada a la red. Se encontró que esta aproximación requiere que el precio de la energía sea del 31% para ser competitivo con un sistema de referencia. Como se ha mostrado, existen diferencias significativas en los costes de inversión entre el sistema SolBio-Rev y el sistema de referencia. La experiencia ha demostrado que el uso de varias tecnologías nuevas en una nueva combinación de sistemas a menudo conduce a un aumento en el coste de estos elementos. En general, muchos conceptos innovadores en el campo de las energías renovables aún se encuentran en fase experimental. Los métodos nuevos e innovadores de generación de energía tienen el potencial de cambiar el sector

energético a largo plazo. Sin embargo, estas tecnologías siguen siendo caras en la actualidad debido a su complejidad y a su limitada disponibilidad comercial. Sin embargo, el enfoque en la investigación y el desarrollo ayudará a que estas tecnologías sean más eficientes y rentables una vez alcancen la madurez del mercado.

AGRADECIMIENTOS

Este proyecto está financiado por el Programa de Investigación e Innovación Horizon 2020 de la Unión Europea en virtud del acuerdo de subvención 814945 (SolBio-Rev). Este trabajo cuenta con el apoyo parcial de ICREA en el marco del programa ICREA Academia. Los autores agradecen al Departament de Recerca i Universitats de la Generalitat de Cataluña la acreditación de calidad otorgada a su grupo de investigación (2021 SGR 01615). GREiA es agente TECNIO certificado en la categoría de desarrolladores tecnológicos de la Generalitat de Cataluña.

REFERENCIAS/REFERÊNCIAS

Dipasquale, C., Fedrizzi, R., Bellini, A., D'Antoni, M., Bales, C., Gustafsson, M., Ochs, F., Dermentzis, G., & Birchall, S. (2014). D2. 1c Simulation Results of Reference Buildings. EC FP7 Project INSPiRe, Grant Agreement, 314461.

Palomba, V., Borri, E., Charalampidis, A., Frazzica, A., Cabeza, L. F., & Karellas, S. (2020). Implementation of a solar-biomass system for multi-family houses: Towards 100% renewable energy utilization. Renewable Energy, 166, 190–209. https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.11.126

Palomba, V., Borri, E., Charalampidis, A., Frazzica, A., Karellas, S., & Cabeza, L. F. (2021). An Innovative Solar-Biomass Energy System to Increase the Share of Renewables in Office Buildings. Energies, 14(4), 914. https://doi.org/10.3390/en14040914

Statistisches Bundesamt. (2024). Erdgas- und Stromdurchschnittspreise. https://www.destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Preise/Erdgas-Strom-DurchschnittsPreise/_inhalt.html#_plt8jl4hf

Verband Deutscher Ingenieure (VDI). (2012). VDI 2067 Part 1: 2012-09 - Economic Efficiency of Building Installations—Fundamentals and Economic Calculation. VDI.

Zeitung für kommunale Wirtschaft. (2023, June 20). Strompreise: Habeck-Ministerium legt Prognose bis 2042 vor. https://www.zfk.de/politik/deutschland/strompreis-prognose-2042-habeck-ministerium#:~:text=Strompreis%3A%2037%20bis%2042%20Cent,pro%20kWh%20im%20Jahr%202042

Zsembinszki, G., Fernández, C., Borri, E., & Cabeza, L. F. (2023). Application of deep learning techniques to minimize the cost of operation of a hybrid solar-biomass system in a multi-family building. Energy Conversion and Management, 288, 117152.

DISEÑO DE UN HORNO SOLAR DE ALTO FLUJO DE BAJA ESCALA

González-Mora E.*, Rincón-Mejía E.A.**

*Ingeniería en Sistemas Energéticos Sustentables, Facultad de Ingeniería, Universidad Autónoma del Estado de México, Cerro de Coatepec S/N, Toluca, 50110, (Estado de México) México, egonzalemo@uaemex.mx

**Programa de Energía, Universidad Autónoma de la Ciudad de México, San Lorenzo 290, Benito Juárez, 03100, (Ciudad de México) México, eduardo.rincon@uacm.edu.mx

RESUMEN/RESUMO

El estudio se centra en el diseño y evaluación preliminar de un horno solar de alto flujo radiativo (HSAFR) de baja escala, con un enfoque en la óptica anidólica combinada con espejos y lentes. Se exploraron diversas configuraciones ópticas para optimizar el rendimiento del HSAFR, destacando el uso de heliostatos planos y un disco parabólico para redirigir y concentrar eficientemente la radiación solar hacia el receptor. Se emplearon sistemas sin formación de imagen del tipo CPC en la segunda etapa de concentración. El HSAFR propuesto utiliza un disco parabólico de 1.5 m de diámetro y se evaluaron dos opciones de CPC: una con vidrio y otra con espejos. Los resultados muestran que el diseño logra concentraciones geométricas significativas, lo que se traduce en altas temperaturas en el receptor, esenciales para diversas aplicaciones en investigación. La concentración geométrica, el CAP y el desbordamiento del étendue fueron parámetros clave analizados, revelando la viabilidad y eficacia del diseño propuesto para generar altas temperaturas con un enfoque de baja escala.

PALABRAS CLAVE/PALAVRAS-CHAVE: Horno Solar, Diseño Optogeométrico, Étendue

ABSTRACT

The study focuses on the design and preliminary evaluation of a low-scale high solar flux solar furnace (HSAFR) with a focus on anidolic optics combined with mirrors and lenses. Various optical configurations were explored to optimize the performance of the HSAFR, highlighting the use of flat heliostats and a parabolic dish to efficiently redirect and concentrate solar radiation to the receiver. Non-imaging systems of the CPC type were employed in the second stage of concentration. The proposed HSAFR uses a 1.5 m diameter parabolic dish and two CPC options were evaluated: one with glass and one with mirrors. The results show that the design achieves significant geometric concentrations, resulting in high temperatures at the receiver, essential for various research applications. Geometric concentration, CAP and étendue overflow were key parameters analyzed, revealing the feasibility and effectiveness of the proposed design to generate high temperatures with a low-scale approach.

KEYWORDS: Solar Furnace, Optogeometric Design, Étendue

INTRODUCCIÓN

Las aplicaciones de la energía solar son diversas y abarcan una amplia gama de temperaturas. Se emplea en aplicaciones de baja temperatura, para generar calor en procesos industriales de hasta 400 ºC, así como en centrales de concentración solar de potencia que pueden superar los 600 ºC, y en aplicaciones de química solar que alcanzan temperaturas superiores a los 1000 ºC (Duffie & Beckman, 2013). Este amplio espectro de aplicaciones resalta el potencial significativo de la energía solar. Se ha documentado en la literatura que el valor exergético de esta fuente renovable es considerablemente alto (González-Mora et al., 2023). Además, los sistemas solares tienen la capacidad de alcanzar la temperatura efectiva del Sol, fijada en 5777 K, según lo establecido por el límite termodinámico (Goswami, 2015).

En la actualidad, se encuentran disponibles diversos sistemas de concentración solar, cada uno de los cuales opera dentro de un rango limitado, principalmente determinado por consideraciones ópticas y, en paralelo, por los materiales utilizados en su construcción. Se define un concentrador solar como un dispositivo óptico diseñado para desviar el flujo de radiación solar incidente desde un área de apertura A_{ap} hacia un área de menor tamaño, donde se ubica el receptor A_r (ver Fig. 1).

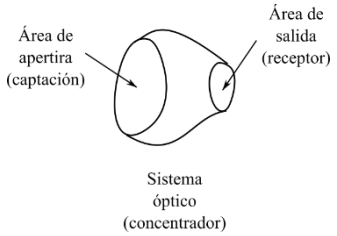


Fig. 1. Diagrama esquemático de un concentrador solar.

El parámetro de mayor relevancia para caracterizar los sistemas de concentración solar es la razón de concentración geométrica (C_g), la cual se define como el cociente entre el área de apertura y el área del receptor:

$$C_g = \frac{A_{ap}}{A_r} \tag{1}$$

Mediante el concepto de étendue, es posible demostrar que la máxima concentración que puede alcanzarse en la Tierra está condicionada por una ventana angular θ_0 por la cual penetra la luz en el concentrador, así como por el índice de refracción (n) del sistema óptico (Chaves, 2017):

$$C_{g,max} = \left(\frac{n}{\sin\theta_0}\right)^2 \tag{2}$$

En condiciones de estancamiento, donde las pérdidas de calor se equilibran con la radiación incidente en el concentrador, la temperatura teórica máxima que puede alcanzarse en el receptor es:

$$T_r = T_s \left(\frac{C_g}{C_{g,max}} \right)^{1/4} \quad (3)$$

Por consiguiente, para lograr altas temperaturas en la región del receptor, es imperativo emplear altas concentraciones. Este principio ha sido exitosamente aplicado en sistemas reconocidos como hornos solares de alto flujo radiativo (HSAFR). Dichos hornos son instalaciones que aprovechan la energía solar concentrada con el fin de generar temperaturas extraordinariamente elevadas, principalmente con propósitos de investigación (Glaser, 1958).

Los primeros HSAFR fueron construidos en diversas ubicaciones alrededor del mundo a partir de la década de 1950. Entre las instalaciones pioneras destacan aquellas erigidas en el Arizona State College de los Estados Unidos en 1956 y en el Government Institute for Industrial Research en Japón. La tecnología asociada a estos hornos ha experimentado una evolución significativa, dando lugar a la construcción de dispositivos de mayor envergadura. Ejemplos de estos avances incluyen el horno ubicado en el CNRS en Odeillo, Francia, con una capacidad de 1000 kW; el horno Big Solar Furnace (BSF) perteneciente a la Academia de Ciencias de Uzbekistán, también de 1000 kW; el horno del Instituto Paul Scherrer (PSI) con una capacidad de 25-40 kW; el horno del CIEMAT en la Plataforma Solar de Almería, España, con 45 kW; y el horno del DLR en Colonia, Alemania, con una capacidad de 20 kW. En tiempos más recientes, se han concebido diseños que prescinden de la óptica con imagen, lo que representa una innovación significativa en este campo (Riveros-Rosas et al., 2010).

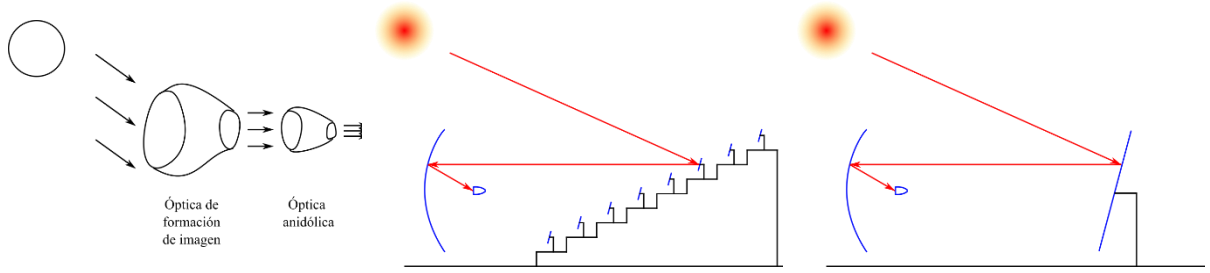
En México, se encuentra el horno HoSIER, el cual posee una potencia térmica de 30 kW y concentraciones pico superiores a 10000, siendo uno de los HSAFR más potentes a nivel mundial (Riveros-Rosas et al., 2010). Sin embargo, todos estos hornos son dispositivos de gran tamaño, lo que limita su implementación en centros de investigación con espacio reducido, como la Facultad de Ingeniería de la UAEM (FI-UAEM). Por consiguiente, se propone el diseño de un HSAFR a baja escala que no requiera una gran área de operación, así como la posibilidad de ser manufacturado de manera accesible, utilizando tecnologías como la impresión 3D y el maquinado de piezas en máquinas convencionales.

El interés en desarrollar una pequeña instalación en nuestra institución surge debido a la ventaja proporcionada por la altitud de nuestro campus (2600 msnm en Toluca, México), lo que resulta en altos niveles de irradiancia. Se ha observado que en estas condiciones se pueden alcanzar temperaturas superiores a 2000 ^{o}C utilizando dispositivos simples (Sánchez Pozos, 1997). En el presente trabajo, se presenta la descripción optogeométrica de un horno de alto flujo radiativo que combina sistemas ópticos de formación de imagen y óptica anidólica con espejos y lentes. Sin embargo, el análisis óptico detallado mediante trazado de rayos se dejará para futuras investigaciones.

DESCRIPCIÓN OPTOGEOMÉTRICA DEL HSAFR

Para la propuesta del HSAFR de baja escala, se parte de la experiencia adquirida con los prototipos mencionados anteriormente. En este caso, se plantea una variante inspirada en

los hornos LSF y HoSIER. Se propone un diseño que emplee un solo helióstato plano, similar al utilizado en el HoSIER, junto con helióstatos planos dispuestos en 8 terrazas, siguiendo el enfoque del BSF. La utilización de helióstatos planos permitirá dirigir la luz solar hacia un disco parabólico, en cuya zona focal se ubicará un concentrador de óptica anidólica. La Fig. 2 presenta un esquema de la propuesta del horno.



(a) Propuesta de diseño (b) Variante del LSF (c) Variante del HoSIER

Fig. 2. Diagrama esquemático del HSAFR

Al emplear espejos planos como helióstatos, esta primera etapa óptica no contribuye a concentrar la luz, sino más bien a redirigirla hacia el disco parabólico. De esta manera, la concentración de la radiación se logra mediante el espejo parabólico (PD) y la óptica anidólica (NIO), que se emplea como segunda etapa de concentración mediante:

$$C_g = \prod_i C_{g_i} = C_{g_{PD}} C_{g_{NIO}} \tag{2}$$

A partir de la sección transversal del disco parabólico, representada en la Fig. 3, es posible demostrar que la concentración geométrica (Ec. 3), considerando el sombreado del receptor, implica el ángulo de borde θ_r y el semi-ángulo de aceptación θ_0. De esta manera, se determina que la concentración máxima de un disco parabólico es de 11433 cuando $\theta_0 = 16', \theta_r = 44.86°$.

$$C_{g_{PD}} = \left(\frac{B}{b}\right)^2 - 1 = \left(\frac{\text{sen}^2\,\theta_r \cos^2(\theta_r + \theta_0)}{\text{sen}^2\,\theta_0} - 1\right) \tag{3}$$

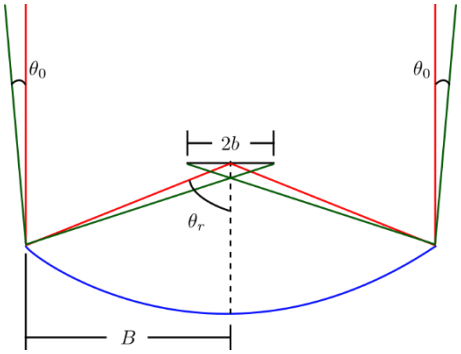


Fig. 3. Sección transversal de un disco parabólico

La concentración geométrica total dependerá en gran medida de la óptica anidólica empleada en la segunda etapa, la cual puede realizarse a través de dos opciones generales:

el uso de espejos o lentes. El objetivo de combinar dos o más ópticas en un sistema de concentración radica en lograr concentraciones geométricas cada vez más altas y, por consiguiente, temperaturas más elevadas. Al acoplar una segunda etapa de concentración, es importante tener en consideración que el semi-ángulo de aceptación θ_0' en esta sección será $\theta_r + \theta_0$ en el caso de emplear espejos, y en el caso de lentes, se regirá por la ley de Snell $n \operatorname{sen} \theta_0' = \operatorname{sen}(\theta_r + \theta_0)$.

Asimismo, existe una amplia variedad de geometrías de óptica anidólica que podrían ser potencialmente empleadas como concentradores secundarios. Debido a la experiencia adquirida en la FI-UAEM en el diseño de concentradores parabólicos compuestos (CPC), estos se perfilan como una elección directa. En cuanto a los CPC, se consideran aquellos ópticamente truncados, como se demostró recientemente mediante el empleo de la teoría constructal (González-Mora & Rincón-Mejía, 2023).

Uso de lentes

Para un CPC truncado óptimamente (Fig. 4) la concentración geométrica total será:

$$C_g = \left(\frac{\operatorname{sen}^2 \theta_r \cos^2(\theta_r+\theta_0)}{\operatorname{sen}^2 \theta_0} - 1\right)\left(n\left(\frac{2\left(1+\operatorname{sin} \theta_0'\right) \operatorname{sin} 3\theta_0'}{1-\cos 4\theta_0'} - 1\right)\right)^2 \qquad (4)$$

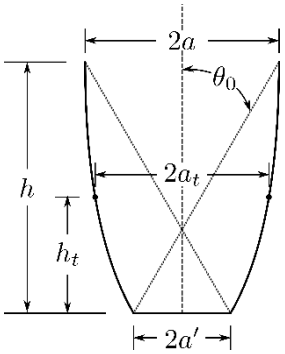


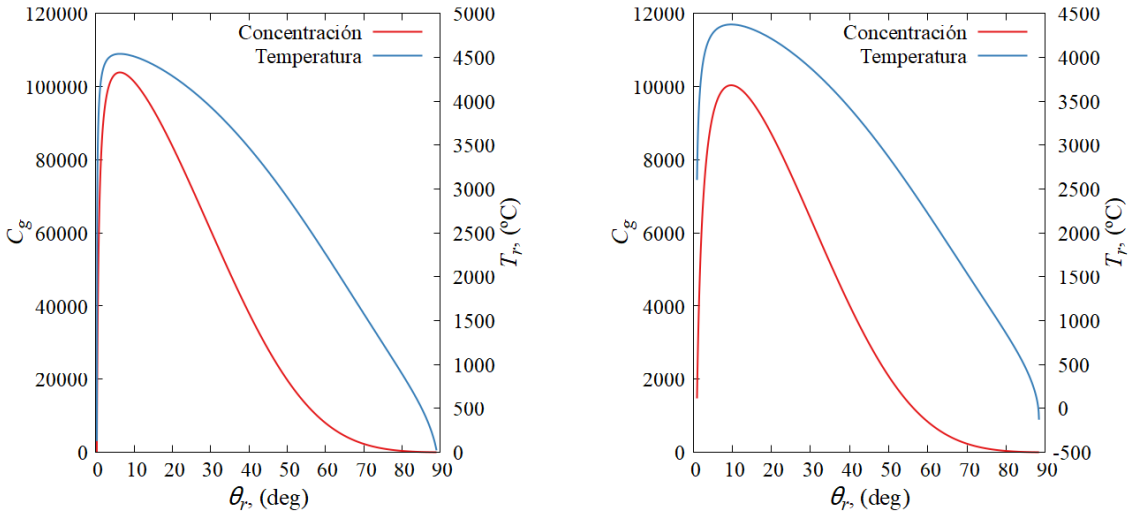
Fig. 4. Sección transversal de un CPC

Considerando el uso de un CPC con un índice de refracción $n = 1.47$ y $\theta_0 = 16'$, la concentración geométrica de la óptica alcanza un valor máximo de 103887, con $\theta_r = 6.297°$ y $T_r = 4540$ °C, como se observa en la Fig. 3 (a). Sin embargo, este valor estaría limitado por la necesidad de un seguimiento continuo de los helióstatos hacia el disco parabólico, además de que la temperatura de estancamiento sería considerablemente mayor que la temperatura de fusión de la lente, lo que la dejaría inoperativa. Para mitigar la demanda de seguimiento solar y evitar problemas operativos en la lente, hemos decidido fijar θ_0 con un valor de $0.8°$. De este modo, la concentración geométrica máxima en este caso sería de 10038, con $\theta_0' = 7.145°$, $\theta_r = 9.735°$, alcanzando $T_r = 4375$ °C, como se muestra en la Fig. 3 (b).

Para el diseño del HSAFR, estableceremos los parámetros geométricos para obtener una concentración de 6000, aproximadamente un 30% menos que el valor máximo. Como se ilustra en la Figura 3 (b), podemos trabajar con un ángulo de borde de 2.194º, o emplear 31.611º. Hemos optado por utilizar este último para tener la posibilidad de probar otras

geometrías. Con este ángulo de borde, la concentración geométrica del disco parabólico es de 1003.

Una vez definido el ángulo de borde, procedemos a establecer las dimensiones físicas del HSAFR. Para ello, utilizaremos un disco parabólico de 1.5 m de diámetro, lo que resulta en un diámetro de la zona focal de 4.733 cm (que corresponde a un área de 17.59 cm^2). A partir del diámetro de apertura del disco parabólico y la ecuación de la parábola, determinamos que la distancia focal es de 1.325 m. En cuanto al CPC, el área del receptor es de 1.012 cm^2, con una longitud de 2.578 cm.



(d) $\theta_0 = 16'$ (e) $\theta_0 = 0.8°$

Fig. 3. Concentración geométrica del HSAFR

Uso de espejos

Ahora bien, con la geometría del disco parabólico, es factible modificar la segunda etapa de concentración para sustituir el uso de una lente por un CPC de espejo. En este escenario, el ángulo de diseño del CPC será $\theta_r + \theta_0 = 32.41°$. Para utilizar un CPC óptimamente truncado, el ángulo mínimo requerido es de 30º, por lo que exploraremos dos casos: el uso de un condensador ($C_g < 1$), y un CPC completo para aprovechar el ángulo de diseño.

Debido a la complejidad asociada con la fabricación de un espejo de doble curvatura, optamos por emplear un CPC de simple curvatura utilizando 4 espejos individuales, como se ilustra en la Fig. 4. Es importante destacar que, en este caso, las dimensiones del disco parabólico no se han modificado, pero sí las del CPC. En el caso del condensador, la concentración geométrica se describe mediante la Ec. 5, mientras que para el CPC completo, se emplea la Ec. 6.

$$C_g = \left(\frac{\text{sen}^2\,\theta_r \cos^2(\theta_r + \theta_0)}{\text{sen}^2\,\theta_0} - 1\right)\left(\frac{2(1 + \text{sen}(\theta_r + \theta_0))\,\text{sen}\,3(\theta_r + \theta_0)}{1 - \cos 4(\theta_r + \theta_0)} - 1\right)^2 \quad (5)$$

$$C_g = \left(\frac{\text{sen}^2\,\theta_r \cos^2(\theta_r + \theta_0)}{\text{sen}^2\,\theta_0} - 1\right)\left(\frac{1}{\sin\theta_r + \theta_0}\right)^2 \quad (6)$$

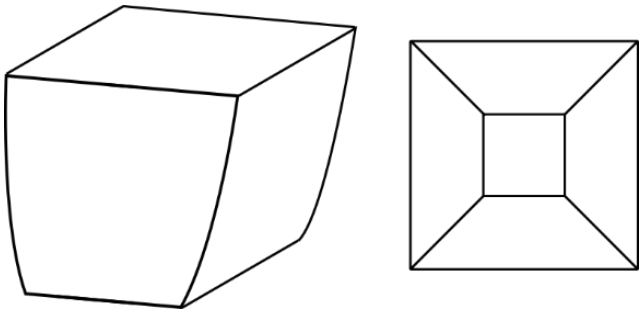


Fig. 4. Esquemático del CPC con 4 espejos de simple curvatura

Dado que la geometría del disco parabólico permanece inalterada, los únicos parámetros que se modifican son los de los CPCs. Para el condensador, se obtiene $C_g = 0.7404$ con un área del receptor de 10.12 cm^2 y una longitud de 2.959 cm. En cuanto al CPC completo, se logra $C_g = 3.841$ con un área del receptor de 3.229 cm^2 y una longitud de 2.575 cm.

Disposición de los helióstatos

La disposición del helióstato para redirigir la luz hacia el disco parabólico se examina de manera simplificada. En este caso, para la configuración mostrada en la Fig. 2 (b), dadas las dimensiones del disco parabólico, se opta por emplear 64 mini-helióstatos completamente planos de 10 cm x 10 cm. Estos 64 espejos se distribuyen en 8 terrazas, con 8 espejos en cada una. La otra opción considerada es emplear un único espejo plano de 40 cm x 40 cm como se muestra en la Fig. 2 (c).

EVALUACIÓN PRELIMINAR DEL HSAFR

En esta primera evaluación del HSAFR, recurrimos al concepto del étendue. El étendue se define como la potencia transmitida por los rayos de luz a lo largo de la óptica (Winston et al., 2020), pero también se puede relacionar con el espacio disponible por donde la luz está viajando a lo largo del sistema óptico (Chaves, 2017). En sistemas ideales, el étendue, al igual que la radiancia básica, es una cantidad conservativa (Chaves, 2017). En sistemas imperfectos, el étendue se incrementa o, como hace referencia al espacio, se desborda. Por lo tanto, una manera de determinar la imperfección de un sistema de concentración es mediante la cantidad de étendue que se desborda en él.

En sistemas 3D, el étendue se define como el producto del área ($n^2 A$) y el ángulo sólido ($\pi \operatorname{sen} \beta$) a través del cual la luz atraviesa:

$$U_{3D} = n^2 \pi A \operatorname{sen}^2 \beta \tag{6}$$

Así, en un sistema imperfecto, el desbordamiento del étendue (U_{sp}) se define como la diferencia entre el étendue a la salida (U_{out}) y el étendue a la entrada (U_{in}):

$$U_{out} - U_{in} = U_{sp} \tag{7}$$

Para el caso del disco parabólico, el valor del étendue de entrada es de 0.001081 m2·sr, aumentando a 0.001588 m2·sr en la zona focal del disco (apertura del CPC). A la salida del

CPC de vidrio, el valor del étendue es de 0.001997 m2·sr, lo que resulta en un desbordamiento del étendue del HSAFR de 0.000916 m2·sr. En el caso del CPC de espejos empleado como condensador, el valor del étendue de salida es de 0.003179 m2·sr , lo que conlleva a un desbordamiento del HSAFR de 0.002098 m2·sr. Mientras tanto, para el CPC de espejos completo, el valor del étendue de salida es de 0.002096 m2·sr con un desbordamiento de 0.00006 m2-sr

De manera paralela al étendue, el producto de concentración apertura (CAP, por sus siglas en inglés) es un parámetro de gran importancia en sistemas de concentración. El CAP se define como:

$$CAP = \frac{\sqrt{C_g}\,\text{sen}\,\theta_0}{n} \tag{8}$$

Este producto es un parámetro crucial que influye en el rendimiento de los concentradores solares al cuantificar la concentración de luz solar alcanzada por el sistema y el ángulo con el que el receptor puede captar la luz solar entrante. El valor CAP es una consecuencia de la conservación de la étendue y desempeña un papel importante en la determinación de la eficacia y el rendimiento de los sistemas ópticos, especialmente en los concentradores solares. Cuanto mayor sea el valor CAP, más cerca estará el concentrador de alcanzar la máxima concentración y el ángulo de aceptación posibles. Para el caso del HSAFR con el CPC de vidrio, el CAP es de 0.7357, mientras que para el CPC de espejos como condensador, el CAP es de 0.3806, y 0.8252 para el CPC de espejos completo. La Tabla 1 resume el diseño general del HSAFR propuesto.

Tabla 1. Parámetros del HSAFR

Parámetro	Configuración de la segunda etapa		
	Lente	Espejos, CPC truncado	Espejos, CPC completo
Concentración geométrica total	6000	743	3493
Concentración geométrica del disco parabólico	1003	1003	1003
Concentración geométrica del CPC	5.979	0.7404	3.481
Diámetro del disco parabólico, m	1.5	1.5	1.5
Distancia focal, m	1.325	1.325	1.325
Ángulo de borde, deg	31.611	31.611	31.611
Semi-ángulo de aceptación, deg	0.8	0.8	0.8
Longitud del CPC, cm	2.578	2.959	2.575
Área del receptor, cm^2	2.942	10.12	3.229
CAP	0.7357	0.3806	0.8252
Desbordamiento del étendue, cm^2-sr	9.163	20.98	0.6682
Temperatura teórica de estancamiento, ^oC	3814	1784	2757

CONCLUSIONES

Se presenta un análisis exhaustivo sobre el diseño y la evaluación preliminar de un horno solar de alto flujo radiativo (HSAFR) de baja escala, con un enfoque particular en la óptica anidólica combinada con espejos y lentes. Se ha demostrado que el empleo de heliostatos planos y un disco parabólico permite redirigir y concentrar eficientemente la radiación solar hacia el receptor. Además, se exploraron diferentes configuraciones ópticas, como el uso de espejos y lentes en el sistema de concentración secundaria, con el fin de optimizar el desempeño del HSAFR. Esta segunda etapa de concentración emplea sistemas sin formación de imagen del tipo CPC.

El HSAFR emplea un disco parabólico de 1.5 m de diámetro, con un ángulo de borde y un semi-ángulo de aceptación de . En el caso de emplear un CPC de vidrio, se tiene un diseño con una concentración geométrica de 6000, con un CAP de 0.7357, un desbordamiento del étendue de 9.163 cm2-sr y una temperatura teórica de estancamiento de 3814 ^{o}C. Para el caso de CPC de espejos, se consideran dos opciones. La primera es de un condensador que reduce la concentración geométrica hasta 743, un CAP de 0.3806 y el mayor desborde de étendue con 20.98 cm2-sr, aún así con una temperatura de estancamiento de 1748 ^{o}C. La segunda opción es un CPC sin truncamiento para una concentración geométrica de 3493, un CAP de 0.8252, un desbordamiento de étendue de 0.6682 cm2-sr y una temperatura de estancamiento de 2757 ^{o}C. Los resultados obtenidos revelan que el diseño propuesto logra concentraciones geométricas significativas, lo que se traduce en altas temperaturas en el receptor, fundamentales para diversas aplicaciones en investigación.

AGRADECIMIENTOS

Queremos expresar nuestro más sincero agradecimiento al Dr. Rasul Akbarov por su invaluable contribución proporcionando información y asistencia técnica crucial sobre el

BSF. Sus conocimientos y orientación fueron fundamentales para el desarrollo de este trabajo.

REFERENCIAS/REFERÊNCIAS

Chaves, J. (2017). *Introduction to Nonimaging Optics* (2a ed.). CRC Press.

Duffie, J. A., & Beckman, W. A. (2013). *Solar Engineering of Thermal Processes* (4a ed.). John Wiley & Sons, Inc.

Glaser, P. E. (1958). Engineering research with a solar furnace. *Solar Energy*, *2*(2), 7–10. https://doi.org/10.1016/0038-092X(58)90025-2

González-Mora, E., Poudel, R., & Durán-García, M. D. (2023). A practical upper-bound efficiency model for solar power plants. *Journal of Non-Equilibrium Thermodynamics*. https://doi.org/10.1515/jnet-2022-0080

González-Mora, E., & Rincón-Mejía, E. A. (2023). A Simple Truncation Criterion in CPCs Using Constructal Theory. *36th International Conference on Efficiency, Cost, Optimization, Simulation and Environmental Impact of Energy Systems (ECOS 2023)*, 1678–1688. https://doi.org/10.52202/069564-0152

Goswami, Y. D. (2015). *Principles of Solar Engineering* (3a ed.). CRC Press. https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004

Riveros-Rosas, D., Herrera-Vázquez, J., Pérez-Rábago, C. A., Arancibia-Bulnes, C. A., Vázquez-Montiel, S., Sánchez-González, M., Granados-Agustín, F., Jaramillo, O. A., & Estrada, C. A. (2010). Optical design of a high radiative flux solar furnace for Mexico. *Solar Energy*, *84*(5), 792–800. https://doi.org/10.1016/j.solener.2010.02.002

Sánchez Pozos, M. (1997). *Desarrollo de un colector experimental de ultra concentración solar.* Universidad Autónoma del Estado de México.

Winston, R., Jiang, L., & Oliker, V. (2020). *Nonimaging Optics: Solar and Illumination System Methods, Design, and Performance*. Crc Press.

MODELAÇÃO EM COMPUTADOR DE CAMPOS DE HELIÓSTATOS POR RASTREAMENTO DE RAIOS SOLARES

Pereira J.C.G.*, Domingos G.A.**, Rosa L.G.**

*DEQ - Departamento de Engenharia Química, Instituto Superior Técnico, Universidade de Lisboa, Av. Rovisco Pais, 1049-001 Lisboa, Portugal, jose.carlos.pereiea@tecnico.ulisboa.pt

**IDMEC - Instituto de Engenharia Mecânica, Instituto Superior Técnico, Universidade de Lisboa, Av. Rovisco Pais, 1049-001 Lisboa, Portugal, luisguerra@tecnico.ulisboa.pt

RESUMO

Neste trabalho descrevem-se, de forma sucinta mas o mais abrangente possível, as técnicas matemáticas e computacionais necessárias para fazer modelação de campos de helióstatos por rastreamento de raios solares. Começa-se por descrever um algoritmo astronómico para calcular a posição do Sol, tal como proposto pela comunidade astronómica. Seguidamente descrevem-se métodos simples para obter vectores aleatórios que tenham em conta a inclinação e a intensidade relativa dos raios solares. Seguidamente descrevem-se métodos matemáticos iterativos para calcular a orientação de um helióstato, para os três modelos habituais: Azimute-Elevação, Inclinação-Rolamento e Alvo-Alinhado. A orientação assim obtida para um helióstato é o ponto de partida para calcular, por via puramente analítica, a reflexão dos raios solares pela superfície do helióstato, qualquer que seja a sua curvatura. O problema não trivial do bloqueio e sombreamento de helióstatos por outros helióstatos é tratado de forma eficiente e elegante em simulações por rastreamento de raios, como se mostra seguidamente. Finalmente é resumidamente abordada a forma como a informação dos raios solares é recolhida pelo alvo e analisada. Os métodos aqui discutidos foram implementados e testados no nosso próprio software LAM, podendo ser utilizados para simular campos de helióstatos arbitrariamente complexos, de forma muito eficiente (com 108-109 raios, se implementados numa linguagem eficiente, como o C), com imensos graus de liberdade, permitindo estratégias de investigação muito variadas.

PALAVRAS-CHAVE: Modelação de Campos de Helióstatos, Azimute-Elevação, Inclinação-Rolamento, Alvo-Alinhado, Radiação do Sol, Bloqueio e Sombreamento de Helióstatos, Modelação Óptica, Simulações por Rastreamento de Raios

ABSTRACT

In this work we describe in a short but comprehensive way, the mathematical and computational techniques needed to perform modelling of heliostat fields, using ray-tracing techniques. First, the astronomic algorithm to calculate the position of the Sun is presented, as proposed by the astronomic community. Simple methods to generate random vectors that take into account the inclination and intensity of the Sun rays are then

described. Iterative mathematical procedures are described next to calculate the heliostat orientation for the three common models: Azimuth-Elevation, Tilt-Roll and Target-Aligned. The heliostat orientation thus obtained is the starting point to handle, by analytical methods only, the reflection of the Sun rays by the heliostat mirror, independently of its curvature. The non-trivial problem of heliostat blocking and shading by other heliostats in the field is handled in an efficient and elegant way in ray-tracing simulations as is described next. Finally, it is briefly mentioned the way the information is collected by the target and analysed. The methods described here were implemented and tested in our own LAM software, and can be used to simulate heliostat fields arbitrarily complex, in a efficient way (with 10^8-10^9 rays, if implemented in an efficient language such as C), with many degrees of freedom, allowing a wide range of research strategies.

KEYWORDS: Heliostat Field Modelling, Azimuth-Elevation, Tilt-Roll, Target-Aligned, Sun Radiation, Heliostat Shading, Heliostat Blocking, Optical Modelling, Ray Tracing Simulations

POSIÇÃO DO SOL

A determinação da posição do Sol em função da latitude, longitude, data e tempo é fundamental para simular o funcionamento de um campo de helióstatos. O algoritmo geocêntrico descrito na Fig. 1., desenvolvido pela comunidade astronómica (Lawrence 2018; Duffett-Smith 1988) é composto por nove tarefas, envolvendo sucessivamente o cálculo de três tempos (universal de Greenwich UT, sideral de Greenwich GST e local sideral LST), três anomalias (média, excêntrica e real) e três coordenadas (elípticas, equatoriais e de horizonte). A nossa versão deste algoritmo, escrita em C, tem cerca de 760 linhas de código (incluindo comentários, excluindo bibliotecas) e demora apenas uns milésimos de segundo a ser executada.

A tarefa 2 é uma das mais complexas, envolvendo nomeadamente o cálculo dos dias Julianos. A tarefa 4 é talvez a mais importante, porque é aqui que a posição do Sol é calculada, utilizando dados astronómicos tabelados. A tarefa 5 é a mais famosa, porque envolve a resolução da equação de Kepler, para converter a posição duma órbita circular para uma órbita elíptica.

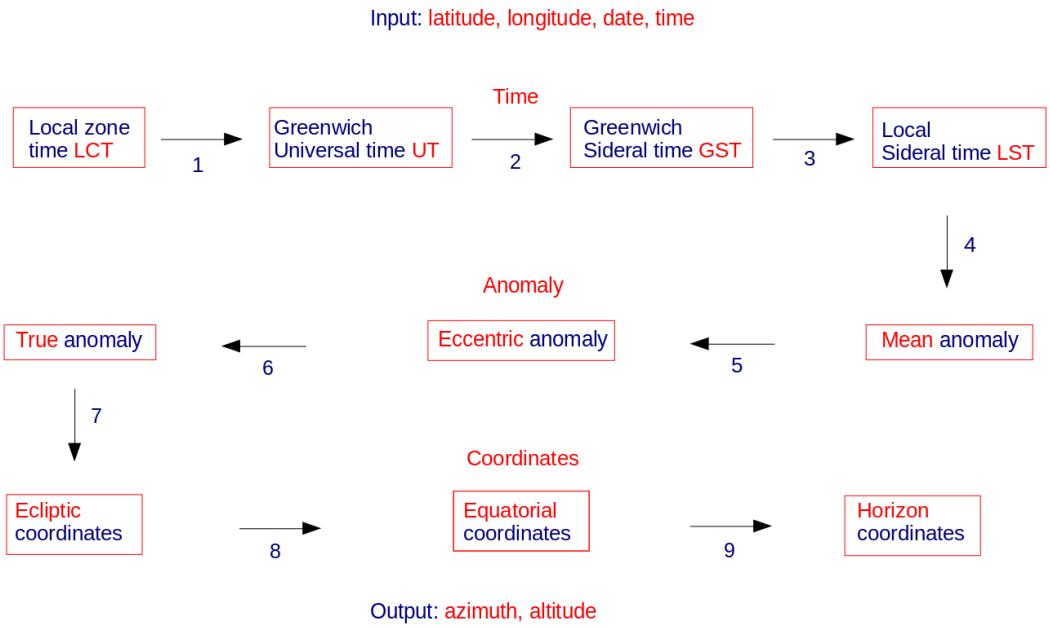


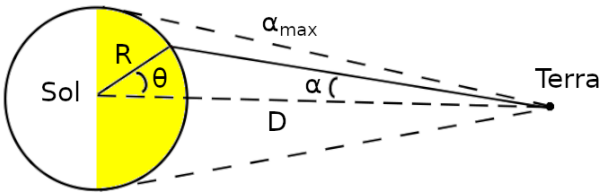
Fig. 1. Algoritmo dividido em 9 tarefas para calcular a posição do Sol, envolvendo sucessivamente o cálculo de diversos tempos, anomalias e coordenadas.

INCLINAÇÃO / INTENSIDADE DOS RAIOS SOLARES

Os raios solares não são completamente paralelos, devido ao diâmetro não desprezável do disco solar (ver Fig. 2.), apresentando uma inclinação máxima α_{max} de cerca de 0.267º, dependendo da distância da Terra ao Sol D, que varia ao longo do ano. Para calcular esta distância D em cada instante basta saber a anomalia real ν, um sub-produto do algoritmo astronómico acima descrito (ver Fig. 2.). Gerando pontos aleatórios na superfície esférica do Sol que ilumina a Terra (a amarelo na Fig. 2.), com coordenadas esféricas, obtêm-se ângulos θ e ϕ, que definem o ponto de emissão do raio (este cálculo não é trivial, ver por

exemplo (Pereira et al. 2019). Sabendo o ângulo θ, pode calcular-se o ângulo α (ver Fig. 2.). A direcção do raio solar, calculada pelo algoritmo astronómico, pode agora ser modificada por estes ângulos α e ϕ, produzindo raios aleatórios com uma ligeira inclinação.

Por outro lado, observações astronómicas mostram que a intensidade dos raios emitidos é máxima no centro do disco solar decaindo para zero na periferia. Admitindo que os raios são emitidos perpendicularmente à superfície solar, a intensidade dos raios que chegam à Terra pode simular-se multiplicando-a por cos θ, projectando os raios ao longo do eixo Sol-Terra.



$$\tan\alpha = \frac{R\sin\theta}{D}$$

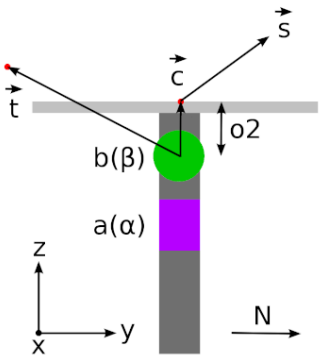
$$D = \frac{a_O(1-e^2)}{1+e\cos\nu}$$

$$K_f = K_i\cos\theta$$

Fig. 2. A inclinação α de cada raio solar depende da distância Sol-Terra D, que varia ao longo do ano e pode ser calculada sabendo a anomalia real ν, calculada no algoritmo astronómico (e = 0.016708 é a excentricidade da órbita solar e a_O = 149598500 km é o comprimento do semi-eixo maior dessa orbita). Cada raio solar é obtido gerando inicialmente um ponto aleatório (definido por ângulos θ, ϕ em coordenadas esféricas) na metade da superfície esférica solar que ilumina a Terra (a amarelo). O vector **s** que indica a posição do Sol (obtido pelo algoritmo astronómico) é em seguida modificado pelos ângulos aleatórios α, ϕ relativamente ao eixo Sol-Terra, para construir o raio $\mathbf{K_i}$. Finalmente a intensidade de cada raio solar é projectada ao longo do eixo Sol-Terra, multiplicando por cos θ

MODELO AZIMUTE-ELEVAÇÃO

Este modelo mecânico, talvez o mais comum para helióstatos grandes, assume um eixo de rotação primário (a violeta na Fig. 3) alinhado com o eixo z e um eixo de rotação secundário (a verde na Fig. 3.) inicialmente alinhado com o eixo x, que aponta para Este (o eixo y aponta para Norte). Como os vectores **t** e **s** são constantes, pode calcular-se o vector **n** (ver Fig. 3.), seguidamente os ângulos α e β, e seguidamente o novo centro **c** do espelho do helióstato, que é diferente do inicial devido à distância o2. Calculando novamente o vector **n** e repetindo sucessivamente toda a sequência de cálculo obtém-se rapidamente convergência. Menos de 10 iterações é geralmente suficiente, mesmo para níveis de exigência muito grandes no critério de convergência dos dois ângulos: $\Delta\alpha < 10^{-10}$ e $\Delta\beta < 10^{-10}$.



$$\vec{n} = \frac{\frac{\vec{t}-\vec{c}}{|\vec{t}-\vec{c}|} + \frac{\vec{s}}{|\vec{s}|}}{\left|\frac{\vec{t}-\vec{c}}{|\vec{t}-\vec{c}|} + \frac{\vec{s}}{|\vec{s}|}\right|}$$

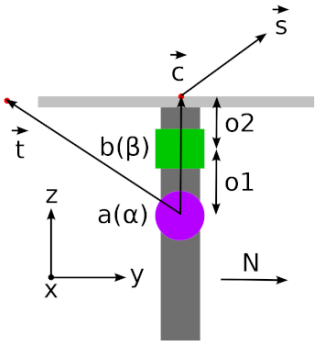
$$\begin{bmatrix} n_x \\ n_y \\ n_z \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos\alpha & -\sin\alpha & 0 \\ \sin\alpha & \cos\alpha & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & \cos\beta & -\sin\beta \\ 0 & \sin\beta & \cos\beta \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 1 \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} c_x \\ c_y \\ c_z \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos\alpha & -\sin\alpha & 0 \\ \sin\alpha & \cos\beta & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & \cos\beta & -\sin\beta \\ 0 & \sin\beta & \cos\beta \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ o2 \end{bmatrix}$$

Fig. 3. Método iterativo para calcular o vector normal **n** e a posição do centro do espelho **c**, no modelo mecânico azimute-elevação, em função da posição solar **s**: 1) calcular **n**; 2) calcular ângulos α, β; 3) calcular **c**; 4) repetir até obter convergência (os vectores **t** e **s** são constantes).

MODELO INCLINAÇÃO-ROLAMENTO

Este modelo mecânico (Martínez-Hernández et al. 2020), talvez o mais comum para helióstatos pequenos, assume um eixo de rotação primário (a violeta na Fig. 4.) alinhado com o eixo x, que aponta para Este, e um eixo de rotação secundário (a verde na Fig. 4.) inicialmente alinhado com o eixo y, que aponta para Norte. Mecanicamente, o eixo secundário é paralelo ao plano do espelho e depois de uma rotação α, a rotação β dá-se em torno de um eixo y' inclinado. Matematicamente esta sequência de rotações é equivalente a rodar primeiro o eixo secundário em torno do eixo y e depois rodar o eixo primário em torno do eixo x: $R_{y'}(\beta)R_x(\alpha) = R_x(\alpha)\ R_y(\beta)\ R_x(-\alpha)R_x(\alpha) = R_x(\alpha)R_y(\beta)$. Como os vectores **t** e **s** são constantes, pode calcular-se o vector **n** (ver Fig. 4), seguidamente os ângulos α e β, e seguidamente o novo centro **c** do espelho do helióstato, que é diferente do inicial devido às distâncias o1 e o2. No cálculo do **c**, a origem na primeira rotação β está no eixo secundário (em cima) e depois na segunda rotação α passa para o eixo primário (em baixo). Calculando novamente o vector **n** e repetindo sucessivamente toda a sequência de cálculo obtém-se rapidamente convergência, como no modelo anterior.



$$\vec{n} = \frac{\frac{\vec{t}-\vec{c}}{|\vec{t}-\vec{c}|} + \frac{\vec{s}}{|\vec{s}|}}{\left|\frac{\vec{t}-\vec{c}}{|\vec{t}-\vec{c}|} + \frac{\vec{s}}{|\vec{s}|}\right|}$$

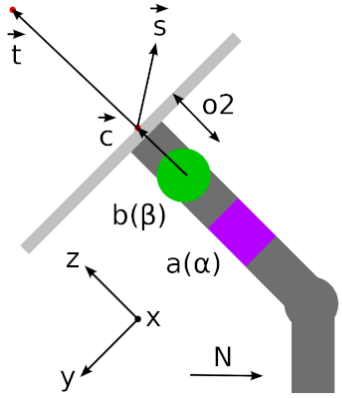
$$\begin{bmatrix} n_x \\ n_y \\ n_z \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & \cos\alpha & -\sin\alpha \\ 0 & \sin\alpha & \cos\alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \cos\beta & 0 & \sin\beta \\ 0 & 1 & 0 \\ -\sin\beta & 0 & \cos\beta \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 1 \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} c_x \\ c_y \\ c_z \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & \cos\alpha & -\sin\alpha \\ 0 & \sin\alpha & \cos\alpha \end{bmatrix} \left(\begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ o1 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \cos\beta & 0 & \sin\beta \\ 0 & 1 & 0 \\ -\sin\beta & 0 & \cos\beta \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ o2 \end{bmatrix} \right)$$

Fig. 4. Método iterativo para calcular o vector normal **n** e a posição do centro do espelho **c**, no modelo mecânico inclinação-rolamento, em função da posição solar **s**: 1) calcular **n**; 2) calcular ângulos α, β; 3) calcular **c**; 4) repetir até obter convergência (os vectores **t** e **s** são constantes).

MODELO ALVO-ALINHADO

Este modelo mecânico, embora mais complexo que os anteriores (sendo por isso menos utilizado) deve requerer menores gamas de rotação. O nosso modelo assume um eixo de rotação primário (a violeta na Fig. 5.) alinhado com o alvo, e um eixo de rotação secundário (a verde na Fig. 3.) que aponta para Oeste. A primeira tarefa consiste em construir um novo referencial xyz (o eixo y vai apontar para baixo, ver Fig. 5.). A segunda tarefa é calcular a posição do Sol s no novo referencial. Neste novo referencial, o problema é exactamente igual ao do modelo Azimute-Elevação e as mesmas rotinas de cálculo iterativo podem ser aplicadas aqui. Finalmente, é necessário converter o vector n e o vector c para o referencial inicial (ver Fig. 5.).



$$\vec{z} = \frac{\vec{t}}{|\vec{t}|} \quad \Rightarrow \quad \vec{x} = (z_2, -z_1, 0) \quad \Rightarrow \quad \vec{y} = \vec{z} \times \vec{x}$$

$$\vec{s} = \frac{\vec{s}}{|\vec{s}|} \quad \Rightarrow \quad (\vec{s}\cdot\vec{x},\ \vec{s}\cdot\vec{y},\ \vec{s}\cdot\vec{z})$$

$$\vec{n} = n_x\,\vec{x} + n_y\,\vec{y} + n_z\,\vec{z} \qquad \vec{c} = c_x\,\vec{x} + c_y\,\vec{y} + c_z\,\vec{z}$$

Fig. 5. Método iterativo para calcular o vector normal **n** e a posição do centro do espelho **c**, no modelo mecânico alvo-alinhado, em função da posição solar **s**: 1) construir o referencial **xyz** alinhado com o alvo; converter o vector **s** para o novo referencial; 2) aplicar passos 1, 2, 3 do método azimute-elevação no novo referencial e repetir até obter convergência; 3) converter **n** e **c** para o referencial inicial.

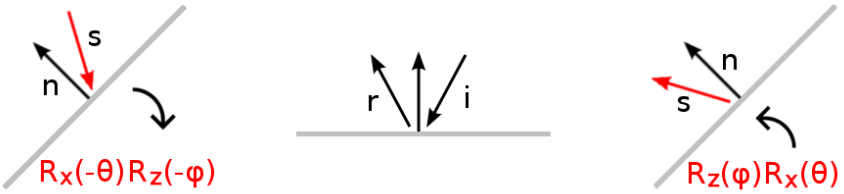
REFLEXÃO NO HELIÓSTATO

Após determinar o vector normal **n** que determina a orientação mecânica do helióstato, o passo seguinte é calcular a reflexão do raio solar no espelho. Este espelho pode ter curvaturas muito diferentes (planar, esférica, parabólica, hiperbólica…), sendo as mais

comuns a planar e a esférica, por facilidade de construcção (a parabólica é idêntica à esférica, para as deflexões na curvatura normalmente utilizadas, na gama 1.0-0.1%, correspondendo a distâncias focais de 25-250 m).

Para calcular o vector e o ponto de partida de um raio após a reflexão na curvatura do espelho, por via puramente analítica, é necessário: 1) determinar o ponto de intersecção do raio no espelho; 2) determinar o vector normal nesse ponto. Sabendo este vector normal pode-se calcular o vector reflectido (Pereira et al. 2019, 2020).

Estas tarefas são muito mais fáceis de realizar se o espelho estiver na horizontal. Para um espelho na horizontal, com um vector normal na direcção (0, 0, 1), podemos calcular os ângulos θ, ϕ que rodam esse vector para a orientação real, calculada anteriormente para o helióstato (ver Fig. 6.). Seguidamente podemos aplicar as rotações inversas para determinar a nova orientação do vector **s** proveniente do Sol, quando o helióstato está horizontal. Depois de calcular o vector reflectido e a sua posição, é necessário aplicar as rotações directas para obter o vector reflectido e a sua posição, na orientação e posição inicial do helióstato. Ao contrário das rotações dos modelos mecânicos, que correspondem a rotações reais, estas rotações θ, ϕ e as suas inversas -ϕ, -θ são apenas transformações matemáticas.



$$\begin{bmatrix} n_x \\ n_y \\ n_z \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos\phi & -\sin\phi & 0 \\ \sin\phi & \cos\phi & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & \cos\theta & -\sin\theta \\ 0 & \sin\theta & \cos\theta \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 1 \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} i_x \\ i_y \\ i_z \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & \cos\theta & \sin\theta \\ 0 & -\sin\theta & \cos\theta \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \cos\phi & \sin\phi & 0 \\ -\sin\phi & \cos\phi & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} s_x \\ s_y \\ s_z \end{bmatrix}$$

Fig. 6. Método para calcular a reflexão do raio solar no espelho: 1) sabendo o vector **n**, calcular os ângulos θ, ϕ; 2) aplicando as rotações inversas, $R_X(-\theta)R_Z(-\phi)$, calcular o raio incidente **i** no referencial horizontal; 3) calcular a intersecção e a reflexão no espelho horizontal, para uma curvatura qualquer; 4) aplicando as rotações directas, $R_Z(\phi)R_X(\theta)$, calcular o vector do raio reflectido e a posição de partida desse raio na orientação inicial do espelho.

BLOQUEIO / SOMBREAMENTO DE HELIÓSTATOS

Os raios solares podem não atingir o alvo porque são interceptados por outros helióstatos, antes da reflexão (sombreamento) ou após a reflexão (bloqueio). Estas intersecções podem ser causadas pelo Sol estar muito baixo relativamente ao horizonte, pelo alvo estar demasiado baixo, ou pelos helióstatos estarem demasiado próximos. A prevenção destas intersecções representa claramente uma variável importante no projecto de um campo de helióstatos. Felizmente estas intersecções são muito fáceis de detectar por rastreamento de raios: a partir do ponto de reflexão do raio no espelho do helióstato, só é necessário

determinar se a linha definida pelo vector que aponta para o alvo ou pelo vector que aponta para o Sol intercepta no seu interior algum dos polígonos (que se assume serem planos e convexos) que descrevem o contorno exterior dos helióstatos vizinhos. Esta determinação envolve duas tarefas: 1) calcular o ponto de intersecção dessa linha com o plano do polígono; 2) calcular se o ponto de intersecção é interior ou exterior ao polígono. Um método simples, elegante e robusto para executar a tarefa 2) (Pereira et al. 2021) consiste em calcular sucessivamente os produtos externos dos vectores radiais definidos pelo ponto de intersecção e pelos vértices do polígono (ver Fig. 7). Se estes vectores apontam sempre na mesma direcção (se o seu produto interno fôr sempre positivo), o ponto de intersecção é interior e este raio está a interceptar o helióstato vizinho. Matematicamente, o bloqueio e o sombreamento de helióstatos são tratados exactamente da mesma maneira, apenas muda o vector que define a linha de intersecção.

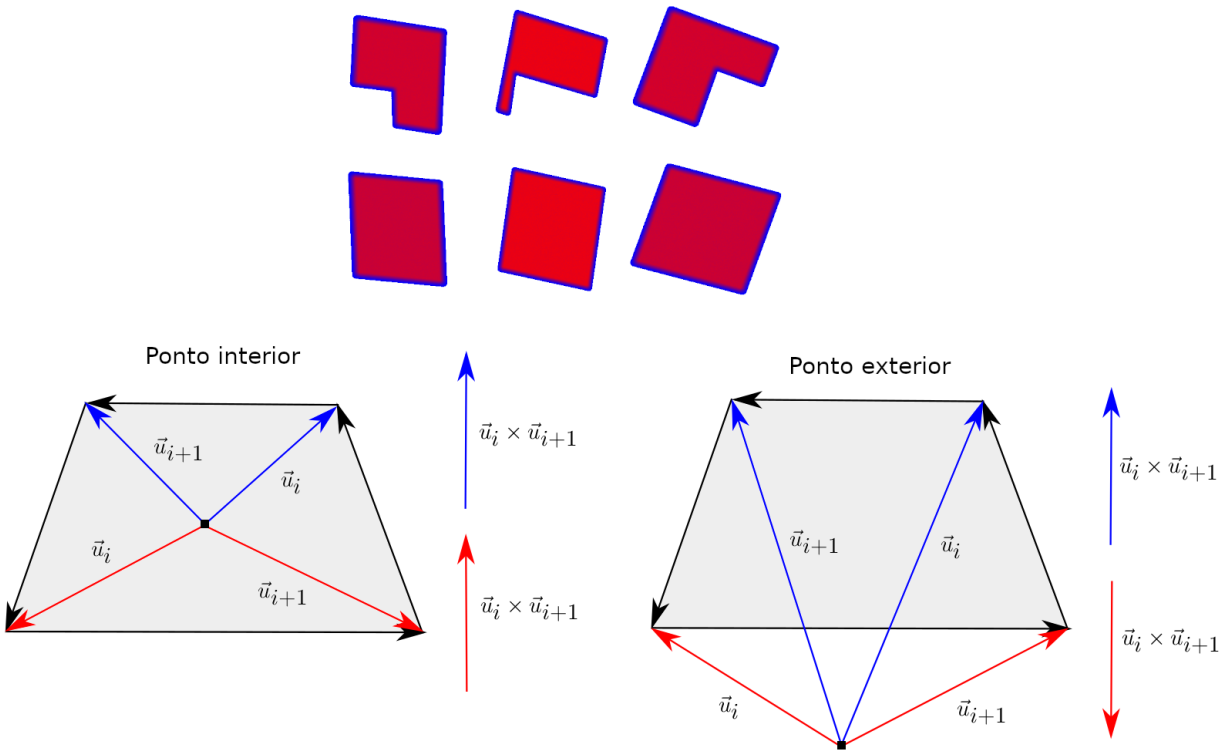


Fig. 7. Exemplo de bloqueio de helióstatos: nesta simulação, os 2 × 3 = 6 helióstatos foram configurados para apontar para pontos diferentes do alvo. Os 3 helióstatos que estão à frente (que apontam para baixo) estão a bloquear a radiação reflectida pelos 3 helióstatos que estão atrás (que apontam para cima). O método aqui utilizado para detectar se um raio, do helióstato para o alvo (bloqueio) ou para o sol (sombreamento) é interceptado por outro helióstato, consiste em: 1) calcular o ponto de intersecção do raio com o plano definido pelo polígono do espelho; 2) calcular sucessivamente o produto externo dos vectores radiais, calculados a partir desse ponto de intersecção, com os vértices do polígono, seguindo sempre a mesma ordem. Se estes vectores externos apontarem sempre na mesma direcção, o ponto está dentro do polígono e o raio intersecta o helióstato.

O ALVO

Qualquer simulação por rastreamento de raios necessita de sistemas colectores desses raios, que armazenem a informação produzida. Para recolher os raios que interceptam o alvo, podemos definir um rectângulo plano de pixéis, com um tamanho arbitrário, caracterizado por um vector posição, um vector normal e um vector que aponta para cima (como uma máquina fotográfica). Idealmente este alvo deve estar orientado perpendicularmente à direcção média dos raios incidentes provenientes do campo de helióstatos. Campos grandes de helióstatos, para produção de energia, tendem a ter uma torre central que recebe toda a radiação solar. Neste caso o alvo pode ser simulado por um cilindro interceptor dos raios, que seguidamente é desenrolado e transformado num rectângulo plano de pixéis, como anteriormente. Os dados assim adquiridos podem em seguida ser usados para produzir imagens, tratamentos estatísticos, perfis de variação, etc. Estas técnicas computacionais são amplamente ilustradas nos nossos trabalhos prévios (Pereira et al. 2020, 2021).

CONCLUSÕES

A modelação de campos de helióstatos por rastreamento de raios solares é um método eficiente e rigoroso, que permite contabilizar e estudar uma diversidade muito grande de efeitos, difíceis de estudar por outras vias, nomeadamente os aspectos complexos relacionados com a posição do Sol em cada instante, a intensidade e a inclinação dos raios solares, as características mecânicas dos modelos mais comuns de helióstatos (azimute-elevação, inclinação-rolamento e alvo-alinhado), a reflexão por espelhos com curvaturas muito diferentes (plana, esférica, parabólica...), e o bloqueio e sombreamento de helióstatos por outros helióstatos. Todos estes aspectos foram incluídos no pacote de programas de computador LAM, em linguagem C, que construímos para validar os métodos matemáticos e computacionais aqui discutidos. Simulações rigorosas, com 10^8-10^9 raios, podem ser realizadas em poucos minutos, permitindo estudos exaustivos sobre temas importantes, como a gama de rotações mecânicas que os helióstatos precisam de executar, a energia consumida por modelos e estratégias de utilização diferentes, ou a influência da latitude nos resultados obtidos.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem a *The Cyprus Institute* por ter permitido o acesso às suas instalações e o apoio do seu pessoal científico e técnico, em 2022. Este trabalho beneficiou do apoio financeiro da União Europeia através do projecto SFERA-III, Grant Agreement No 823802 (proposta SURPF2101310018-CAHO “Development of Computer Algorithms to Optimize Heliostat Orientation”). Os autores agradecem à Fundação para a Ciência e a Tecnologia (FCT) pelo seu suporte financeiro através do projecto LAETA Base Funding (DOI: 10.54499/UIDB/50022/2020).

REFERÊNCIAS

Duffett-Smith P. (1988). Practical Astronomy with Your Calculator. Ed. University of Cambridge, 3rd Edition.

Lawrence J.L. (2018). Celestial Calculations, a Gentle Introduction to Computational Astronomy. Ed. MIT Press.

Martínez-Hernández A.; Gonzalo I.B.; Romero M.; González-Aguilar J. (2020). Drift analysis in tilt-roll heliostats. *Solar Energy*, 211, 1170.

Pereira J.C.G.; Fernandes J.C.; Rosa L.G. (2019). Mathematical models for simulation and optimization of high-flux solar furnaces. *Math. Comput. Appl.*, 24, 65.

Pereira J.C.G.; Rodríguez J.; Fernandes J.C.; Rosa L.G. (2020). Homogeneous flux distribution in high-flux solar furnaces. *Energies*, 13, 433.

Pereira J.C.G.; Rahmani K.; Rosa L.G. (2021). Computer modelling of the optical behavior of homogenizers in high-flux solar furnaces. *Energies*, 14, 1828.

ENVEJECIMIENTO DE LA ALEACIÓN 625 EXPUESTA A RADIACIÓN SOLAR CONCENTRADA FILTRADA CON LONGITUD DE ONDA SELECTIVA

Noelia Estremera – Pedriza*, Jesús Fernández – Reche*, María Ariza**

*CIEMAT-Plataforma Solar de Almería (PSA), Tabernas (Almería), E-04200, España, noelia.estremera@psa.es, jesus.fernandez@psa.es

**Área de Ciencias de los Materiales e Ingeniería Metalúrgica, Dpto. de Química y Física, Universidad de Almería, Almería, E-04120, España, mjariza@ual.es

RESUMEN

Recientemente se instaló un nuevo horno solar en la Plataforma Solar de Almería (PSA), el horno solar Fresnel, del cual sus componentes fueron anteriormente caracterizados energética y espectralmente. Tras un año de operación, ya se tienen los primeros resultados del estudio de envejecimiento de la aleación 625 expuesta a una alta radiación solar concentrada filtrando con un espejo la longitud de onda de la radiación solar incidente, específicamente entre los 400-1125nm. Esta aleación se seleccionó por ser una de las más utilizadas en los receptores tubulares de las centrales de torre CSP y, por tanto, el interés general de este trabajo es averiguar si existe o no diferencia entre las longitudes de onda del espectro de la radiación solar concentrada y el envejecimiento de esta aleación, para ver el efecto en su durabilidad. Todo ello, analizando de la aleación: su microestructura, oxidación y propiedades ópticas y térmicas, entre otras. Se comparará una muestra en estado de recepción con una envejecida a 700°C durante 100 horas de ensayo en el horno solar Fresnel y con otra muestra envejecida con estas mismas condiciones pero isotermas en un horno mufla.

PALABRAS CLAVE: Radiación solar concentrada, Envejecimiento, Aleación 625, Horno solar Fresnel

ABSTRACT

The Plataforma Solar de Almería (PSA) has recently installed a new solar furnace, the Fresnel solar furnace, whose components were previously energetically and spectrally characterised. After one year of operation, the first results of the ageing study of alloy 625, exposed to high concentrated solar radiation by filtering the wavelength of the incident solar radiation with a mirror, specifically between 400-1125nm, are already available. This material was chosen because it is one of the most commonly used materials in the tubular receivers of CSP tower power plants and, therefore, the general interest of this work is to find out whether or not there is a difference between the wavelengths of the solar spectrum of concentrated solar radiation and the ageing of this alloy to see the effect on its durability. This will be done by analysing the alloy's microstructure, oxidation, optical and thermal properties, among others. A sample in the as-received state will be compared with one aged

at 700°C for 100 hours in the solar furnace and with another sample aged under the same conditions but isothermal in a muffle furnace.

KEYWORDS: Filtered concentrated solar radiation, Ageing, Alloy 625, Fresnel solar furnace

INTRODUCCIÓN

Recientemente se instaló un nuevo horno solar en la Plataforma Solar de Almería (PSA), el horno solar Fresnel, del cual se realizó anteriormente una caracterización energética y espectral de sus componentes [1]. Esta nueva instalación, utiliza un espejo secundario ubicado en el foco de la lente Fresnel que filtra longitudes de onda de la radiación solar, específicamente entre los 400-1125nm [2]. La misión de este espejo es eliminar parte de las longitudes de onda del espectro visible y del infrarrojo medio, con el fin de poder estudiar mejor el efecto de los fotones más energéticos del espectro solar en el material. Tras un año de operación, ya se tienen los primeros resultados del estudio de envejecimiento de la aleación 625 expuesta en este horno solar a una alta radiación solar concentrada seleccionando activamente la longitud de onda de la radiación solar incidente. Este material se seleccionó por ser uno de los más utilizados en los receptores tubulares de las centrales de torre CSP y de los más documentados, además de que tiene unas propiedades ópticas, mecánicas y térmicas muy buenas para su uso en receptores solares. Esto hace que sea superior a otras aleaciones en una amplia gama de entornos agresivos de severidad inusual. Por tanto, el interés general de este trabajo es averiguar el efecto de la radiación solar concentrada en la durabilidad de los receptores para alta concentración solar.

El envejecimiento de la aleación es la degradación en el tiempo de sus propiedades como consecuencia de su uso, lo que produce una evolución de su composición química y estructura. Estos cambios permiten que se pueda identificar dicho envejecimiento estudiando su microestructura, oxidación y propiedades ópticas y térmicas, entre otras [3]. De esta forma, para realizar un estudio completo sobre dicha evolución y propiedades, será necesario comparar una muestra envejecida a 700°C durante 100 horas de ensayo en el nuevo horno solar Fresnel con una muestra de la aleación 625 en estado de recepción (ER) y otra envejecida a 700°C durante 100 horas en un horno mufla, el cuál aplica temperatura en la muestra de manera isoterma y homogénea pero sin someter a la muestra a condiciones de radiación solar concentrada mediante el flujo de fotones incidente.

La composición de la aleación 625 en % peso es: níquel 58.0 mínimo, cromo 20.0-23.0, hierro 5.0 máximo, molibdeno 8.0-10.0, niobio (más tántalo) 3.15-4.15, carbono 0.10 máximo, manganeso 0.50 máximo, silicio 0.50 máximo, fósforo 0.015 máximo, azufre 0.015 máximo, aluminio 0.40 máximo, titanio 0.40 máximo, y cobalto 1.0 máximo [4]. Esta composición, es la que hace que la aleación tenga unas propiedades excepcionales para su uso en receptores solares, como por ejemplo una gran resistencia a la fatiga a alta temperatura que deriva del molibdeno y el niobio dentro de una matriz de níquel-cromo. Este material posee una estructura cúbica centrada en las caras, lo que hace que contenga carburos, que son inherentes a este tipo de aleación. Los carburos pueden ser MC y M_6C (ricos en níquel, niobio, molibdeno y carbono), además del $M_{23}C_6$ que es rico en cromo. El efecto de endurecimiento que se produce en el material se debe a la precipitación lenta de la fase rica en níquel-niobio (fase γ''). Esta fase se transforma gradualmente en Ni_3Nb (fase δ) ortorrómbico cuando la aleación se calienta durante tiempos prolongados en un intervalo de temperaturas intermedias [5].

Por tanto, como consecuencia de la temperatura y esfuerzos mecánicos que sufrirá este material, va a ir desarrollando una serie de cambios en su microestructura y composición

química local [6] generándose capas de óxidos, zonas empobrecidas en ciertos elementos químicos y precipitados de fases nuevas, principalmente granulares (fase γ'') y aciculares (fase δ) o conviviendo ambas dependiendo del tiempo y la temperatura. Es de esperar que los ciclos de calentamiento y enfriamiento día a día en el horno solar Fresnel provoquen estos signos de envejecimiento u otros similares. Ya que el material se foto-oxida más con longitudes de onda cercanas al ultravioleta, será interesante sobretodo ver cómo evoluciona la capa de óxidos, que por otro lado es la que determina las propiedades ópticas del receptor. Además, para identificar el efecto de la radiación solar más energética en el envejecimiento habrá que comparar estos resultados con los obtenidos de la muestra en ER y la muestra isoterma.

MATERIALES Y MÉTODOS

Caracterización de la aleación 625

Para estudiar las diferencias de microestructura del material, se han empleado un microscopio óptico y un microscopio electrónico de barrido (SEM) de alta resolución de emisión de campo Zeiss Sigma 300 VP con detector de electrones secundarios y detector EDXS [7], además de utilizar también un reflectómetro, microdurómetro, balanza y perfilómetro para medir sus propiedades ópticas y mecánicas. Antes de analizar las muestras en el SEM, se realizó una preparación metalográfica adecuada para este estudio en el laboratorio LabMat de la Plataforma Solar de Almería (PSA), que incluye un ataque electroquímico con ácido fosfórico al 80% para revelar la microestructura de la aleación.

La Fig.1 muestra una imagen de la microestructura de la aleación 625 en estado de recepción vista en el SEM, donde se pueden observar bordes de grano, maclas dentro de los granos, carburos e inclusiones de tres tipos (Ti, Ti-Nb o Nb) que suelen aparecer en forma alargada horizontal, granular, con forma de mancha en el caso del Nb o con forma de rombo en el caso del Ti, y son inherentes al material en ER. Como se verá más adelante, estas inclusiones o precipitados seguirán apareciendo en muestras envejecidas, evolucionando la mayoría de las veces a poros o huecos. Estas inclusiones suelen seguir la dirección horizontal de las bandas de laminación. En esta aleación es frecuente encontrarse también pequeños precipitados granulares de carburo que suelen ser ricos en Mo o Nb.

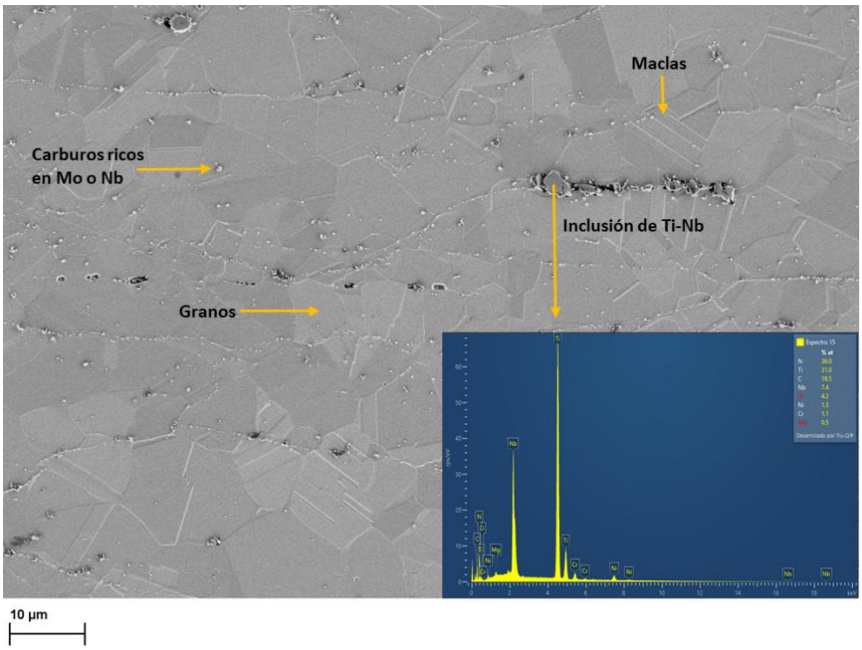


Fig. 1. Imagen SEM x1k del núcleo de la aleación 625 en ER

Ensayos de envejecimiento en horno solar Fresnel



(a) (b)

Fig. 2. Imágenes del horno solar Fresnel: (a) Shutter y lente Fresnel enfocando hacia la mesa de pruebas, (b) detalle del espejo que filtra longitudes de onda y redirecciona el haz hacia la aleación 625.

El horno solar Fresnel de la Plataforma Solar de Almería (PSA) está compuesto por un heliostato plano de 12 m^2 situado a 10 m de un contenedor dividido en dos zonas: una pequeña sala de control, y una sala de pruebas principal donde se encuentra la lente Fresnel que actúa como concentrador de la radiación solar en el plano focal en el cual se aloja un espejo secundario que redirige el haz del foco hacia la mesa de pruebas donde se colocan las muestras de la aleación 625 a envejecer. Este espejo secundario es importante pues es el encargado de filtrar longitudes de onda de la radiación solar entre los 400-1125nm. La misión de este espejo es eliminar parte de las longitudes de onda del espectro visible y del infrarrojo medio, y quedarse principalmente con los fotones más energéticos del espectro solar.

Para realizar los ensayos de envejecimiento se definió una temperatura máxima de material de 700 ºC. Debido a la naturaleza cíclica de la radiación solar, para acumular 100 h de

envejecimiento en el horno Fresnel es necesario acumular tiempo de ensayo durante varios días realizando un envejecimiento cíclico. Para contabilizar el tiempo de ensayo se tendrá en cuenta el tiempo de mantenimiento que el material estuvo a 700°C, es decir, sin tener en cuenta el tiempo o rampa de calentamiento ni el de enfriamiento de cada ciclo o día de ensayo. Un ejemplo de ciclo diario sería: comenzar abriendo el shutter al 100% (una vez que se ha llegado o pasado de los 850 Wm^{-2}, pues esta es la radiación incidente necesaria para que la aleación llegue a la temperatura seleccionada), se mantiene esta temperatura (si las condiciones climáticas lo permiten, debido al paso de nubes), para posteriormente, una vez finalizado el tiempo de ensayo, cerrar el shutter al 0% para permitir que se enfríe rápidamente la aleación 625 hasta temperatura ambiente.

Antes de comenzar los ensayos, en esta instalación Fresnel, se realizó una campaña de caracterización óptica y energética [1] dando como resultado los parámetros más relevantes de la misma que se incluyen en la Tabla 1.

Tabla 1. Principales parámetros ópticos y energéticos del horno solar Fresnel.

Energía Total (kW)	1.13 ± 0.03
Pico de Potencia (kWm^{-2})	1134.9 ± 0.3
Radio 90% Energía (mm)	27.0 ± 0.5
Densidad de Flujo (kWm^{-2})	484.9 ± 0.1
η_{Bruta}	0.80 ± 0.01
η_{Neta}	0.92 ± 0.01
C (Factor de Concentración)	1300
Distancia Focal (m)	3.56 ± 0.01

Ensayos de envejecimiento en horno mufla

Por otro lado, se ha envejecido otra muestra de la aleación 625 en un horno mufla Nabertherm LT 40/12/P330 durante 100 horas a 700°C. Este horno mufla se encuentra en el laboratorio MatLab de la Plataforma Solar de Almería (PSA), consta de un módulo reforzado de fibra moldeada al vacío con una elevada resistencia, una puerta de elevación y un controlador modelo P330, que regula la temperatura del horno. Además, el espacio interno del horno se calienta en todas las direcciones, ya que posee placas calefactoras cerámicas con resistencia térmica integrada en todas sus caras internas. Dispone de un volumen interno de 40 litros y puede llegar a una temperatura de trabajo máxima de 1200 ºC.

La muestra de la aleación 625 envejecida en mufla, al contrario que la muestra solar, se somete a un único ciclo térmico, que comienza introduciendo la muestra en el horno mufla a temperatura ambiente y programando una rampa de calentamiento de 18 min, ya que este el tiempo que tarda aproximadamente en alcanzar la temperatura necesaria la muestra en el horno solar Fresnel. De esta forma, cuando la muestra alcanza los 700°C,

mantiene constante la temperatura durante 100 h, posteriormente se abre la puerta del horno y se saca la muestra para que se enfríe rápidamente hasta la temperatura ambiente. De este modo, los transitorios de arranque y parada son lo más parecidos posible entre el horno mufla y el Fresnel, aunque en este caso solo se hace un ciclo. Otra diferencia importante entre el envejecimiento en el horno solar Fresnel y el mufla es que en este último toda la muestra está a la misma temperatura (envejecimiento isotermo sin que la pieza sufra gradientes térmicos), y con radiación solar concentrada la muestra está sometida a un gradiente térmico provocado por el gradiente de irradiancia típico del plano focal.

RESULTADOS

A continuación se presentan los principales resultados obtenidos de la caracterización de las dos muestras envejecidas (muestra 100 h Solar y 100 h Isoterma), y por comparación con la muestra en estado de recepción (ER) se verán los efectos del envejecimiento en su microestructura y en algunas propiedades de interés. La microestrutura se estudia en la sección transversal de la muestra, por un lado en el núcleo de la aleación (lejos de la superficie), y por otro en la zona próxima a la superficie donde se forman las capas de óxidos. Como propiedades se estudia la evolución de la reflectancia y la microdureza Vickers en la cara expuesta a la radiación solar en función del tiempo de envejecimiento.

Evolución de la microestructura: Zona del núcleo

En la Fig. 3 se compara la microestructura típica de la aleación 625 estado de recepción (Fig. 3 (a)) y envejecida en el horno solar y en el horno mufla (isoterma). Las diferencias entre las tres muestras son claras: mientras que en la muestra en ER únicamente se observan los carburos e inclusiones ya comentadas anteriormente, en las dos muestras envejecidas se han desarrollado precipitados de fases intermetálicas que son aciculares (fase δ) en la muestra envejecida con radiación solar (Fig.3. (b)) y principalmente granulares (fase γ'') y aciculares en la envejecida en condiciones isotermas (Fig. 3. (c)). Según la bibliografía [5], para 100 horas de tratamiento a 700 ºC ambas muestras envejecidas deberían presentar una mezcla de fase δ y fase γ''. Sin embargo, en la muestra envejecida con radiación solar no aparece la fase granular, lo que indica que la radiación ultravioleta podría estar acelerando el envejecimiento. En la micrografía de la muestra envejecida en condiciones isotermas, Fig.3. (c), se pueden ver claramente precipitados de la fase γ'' junto con algunos precipitados aciculares de la fase δ que se sitúan sobre todo en los bordes de grano, lo que sí está de acuerdo con el diagrama de fases de la aleación 625 [5].

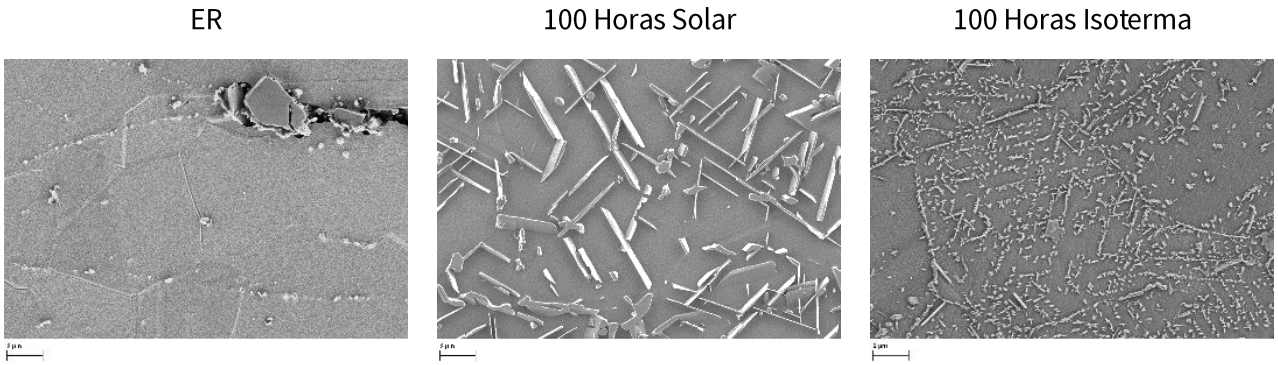


Fig. 3. Imágenes SEM a x5k del núcleo de la aleación 625: (a) En ER , (b) envejecida 100h horno solar Fresnel en la zona de mayor temperatura a 700°C, (c) envejecida 100h en horno mufla a 700°C.

Gracias a la precipitación de las fases nuevas en los bordes de grano, se puede ver el crecimiento de grano entre la imagen en ER (Fig.3. (a)) y la de la muestra envejecida 100h en mufla (Fig.3. (c)). En la muestra solar no se ven granos debido a la que la fase δ tiene tamaños de grano grandes (está muy desarrollada) y se encuentra distribuida por toda la aleación (no sólo en los bordes de grano), lo que indica un elevado grado de envejecimiento. Este crecimiento de grano se debe al recocido que se le está realizando a la muestra en los ensayos de envejecimiento, en los cúales se mantiene la aleación (ya sea con radiación solar concentrada o con temperatura isoterma) a alta temperatura durante tiempos prolongados. A temperaturas altas, los átomos del metal tienen mayor movilidad y los granos recristalizan, formándose granos más grandes. Estos cambios microestructurales, tanto la formación de precipitados de fases intermetálicas no presentes en el estado de recepción (δ y γ'') como modificaciones de la distribución de tamaño de grano, repercuten en las propiedades de la aleación y por tanto en las propiedades del receptor que se fabrique a partir de ella. Cuando la modificación del tamaño de grano se combina con cambios de fases o formación de fases nuevas las propiedades pueden evolucionar de forma variable, por lo que además de la microestructura es necesario estudiar las propiedades de la aleación envejecida, como haremos más adelante.

Evolución de la microestructura: Capa de óxido y zona cercana a la superficie

En la Fig.4 (a) se puede observar el aspecto brillante de una muestra de la aleación 625 en ER, la cual no presenta a simple vista signos de oxidación en su superficie. Una microestructura similar al núcleo de la aleación de la Fig. 3 (a) se puede ver en la imagen SEM en una zona cercana a la superficie externa (Fig. 4 (b)) de la sección metalográfica. Obsérvese que tampoco existe ninguna capa de óxido en la superficie de la muestra ER, mientras que tanto las fotos como las imágenes SEM tras el envejecimiento con radiación solar de las muestras envejecidas (Fig. 4. (c) y (d)) y el isotermo (Fig.4. (e) y (f)) muestran de las propiedades ópticas de la superficie un crecimiento de la capa de óxidos y una evolución de la microestructura cercana a la superficie y de las propiedades ópticas de la superficie externa.

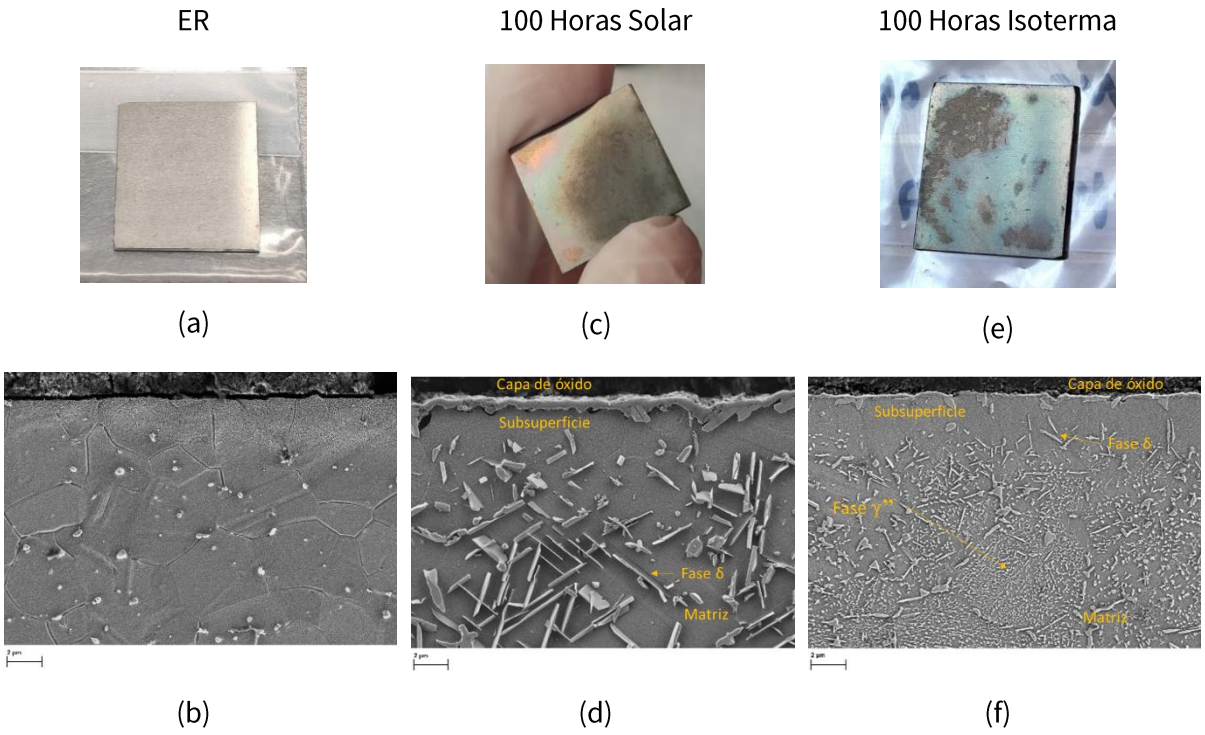


Fig. 4. Fotos e imágenes SEM x5k de la aleación 625: (a) y (b) en estado de recepción (ER), (c) y (d) envejecida 100h en horno solar Fresnel, (e) y (f) envejecida 100h en horno mufla, respectivamente.

Se puede observar que las dos muestras envejecidas han perdido brillo y se han oscurecido, respecto de la muestra en ER como consecuencia del crecimiento de la capa de óxidos. El perfil radial de oxidación que se extiende desde la esquina inferior derecha de la muestra solar se debe a que la muestra ha estado sometida a un gradiente de temperatura entre 550°C y 700°C debido a su posición en la mesa de ensayos. Por simplicidad este estudio se centrará únicamente en la zona de máxima temperatura (700°C) donde la degradación es mayor. Con el SEM se puede observar la capa de óxidos que se ha formado (banda continua de gris homogéneo en la superficie del metal en las imágenes de la Fig. 4. (d) y (f)) en las dos muestras envejecidas. El cromo es fundamental para proporcionar protección contra la corrosión a la aleación 625 mediante la formación de una capa superficial de óxido de cromo (Cr_2O_3). El espesor promedio de la capa de óxido en la muestra envejecida con radiación solar es de 0,80 µm, mientras que en la muestra envejecida en el mufla es de 0,35 µm. Esto está de acuerdo con la bibliografía, donde ya se ha visto que las muestras expuestas a radiación solar concentrada se oxidan al menos 5 veces más rápido que las envejecidas en un horno mufla [3].

También es normal en la zona cercana a la superficie debajo de la capa de óxidos (subsuperficie), que la aleación 625 envejecida tenga una banda empobrecida en precipitados, debido a que los elementos químicos que habitualmente forman los precipitados, o que facilitan su formación, han difundido para ir a formar la capa de óxidos. Esta zona está mejor diferenciada en la muestra envejecida en horno mufla, mientras que la muestra solar posee precipitados más grandes que impide ver claramente el espesor de esta zona, aunque parecen tener espesores similares. En esta aleación, el Cr es el elemento que se oxida en primer lugar, dejando la subsuperficie enriquecida en Ni y Nb. Estos

gradientes de composición se pueden estudiar con los microanálisis lineales de dispersión de Rayos-X en el microscopio electrónico. La Fig. 5. muestra los gradientes de composición para la muestra solar (Fig. 5 (a)) y la isoterma (Fig. 5 (b)). En ella se puede observar, para cada muestra, un análisis lineal SEM a x5k desde la capa de óxido, pasando por la zona de la subsuperficie hasta llegar al comienzo del núcleo. Estos análisis muestran el perfil de composición en este recorrido, ya que el número de cuentas de los espectros, pesados con unos factores de corrección, es proporcional a la concentración del elemento. Se pueden ver claramente al inicio de los gráficos los picos de Cr y O que corresponden a la posición de la capa de óxido de Cr_2O_3. Al pasar la capa de óxidos, el oxígeno cae bruscamente y el cromo recupera gradualmente los valores propios del núcleo de la aleación 625, no afectado por la formación de los óxidos. Por otra parte, la concentración de níquel en la subsuperficie, justo después de la capa de óxidos, es ligeramente mayor que en el núcleo, lo que demuestra que esta zona está enriquecida en Ni y empobrecida en Cr. En la muestra envejecida en mufla (isoterma) estos gradientes de composición son más suaves que en la muestra envejecida con radiación solar, lo que está de acuerdo con el mayor espesor de la capa de óxidos en esta última.

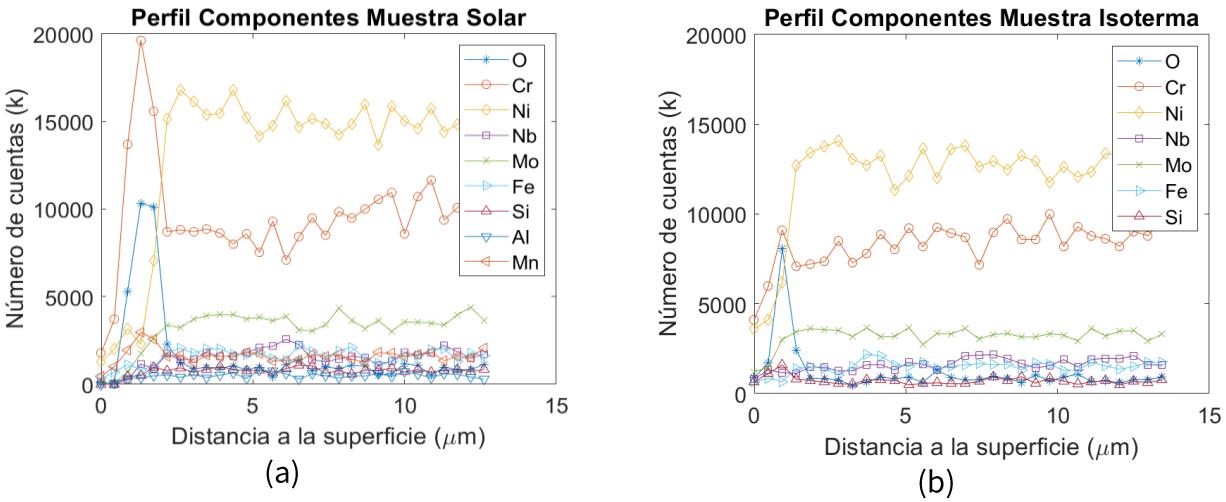


Fig. 5. Microanálisis lineal desde la superficie de la muestra (x = 0 μm) hasta el interior del metal: (a) muestra solar 100h, (b) muestra isoterma 100h

La formación de la capa de óxidos va acompañada de otros signos de envejecimiento en la superficie del metal, como son las picaduras y los poros. En las Fig. 6. (a) y (b) se puede ver la aparición de picaduras y poros o huecos, respectivamente, en la muestra envejecida con radiación solar concentrada. Las picaduras suelen formarse debido a precipitados de Ti cercanos a la superficie que derivan en la formación de nódulos de óxido que posteriormente evolucionan a picaduras al desprenderse. Más tarde se forma una segunda capa de óxido dentro de la picadura que puede volver a desprenderse cuando tenga un grosor importante y así continúa evolucionando el envejecimiento de la superficie [6]. Por otro lado, los poros o huecos suelen formarse debajo de la capa de óxidos cuando la difusión atómica es suficientemente importante como para que se queden espacios vacíos, sin átomos del sólido.

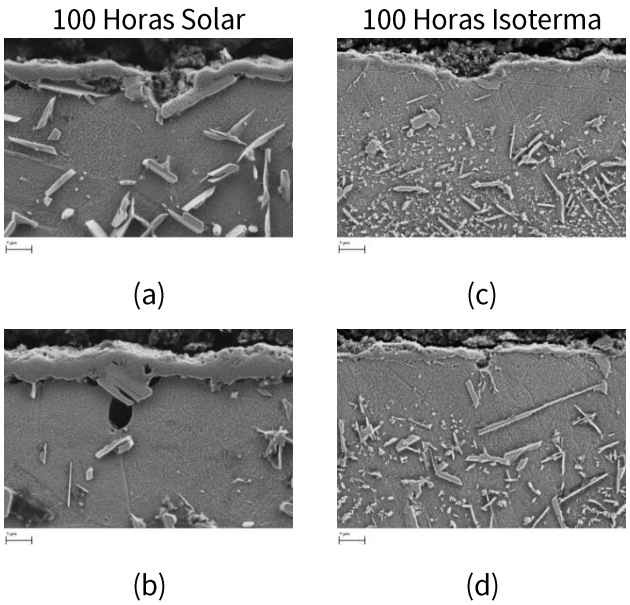


Fig. 6. Imágenes SEM x10k de: la muestra solar (a) picadura y (b) poro o hueco, la muestra isoterma (c) picadura y (d) poro o hueco.

Por tanto, las picaduras y los poros son imperfecciones que se detectan en la zona cercana a la superficie que muestran la degradación de esta zona de la muestra debido a la formación y posterior rotura y espalación o desprendimiento de la capa de óxidos. La espalación hace que las capas de óxidos sean discontinuas, lo que se observa en ambas muestras. Pero si comparamos la muestra envejecida con radiación solar (Fig. 6. (a)(b)) y la envejecida de forma isoterma en horno mufla (Fig. 6. (c)(d)) se observa que, aunque aparecen los mismos defectos, el grosor de la capa de óxidos y el tamaño de las picaduras y poros es menor en la muestra que no ha recibido radiación solar concentrada.

Evolución de las propiedades ópticas y microdureza Vickers:

Debido a los cambios microestructurales que se han visto, es de esperar que las propiedades ópticas y la microdureza Vickers cambien. Los principales resultados se presentan en la Fig. 7. (a)(b) en función del tiempo de envejecimiento.

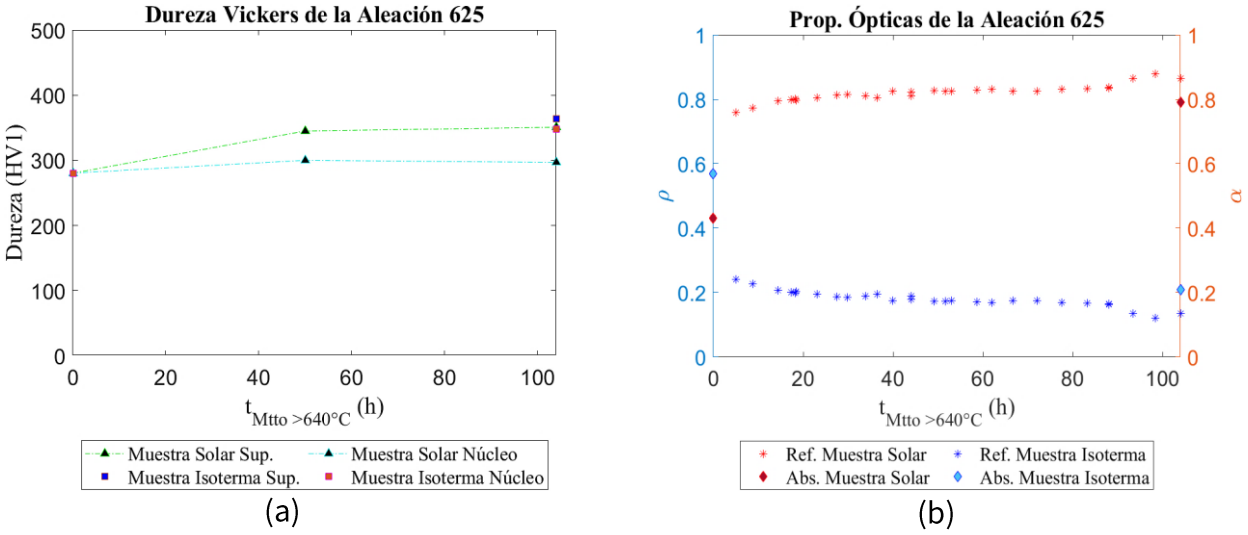


Fig. 7. Evolución de las propiedades de la aleación 625: (a) microdureza Vickers, (b) ópticas

En la Fig. 7. (a) se puede ver la microdureza Vickers que se midió tanto sobre la capa de óxidos en la superficie externa de la muestra, como en el núcleo de la aleación. En ambas muestras envejecidas, la superficie recubierta de la capa de óxidos es más dura, y por tanto menos dúctil, que el núcleo de la aleación. Al aumentar el tiempo de envejecimiento con radiación solar, la dureza tanto en la superficie como en el núcleo aumenta para 50h de exposición y estos valores se mantienen aproximadamente constantes para las 100h de envejecimiento. La muestra envejecida en isotermo durante 100h es un poco más dura que la del horno solar, y bastante más dura que en ER; y la diferencia entre superficie y núcleo es menor que en el caso de envejecimiento con radiación solar, lo que debe estar relacionado con la formación de una capa de óxidos más delgada, como se ha visto en el estudio de la microestructura. Es conocido que la fase γ'' endurece las aleaciones de níquel, mientras que cuando precipita la fase δ, la dureza disminuye. Por tanto, las propiedades mecánicas de la aleación trabajando a elevada temperatura mejoran siempre que el envejecimiento provoque la precipitación de la fase granular (como en la muestra isoterma). De nuevo, los resultados de dureza concuerdan con la microestructura que se ha observado en las muestras envejecidas, y nos permiten concluir que la aleación expuesta a la radiación solar durante 100 horas, que necesariamente va acompañada de gradientes térmicos y ciclos, está mucho más envejecida que la que no ha estado expuesta a la radiación solar. En cuanto a las propiedades ópticas, en la Fig.7. (b) se representa la evolución de la reflectancia (ρ) y la absortancia (α) ($\alpha = 1-\rho$ para estas muestras) con el tiempo de envejecimiento, y se observa que, aunque la muestra en estado de recepción refleja más que absorbe, tras solo 5 horas de envejecimiento solar la capa de óxidos que se ha formado en la superficie de la aleación es suficiente para invertir esta situación. La absortancia continúa creciendo de forma más suave hasta las 100 h, alcanzando valores próximos a 0.87. En cambio, la aleación envejecida en horno mufla no supera valores de absortancia del 0.79 tras 100 horas, lo que está de acuerdo con el menor espesor de la capa de óxidos que se observó en el estudio de la microestructura para el caso isotermo. Es importante que la absortancia sea lo más alta posible, ya que así los tubos del receptor de torre absorberán más radiación solar y se calentarán más, pudiendo transmitirle más calor al fluido caloportador y mejorar así la eficiencia de la central termosolar.

CONCLUSIONES

El estudio conjunto de la microestructura y propiedades como la reflectancia y la microdureza han permitido establecer de forma comparativa el nivel de envejecimiento de la aleación 625 tras ser expuesta durante aproximadamente 100 h a radiación solar concentrada filtrada en la zona de menores longitudes de onda, con una mayor proporción de fotones UV que el espectro solar normal, a una temperatura máxima de 700 ºC. El núcleo de la aleación envejecida en estas condiciones desarrolla directamente la fase acicular δ mientras que en una muestra envejecida sin radiación en condiciones isotermas a 700 ºC aparecen las fases γ'' y δ juntas, con predominio de la granular γ''. La comparación de la dureza de la aleación envejecida con radiación solar y solo isotermo están de acuerdo con la microestructura observada en cada caso, y los resultados van en la misma línea que los ya reportados en la bibliografía. Respecto a la superficie y la zona del metal más próxima a la superficie, la muestra envejecida con radiación solar tiene una capa de óxidos más gruesa

y presenta mayores signos de degradación como picaduras y huecos o poros. La formación de la capa de óxidos afecta a la composición química y la presencia de precipitados en la zona de subsuperficie, que en la muestra solar está más empobrecida en Cr que en la muestra isoterma. Por su parte, tanto la dureza superficial como de la sección aumentan como cabía esperar. La evolución de la reflectancia y absortancia con el tiempo de envejecimiento también está de acuerdo con la formación de una capa de óxidos, mucho más absorbentes que el metal, más gruesa en la superficie de la muestra envejecida con la radiación solar enriquecida en fotones más energéticos. Los valores de absortancia que se han obtenido son similares a las de muestras envejecidas con radiación solar de estudios previos, con los que podremos realizar una comparación más exhaustiva cuando dispongamos de tiempos de envejecimiento más largos con el espectro solar filtrado.

AGRADECIMIENTOS

Este trabajo está financiado por el Ministerio de Ciencia e Innovación de España a través del proyecto HELIOSUN, con referencia PID2021-126805OB-I00, financiado por el Ministerio MCIN/AEI/10.13039/5011000011033/ FEDER, UE; y por fondos FEDER del Gobierno español en el marco del proyecto SOLTERMIN (Ref. ENE2017-83973-R). Los autores agradecen a E. Urea-Ramos del Servicio de Microscopia de la Universidad de Almería por su aportación en la caracterización de la microestructura con SEM y EDXS.

REFERENCIAS

[1] Estremera-Pedriza N., Fernández-Reche J., Carballo J.A. (2023). Optical Characterization of a New Facility for Materials Testing under Concentrated Wavelength-Filtered Solar Radiation Fluxes. *Solar, 3, 76–86.*

[2] Edmund Optics Europe. 45° AOI, 101 x 127mm, Hot Mirror. https://www.edmundoptics.eu/p/45deg-aoi-101-x-127mm-hot-mirror/19184/. Último acceso 10 de mayo de 2024.

[3] Setien-Solas E. (2018). *Efecto de la radiación solar concentrada en el envejecimiento a tiempos largos de receptores solares de alta concentración*. Universidad de Almería y Plataforma Solar de Almería.

[4] Technical material specifications. Inconel alloy 625. https://www.specialmetals.com/documents/technical-bulletins/inconel/inconel-alloy-625.pdf. Último acceso 10 de mayo de 2024.

[5] Floreen, S., Fuchs, G.E., & Yang, W.J. (1994). The Metallurgy of Alloy 625. *Superalloys*, 13-37.

[6] Setien-Solas E., Fernández-Reche J., Ariza-Camacho M.J., Álvarez-de-Lara M. (2018). Solar aging of receivers made of nickel super alloys. *AIP* Conf. Proc. 2018; 2033 (1): 230012.

[7]_Servicios Centrales de Investigación UAL. Microscopía Electrónica de Barrido (SEM/FESEM).

https://www.ual.es/universidad/serviciosgenerales/stecnicos/microscopia/microscopia-electronica-de-barrido. Último acceso 14 de mayo de 2024.

MEDIDA DE IRRADIANCIA SOLAR DIRECTA MEDIANTE CAPTADOR DE FIBRA ÓPTICA Y FOTODIODO SEMICONDUCTOR

Manuel Jerez*, Alejandro Carballar**, y Joaquín Granado***

Departamento de Ingeniería Electrónica – E.T.S. de Ingeniería – Universidad de Sevilla;

C/ Camino de los Descubrimientos, s/n, Sevilla, 41092 (España)

*mjerez@us.es, ** carballar@us.es, *** j_granado@us.es

RESUMEN/RESUMO

Se propone el diseño de un nuevo pirheliómetro para la medida de la irradiancia solar normal directa (DNI), describiéndose su construcción, así como pruebas de campo realizadas. El sistema está constituido por una fibra óptica como elemento captador de la luz solar, un fotodiodo de silicio y un medidor de potencia óptica; junto con un algoritmo de calibración para el procesado de los datos y la obtención de la medida de irradiancia. El nuevo dispositivo destaca por su estructura simple y bajo coste, su reducido tiempo de respuesta y alta sensibilidad, así como mayor fiabilidad y flexibilidad, permitiendo el uso de distintos tipos de fibras y fotodiodos. El dispositivo puede ser empleado en aplicaciones de meteorología, agricultura o generación de energía fotovoltaica y termosolar.

PALABRAS CLAVE: Pirheliómetro, irradiancia solar, fibra óptica, fotodiodo, irradiancia espectral, radiómetro, cono de aceptación.

ABSTRACT

The design of a new pyrheliometer for the measurement of Direct Normal Irradiance (DNI) is proposed, along with its construction and conducted tests. The system comprises an optical fiber as the solar light collector, a silicon photodiode, and an optical power meter, combined with a calibration algorithm for data processing and irradiance measurement acquisition. It stands out for its reduced response time and high sensitivity, as well as greater reliability and flexibility, allowing the use of different types of fibers and photodiodes, featuring a simple structure and low cost. The device can be employed in fields such as meteorology, agriculture, or photovoltaic and concentrating solar power generation.

KEYWORDS: Pyrheliometer, solar irradiance, optical fiber, photodiode, spectral irradiance, radiometer, acceptance cone.

INTRODUCCIÓN

La preocupación por buscar fuentes de energías renovables lleva experimentando un gran crecimiento en los últimos años, quedando constatada como uno de los Objetivos de Desarrollo Sostenible de la ONU, que en su objetivo número 7 indica que se debe "garantizar el acceso a la energía asequible, segura, sostenible y moderna". Además de este hecho, la generación de energía sostenible se relaciona con otros objetivos también enunciados en el mismo documento, como la erradicación de la pobreza, la sostenibilidad de las ciudades o el consumo de recursos de forma sostenible. En este contexto, la energía solar destaca como un recurso energético renovable, limpio e infinito en todo el mundo; y su correcto aprovechamiento en zonas con muchas horas de sol a lo largo del año es clave para garantizar la transición energética. Por otro lado, la reducción de los costes de producción de este tipo de energía se hace necesario para el impulso de la infraestructura eléctrica en zonas menos desarrolladas, donde viven la mayoría de las personas sin acceso a electricidad en el mundo; que cuenta con un gran potencial en lo que a la energía solar se refiere. (Organización de las Naciones Unidas, 2015)

La radiación solar es la energía liberada por el sol, propagada en todas las direcciones del espacio en forma de onda electromagnética. Esta, al llegar y atravesar la atmósfera sufre difusión, reflexión y absorción debido a la interacción con los distintos tipos de partículas que se encuentran suspendidas en la atmósfera alrededor del planeta. Estas interacciones hacen que la luz llegue a la superficie de la Tierra muy atenuada con respecto a la radiación recibida sobre la atmósfera; y ésta llega desde todas las direcciones del espacio y no sólo desde el círculo solar. La medida de radiación solar recibida por unidad de superficie en la tierra se denomina irradiancia, y se mide en vatios por metro cuadrado. La irradiancia total medida en un punto de la tierra GHI (Global Horizontal Irradiance), puede descomponerse en dos partes: la irradiancia normal directa (DNI, Direct Normal Irradiance) e irradiancia horizontal difusa (DHI, Diffuse Horizontal Irradiance). (Organización Internacional para la Normalización, 2022)

La Organización Mundial de Meteorología (WMO – wmo.int) define la DNI como el flujo solar proveniente de un pequeño ángulo sólido (de apertura total 5º) centrado en la circunferencia solar radiante en un plano perpendicular al ángulo sólido dividido entre el área de esta superficie. De la misma forma, la WMO y la Organización Internacional para la Normalización (ISO – iso.org) definen que el instrumento para medir la DNI es el pirheliómetro, "cuyas superficies receptoras están dispuestas de manera normal a la dirección solar. Mediante la apertura, solo se mide la radiación proveniente del sol y un estrecho anillo de cielo, esta última componente de radiación a veces se denomina radiación circunsolar o aureolar", así como sus especificaciones. Este pirheliómetro necesita estar montado en un sistema de seguimiento solar para garantizar que siempre se encuentra dispuesto en la dirección indicada. (P. Blanc, 2014)

La medición de irradiancia se hace importante en muchos contextos diferentes en distintos ámbitos de la ciencia y la tecnología. De todos esos ámbitos, el más evidente es el de la meteorología, donde la luz solar juega un papel fundamental en los distintos procesos que condicionan el clima, por lo que conocerla es necesario para realizar pronósticos. En otras ciencias, como la arquitectura, la agricultura o la medicina, el estudio de la radiación solar

se utiliza para el estudio de la eficiencia energética de los edificios, la monitorización de procesos como la fotosíntesis o el estudio de enfermedades y tratamientos relacionados con la piel; respectivamente. Por último, en el campo de las energías renovables, la medida de la radiación en centrales de producción fotovoltaica y de concentración solar permite conocer el estado de generación y condiciones en las que se encuentra la planta o la eficiencia a la que los paneles fotovoltaicos están convirtiendo la radiación solar en energía eléctrica. (O. Abeidina, 2019)

Este trabajo presenta una nueva configuración de pirheliómetro utilizando una fibra óptica como captador de radiación y un fotodiodo semiconductor para medir la potencia óptica incidente. En la siguiente sección se presenta el principio de operación de los pirheliómetros tradicionales y el del pirheliómetro propuesto; posteriormente, el procedimiento de medida y calibración; a continuación, el montaje y los resultados de medida obtenidos, y, por último, las conclusiones.

PRINCIPIO DE OPERACIÓN

Como se ha comentado anteriormente, el pirheliómetro es un instrumento que permite medir la DNI. Su comportamiento y la capacidad de proporcionar medidas exactas están condicionados por distintos requerimientos, características y especificaciones. En primer lugar, su rango espectral, que debe garantizar que cubra la mayor parte (si es posible, la totalidad) del espectro solar, e, idealmente, con una curva de respuesta lo más plana posible y una capacidad de absorción cercana a 1. En segundo lugar, la sensibilidad, que se refiere al mínimo nivel de señal que es capaz de detectar el pirheliómetro. En tercer lugar, el tiempo de respuesta, que se define como el tiempo necesario que tarda el pirheliómetro en reaccionar, alcanzando un 95% de la salida ante el cambio en la magnitud de entrada. Por último, el campo de visión, que es el ángulo sólido en el cual el pirheliómetro es capaz de captar la radiación. Además de estos parámetros, el espectro solar recibido en la superficie terrestre está caracterizado por su irradiancia espectral, y esta varía según las masas de aire que la luz del sol debe atravesar hasta llegar al dispositivo medidor; por lo que la localización geográfica, la época del año, la hora del día, la meteorología, altitud y el entorno donde se encuentre el instrumento influyen también en las medidas que realiza el pirheliómetro. (Organización Internacional para la Normalización, 2018).

Los pirheliómetros tradicionales emplean principalmente sensores termoeléctricos o fotoeléctricos pasivos para convertir la irradiancia solar (en vatios por metro cuadrado) en una señal eléctrica proporcional. Estos sensores termoeléctricos están recubiertos con un material ópticamente negro y presentan una respuesta espectral amplia y uniforme a todas las longitudes de onda de la radiación solar, generalmente entre las longitudes de onda de 300 y 3000 nm. La termopila es el sensor termoeléctrico más comúnmente utilizado en radiómetros. A diferencia de las termopilas, los fotodiodos suelen responder a un intervalo más reducido del espectro, que en general no suele ser superior a los 1100nm y con una curva de respuesta (responsividad) que no suele ser plana en estas longitudes de onda; y además son muy sensibles a cambios en la temperatura de operación, por lo que suelen requerir de elementos de refrigeración que hacen que su uso en los pirheliómetros esté menos extendido que los sensores térmicos. (J. Cwirko, 2015).

La propuesta de pirheliómetro que se describe en este trabajo consiste en el uso de una fibra óptica como elemento captador de la radiación solar. Este haz de luz acoplado a la fibra viaja por el interior de ésta hasta un fotodetector (un fotodiodo de semiconductor) que convierte la potencia óptica captada por la fibra en una corriente eléctrica que será detectada por el medidor de potencia óptica. El medidor, controlado por un software de adquisición de datos, generará una traza de la potencia óptica equivalente a la fotocorriente eléctrica generada; de forma que los datos medidos puedan ser procesados para obtener una estimación de la DNI.

La configuración para el nuevo pirheliómetro ofrece varias ventajas: al separar el captador de radiación solar del dispositivo de medición de potencia óptica, se permiten mediciones más estables y controladas en temperatura, al no incidir la luz directamente en el dispositivo detector. Además, la posibilidad de modificar la fibra óptica empleada permite ajustar la magnitud de potencia óptica capturada y el cono de aceptación de la radiación solar incidente, garantizando que recibe únicamente la radiación proveniente del disco solar. Por último, el uso de un fotodiodo semiconductor como detector ofrece alta sensibilidad y tiempos de respuesta muy rápidos. Además de los beneficios técnicos que ofrece, el coste del dispositivo es mucho menor que el de un pirheliómetro comercial. Sin embargo, el principal desafío tecnológico es obtener mediciones cuantitativas de irradiancia precisas, dado que la respuesta del fotodiodo semiconductor varía con la componente espectral, y es, en general, más estrecha que la irradiancia espectral del sol; lo que motiva la necesidad de un algoritmo de compensación o calibración de las medidas brutas para obtener una buena estimación de la irradiancia normal directa.

PROCEDIMIENTO DE MEDIDA

Los valores almacenados en la traza de potencia óptica generados por el medidor de potencia óptica responden a la expresión (1), que depende de la responsividad del fotodiodo $\Re(\lambda)$, la irradiancia espectral de la luz solar $E(\lambda)$ y una longitud de onda λ_i de referencia entre las longitudes de onda mínima y máxima de la curva de responsividad del fotodiodo, λ_{min} y λ_{max}, respectivamente. La atenuación de la fibra también interviene en la expresión, pero esta puede tener un valor despreciable en el caso de que L sea lo suficientemente pequeño.

$$\mathrm{P}_{0,\lambda_\mathrm{i}} = \frac{1}{\Re(\lambda_i)} \int_{\lambda_{min}}^{\lambda_{max}} E(\lambda) \cdot e^{-\alpha(\lambda)\cdot L} \cdot \Re(\lambda) \cdot d\lambda \qquad (1)$$

El algoritmo de calibración tiene tres etapas diferenciadas. En primer lugar, a partir de la potencia óptica medida se obtendrá la irradiancia solar bruta, definida como el cociente entre esa potencia y el área del núcleo de la fibra óptica empleada como elemento captador de la radiación solar. El resultado de este cálculo tendrá unidades de potencia por unidad de superficie, es decir, vatios por metro cuadrado; siendo una primera aproximación para el valor de la medida de DNI.

$$\Phi_{bruta,\lambda_i} = \frac{P_{0,\lambda_i}}{A_{nucleo}} \qquad (2)$$

Este valor de irradiancia bruta es, sin embargo, lejano al valor de irradiancia normal directa perseguido, debido a dos razones fundamentales. En primer lugar, debido a la respuesta espectral del fotodiodo, que no abarca todo el espectro de radiación solar, sino que está restringida o limitada en longitudes de onda. En segundo lugar, la sensibilidad de los fotodiodos no es uniforme en el espectro que cubren, de forma que el comportamiento será distinto según el semiconductor empleado en el detector, el modelo de fotodiodo o el fabricante de este. Una tercera causa que justifica la diferencia entre los valores de irradiancia bruta y DNI tiene que ver con las pérdidas que sufre la potencia óptica captada al propagarse desde el extremo captador de radiación hasta el detector por la fibra óptica; pero este efecto puede ser despreciable si la longitud de fibra óptica no es excesivamente larga. Estos motivos hacen necesario el uso de un factor de corrección o calibración de la medida, que compense el efecto de estos fenómenos y permita realizar una medida cuantitativa de la DNI lo suficientemente precisa.

El factor de calibración se calcula a partir de la expresión (3), donde intervienen los factores detallados previamente en el cálculo de la potencia óptica. Como ya se ha comentado, si el producto $\alpha \cdot L$ es lo suficientemente pequeño, podrá ser despreciado. La longitud de onda de referencia, λ_i, empleada en el medidor de potencia óptica ha de tenerse en cuenta al realizar el cálculo del factor de calibración. Haciendo uso del valor de responsividad para la longitud de onda seleccionada en el medidor de potencia óptica, se obtiene el factor de calibración, FC:

$$FC_{\lambda_i} = \Re(\lambda_i) * \frac{\int_{\lambda_{min}}^{\lambda_{max}} E(\lambda) * d\lambda}{\int_{\lambda_{min}}^{\lambda_{max}} E(\lambda) * e^{-\alpha(\lambda) * L} * \Re(\lambda) * d\lambda} \qquad (3)$$

Una vez obtenido el factor de calibración, obtener la medida definitiva de la irradiancia solar directa es inmediato a partir de la expresión (4):

$$\Phi_{medida} = \Phi_{bruta,\lambda_i} \cdot FC_{\lambda_i} \qquad (4)$$

MONTAJE Y RESULTADOS

Para realizar las pruebas de concepto del nuevo pirheliómetro propuesto se han utilizado las fibras FG050LGA, FG105LCA y FG200LEA, todas fabricadas por THORLABS, y cuyas características se comentarán posteriormente. Los extremos de las fibras expuestos a la radiación solar han sido colocados en un seguidor solar KIPP & ZONEN SOLYS Gear Drive junto con un pirheliómetro comercial KIPP & ZONEN CHP1 para validar las medidas realizadas, tal y como se muestra en la Figura 1. El otro extremo de las fibras ópticas se ha conectado a distintos fotodetectores del fabricante THORLABS, y estos fotodetectores a su vez al medidor de potencia óptica THORLABS PM320. Las trazas generadas han sido procesadas mediante el software de simulación numérica MATLAB.

a) 

b) 

Fig 1. Configuración de pirheliómetro para la medida de la DNI basado en fibra óptica como elemento captador de la radiación solar (a) y fotodiodo semiconductor como elemento para la medida de la potencia óptica (b).

Los primeros resultados presentados en la Figura 2 se corresponden con la medida de la irradiancia solar directa en el mismo día con dos fibras multimodo distintas, las THORLABS FG050LGA y THORLABS FG105LCA, de 50µm y 105µm de diámetro respectivamente; y ambas con una apertura numérica de 0.22, resultando en un medio ángulo de visión de en torno a 12º. Los resultados propuestos ilustran cómo el factor de calibración se hace absolutamente necesario, dada la gran diferencia entre la irradiancia bruta calculada y la medida proporcionada por el pirheliómetro comercial. En el día que se hicieron las medidas se observa cómo el cielo estaba nublado, destacando el rápido tiempo de respuesta del fotodiodo de silicio, con una variación muy rápida ante el paso de nubes, y que replica perfectamente el comportamiento del dispositivo comercial. Es importante mencionar que las longitudes de onda de calibración seleccionadas fueron 635nm y 400nm respectivamente; mientras que los factores de calibración asociados calculados han sido de 1.3 y 0.26 para cada una de ellas.

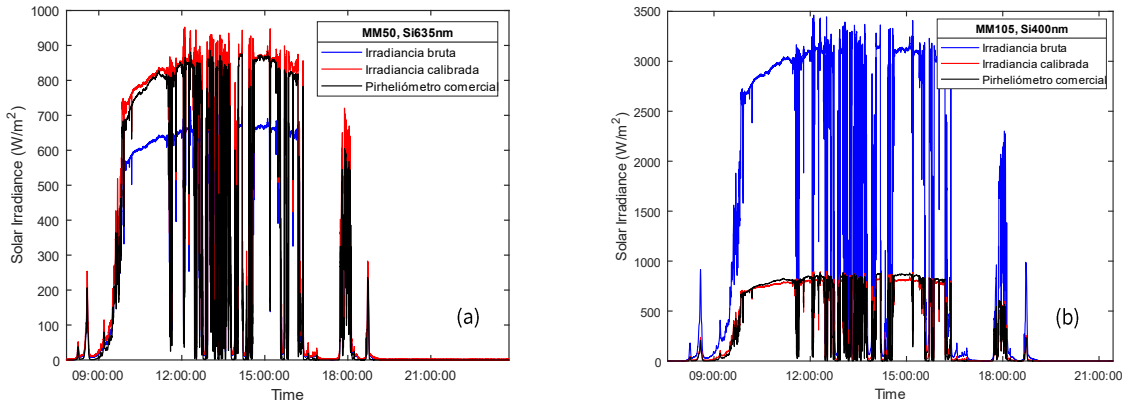


Fig. 2. Medida de la DNI mediante la nueva configuración de pirheliómetro y comparación con medida de DNI proporcionada por pirheliómetro de investigación: a) con fibra THORLABS FG050LGA; y b) con fibra THORLABS FG105LCA.

De los resultados presentados, además del tiempo de respuesta, se desprenden algunas conclusiones relativas a su precisión y el rizado de las medidas. De la comparación entre las curvas de las medidas realizadas por las fibras y las medidas del pirheliómetro comercial, se observa cómo la fibra de 50µm de diámetro arroja resultados más precisos, que replican

durante buena parte del día los resultados que sabemos correctos. A pesar de proporcionar resultados más precisos, los resultados dados por esta fibra también muestran un mayor rizado, debido a que, al captar menos potencia (por tener menos superficie de núcleo expuesta a la radiación), el dispositivo diseñado se encuentra trabajando más cerca del límite de sensibilidad. El factor de rizado se reduce a medida que aumenta el diámetro del núcleo de la fibra, como se refleja en el resto de resultados para fibras con mayor diámetro de núcleo.

Los resultados mostrados en la Figura 3 se corresponden con el uso de las fibras THORLABS FG105LCA y la FG200LEA como elementos captadores de la luzsolar, donde esta última se caracteriza por un diámetro de núcleo de 200µm y misma apertura numérica que en los casos anteriores. Para la medida realizada con la primera de las fibras se observa que es un día mayormente soleado, con la presencia de algunas nubes en torno a las 16:00h. Para el segundo caso, el día vuelve a ser nublado. En ambos experimentos, la longitud de onda seleccionada ha sido de 635nm, por lo que el factor de corrección es igual al valor de 1.3.

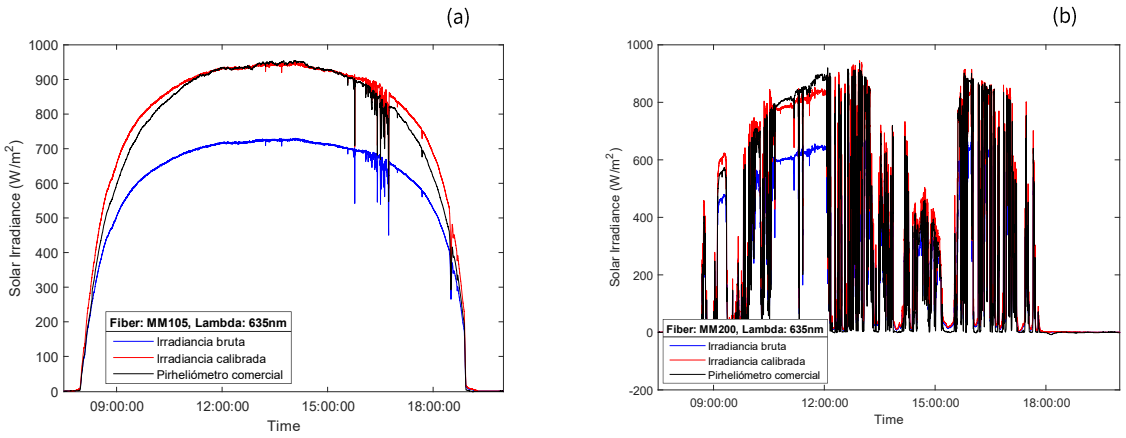


Fig. 3. Medida de la DNI mediante la nueva configuración de pirheliómetro y comparación con medida de DNI proporcionada por pirheliómetro de investigación: a) con fibra THORLABS FG105LCA; y b) con fibra THORLABS FG200LEA.

Los resultados anteriores sirven para realizar un comentario relativo a la influencia de la irradiancia espectral sobre la medida de la DNI proporcionada por el nuevo pirheliómetro. Observando la Figura 3a, se deduce que la medida arrojada por el pirheliómetro fibra óptica es prácticamente idéntica a la del pirheliómetro comercial desde antes de mediodía hasta que comienza a atardecer. Las mayores divergencias para este caso entre las medidas se dan justo en los momentos de amanecer y atardecer, donde la medida del dispositivo propuesto es sensiblemente mayor. Este hecho se debe a que, como se ha mencionado anteriormente, el espectro de radiación solar observado en la superficie terrestre se ve afectado por las masas de aire que debe atravesar hasta llegar a la superficie, de forma que en los momentos al comienzo y final del día, donde existe una mayor horizontalidad del sol respecto del sensor, mayor volumen de aire en la atmósfera debe ser atravesado por los rayos de sol; lo que hace que el espectro sufra las mayores modificaciones del día. Para realizar el procesamiento, la irradiancia espectral empleada se corresponde con la del sol a mediodía y con cielo despejado (visión directa del sol); por lo que es lógico que las

mayores divergencias se encuentren en el amanecer y atardecer, donde el espectro sufre mayores divergencias respecto del modelo empleado. Esto explica, de la misma forma, que en días como el que se muestra en la Figura 3b, donde el cielo está claramente nublado, las divergencias entre las medidas sean mayores y se mantengan durante todo el día, en tanto que el modelo de espectro empleado para la radiación solar no se corresponde con el que se mediría en una jornada así.

CONCLUSIONES

En este trabajo se ha propuesto una nueva configuración de pirheliómetro para la medida de irradiancia normal directa (DNI), que incluye el uso de una fibra óptica como elemento captador de la luz y un fotodiodo como detector de radiación; además de un algoritmo para corregir las medidas tomadas. En base a los resultados propuestos se puede afirmar que el dispositivo propuesto permite tomar medidas similares a las que se obtienen por pirheliómetros comerciales, con un pequeño error, a cambio de un precio considerablemente menor.

Los trabajos futuros están orientados en la línea de caracterizar y corregir el error provocado por la divergencia entre la irradiancia espectral real y el modelo empleado; el estudio del comportamiento del pirheliómetro para distintos valores de apertura numérica de fibra óptica para adaptar el diseño a las restricciones de la WMO sobre el ángulo sólido del mismo, y el estudio de distintos fotodiodos como elemento detector de la potencia óptica.

AGRADECIMIENTOS

Este trabajo ha sido desarrollado dentro del marco de los proyectos de investigación del Ministerio de Ciencia e Innovación CHLOE con referencia PID2021-125786OB-C22, y CATION con referencia TED2021-132190B-C22, así como en el proyecto ASTERIx-CAESar, que ha recibido fondos del programa de investigación e innovación Horizon Europe de la Unión Europea, bajo el acuerdo Nº101122231.

REFERENCIAS/REFERÊNCIAS

Naciones Unidas, Objetivos de Desarrollo Sostenible. 2015.

Organización Internacional para la Normalización (ISO), Solar Energy – Vocabulary, ISO 9488:2022, 2022.

P. Blanc et al. (2014). Direct normal irradiance related definitions and applications: The circumsolar issue. Solar Energy. nº 110, pp. 516-577.

O. Abeidina et al. (2019). Optimal offering and bidding strategies of renewable energy based large consumer using a novel hybrid robust-stochastic approach. Journal of Cleaner Production. vol. 215, pp. 878-889.

Organización Internacional para la Normalización (ISO), Solar Energy – Specification and clasification of instruments for measuring hemispherical solar and directo solar radiation, ISO 9060:2018, 2018.

J. Cwirko et al. (2015). Comparative tests of temperature effects on the performance of GaN and SiC photodiodes. Metrol. Meas. Syst. vol. 22, no. 1, pp. 119-126

INFLUENCIA DE LA FUNCIÓN OBJETIVO Y LA DISCRETIZACIÓN DEL RECEPTOR EN EL PROBLEMA DE OPTIMIZACIÓN DE ESTRATEGIAS DE APUNTE

David García*, Paula Vázquez*, Sara Díaz*, Olaia Itoiz*, Amaia Mutuberria*, Fritz Zaversky * y Marcelino Sánchez*

*CENER (Centro Nacional de Energías Renovables), Departamento de Tecnologías de la Energía Solar y Almacenamiento, Ciudad de la Innovación 7, 31621 Sarriguren, España.

RESUMEN

Este trabajo consiste en el diseño de una función objetivo a optimizar en el problema de estrategias de apunte de heliostatos en centrales solares de receptor central o tecnología de torre, con el fin de obtener soluciones que presenten una alta potencia incidente combinada con una adecuada homogenización de la distribución de flujo incidente sobre el receptor. Para ello, se ha diseñado una función objetivo que combina ambos términos, correctamente equilibrados mediante un factor de ponderación. Así mismo, diferentes discretizaciones del receptor han sido analizadas, con el fin de encontrar la más adecuada en función de las soluciones obtenidas. El empleo de esta función objetivo combinado con discretizaciones del receptor con un número mayor de puntos de enfoque permite la obtención de soluciones con mejores características respecto a soluciones obtenidas con otros métodos. Finalmente, se ha analizado cómo los resultados obtenidos afectan al funcionamiento del receptor, obteniéndose mejoras significativas tanto en eficiencia energética como en durabilidad del mismo.

PALABRAS CLAVE: Optimización, Homogeneidad, Potencia, Eficiencia, Durabilidad, Receptor.

ABSTRACT

This work consists of the design of an objective function to be optimized in the aiming strategy problem in order to obtain solutions that present a high incident power combined with an adequate homogenization of the incident flux distribution over the receiver. For this purpose, an objective function has been designed that combines both terms, correctly balanced by means of a weighted factor. Also, new discretizations of the receiver have been analyzed in order to obtain an even greater improvement in the characteristics of the solutions obtained. The use of this new objective function combined with different receiver discretizations with a larger number of focus points allows obtaining solutions with better characteristics with respect to others obtained with different methods. Finally, we have analyzed how these improvements affect receiver performance, obtaining significant improvements in both energy efficiency and durability of the receiver.

KEYWORDS: Optimization, Homogeneity, Power, Efficiency, Durability, Receiver.

INTRODUCCIÓN

Hoy en día, la familia de fuentes de energía renovable abarca una gran variedad de tecnologías. Entre ellas, la Energía Solar de Concentración (CSP por sus siglas en inglés Concentrating Solar Power) es actualmente la única que permite concentrar el flujo solar y captar su energía en condiciones de alta temperatura. Dentro de esta rama, la tecnología de colectores cilindro-parabólico (CCP) es la que se encuentra más extendida, aunque la de receptor central es la que mejores valores de eficiencia presenta.

La eficiencia está directamente relacionada con la distribución de flujo solar incidente en el receptor, obteniéndose los niveles más altos mediante una maximización del flujo incidente. Sin embargo, la distribución de flujo sobre el receptor debe ser lo más homogénea posible, ya que una mala homogenización podría causar un deterioro del mismo debido al estrés térmico. Esta distribución de flujo viene determinada a partir de la estrategia de apunte del campo de heliostatos, que indica a qué punto de referencia del receptor apunta cada uno de ellos. Dicha estrategia se obtiene mediante la resolución de un problema de optimización, que viene definido por una función objetivo que debe ser maximizada o minimizada, cuyo diseño es crucial a la hora de obtener soluciones adecuadas al problema. Es por esto que dicha función debe ser diseñada para que se maximice tanto el flujo solar incidente sobre el receptor como la homogeneidad de la distribución de flujo sobre éste.

Este trabajo parte de un trabajo realizado anteriormente (Mellado et al. 2023) y pretende continuar el análisis realizado en él, donde se ha definido una función objetivo y se ha resuelto el problema de optimización mediante algoritmos metaheurísticos, que permiten resolver mediante aproximaciones iterativas problemas de optimización complejos reduciendo el tiempo computacional. Por ello, en este trabajo se ha definido una nueva función objetivo, estudiando diferentes factores de ponderación entre la potencia incidente y la homogeneidad de la distribución de flujo solar. Además, se han analizado varias opciones de discretización del receptor con idea de determinar cuál de éstas presenta un mejor equilibrio entre potencia incidente y homogeneidad del flujo. Para ser consecuente con los resultados obtenidos en (Mellado et al. 2023), las simulaciones presentadas en este artículo han sido realizadas para la misma planta (de orientación norte con 739 heliostatos situada en Sevilla) y para la misma posición solar (el equinoccio de primavera a las 11 de la mañana con DNI 850W/m2).

METODOLOGÍA

El objetivo principal de este trabajo es mejorar los resultados obtenidos en (Mellado et al. 2023) mediante el diseño de una nueva función objetivo. En concreto, se busca mejorar la homogeneidad de la distribución de flujo obtenida, aunque también se pretende adicionalmente incrementar la potencia incidente. Dado que es necesario maximizar ambos términos, una combinación convexa de ellos debe ser seleccionada como función objetivo, correctamente equilibrados mediante un factor de ponderación, mostrado en la Ec. (1). En la ecuación mostrada, P_t representa la potencia incidente, σ_f el término de homogeneidad, que cuantifica la dispersión del flujo, y α el factor de ponderación.

$$F_{obj} = \alpha \cdot P_t - (1 - \alpha) \cdot \sigma_f \quad (1)$$

En modo diverso a lo expuesto en el trabajo previo y con idea de la mejora de la homogeneidad, se ha decidido modificar el término relativo a ésta siguiendo un nuevo enfoque, definido en la Ec. (2), desarrollado en (Gallego et al. 2014). Este nuevo término tiene en cuenta cuánto difiere el flujo en cada pixel del receptor (F_{pixel}) respecto al valor de flujo máximo (F_{max}), siendo máxima la homogeneidad cuando este término se minimiza, y viene multiplicado por el área de pixel para tener coherencia con las unidades del término de potencia.

$$\sigma_f = \sum_{pixel} A_{pixel} \cdot (F_{pixel} - F_{max}) \quad (2)$$

Además, se ha realizado un análisis del factor de ponderación para determinar qué valor provee un equilibrio adecuado entre ambos términos. Para poder comparar adecuadamente los resultados obtenidos con esta nueva función objetivo, el problema de optimización debe resolverse para la misma planta desarrollada en el trabajo inicial y utilizando los mismos algoritmos empleados en él. En concreto, de todos ellos se ha utilizado la búsqueda TABU (Grange y Flammant, 2021) ya que proporciona buenos resultados obteniendo el menor tiempo computacional de todos ellos. Este algoritmo obtiene la solución óptima que maximiza una función objetivo predefinida mediante una búsqueda local iterativa, presentando un coste computacional considerablemente menor que el obtenido si se tratara de resolver el problema analíticamente.

Por último, como mejora adicional de los resultados en potencia y homogeneidad, se ha analizado en este trabajo diferentes opciones de discretización del receptor, a fin de seleccionar aquella que mejores distribuciones de flujo presenta. Para ello, se ha repetido el análisis del factor de ponderación anteriormente realizado para diferentes discretizaciones, con número de puntos de apunte de entre 9 y 49, obteniéndose consecuentemente el valor de ponderación que mejor equilibra para cada discretización la homogeneidad con el desbordamiento. Una vez hecho esto, se ha podido determinar que discretización del receptor proporciona los mejores resultados. Finalmente, para entender cómo afecta a la durabilidad la mejora en homogeneidad obtenida en este trabajo, se ha realizado un análisis de estrés térmico comparando la vida útil esperada de un receptor tubular al aplicar diferentes distribuciones de flujo.

Para entender correctamente la magnitud de la mejora obtenida, estos resultados obtenidos han sido comparados con una solución obtenida utilizando la función objetivo de (Mellado et al. 2023) para un receptor tubular plano de dimensiones 2x2m con una discretización de 15 puntos (3x5), a la que vamos a llamar solución base a lo largo del trabajo. Para la realización de los cálculos relativos a la distribución del flujo en el receptor: potencia, flujo, desbordamiento, etc se ha utilizado un software desarrollado por CENER llamado CHELIO (Les et al. 2018) basado en modelos matemáticos simplificados con un coste computacional mucho menor que el trazado de rayos. Para validar los resultados, se ha utilizado Tonatiuh, un trazador de rayos desarrollado por CENER.

ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

Selección discretización óptima

Como se ha expuesto anteriormente, tanto para comprobar que la nueva función objetivo mejora como esperamos los resultados obtenidos como para seleccionar en modo adecuado la discretización del receptor óptima, es necesario realizar un análisis del factor de ponderación. Para ello, se han probado diferentes discretizaciones, de entre 9 y 49 puntos, véase Fig. 1, en el mismo receptor tubular empleado para obtener la solución base. Nótese que todas las opciones seleccionadas tienen números impares de puntos, ya que para maximizar la potencia se requiere tener un punto en el centro del receptor.

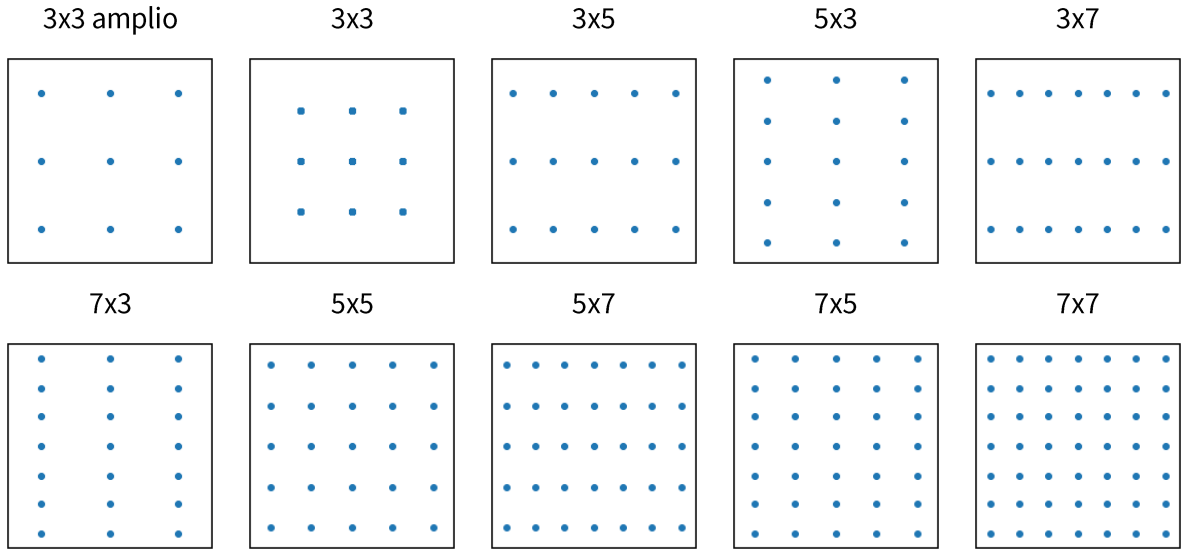


Fig. 1. Discretizaciones del receptor utilizadas.

Una vez definidas las diferentes discretizaciones a analizar, se ha resuelto el problema de optimización para cada opción tomando distintos valores del factor de ponderación, obteniendo las distintas gráficas que se muestran en Fig. 2. Un término crítico en la operación de plantas de concentración solar de torre es el desbordamiento en el receptor, que debe ser mínimo, para aumentar la eficiencia, y además debe estar limitado para evitar daños por sobrecalentamiento de los elementos estructurales. Por lo tanto, se ha añadido a este análisis la limitación de no empeorar el desbordamiento de la solución base de 7.3% en las soluciones obtenidas con la nueva función objetivo. Habiendo añadido esta condición, y teniendo en cuenta como se observa en las gráficas que al disminuir el factor de ponderación aumenta la homogeneidad y empeora el desbordamiento, el valor óptimo de cada discretización corresponde con el mínimo factor de ponderación posible dentro del límite establecido.

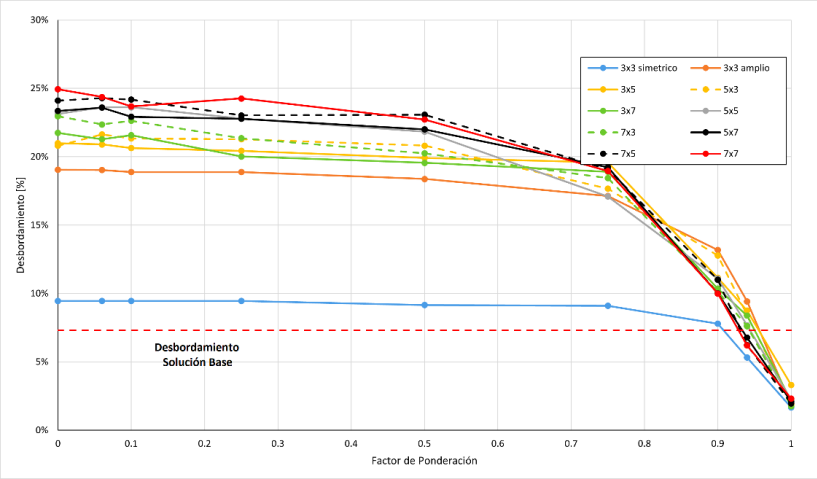


Fig. 2. Análisis del factor de ponderación.

A continuación, se han representado los parámetros de Potencia, Desbordamiento y Flujo máximo de cada discretización para un factor de ponderación de 0.94, junto con la solución base. Para facilitar el análisis del término de homogeneidad, se ha representado la diferencia relativa de éste con respecto a la máxima homogeneidad posible, siendo ésta obtenida con un factor de ponderación igual a 0. Cuanto menor sea esta diferencia relativa, más cerca se encuentra la homogeneidad al máximo.

Tabla 1. Resultados soluciones para factor de ponderación igual a 0.94.

Discretización	Potencia (MW)	Desbordamiento (%)	Flujo máximo (MW/m2)	Diferencia Relativa Homogeneidad (%)
Solución base	1.494	7.3182	0.6735	527
3x3	1.527	5.3248	0.6857	535
3x3 amplio	1.461	9.4239	0.6377	469
3x5	1.472	8.7469	0.6310	449
3x7	1.478	8.3884	0.6024	387
5x3	1.477	8.4379	0.6519	535
5x5	1.489	7.6796	0.6760	493
5x7	1.504	6.7736	0.6653	504
7x3	1.491	7.5995	0.6325	443
7x5	1.512	6.2237	0.6630	495
7x7	1.513	6.2196	0.6422	451

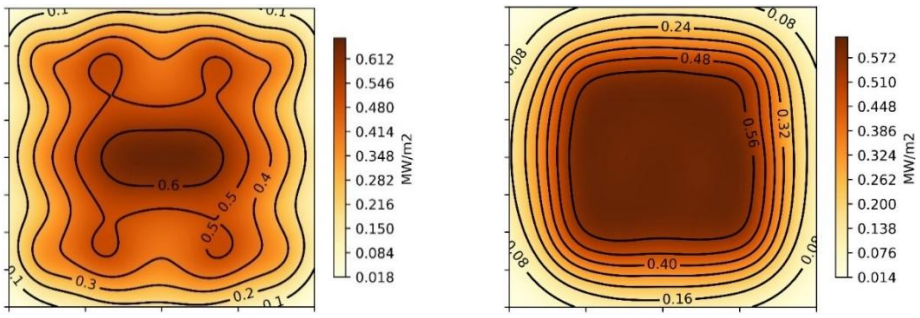
Sabiendo que el desbordamiento de la solución base es de 7.3% con una diferencia relativa en homogeneidad de 527%, las discretizaciones que mejoran la solución tanto en

desbordamiento como en homogeneidad son 5x7, 7x5, y 7x7. A continuación, se procedió a hacer un barrido más fino del factor de ponderación para estas tres soluciones con el fin de mejorar aún más la homogeneidad dentro del límite de desbordamiento. En la Tabla 2 se pueden encontrar los resultados más óptimos.

Tabla 2. Resultados soluciones óptimas.

Discretización	Factor de Ponderación	Potencia (MW)	Desbordamiento (%)	Flujo máximo (MW/m2)	Diferencia Relativa Homogeneidad (%)
5x7	0.94	1.504	6.7736	0.6653	504
7x5	0.93	1.499	7.0700	0.6555	486
7x7	0.93	1.501	6.9394	0.6230	417

De esta manera, podemos comprobar como la mejor solución posible se obtiene con un factor de ponderación de 0.93 para la discretización del receptor 7x7. Por último, la Fig. 2, muestra los mapas de flujos tanto de la solución base como la óptima obtenida con la nueva función de optimización donde podemos comprobar como la homogeneidad ha mejorado sustancialmente.



a) b)

Fig. 2. Mapa de flujo a) Solución base; b) Solución mejorada (discretización 7x7, nueva función objetivo)

ANÁLISIS DE RENDIMIENTO

A continuación, para poder analizar el impacto que tiene la mejora en potencia de las soluciones alcanzadas, se ha desarrollado una comparación en eficiencia del campo entre éstas y la solución base, expuesto en la Tabla. 3. La eficiencia puede ser fácilmente calculada como la división entre la potencia que recibimos del receptor entre la potencia total que reflejan los heliostatos. Esta última puede ser calculada multiplicando el área de cada heliostato por el número de heliostatos del campo y por la DNI, siendo todos estos datos del problema. Por último, se modelan las 4 soluciones en Tonatiuh para obtener los resultados con mayor precisión y concluir si la mejora es real.

Tabla 3. Valores de eficiencia de las soluciones óptimas.

Discretización	Flujo máximo (MW/m2) (CHELIO)	Flujo máximo (MW/m2) (TONATIUH)	Rendimiento (%) (CHELIO)	Rendimiento (%) (TONATIUH)
Solución base	0.6735	0.6777	79.296	80.127
5x7	0.6653	0.6743	79.795	80.653
7x5	0.6555	0.6628	80.262	80.370
7x7	0.6230	0.6332	80.305	80.511

Se observa que, al calcular el rendimiento con mayor precisión, todas las estrategias arrojan un valor muy parecido, siendo las soluciones 5x7 y 7x7 ligeramente superiores. En cuanto al flujo máximo sí que se observa que la discretización de 7x7 obtiene valores inferiores (un 7.5% menor con respecto al caso base). A continuación, se va a realizar un análisis de durabilidad para ver si esta mejora en el flujo máximo es determinante en la vida útil del receptor.

CALCULO DE LA DURABILIDAD

Finalmente, se ha estudiado como afecta la homogeneidad de la distribución de flujo en la durabilidad del receptor, analizando el estrés térmico producido por los gradientes de temperatura en el peor caso, es decir, en el centro del receptor, que es donde se aplica el máximo flujo. Para ello, se ha utilizado un receptor tubular plano de las mismas dimensiones que el simulado (2x2m) cuya transferencia de calor se produce con un fluido termoportador de sales fundidas que circula en su interior. Para simplificar el análisis térmico, se va a analizar una sección de un único tubo del receptor sometido en toda su longitud al flujo máximo, repitiéndose los cálculos para las cuatro soluciones (la inicial y las tres soluciones de mejora) y obteniendo al final una estimación de la vida útil del receptor en años para cada caso.

Cálculo del estrés térmico

Este problema está compuesto por un tubo hueco, por el que circula un fluido termoportador, donde se ha aplicado un flujo solar externo constante en toda su longitud desde una dirección, asumiendo que la mitad del área externa no afectada por el flujo queda ligada a un aislante ideal. Como consecuencia se producen diferentes gradientes de temperatura: un gradiente de temperatura radial, circunferencial y axial, siendo este último despreciable. Estos gradientes producen unos esfuerzos sobre el receptor, que pueden ser calculados y superpuestos en la Ec. (3), siendo γ y E el coeficiente de expansión y el módulo de Young del material respectivamente, ν el coeficiente de Poisson, T_m la temperatura media del conducto, T_{mc} la temperatura media de corona y T_c y T_{ci} las temperaturas superficiales exterior e interior (Babcock y Wilcox, 1984; Young y Budynas, 2002). Así mismo,

la temperatura media del conducto se calcula mediante integración, resultando en la Ec. (4) mostrada a continuación (Babcock y Wilcox, 1984; Young y Budynas, 2002).

$$\sigma = \Upsilon \cdot \mathrm{E} \cdot [(T_{mc} - T_m) + \frac{T_c - T_{ci}}{2 \cdot (1 - \nu)}] \quad (3)$$

$$T_m = T_s + \frac{1}{\pi}(T_{mc} - T_s) \quad (4)$$

Como se puede comprobar, para calcular los esfuerzos es necesario obtener las temperaturas superficiales del conducto junto con la temperatura media de masa del fluido que circula en su interior (T_s), para lo que es necesario resolver un problema de transferencia de calor.

Cálculo de temperaturas

Para obtener las temperaturas necesarias anteriormente expuestas, es necesario resolver un balance energético (Fig. 3.) donde el calor proporcionado por el flujo solar es transmitido al flujo interno para elevar su temperatura, presentando perdidas de radiación y convección externa debido a la alta temperatura que alcanza la superficie del conducto. Todos los datos necesarios para resolver el problema (materiales y sus características, geometría del conducto, tipo de fluido interno y su gasto másico, etc.) han sido tomados de un receptor que presenta un punto de funcionamiento similar al de la planta que se ha simulado (Bradshaw et al. 2002), donde se determina además un salto de temperatura del fluido impuesto. Las características del receptor empleado en este análisis han sido resumidas en la Tabla. 4.

Tabla 4. Carácteristica del receptor bajo estudio.

Potencia de diseño (MW)	Material de los tubos	Fluido Termoportador	Gasto másico (Kg/s)	Salto de Temperatura (ºC)
1.758	Acero Inoxidable 316H	Sal de Nitrato Fundida	100	22.9

Este problema ha sido repetido para la solución base y las tres soluciones propuestas de mejora, obteniéndose los siguientes resultados, mostrados en la Tabla. 5, siendo la temperatura media de masa del fluido interno 427.4ºC en todas las soluciones al estar el salto de temperatura impuesto.

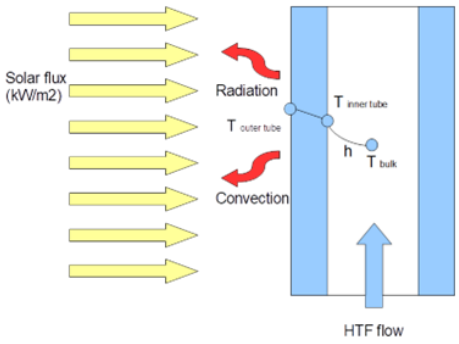


Fig. 3. Problema de Transferencia de calor.

Tabla 5. Temperaturas obtenidas tras resolver el problema de transferencia de calor.

Discretización	T_c (ºC)	T_{ci} (ºC)
Solución base	739.5	721.9
5x7	707.3	691.1
7x5	666.2	652.2
7x7	490.4	486.3

Estimación de la durabilidad

Una vez calculadas las temperaturas necesarias, y obtenidos los diferentes parámetros mecánicos del material siguiendo el código ASME (The American Society of Mechanical Engineers, 2019), es posibles calcular el esfuerzo térmico resultante con las ecuaciones anteriormente expuestas. Estos resultados nos permiten calcular una estimación de los números de ciclos de la vida útil siguiendo la curva SN (Woehler Curve**)** del material, que viene estimada por la Ec. (5) (Fernández et al. 2014). Dicha curva representa los ciclos de operación antes del fallo por fatiga de un determinado material sometido a un esfuerzo.

$$\sigma = \sigma_f \cdot (2 \cdot N_c)^b + \mathrm{E} \cdot \varepsilon_f \cdot (2 \cdot N_c)^c \qquad (5)$$

Para obtener los ciclos resultantes, es necesario obtener los parámetros de la curva de fatiga siendo σ_f el coeficiente de resistencia a la fatiga, b el exponente de resistencia a la fatiga, ε_f el coeficiente de ductilidad y c el exponente de ductilidad; cuyo método de obtención viene propuesto por el artículo en cuestión. Finalmente, se ha realizado una estimación de los años de vida útil a los que corresponden los diferentes valores obtenidos por la ecuación anterior. Para ello, es necesario diferenciar el grado de nubosidad presente cada día. En los días soleados, solo se producirá un ciclo por día, ya que se pasará de tener DNI igual a cero en la noche a su máximo en el zenit. Sin embargo, en los días parcialmente nubosos, si una nube pasa cuando la DNI está cerca de su máximo, se producirá un ciclo adicional debido a la reducción abrupta del flujo en el receptor. Es por ello que se ha hecho distinción según la nubosidad de cada día en el número de ciclos producidos al día, siendo 1 para días completamente soleados, 1.5 para los días con nubes ocasionales y 4 para los días parcialmente nubosos. Además, no se contabilizarán los días completamente nubosos ya que la DNI baja todo el día significativamente. A continuación, se muestran las principales características mecánicas del material empleado en los tubos para las diferentes temperaturas obtenidas en el problema de transferencia de calor con las distintas distribuciones de flujo, calculadas con la norma ASME correspondiente (The American Society of Mechanical Engineers, 2019) y mostradas en la Tabla. 6. Cabe destacar el significado de los datos de esfuerzo máximo permitido, que representa el nivel de esfuerzo a partir del cual se consigue una vida útil idealmente infinita. Estos valores, deben ser comparados con los esfuerzos obtenidos para realizar un estudio cualitativo de la durabilidad de cada una de las distribuciones empleadas.

Tabla 6. Características principales del acero inoxidable 316H.

Discretización	Temperatura (ºC)	Módulo de Young (GPa)	Coef. De expansión térmica (1/K)	Conductividad térmica (W/K)	Coeficiente de Poisson	Esfuerzo Máximo Permitido (MPa)
Solución base	739.5	140	0.0000214	23.6	0.31	19.926
5x7	691.1	140	0.0000216	23.9	0.31	28.041
7x5	666.2	144	0.0000216	23.4	0.31	42.754
7x7	490.4	159	0.0000195	21.2	0.31	107.384

Con estos datos y teniendo en cuenta una estimación del número de días de cada tipo al año (Giancarlo et al. 2022), es posible calcular el número de ciclos presentes en un año de manera aproximada, y finalmente hacer una estimación aproximada de los años de vida útil de cada solución. Dichos resultados se han recogido en la Tabla 7.

Tabla 7. Resultados análisis de durabilidad.

Discretización	Estrés Térmico (MPa)	Ciclos de Vida	Vida útil (años)
Solución base	657.73	7136	11.37
5x7	596.93	9673	15.42
7x5	525.01	15518	24.73
7x7	138.07	212827000 (*)	339166.53 (*)

Con estos resultados, puede comprobarse cómo la durabilidad del receptor aumenta considerablemente con cada una de las soluciones propuestas, siendo especialmente notorio para la discretización 7x7, cuyo estrés térmico producido es tan bajo que nos permite prácticamente descartar la posibilidad de fallo por fatiga en el receptor (*). Estos resultados concuerdan con los diferentes esfuerzos calculados, ya que los esfuerzos que resultan mucho mayores del esfuerzo máximo permitido presentan una durabilidad mucho menor que el de la solución 7x7, cuyo esfuerzo es similar a su máximo. Cabe destacar que los resultados obtenidos de durabilidad se han calculado siguiendo un modelo muy conservador habiéndose tomado algunas simplificaciones para reducir la extensión de este trabajo ya que, por ejemplo, no todos los días del año se produce el mismo flujo; por lo que el número real de años de vida útil será probablemente superior al calculado, siendo no obstante los resultados válidos para ver el impacto en términos relativos- . Sin embargo, imponer estas simplificaciones nos permite hacer una comparación preliminar entre las distintas soluciones para estimar de manera aproximada la influencia del nivel de homogenización de la distribución del flujo sobre la durabilidad del receptor.

CONCLUSIONES

A la vista de los resultados expuestos a lo largo del artículo podemos concluir que el empleo de la nueva función objetivo propuesta mejora los resultados de homogeneidad de flujo sin una perdida substancial en potencia incidente (<1%), para una misma discretización del receptor (solución base 3x5). El problema de optimización de la función objetivo se ha resuelto mediante el uso de un algoritmo metaheurístico de búsqueda TABU.

Adicionalmente, se ha analizado el impacto de una mayor discretización del receptor (hasta 7x7) en las soluciones optimas obtenidas y su repercusión en la vida útil del receptor, lográndose reducir considerablemente la temperatura de éste, así como el gradiente de la misma en el receptor, incrementando su durabilidad hasta prácticamente poder descartar el fallo por fatiga a lo largo de su funcionamiento.

TRABAJOS FUTUROS

Como continuación de este trabajo, se quiere implementar la estrategia de apunte obtenida en una planta de demostración, a fin de comprobar cuánto difieren las simulaciones de los resultados reales. Adicionalmente, se prende repetir el análisis para una mayor discretización a fin de encontrar el limite a partir del cual no se obtenga una mejora en la homogeneidad, y su relación con la física del problema. Finalmente, se pretende realizar un análisis de la durabilidad utilizando un receptor real y empleando mapas de flujo obtenidos en la planta solar previamente mencionada.

AGRADECIMIENTOS

La investigación que ha conducido a estos resultados ha recibido parcialmente financiación por los proyectos **CATION**, TED2021-132190B-C21 financiado por MCIN/AEI/10.130339/501100011033 y, en su caso, por "European Union Next Generation/PRTR", **CHLOE**, Grant PID2021-125786OB-C21 financiado por MCIN/AEI/10. 130339/501100011033 y, en su caso, por "Unión Europea", y **HECTOR**, PID2020-119693RB-C31 financiado por MCIN/AEI /10.13039/501100011033.

REFERENCIAS/REFERÊNCIAS

Mellado, E., Itoiz, O., Mutuberria, A., Sánchez, M., & Puerto, J. (2023). Comparison of Aiming Point Strategy Algorithms and their Assessment for Volumetric Solar Receivers. *SolarPACES*.

Grange, B., & Flammant, G. (2021). Aiming Strategy on a Prototype-Scale Solar Receiver: Coupling of Tabu Search, Ray-Tracing and Thermal Models. *Sustainability* (3920), 13.

A. J. Gallego, F. Fele and E. F. Camacho (2014), "On the optimization of irradiance distribution in solar tower plants with flat receivers," 2014 European Control Conference (ECC), Strasbourg, France, pp. 2496-2501, doi: 10.1109/ECC.2014.6862325.

Babcock&Wilcox (1984), Molten Salt Receiver Subsystem Research Experiment - Phase 1 - Final Report - Volume 1 - Technical, SAND 82-8178-Vol.1, Sandia National Laboratories, https://ntrl.ntis.gov/NTRL/dashboard/searchResults/titleDetail/DE85002669.xhtml

W.C. Young, R.G. Budynas (2002), Roark's Formulas for Stress and Strain, McGraw-Hill, New York, USA.

Bradshaw, Robert W, Dawson, Daniel B, de la Rosa, Wilfredo, Gilbert, Rockwell, Goods, Steven H, Hale, Mary Jane, Jacobs, Peter, Jones, Scott A, Kolb, Gregory J, Pacheco, James E, Prairie, Michael R, Reilly, Hugh E, Showalter, Steven K, and Vant-Hull, Lorin L (2002). Final

Test and Evaluation Results from the Solar Two Project. United States: N. p, 44. Web. doi:10.2172/793226.

ASME, ASME Boiler and Pressure Vessel Code - An International Code - Section II - Materials, Part D, Properties (Metric), The American Society of Mechanical Engineers, Two Park Avenue, New York, USA, 2019.

Fernández, J. P., Romero, F. B., & Mantelli, D. A (2014). Caracterización experimental de los parámetros de vida a fatiga en uniones soldadas de perfiles rectangulares utilizadas en autobuses y autocares. XX Congreso Nacional de Ingeniería Mecánica, Málaga, España.

Giancarlo G, Giovanni P, Marco B, Michael E. C, Giampaolo M (2022). Dynamic thermal analysis and creep-fatigue lifetime assessment of solar tower external receivers. *Solar Energy (247)* pp 408-431. https://doi.org/10.1016/j.solener.2022.10.010

Les, I., Mutuberria, A., Schöttl, P., Nitz, P., Leonardi, E., Pisani, L., Optical performance comparison between heliostat field generation algorithms. In: 2018 Proceedings SolarPaces.

VALIDACIÓN DE LA METODOLOGÍA DE CÁLCULO DE ESTRATEGIA DE APUNTE MEDIANTE ALGORITMOS METAHEURÍSTICOS PARA RECEPTORES VOLUMÉTRICOS EN DIFERENTES POSICIONES SOLARES

Paula Vázquez*, David García*, Sara Díaz*, Olaia Itoiz*, Amaia Mutuberria*, Marcelino Sánchez* y Ana Bernardos*

*CENER (Centro Nacional de Energías Renovables), Departamento de Tecnologías de la Energía Solar y Almacenamiento, Ciudad de la Innovación 7, 31621 Sarriguren, España.

RESUMEN

El presente artículo recopila trabajos realizados en el ámbito de los proyectos CHLOE, CATION Y HECTOR relacionados con algoritmos de optimización aplicados al problema de estrategia de apunte en plantas solares de torre. La formulación de esta problemática se plantea como un problema de optimización con restricciones, cuya función objetivo es una combinación lineal de la potencia total y la dispersión del flujo incidente. A través de un análisis en profundidad de los resultados proporcionados por los algoritmos seleccionados de la familia de las metaheurísticas y para diferentes posiciones solares, se puede concluir que los algoritmos Búsqueda TABU y Recocido Simulado (SA por sus siglas en inglés Simulated Annealing) son los más eficientes a nivel computacional y los que mejores resultados arrojan en cuanto a valores de potencia y desbordamiento, con lo que se confirma una posible extrapolación de resultados y conclusiones a cualquier punto de la carta solar. El resto de los algoritmos analizados son significativamente más lentos, además de ofrecer resultados ligeramente peores.

PALABRAS CLAVE: Plantas solares de torre, Estrategia de apunte, Algoritmos de optimización, Carta solar

ABSTRACT

The present article compiles the work carried out within the scope of CHLOE, CATION and HECTOR projects related to optimization algorithms applied to the problem of optimizing the aiming strategy in solar power tower plants. The formulation of this problem is posed as an optimization problem with restrictions, whose objective function is a lineal combination of the total power and the dispersion of the incident flux. Through an in-depth analysis of the results provided by the selected algorithms from the family of metaheuristics and for different solar positions, it can be concluded that TABU Search and Simulated Annealing (SA) algorithms are the most computationally efficient and give the best results in terms of power and spillage values, so the possible results and conclusions extrapolation is confirmed to any point on the solar map. The rest of the analyzed algorithms are significantly slower in addition to offer slightly worse results.

KEYWORDS: Solar power tower plants, Aiming strategy, Optimization algorithms, Solar chart

INTRODUCCIÓN

La tecnología de Energía Solar por Concentración (CSP por sus siglas en inglés Concentrating Solar Power) aprovecha la radiación solar incidente, concentrando y recogiendo la energía a alta temperatura. Concretamente, la tecnología solar de torre consiste en un campo de heliostatos que refleja la radiación solar sobre la superficie de un receptor central donde el calor concentrado se trasfiere a un fluido caloportador. Este trabajo se centra en aplicaciones que requieren altas temperaturas y densidades de flujo en el receptor durante largos periodos de funcionamiento. Estas densidades de flujo vienen determinadas por la estrategia de apunte de los heliostatos del campo solar, la cual supone una búsqueda no trivial, ya que la potencia incidente debe maximizarse manteniendo la distribución de flujo lo más homogénea posible y respetando, además, restricciones de operación. En este trabajo se han analizado diferentes algoritmos metaheurísticos adecuados para resolver esta problemática. Gracias a estos algoritmos, es posible obtener soluciones aproximadas a problemas de optimización complejos de forma iterativa, reduciendo su coste computacional. A través de su implementación, se ha desarrollado una comparativa de los resultados obtenidos y realizado un análisis en profundidad para estudiar la forma en la que influye la posición solar.

ALGORITMOS DE OPTIMIZACIÓN

En el contexto científico, la optimización se define como el proceso de búsqueda de la mejor solución posible para un determinado problema. De forma más precisa, estos problemas de optimización se modelan mediante reglas secuenciales donde el valor de variables de decisión previamente definidas y, sujetas a determinadas restricciones, permite obtener el máximo o mínimo para una determinada función objetivo. En relación con el problema de estrategia de apunte, existen diversos trabajos en la bibliografía, aunque todavía queda mucho camino por recorrer a la hora de establecer una metodología concreta y que ofrezca soluciones lo más eficiente posibles.

La familia de algoritmos metaheurísticos conforma un subgrupo dentro de los algoritmos de optimización y son algoritmos aproximados de propósito general. Son procedimientos iterativos cuyo objetivo es guiar una heurística en base a una correcta explotación y exploración del espacio de búsqueda de soluciones. A lo largo de esta investigación, se han estudiado los algoritmos más prometedores en relación con el problema de estrategia de apunte y para ciertas características clave de rendimiento. Dichas características hacen referencia al desbordamiento, flujo y potencia en la superficie del receptor y eficiencia del propio campo de heliostatos.

Durante un trabajo previo se realizó una comparativa de diferentes algoritmos metaheurísticos (Mellado et alt. 2023) en los que se comparaban el algoritmo de búsqueda TABU, algoritmos genéticos, algoritmo de colonia de abejas y algoritmo de recocido simulado. A partir de los resultados obtenidos durante este trabajo se ha descartado seguir estudiando la utilización de algoritmos genéticos debido a la gran carga computacional que necesitan para obtener soluciones al problema dado. El algoritmo de colonia de abejas también se ha desestimado debido a que los resultados obtenidos son sustancialmente peores con respecto a los algoritmos de búsqueda TABU y recocido simulado. Por otro lado,

se ha añadido un nuevo algoritmo basado en colonia de hormigas, cuyos resultados se quieren comparar con los algoritmos seleccionados del trabajo anterior para decidir qué algoritmos son los más adecuados para aplicar a un futuro desarrollo de una estrategia de apunte dinámica donde se tenga en cuenta el movimiento del sol a lo largo del año. Para ello, con los algoritmos que mejores resultados se obtengan se quieren calcular nuevas estrategias de apunte para diferentes posiciones del sol y ver si esta metodología es extrapolable.

En los subapartados siguientes se presentan los algoritmos metaheurísticos utilizados y desarrollados junto con los resultados y conclusiones obtenidas a lo largo del presente trabajo.

Búsqueda TABU

La búsqueda Tabú (Grange y Flammant, 2021) es un método iterativo basado en búsqueda local. Utiliza esta búsqueda local para moverse de una posible solución a una mejor del conjunto de soluciones vecinas hasta que un determinado criterio es satisfecho, normalmente según un número de iteraciones máximo o un valor de umbral previamente establecido. Además, al definir la vecindad de cada posible solución, utiliza estructuras de memoria para asegurar la inexistencia de zonas de soluciones sin explorar. En este caso concreto, en cada iteración, cada heliostato apunta a un punto arbitrario. Si la función objetivo mejora, el heliostato apunta a este nuevo punto y si, por el contrario, no mejora, vuelve a enfocar el punto anterior.

Algoritmo de Colonias de Hormigas

Al igual que el algoritmo anterior, el Algoritmo de Colonia de Hormigas (ACO por sus siglas en inglés Ant Colony Optimization) (Belhomme et al. 2014) se beneficia de los principios de la inteligencia de enjambre e imita el comportamiento de las colonias de hormigas durante la búsqueda de alimento. Estas colonias utilizan un sistema de comunicación basado en feromonas. Cuando una hormiga encuentra una fuente de alimento rentable, deja feromonas en su camino de regreso al nido. La concentración de feromonas afecta la orientación local de las hormigas, donde una alta concentración indica mayor probabilidad de que el resto de las hormigas sigan el camino. Esta probabilidad de elección de un camino específico se calcula utilizando una ecuación que considera la concentración local de feromonas, la atracción miópica (capacidad de las hormigas para adaptarse basándose en su percepción local del entorno) y un parámetro de relevancia. En relación con el problema de estrategia de apunte, la combinación heliostato-punto de enfoque representaría un posible camino. El valor de atracción miópica se correspondería con la potencia de un heliostato específico mientras apunta a un determinado punto de enfoque.

Este algoritmo es el último implementado y se suma a los ya planteados en el trabajo (Mellado et al. 2023).

Recocido Simulado

El origen del algoritmo de Recocido Simulado (Millán et al. 2014) surge del proceso de enfriamiento del metal. El enfriamiento es un proceso térmico a través del cual se alcanzan estados de energía mínima de un sólido en un baño de calor. Consiste en la ejecución de dos pasos: en primer lugar, se alcanza la temperatura en el baño de calor que dan lugar a la fundición del sólido y seguidamente, se disminuye la temperatura lentamente hasta que las partículas del sólido se reorganizan y conforman una estructura donde la energía del sistema es mínima. En cuanto al funcionamiento del algoritmo, en cada paso, la heurística considera algún estado vecino del estado actual y decide probabilísticamente entre mover el sistema al nuevo estado vecino o permanecer en el actual. Este paso se repite hasta alcanzar un estado suficientemente bueno o tras un determinado número máximo de iteraciones. Con respecto a la aplicación al problema de estrategia de apunte, se genera una solución inicial y una solución vecina, ambas aleatorias. Si el resultado de la función objetivo de la operación vecina es menor que el de la inicial, nos quedamos con la solución inicial, si por el contrario la solución vecina tiene un valor mayor, se seleccionará dicha solución con una probabilidad en función de los parámetros propios del algoritmo definidos previamente.

METODOLOGÍA

Todo algoritmo de optimización debe definir una función objetivo, la cual se maximizará o minimizará junto con una serie de restricciones. En este caso, el objetivo principal del problema de optimización de estrategia de apunte consiste en maximizar la potencia incidente manteniendo una distribución lo más homogénea posible del flujo solar en la superficie del receptor. Teniendo esto en cuenta, se presenta la ecuación utilizada y descrita en el trabajo (Mellado et al. 2023):

$$F_{obj} = \alpha \cdot p_t - (1 - \alpha) \cdot \sigma_f \qquad (1)$$

donde $\alpha \in [0,1]$ es un factor que proporciona peso a cada término de la ecuación, p_t representa la potencia total y σ_f es una variable relativa a la densidad de flujo para medir la dispersión del mismo en la superficie del receptor y, por tanto, relativa a la homogeneidad. Es necesario establecer una relación de compromiso en cuanto al valor de α, ya que un valor cercano a 1 supondría una mayor importancia para la potencia total y una consecuente concentración de la radiación en el centro del receptor, lo que daría lugar a una pérdida considerable de la homogeneidad de la distribución de flujo. Por otro lado, un valor cercano a 0 daría mayor peso al factor de homogeneidad de flujo y se perdería gran parte de la potencia incidente. Tras realizar un análisis en profundidad de esta problemática, se decide utilizar un valor de α = 0.6.

Puntos de enfoque

La discretización del receptor según diferente número de puntos de enfoque conforma una parte crucial del desarrollo y evaluación de los algoritmos dentro del problema de estrategia de apunte. Concretamente, para esta investigación se han utilizado

discretizaciones predeterminadas de 9, 15 y 21 puntos de enfoque equiespaciados tal y cómo se muestra en la Fig. 1.

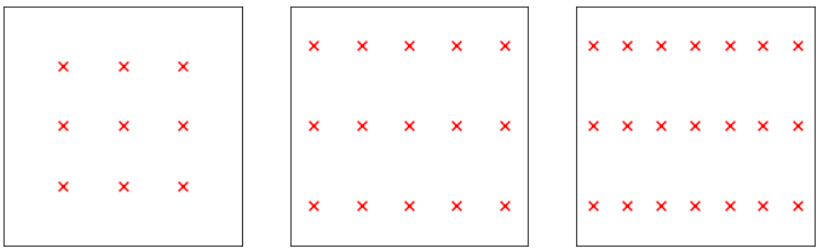


Fig. 1. Discretización del receptor para 9, 15 y 21 puntos de enfoque

SIMULACIONES Y RESULTADOS

El campo de heliostatos de referencia utilizado en este trabajo está constituido por 739 heliostatos y ubicado en Sevilla (latitud 37.3828 y longitud -5.9732). En la Fig. 2 se muestra la disposición del campo de heliostatos descrito junto con una superficie rectangular utilizada para representar la torre donde se encuentra ubicado el receptor volumétrico.

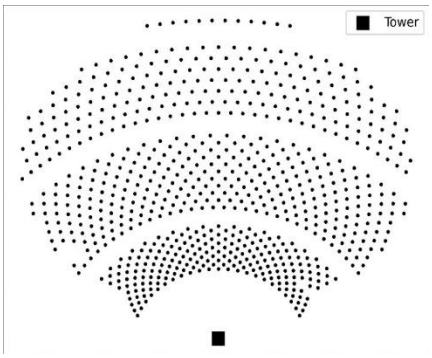


Fig. 2. Ubicación de los heliostatos y la torre utilizados en las simulaciones

Para la primera comparativa, los resultados son obtenidos para todos los algoritmos en una posición solar específica, el equinoccio de primavera, y sin limitación de iteraciones, de manera que el algoritmo pare cuando ha llegado al valor óptimo y no por alcanzar un número máximo de iteraciones predefinidas. A continuación, se presentan las tablas para las diferentes discretizaciones del receptor donde se resumen los valores de los parámetros más representativos de cada solución junto con el tiempo empleado de ejecución por cada algoritmo para encontrar dicha solución.

Tabla 1. Resultados para discretización con 9 puntos de enfoque

Número puntos enfoque	Algoritmo	Máximo de iteraciones	p_t (MW)	σ_f (kW/m^2)	Desbordamiento (%)	Tiempo (h)
9	TABU	9202	1.54	226.19	4.32	2.49
9	SA	1805	1.54	227.00	4.21	8.67
9	ACO	187	1.48	203.11	8.34	2.18

Tabla 2. Resultados para discretización con 15 puntos de enfoque

Número puntos enfoque	Algoritmo	Máximo de iteraciones	p_t (MW)	σ_f (kW/m^2)	Desbordamiento (%)	Tiempo (h)
15	TABU	10828	1.49	150.69	7.61	1.76
15	SA	2941	1.49	152.22	7.32	14.68
15	ACO	191	1.31	83.68	15.51	9.00

Tabla 3. Resultados para discretización con 21 puntos de enfoque

Número puntos enfoque	Algoritmo	Máximo de iteraciones	p_t (MW)	σ_f (kW/m^2)	Desbordamiento (%)	Tiempo (h)
21	TABU	14746	1.50	162.25	6.77	2.47
21	SA	4139	1.51	164.49	6.50	23.88
21	ACO	111	1.31	94.14	18.88	6.30

Junto con los datos anteriores, se representan también los mapas de flujo generados de las respectivas configuraciones. Para calcular estos mapas de flujo durante el proceso de estrategia de apunte, se utiliza el software interno desarrollado por CENER denominado CHELIO (Les et al. 2018) basado en modelos matemáticos simplificados con un coste computacional mucho menor que el trazado de rayos.

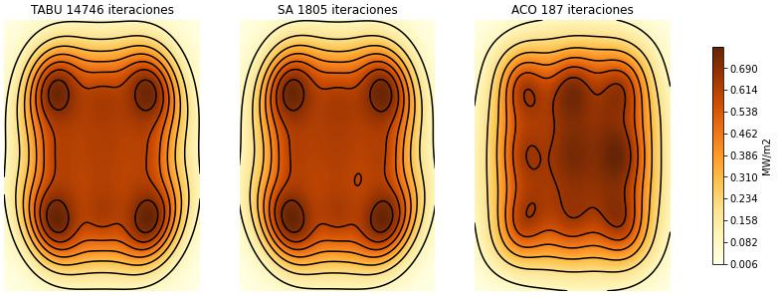


Fig. 3. Mapas de flujo para cada algoritmo según el número de iteraciones para 9 puntos de enfoque

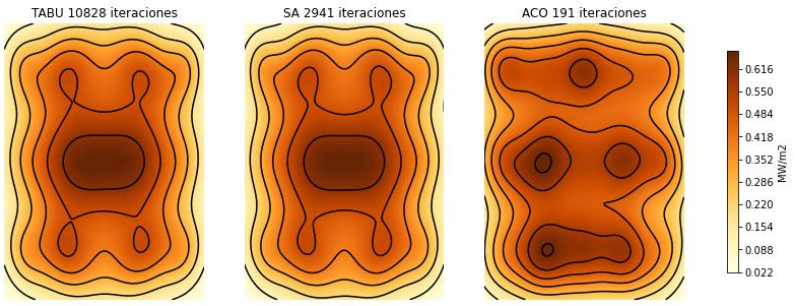


Fig. 4. Mapas de flujo para cada algoritmo según el número de iteraciones para 15 puntos de enfoque

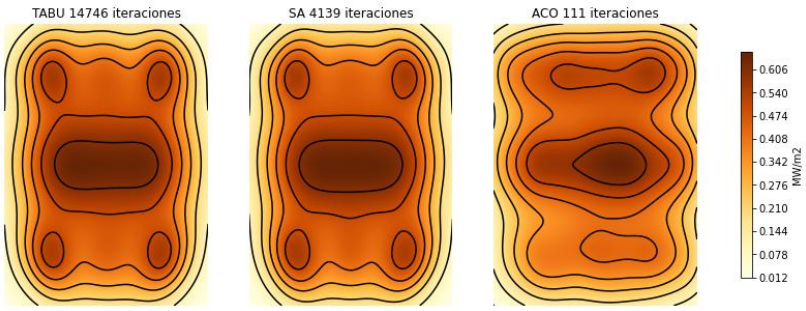


Fig. 5. Mapas de flujo para cada algoritmo según el número de iteraciones para 21 puntos de enfoque

Analizando tanto los datos recogidos en las tablas anteriores, como los mapas de flujo, se puede observar que los resultados obtenidos por el algoritmo de colonia de hormigas son peores con respecto a los resultados obtenidos mediante los algoritmos SA y búsqueda TABU. La potencia obtenida en todos los escenarios es menor en el caso de ACO, y la diferencia se incrementa conforme aumenta el número de puntos de enfoque. Observando la homogeneidad del flujo en el receptor relacionada con el parámetro σ_f tampoco se observa mejoría con la nueva implementación, sin embargo, el desbordamiento obtenido sí que es superior a los resultados arrojados por los otros algoritmos, por lo que se descarta su uso para el posterior estudio anual de estrategias de apunte realizado dentro de este mismo trabajo.

Por lo tanto, se puede confirmar que los algoritmos búsqueda TABU y SA son los que mejores resultados ofrecen maximizando la potencia total y la homogeneidad de la densidad de flujo en la superficie del receptor, al mismo tiempo que no aumenta el desbordamiento. Esto ocurre para todas las discretizaciones definidas previamente. En cuanto a tiempo computacional de ejecución, el algoritmo búsqueda TABU es con gran diferencia respecto del resto el más eficiente y rápido. Dado que tanto los algoritmos Búsqueda TABU como SA presentan resultados muy satisfactorios, se decide realizar un estudio anual en mayor profundidad de ambos algoritmos para diferentes posiciones solares y comprobar si lo resultados pudieran ser extrapolables a cualquier posición solar.

Estudio anual

En este subapartado se realiza una ampliación del estudio anterior, concretamente para los algoritmos de búsqueda TABU y SA, y la comparación de resultados en términos de potencia para diferentes posiciones solares.

A partir de la carta solar representado en la Fig. 6, donde cada curva representa los meses de diciembre, marzo y junio respectivamente en orden ascendente, se decide seleccionar 12 puntos representativos dentro de la carta solar para las posteriores ejecuciones. Cada punto tiene también asociado un valor de DNI obtenido en la ubicación de Sevilla bajo el supuesto de un modelo de cielo claro.

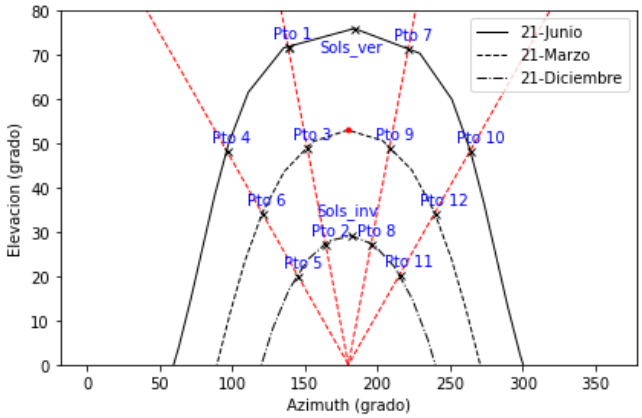


Fig. 6. Carta solar con puntos seleccionados para comparación anual

Tabla 4. Posiciones solares

Punto	Acimut (˚)	Elevación (˚)	DNI (W/m^2)
1	138.48	71.91	892.34
2	164.23	27.31	924.34
3	151.66	49.09	958.47
4	96.24	48.35	843.01
5	145.14	20.13	850.89
6	120.68	34.25	904.21
7	221.22	71.39	891.72
8	195.79	27.34	925.15
9	208.34	49.08	958.42
10	263.85	48.41	844.75
11	214.95	20.18	851.02
12	239.38	34.28	903.62
Solsticio de Verano (SV)	184.07	76.02	896.11
Solsticio de Invierno (SI)	182.08	29.15	937.53

El punto rojo que se representa en la Fig. 6 es el utilizado en la comparación anterior de todos los algoritmos, es decir, el equinoccio de primavera. A continuación, en la Tabla 5, se ha decidido representar los valores obtenidos por parte de los algoritmos búsqueda TABU y SA en términos de potencia para las simulaciones de cada punto seleccionado en la carta solar anterior. Se realiza la comparación en función del factor de potencia ya que constituye el término de mayor peso en la función objetivo según el valor de α establecido. Por otro lado, también se representa la diferencia relativa entre los valores de solución presentados por ambos algoritmos, calculado utilizando la diferencia de potencia total del algoritmo SA y potencia total del algoritmo TABU y esto a su vez dividido entre este último valor.

Examinando los resultados recogidos en la Tabla 5, puede apreciarse que la diferencia relativa es siempre positiva y está comprendido entre un 0.1% y un 0.7% aproximadamente para todos los puntos solares y discretizaciones. Los valores de desbordamiento proporcionados por ambos algoritmos son muy parecidos y por este motivo no se ha

incluido en las tablas. Teniendo en cuenta este análisis realizado, puede concluirse que la extrapolación de los resultados obtenidos por parte de los algoritmos para el resto de las posiciones solares es válida.

Tabla 5. Resultados algoritmos TABU y SA para distintos puntos de enfoque

	9 puntos			15 puntos			21 puntos		
Punto	Potencia total SA (MW)	Potencia total TABU (MW)	Diferencia relativa (%)	Potencia total SA (MW)	Potencia total TABU (MW)	Diferencia relativa (%)	Potencia total SA (MW)	Potencia total TABU (MW)	Diferencia relativa (%)
1	1.500	1.495	0.284	1.443	1.437	0.407	1.458	1.449	0.618
2	1.640	1.631	0.572	1.591	1.577	0.930	1.602	1.590	0.762
3	1.719	1.715	0.232	1.661	1.649	0.714	1.676	1.668	0.502
4	1.302	1.300	0.178	1.245	1.242	0.245	1.258	1.251	0.578
5	1.377	1.372	0.337	1.334	1.322	0.965	1.343	1.336	0.561
6	1.493	1.489	0.275	1.439	1.435	0.249	1.453	1.446	0.494
7	1.500	1.498	0.160	1.444	1.435	0.631	1.459	1.452	0.431
8	1.643	1.632	0.655	1.593	1.579	0.881	1.604	1.596	0.505
9	1.718	1.714	0.211	1.661	1.650	0.696	1.676	1.668	0.464
10	1.304	1.302	0.122	1.246	1.241	0.411	1.259	1.254	0.440
11	1.378	1.375	0.225	1.336	1.328	0.669	1.345	1.340	0.383
12	1.493	1.490	0.248	1.440	1.429	0.736	1.453	1.447	0.458
SV	1.514	1.511	0.190	1.457	1.449	0.506	1.474	1.466	0.515
SI	1.685	1.682	0.162	1.634	1.627	0.451	1.647	1.638	0.544

CONCLUSIONES

Tres métodos de optimización de la familia de los algoritmos metaheurísticos han sido desarrollados y aplicados al problema de estrategia de apunte del campo de heliostatos para una planta de torre de energía solar de concentración con un receptor volumétrico. Dichos algoritmos han sido analizados y evaluados para diferentes posiciones solares y discretizaciones del receptor, tratando de maximizar la función objetivo dada. Para conseguir resultados aceptables en términos de potencia y factor relativo a densidad de flujo, la mayoría de los algoritmos requieren de cantidades de tiempo considerables, exceptuando el algoritmo búsqueda TABU, que obtiene resultados del mismo orden o incluso mejores para un tiempo bastante más reducido. Por otro lado, junto con el SA, son los que mejores resultados ofrecen no solo en términos de potencia sino también en términos de desbordamiento en la superficie del receptor.

Por otra parte, se han analizado los resultados de ambos algoritmos para diferentes posiciones de la carta solar. A partir de los resultados de dicho análisis, puede determinarse que el algoritmo búsqueda TABU es el más apropiado debido a los resultados obtenidos tanto en términos de potencia total como en términos de eficiencia computacional y tiempo de ejecución. Por este motivo, se puede concluir que los resultados obtenidos para diferentes posiciones solares son extrapolables a cualquier posición de la carta solar.

TRABAJOS FUTUROS

Como continuación de este trabajo se quiere seguir investigando en diferentes metodologías para la resolución del problema de estrategias de apunte en plantas termosolares de concentración de torre, en este caso, basados en métodos de Inteligencia Artificial.

Por otro lado, los resultados obtenidos durante esta investigación permiten plantear una estrategia dinámica donde se tenga en cuenta la posición del sol a lo largo del año y la transición de una posición a la siguiente evitando sobrecalentamientos en el receptor y manteniendo un nivel de flujo solar estable.

AGRADECIMIENTOS

La investigación que ha conducido a estos resultados ha recibido financiación de los proyectos **CATION**, TED2021-132190B-C21 financiado por MCIN/AEI/10.130339/ 501100011033 y, en su caso, por "European Union Next Generation/PRTR", **CHLOE**, Grant PID2021-125786OB-C21 financiado por MCIN/AEI/10. 130339/501100011033 y, en su caso, por "Unión Europea", y **HECTOR**, proyecto PID2020-119693RB-C31 financiado por MCIN/AEI /10.13039/501100011033.

REFERENCIAS

Mellado, E., Itoiz, O., Mutuberria, A., Sánchez, M., & Puerto, J. (2023). Comparison of Aiming Point Strategy Algorithms and their Assessment for Volumetric Solar Receivers. *SolarPACES*.

Grange, B., & Flammant, G. (2021). Aiming Strategy on a Prototype-Scale Solar Receiver: Coupling of Tabu Search, Ray-Tracing and Thermal Models. *Sustainability* (3920), 13.

Belhomme, B., Pitz-Paal, R., & Schwarzbözl, P. (2014). Optimization of Heliostat Aim Point Selection for Central Receiver Systems Based on the Ant Colony Optimization Metaheuristic. *Journal of Solar Energy Engineering-transactions of The Asme,* 136, 011005.

Millán, C., Begambre, O., & Millán, E. (2014). Propuesto y validación de un algoritmo Simulated Annealing modificado para la solución de problemas de optimización. *Revista Internacional de Métodos Numéricos Para Cálculo y Diseño en Ingeniería*. 30(4), 264-270.

Les, I., Mutuberria, A., Schöttl, P., Nitz, P., Leonardi, E., Pisani, L. (2018). Optical performance comparison between heliostat field generation algorithms. *Proceedings SolarPaces*.

ANÁLISIS DE DIFERENTES COMPOSITOS CON BASE EN SRCO3 COMO MEDIO DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA TERMOQUÍMICO

Santamaria-Padilla A.*, Berrío-Sánchez J. M.*, Elizalde-Galicia A. K.*, Romero-Paredes Rubio H.**, Macias J. D.**

*Posgrado de Energía y Medio Ambiente, Universidad Autónoma Metropolitana Iztapalapa, Av. Ferrocarril San Rafael Atlixco No. 186, Ciudad de México, 09310, México, aspenergia@xanum.uam.mx, jmbs23@gmail.com, anakarinaelizaldeg@gmail.com

**Departamento de Ingeniería de Procesos e Hidráulica, Universidad Autónoma Metropolitana Iztapalapa, Av. Ferrocarril San Rafael Atlixco No. 186, Ciudad de México, 09310, México, hrp@xanum.uam.mx, jdanielmacias@gmail.com

RESUMEN/RESUMO

El almacenamiento de energía térmica por reacciones químicas reversibles presenta mejor rendimiento que por calor sensible o latente. Éste permite mitigar la intermitencia y alternancia día-noche del recurso solar e incrementar el factor de planta de las centrales termosolares. El carbonato de estroncio ha tomado relevancia para este fin por su alta densidad de almacenamiento de energía, pero carece de estabilidad en la conversión efectiva. Este trabajo propone diversas mezclas para estabilizar su desempeño. La mejor mezcla encontrada fue la SrCa20 con temperaturas de calcinación-carbonatación de 1,200 y 900 °C, respectivamente. La mezcla fue sometida a 9 ciclos, y se obtuvo una conversión efectiva de 33.14%, que comparada con la del $SrCO_3$ puro que fue de 2.33%, representa un incremento porcentual del 30,81%. Por su parte, la densidad de energía volumétrica también se incrementó siendo en el noveno ciclo de 2,81 GJ/m3 comparado con 0.025GJ/m3 del $SrCO_3$ puro. Del análisis de DRX de la mezcla sin procesar y después de 4 y 9 ciclos no mostró formación de compuestos nuevos o secundarios, y presentó una mejor estabilidad.

PALABRAS CLAVE/PALAVRAS-CHAVE: Almacenamiento de energía termoquímico, Energía solar concentrada, carbonato de estroncio, compositos.

ABSTRACT

The storage of thermal energy by reversible chemical reactions performs better than sensible or latent heat. This allows for mitigating the intermittency and day-night alternation of the solar resource and increasing the plant factor of solar thermal power plants. Strontium carbonate has become relevant for this purpose due to its high energy storage density but needs more effective conversion stability. This work proposes various mixtures to stabilize its performance. The best mixture found was SrCa20 with calcination-carbonation temperatures of 1,200 and 900 °C, respectively. The mixture was subjected to 9 cycles, and an effective conversion of 33.14% was obtained, compared to that of pure

SrCO3, which was 2.33%, representing a percentage increase of 30.81%. The volumetric energy density increased by 2.81 GJ/m3 in the ninth cycle compared to 0.025 GJ/m3 for pure SrCO3. XRD analysis of the raw mixture after 4 and 9 cycles showed no formation of new or secondary compounds and presented better stability.

KEYWORDS: Thermochemical energy storage, Concentrated solar energy, Strontium carbonate, Composite

INTRODUCCIÓN/INTRODUÇÃO

La energía solar es un recurso de acceso libre, la intermitencia de este recurso ha llevado a la necesidad de almacenar la energía para cuando no se encuentra disponible por paso de nubes y ciclicidad día-noche. Existen tres formas principales de almacenamiento de energía térmica: por calor sensible, latente y termoquímico. Este último toma gran interés por su elevada densidad de almacenamiento con respecto al sensible y latente. Este tipo de almacenamiento sigue en desarrollo y los resultados preliminares son prometedores (Abedin & Rosen, 2011; Romero & Steinfeld, 2012; Zhang et al., 2016). Una de las problemáticas del almacenamiento de energía termoquímico son las ineficiencias en los procesos de disociación-recombinación, ya que se presentan fenómenos de sinterización y aglomeración, que dependen de la temperatura, el tiempo, la composición química y el tamaño de las partículas. El tamaño de la porosidad juega un papel importante en el rendimiento de la conversión efectiva, parámetro que permite evaluar el desempeño de los materiales en cada paso de ciclo. Estos fenómenos por ende también reducen la velocidad de la reacción. Varias técnicas químicas podrían resolver esos problemas, incluido el soporte cerámico o los espaciadores químicos (Bagherisereshki, Tran, Lei, & AuYeung, 2018; Rhodes et al., 2015).

Un compuesto que se ha estudiado arduamente en la literatura es el carbonato de calcio que al reaccionar se tiene la Ec. (1). Este tiene una alta densidad de almacenamiento de aproximadamente 1,655.749 kJ/kg y se han propuesto diversas mezclas en aras de evitar la sinterización del material y alcanzar altas tasas de conversión (Raganati & Ammendola, 2023). Otro compuesto que está tomando relevancia es el carbonato de estroncio, que al reaccionar se tiene la Ec. (2). Al igual que el $CaCO_3$ tiene una elevada densidad de almacenamiento (1,366.222 kJ/kg) y tasas de conversión muy prometedoras, pero se sinteriza con mayor facilidad que el $CaCO_3$ (Amghar et al., 2022). Por lo cual se busca una forma de estabilizarlo. En este trabajo se analizan diferentes mezclas para mejorar el rendimiento de este último.

$$\mathrm{CaCO_3} \overset{\Delta H_r^0}{\rightleftarrows} \mathrm{CaO+CO_{2(g)}} \qquad \Delta H_r^0 = 178\,kJ/mol \qquad (1)$$

$$\mathrm{SrCO_3} \overset{\Delta H_r^0}{\rightleftarrows} \mathrm{SrO+CO_{2(g)}} \qquad \Delta H_r^0 = 234\,kJ/mol \qquad (2)$$

MATERIALES Y MÉTODO

Materiales

De acuerdo con la literatura y los criterios de selección de almacenamiento de energía termoquímico propuestos por Santamaria y Romero-Paredes (Santamaría Padilla & Romero-Paredes Rubio, 2023), en la

Tabla 1 se muestran las mezclas propuestas para mejorar la conversión efectiva del $SrCO_3$ y que complen con estos criterios. Los compuestos puros de los materiales son adquiridos con Sigma Aldrich.

Tabla 1. Mezclas propuestas para mejorar el carbonato de estroncio

Nomenclatura	Composición (wt %)						CO_2 teórico wt%
	$SrCO_3$	CuO	$CaCO_3$	Li_2CO_3	ZnO	CeO_2	
$SrCO_3$	100	-	-	-	-	-	29.80
SrCu20	80	20	-	-	-	-	23.84
SrCa5	95	-	5	-	-	-	30.51
SrCa10	90	-	10	-	-	-	31.22
SrCa20	80	-	20	-	-	-	32.64
SrLi20	80	-	-	20	-	-	35.75
SrZn20	80	-	-	-	20	-	23.84
SrCe20	80	-	-	-	-	20	23.84

Método

Con el empleo de técnicas de análisis térmico, consistente de una termobalanza, un calorímetro, se determinan los parámetros de operación de las reacciones propuestas. Este equipo permite obtener dos tipos de gráficos, la curva del análisis termogravimétrico (TG), y la curva de los cambios en energía durante la reacción de termodisociación (DSC). El equipo comercial utilizado es de la marca NETZSCH modelo STA 449 F3 Jupiter como se muestra en la Fig. 1.

Para los experimentos se utilizó una masa promedio de 25.5 ± 5 mg. El proceso de calcinación se realizó en una atmósfera inerte de argón con un caudal de 40 ml/min, mientras que la carbonatación se llevó a cabo en una atmósfera de CO_2/Ar con un caudal de 30/10 ml/min. El protocolo experimental consistió en una etapa inicial de calcinación, donde la muestra se calentó a 1200 °C a una tasa de calentamiento de 30 °C/min para garantizar una calcinación completa. Posteriormente, la temperatura se redujo gradualmente a 900, 950, 1000 y 1050 °C, con una tasa de enfriamiento de 30 °C/min, para realizar la carbonatación a temperatura constante con una isoterma de 5 minutos. Este proceso se repitió dos veces para evaluar el comportamiento de conversión de la muestra y determinar la temperatura de carbonatación óptima (T_{carb}). Una vez determinada para el compuesto puro ($SrCO_3$) es la misma que se estableció para los demás experimentos. Finalmente, se realiza un análisis comparativo de los resultados obtenidos con el compuesto puro ($SrCO_3$) y mezclado con los compuestos propuestos, para ver si se logra mejorar la tasa de conversión al paso de los ciclos de calcinación – carbonatación, en este caso se evaluará su desempeño en 4 ciclos.



Fig. 1. Termobalanza marca NETZSCH modelo STA 449 F3 Jupiter instalada en el laboratorio de Termoquímica Solar de la UAM-I

Los resultados obtenidos en cada experimento permiten evaluar su conversión efectiva, la cual se define de la siguiente manera:

$$X_{eff} = \left(\frac{m_{Carb,i} - m_i}{m_i} \right)_N \left(\frac{MM_{SrO}}{MM_{CO_2}} \right) \qquad (1)$$

donde m_i y $m_{carb,i}$ son la masa de la muestra antes y después de las etapas de almacenamiento y liberación en el ciclo N, y $MMSrO$ y $MMCO_2$ son las masas molares de SrO y CO_2, respectivamente. Para el cálculo de la densidad de energía se determina con la Ec. (2).

$$D_m = \left(\frac{m_{CO_2}}{m_i} \right)_N \Delta H_R \qquad (2)$$

Donde ΔH_R es la entalpía de reacción, kJ/kg CO_2 (5,318.18 kJ/kg) y m_{CO2} es $m_{carb,i} - m_i$.

Para calcular la densidad de almacenamiento volumétrica, GJ/m^3, la Ec. (2) se multiplica por la densidad de óxido que se esta carbonatando, en este caso el óxido de estroncio, dando lugar a la Ec. (3).

$$D_v = D_m \times \rho_{SrO} \qquad (3)$$

Una vez obtenida la conversión efectiva y la densidad de almacenamiento volumétrico, se realiza difracción de rayos X de las muestras antes y después de la prueba multiciclo utilizando un difractómetro Bruker D8 Advance con radiación Cu K∝. Los datos se midieron en el intervalo de 15° a 80° en 2θ con un tamaño de paso de 0,20414, durante 38,4 s por punto.

RESULTADOS

Para encontrar los parámetros de operación del carbonato de estroncio, se realizó la variación de la temperatura de carbonatación, tomando una temperatura constante de calcinación de 1,200 °C. Con una isoterma de 5 minutos para llevar a cabo la carbonatación. En la Fig. 2 se muestra que utilizando una temperatura de carbonatación de 900 °C se tiene una mejor desempeño, la cual concuerda con la que reportan otros autores (Amghar et al.,

2022; André, Abanades, & Flamant, 2016; Bayon et al., 2018; Ortiz, Valverde, Chacartegui, Perez-Maqueda, & Giménez, 2019; Yan, Wang, Li, Wang, & Fred, 2015). Por lo tanto, es la que se utiliza para evaluar el desempeño del carbonato de estroncio puro.

Se realizó la programación para evaluar el $SrCO_3$ en 9 ciclos. En la Fig. 3 se muestran los resultados obtenidos de la conversión efectiva y la densidad de energía volumétrica (Dv) en cada ciclo. Se observa que en el primer ciclo se tiene una conversión efectiva del 100 % y ésta va decreciendo al paso de los ciclos, teniendo en el último un 2.33 %, que coincide con el comportamiento que reportan S. Zare Ghorbaei y H. Ale Ebrahim, ellos evaluaron 20 ciclos y en el último ciclo reportan una tasa de conversión de aproximadamente 1% (Zare Ghorbaei & Ale Ebrahim, 2020a). La Dv teórica del $SrCO_3$ es de 10.61 GJ/m^3 (Zare Ghorbaei & Ale Ebrahim, 2020b), se observa que en el primer ciclo es muy cercana a ésta, pero despues va decreciendo de manera similar que la conversión efectiva, alcanzado en el 9 ciclo 0.247 GJ/m^3.

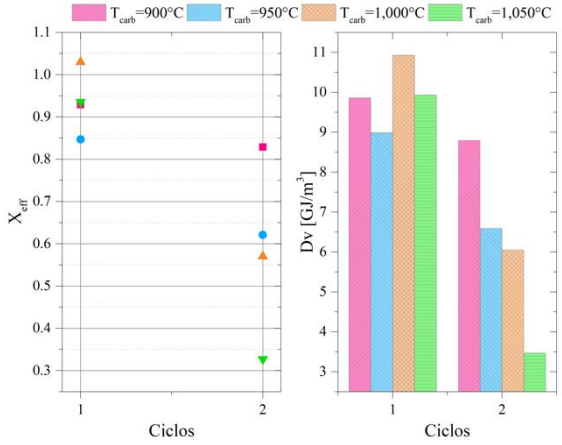


Fig. 2. Análisis de diferentes temperaturas de carbonatación para el SrCO3

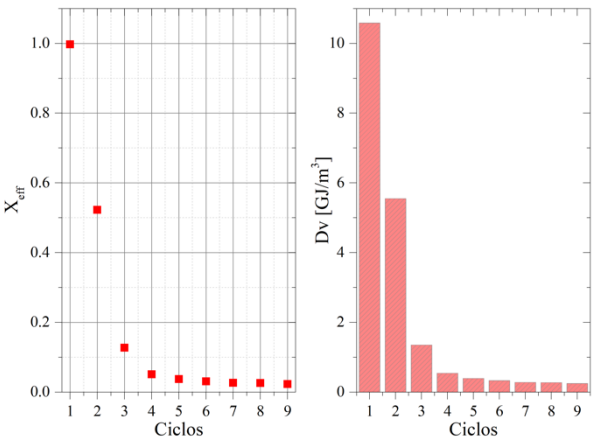


Fig. 3. Conversión efectiva y densidad de energía del $SrCO_3$ en 9 ciclos.

Una vez que se tienen los parámetros de operación del compuesto puro y su análisis en 9 ciclos, se realiza la evaluación de las mezclas propuestas en 4 ciclos con un 20% de aditivo. Estas se evalúan con las mismas temperaturas de operación (T_{cal}=1,200°C y T_{carb}=900°C). En la Fig. 4 se muestran los resultados obtenidos para todas las mezclas. Se observa que la mezcla SrLi20 tiene el mejor desempeño en cada paso de ciclo, esto es debido a un cambio de fase de sólido-líquido, lo que provocó que la muestra se desbordara del crisol. Por lo tanto, se incrementó el área de contacto de transferencia de calor y masa e incrementando la conversión efectiva, incluso mayor a 1 como se muestra en la Fig. 5. Sin embargo, genera inconvenientes en el manejo de este compuesto y deberán estudiarse otros mecanismos para el uso de este composito. La mezcla de SrCa20 presenta también un buen desempeño en el paso de cada ciclo y no tiene cambio de fase, destacando de las demás mezclas y teniendo una elevada conversión al paso de cada ciclo. Después de 4 ciclos tiene una X_{eff}=0.62, que comparada con el $SrCO_3$ Xeff=0.05, esto representa 12.4 veces mejor con la mezcla propuesta, que equivale a 1,140% más.

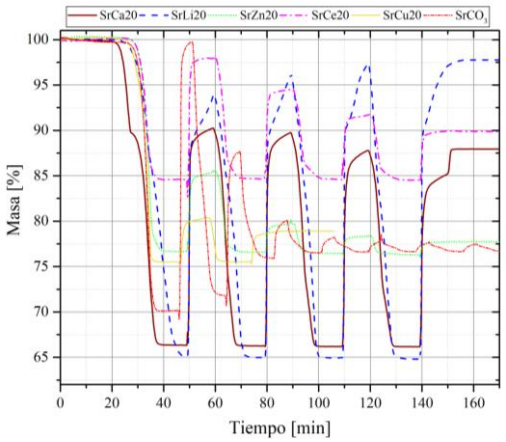


Fig. 4. Comportamiento de las mezclas propuestas en 4 ciclos

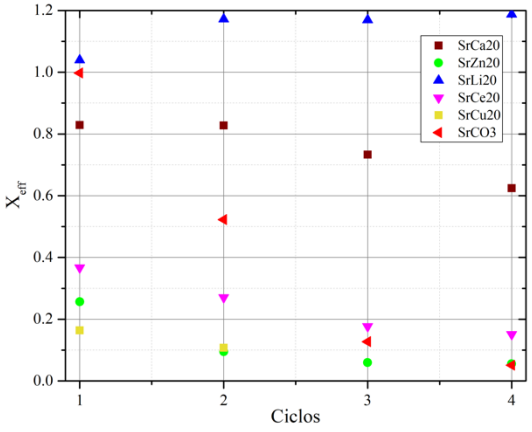


Fig. 5. Conversión efectiva de las mezclas propuestas en 4 ciclos

Al obtener una mejora sustancial con la mezcla SrCa20, se realizó el análisis en otras dos proporciones másicas, SrCa5 y SrCa10. En la Fig. 6 se muestran los resultados obtenidos en términos de conversión efectiva y densidad de energía. Se observa que las mezclas de SrCa5 y SrCa10 tienen un mejor desempeño que la SrCa20 en los primeros dos ciclos, sin embargo, en el tercer ciclo el desempeño se invierte y la mezcla SrCa20 tiene una mejor estabilidad al paso de cada ciclo. Por lo tanto, comparando todas las mezclas propuestas en términos de densidad de energía como se muestran en la Fig. 7, y descartando la de SrLi20 por los inconvenientes mencionados anteriormente, la mejor mezcla es la de SrCa20. Seguida del SrCe20, que, aunque no tiene una buena estabilidad, en estos primeros 4 ciclos su conversión efectiva es mayor con respecto a la del carbonato de estroncio puro. Para realizar la comparación con el compuesto puro, se realizó un experimento de 9 ciclos a la mezcla SrCa20, obteniéndose una conversión efectiva en el primer y noveno ciclo de 0.81 y 0.33, mientras que en la densidad de energía paso de 6.94 a 2.81 GJ/m^3, respectivamente.

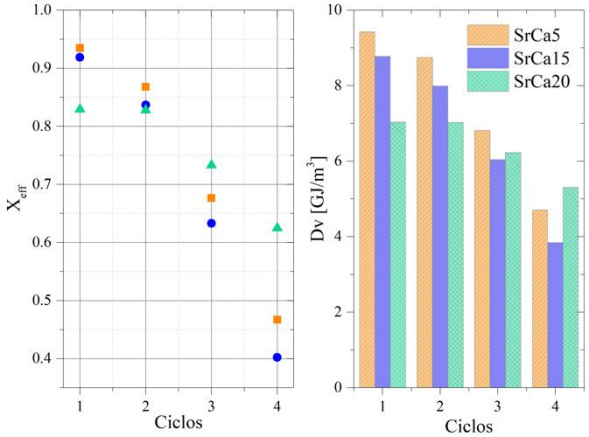


Fig. 6. Variación de la proporción de la mezcla de $SrCO_3$ con $CaCO_3$.

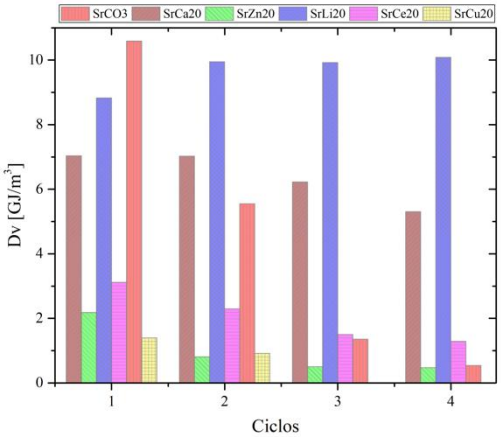


Fig. 7. Comparación de la densidad de energía de todas las mezclas con respecto al $SrCO_3$ puro.

Finalmente se realiza difracción de rayos X al compuesto base, $SrCO_3$ puro, y a la mejor mezcla propuesta, SrCa20. La Fig. 8A) muestra los patrones de DRX del $SrCO_3$ sin procesar en el TGA y después de 9 ciclos. Se observa que coincide con ICDD-PDF 00-005-0418 de $SrCO_3$ y al paso de los ciclos también coincide con ICDD-PDF 00-027-1438 de $Sr(OH)_2$ $8H_2O$ y con

ICDD-PDF 00-019-1276 de $Sr(OH)_2$. No se logran observar los picos del óxido de estroncio porque se formaron los hidróxidos, por la humedad que absorbe del medio ambiente durante su manipulación. La Fig. 8B) muestra los patrones de DRX para la mezcla SrCa20 sin procesar y después de 4 ciclos, se observa que el material sin procesar coincide con los patrones de ICDD-PDF 00-005-0418 de $SrCO_3$ y ICDD-PDF 00-005-0586 de $CaCO_3$, lo cual indica que se tiene una mezcla física sin formar un composito. Una vez que se cicla la muestra se observan los picos relacionados con ICDD-PDF 00-001-0886 de SrO y ICDD-PDF 00-003-1123 de CaO. El crecimiento de cristales de SrO después de 4 ciclos implica que el CaO podría permanecer encapsulado en el $SrCO_3$ y no reaccionar completamente. Como hipótesis, esta encapsulación retrasa la sinterización del material porque, tras 4 ciclos, el cristal de SrO no es muy grande. Al final del noveno ciclo, el CaO se libera de la encapsulación y promueve la sinterización de SrO, se reduce la tasa de carbonatación y se observa un crecimiento en los cristales de óxido de estroncio.

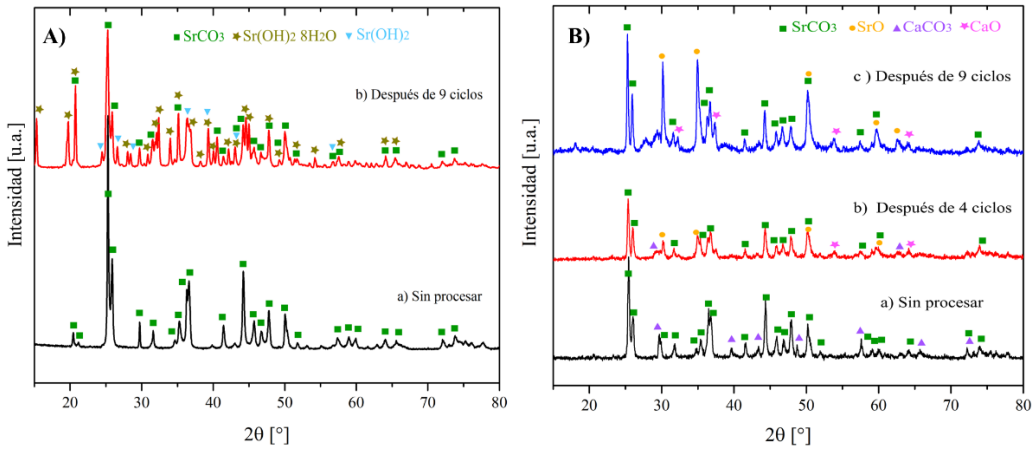


Fig. 8. Difracción de rayos X: A) para el $SrCO_3$ puro antes y después de 9 ciclos, B) para la mezcla SrCa20 antes y después de 4 ciclos.

CONCLUSIONES/COMENTÁRIOS FINAIS

En este trabajo se ha estudiado el potencial del carbonato de estroncio como medio de almacenamiento de energía solar térmica mediante procesos termoquímicos. Muy pocas publicaciones mencionan este compuesto para este objetivo. En este trabajo se observó que el compuesto puro presenta una pobre conversión durante el paso de los ciclos calcinación-carbonatación, debido principalmente a la aglomeración y pérdida de porosidad. Un composito o mezcla puede reducir este fenómeno del carbonato puro con algún otro material que funcione como separador o estabilizador y minimice este problema.

Este trabajo se ha demostrado un aumento sustancial en la conversión efectiva del carbonato de estroncio una vez mezclado con carbonato de calcio. El carbonato de estroncio puro tiene un alto índice de conversión en el primer ciclo, 99%. Sin embargo, su ciclicidad es inestable y su conversión efectiva disminuye considerablemente con el número de ciclos. Con la adición de carbonato de calcio al carbonato de estroncio se obtuvieron los siguientes parámetros y mejoras esenciales:

- La mezcla con mejor comportamiento fue SrCa20.
- Las temperaturas ideales de calcinación y carbonatación fueron 1,200 y 900 °C, respectivamente.
- Incremento de la conversión efectiva, siendo muy estable en los 9 ciclos estudiados siendo de $X_{eff,1}$ de 0.81 y $X_{eff,9}$ de 0.33 que comparado con el SrCO3 puro fueron de $X_{eff,1}$ de 0.99 y $X_{eff,9}$ de 0.023.
- •La densidad de energía de la mezcla propuesta es 11.24 veces mayor que la del compuesto puro en el noveno ciclo (DvSrCa20 de 2.81 GJ/m^3 y $DvSrCO_3$ de 0.25 GJ/m^3).

En esta investigación se resalta que fue posible obtener una mayor conversión efectiva del carbonato de estroncio cuando se mezcla con carbonato de calcio y una mejor estabilidad que con el compuesto puro. El análisis de DRX muestra que los compuestos mezclados son estables y no se formó ningún composito. Asimismo, el SrO podría permanecer encapsulado en el $CaCO_3$ y no reaccionar completamente. Como hipótesis, este encapsulado retrasa la sinterización del material.

Para tener un análisis más detallado, se deberán evaluar mayor número de ciclos y, adicional al análisis de DRX, se deberán realizar análisis por Microscopía Electrónica de Barrido (MEB) en cada etapa de reacción que permitan deducir la velocidad de agregación o, en su caso, de sinterización a medida que transcurren los ciclos.

Como alternativa, resulta útil pensar en sintetizar un compuesto estable, como los perovskitas, que evite los procesos de aglomeración/sinterización del carbonato de estroncio.

En conclusión, si bien el carbonato de estroncio parece prometedor para su uso en el almacenamiento de energía térmica, se necesita más investigación para superar los desafíos asociados con su uso. Esto incluye encontrar formas de reducir la temperatura requerida para la reacción, acelerar la velocidad de reacción y optimizar el sistema para aplicaciones prácticas. A pesar de estos desafíos, los beneficios potenciales del carbonato de estroncio en el almacenamiento de energía térmica lo convierten en un área de investigación prometedora.

AGRADECIMENTOS

A.S.P, J.M.B.S y A.K.E.G. agradecen al CONAHCYT por la beca otorgada a través del programa “Becas Nacionales para Estudios de Posgrado” 814358, 1266217 y 1255582. J.D.M. agradece al CONAHCYT por la beca otorgada a través del programa “Estancias Posdoctorales por México 2022”.

REFERENCIAS

Abedin, A. H., & Rosen, M. A. (2011). A Critical Review of Thermochemical Energy Storage Systems. The Open Renewable Energy Journal (Vol. 4).

Amghar, N., Ortiz, C., Perejón, A., Valverde, J. M., Maqueda, L. P., & Sánchez Jiménez, P. E. (2022). The SrCO3/SrO system for thermochemical energy storage at ultra-high temperature. Solar Energy Materials and Solar Cells, 238. https://doi.org/10.1016/j.solmat.2022.111632

André, L., Abanades, S., & Flamant, G. (2016). Screening of thermochemical systems based on solid-gas reversible reactions for high temperature solar thermal energy storage. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 64, 703–715. https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.06.043

Bagherisereshki, E., Tran, J., Lei, F., & AuYeung, N. (2018). Investigation into SrO/SrCO3 for high temperature thermochemical energy storage. Solar Energy, 160, 85–93. https://doi.org/10.1016/j.solener.2017.11.073

Bayon, A., Bader, R., Jafarian, M., Fedunik-hofman, L., Sun, Y., Hinkley, J., … Lipi, W. (2018). Techno-economic assessment of solid e gas thermochemical energy storage systems for solar thermal power applications, 149, 473–484. https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.11.084

Ortiz, C., Valverde, J. M., Chacartegui, R., Perez-Maqueda, L. A., & Giménez, P. (2019). The Calcium-Looping (CaCO3/CaO) process for thermochemical energy storage in Concentrating Solar Power plants. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 113(July), 109252. https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109252

Raganati, F., & Ammendola, P. (2023). Review of Carbonate-Based Systems for Thermochemical Energy Storage for Concentrating Solar Power Applications: State-of-the-Art and Outlook. Energy and Fuels, 37(3), 1777–1808. https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.2c03853

Rhodes, N. R., Barde, A., Randhir, K., Li, L., Hahn, D. W., Mei, R., … Auyeung, N. (2015). Solar Thermochemical Energy Storage Through Carbonation Cycles of SrCO3/SrO Supported on SrZrO3. ChemSusChem, 8(22), 3793–3798. https://doi.org/10.1002/cssc.201501023

Romero, M., & Steinfeld, A. (2012). Concentrating solar thermal power and thermochemical fuels. Energy and Environmental Science, 5(11), 9234–9245. https://doi.org/10.1039/c2ee21275g

Santamaría Padilla, A., & Romero-Paredes Rubio, H. (2023). A thermochemical energy storage materials review based on solid-gas reactions for supercritical CO2 solar tower power plant with a Brayton cycle. Journal of Energy Storage, 73, 108906. https://doi.org/10.1016/j.est.2023.108906

Yan, T., Wang, R. Z., Li, T. X., Wang, L. W., & Fred, I. T. (2015). A review of promising candidate reactions for chemical heat storage. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 43, 13–31. https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.11.015

Zare Ghorbaei, S., & Ale Ebrahim, H. (2020a). Carbonation reaction of strontium oxide for thermochemical energy storage and CO2 removal applications: Kinetic study and reactor performance prediction. Applied Energy, 277(August), 115604. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115604

Zare Ghorbaei, S., & Ale Ebrahim, H. (2020b). Carbonation reaction of strontium oxide for thermochemical energy storage and CO2 removal applications: Kinetic study and reactor performance prediction. Applied Energy, 277(March), 115604. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115604

Zhang, H., Huys, K., Baeyens, J., Degrève, J., Kong, W., & Lv, Y. (2016). Thermochemical Energy Storage for Power Generation on Demand. Energy Technology, 4(2), 341–352. https://doi.org/10.1002/ente.201500261

PEROVSKITAS (LA, SR) (MN, FE, CR, CO) $O_{3-\Delta}$ APLICADOS EN LA GENERACION DE ENERGIAS RENOVABLES: SÍNTESIS Y CARACTERIZACIÓN

Elizalde-Galicia A. K.*, Berrío-Sánchez J. M.*, Macias J. D.**, Reyes-Montero A.***, Romero-Paredes Rubio H.**

*Posgrado de Energía y Medio Ambiente, Universidad Autónoma Metropolitana Iztapalapa, Av. Ferrocarril San Rafael Atlixco No. 186, Ciudad de México, 09310, México, anakarinaelizaldeg@gmail.com, jmbs23@gmail.com

**Departamento de Ingeniería de Procesos e Hidráulica, Universidad Autónoma Metropolitana Iztapalapa, Av. Ferrocarril San Rafael Atlixco No. 186, Ciudad de México, 09310, México, jdanielmacias@gmail.com hrp@xanum.uam.mx

***Instituto de Investigaciones en Materiales, Universidad Nacional Autónoma de México, C. P. 04510, Ciudad de México, México, arremo@materiales.unam.mx

RESUMEN

Actualmente los esfuerzos en la investigación en energías renovables se han dirigido hacia el desarrollo de materiales cuyas propiedades puedan ser sintonizadas de forma muy precisa por medio de la sustitución de especies en la estructura cristalina. Los óxidos tipo perovskitas han ganado protagonismo debido a los resultados exitosos que se ha obtenido en aplicaciones fotónicas y de transporte de oxígeno. Los perovskitas son compuestos no estequiométricos monofásicos con altos puntos de fusión, alta movilidad de iones de oxígeno, y una excepcional estabilidad a alta temperaturas. En este trabajo se reporta la síntesis de los óxidos La0.7Sr0.3Mn0.9Cr0.1O3-δ, La0.2Sr0.8Fe0.8Co0.1Cr0.1O3-δ, y La0.6Sr0.4Cr0.8Co0.2O3-δ así como los resultados de la caracterización estructural, morfológica y de cinética redox donde se usaron técnicas de difracción de rayos X (XRD), y espectroscopía de energía dispersiva-microscopia de escaneo electrónico (EDS-SEM), y termogravimetría (TG). Los resultados muestran el potencial que tienen los óxidos obtenidos para ser aplicados en diversas áreas que incluyen generación de H2, captura de CO2, celdas de combustible, y catálisis.

PALABRAS CLAVE: Perovskitas, caracterización morfológica, producción de hidrógeno.

ABSTRACT

Currently, efforts in renewable energy research have been directed toward developing materials whose properties can be tuned precisely through substituting species in the crystalline structure. Perovskite-type oxides have gained prominence due to the successful results obtained in photonic and oxygen transport applications. Perovskites are single-phase non-stoichiometric compounds with high melting points, high mobility of oxygen ions, and exceptional stability at high temperatures. In this work, the synthesis of the oxides $La_{0.7}Sr_{0.3}Mn_{0.9}Cr_{0.1}O_{3-\delta}$, $La_{0.2}Sr_{0.8}Fe_{0.8}Co_{0.1}Cr_{0.1}O_{3-\delta}$, and $La_{0.6}Sr_{0.4}Cr_{0.8}Co_{0.2}O_{3-\delta}$ is reported. as well as

the results of the structural, morphological, and redox kinetics characterization where X-ray diffraction (XRD), and energy dispersive spectroscopy-electron scanning microscopy (EDS-SEM), and thermogravimetry (TG) techniques were used. The results show that perovskite oxides can be applied in different areas, including H_2 generation, CO_2 capture, fuel cells, and catalysis.

KEYWORDS: Perovskites, morphological characterization, hydrogen production.

INTRODUCCIÓN

La investigación en energías renovables se ha dirigido hacia el desarrollo de materiales cuyas propiedades puedan ser sintonizadas de forma muy precisa por medio de la sustitución de especies en la estructura cristalina. Los óxidos tipo perovskitas han ganado protagonismo debido a los resultados exitosos que se han obtenido en diversas aplicaciones que incluyen fotónica, de transporte de oxígeno, refrigeración magnética, entre otras.

Los perovskitas son compuestos no estequiométricos monofásicos con altos puntos de fusión, alta movilidad de iones de oxígeno, y una excepcional estabilidad a alta temperaturas. Los óxidos de perovskita son termodinámicamente atractivos como materiales redox debido a su temperatura de operación que es relativamente baja y sus capacidades superiores de transporte de oxígeno en la estructura cristalina a altas temperaturas. La característica especial que distingue a estos materiales es su estructura ya que los cationes se reemplazan fácilmente por elementos similares, por lo que el óxido presenta una amplia variedad de comportamientos físicos y químicos posibles manteniendo una estructura similar (Prieto et al. 2016). Esta tolerancia a la sustitución catiónica hace que sus propiedades de transporte sean en general mejores en comparación con otras familias, como las espinelas, los pirocloros o los granates (Kolotygin 2015). La inmunidad a los cambios estructurales, la porosidad para el transporte de oxígeno y la facilidad con la que libera y ocupa sitios, convierten a estos óxidos en un catalizador viable para la producción de hidrógeno. Los perovskitas presentan estructura ABO_3, donde el catión A puede ser alcalino, alcalinotérreo o lantánido, y mientras que el catión B normalmente es un metal de transición. En ciclos redox a diferencia de los pares tradicionales, los óxidos de perovskita no experimentan cambios de fase estructural discreto durante el proceso redox (Chen et al. 2021), esta interesante ventaja permite simplificar los depósitos donde ocurren las reacciones termoquímicas. Además, y en teoría, no se requiere tanque para el almacenamiento de productos gaseosos ya que el oxígeno puede ser extraído de la atmósfera o liberado en ella. Los óxidos tipo perovskita, basados en lantano y estroncio como $(La,Sr)CrO_{3-\delta}$ y $(La,Sr)CoO_{3-\delta}$ son capaces de disociar el dióxido de carbono y el agua de manera eficiente. En este sentido, se han reportado rendimientos prometedores en la disociación. Para desarrollar un oxido tipo perovskita para la conversión de energía solar en combustibles (H_2 y gas de síntesis) se utilizan dos criterios: 1) el óxido debe presentar una alta liberación de oxígeno a la temperatura más baja posible; 2) se refiere al proceso termoquímico favorable para la disociación de H_2O y CO_2. En la literatura se han reportado las propiedades catalíticas de las cromitas sustituidas de lantano ($LaCrO_3$) para su aplicación en la oxidación directa de CH_4 en materiales anódicos de pilas de combustible de óxido sólido (SOFC) (Silva Jr. et al. 2022). Comprender las peculiaridades de los efectos dopantes es importante para encontrar y describir las posibles aplicaciones de los compuestos de óxidos $LaCrO_3$. La sustitución de alcalinotérreos (Ca, Sr y Mg) y metales de transición (Mn, Fe, Co y Ni) en la red de $LaCrO_3$ da origen a comportamientos catalíticos diferentes de acuerdo con el elemento de sustitución. Por ejemplo, en la sustitución de los sitios A y B, Sfeir et al. (Sfeir et al. 2001) reportan que el Sr y Ni son los sustituyentes más activos y adecuados para el propósito de ánodos de $LaCrO_3$ en SOFC. Además, la sustitución de Ni muestra interesantes actividades en la disociación

del H_2O y CO_2. En el dopaje de cromitas de lantano con elementos magnéticos, se ha reportado una magnetización inversa espontánea y un efecto magnetocalórico (Hussain et al. 2017) negativo cuando se dopa con Fe (Shi, Wei, and Xia 2017) , mientras que la introducción de átomos de Mn en la estructura cristalina del oxido induce una transición estructural de ortorrómbico a romboédrico, lo anterior se asocia con el cambio en el comportamiento magnético de orden anti - ferromagnético a ferromagnético (FM), así como un cambio en el mecanismo de conducción eléctrica de un compuesto semiconductor simple al modelo de salto de rango variable (Variable Range Hopping,VRH) (Barrozo and Albino Aguiar 2013). En el mismo sentido, Tezuka et al. (Tezuka et al. 1998) investigaron las propiedades estructurales y magnéticas de $La_{1-x}Sr_xCrO_3$, los autores reportan que el dopaje con Sr induce una transición de fase estructural de ortorrómbica a romboédrica en el material, lo que cual asocian con un aumento en el factor de tolerancia debido al incremento en el tamaño promedio del radio iónico en el sitio A (La^{3+}= 1.16 Å, Sr^{2+}= 1.26 Å) con dopaje de Sr. Así mismo, el dopaje con Sr en $LaCrO_3$ favorece el aumento de la conductividad eléctrica (σ) y la disminución de la energía de activación (Ea), lo que lo hace ideal para su aplicación como óxido conductor transparente (TCO) (Zhang et al. 2015). El perovskita $La_{1-x}Sr_xCr_{1-y}Co_yO_3$ (LSCC) es capaz de disociar el agua de manera efectiva, además que se ha demostrado que es estable en atmósfera de CO_2. La temperatura de operación en la reacción redox de esta cerámica es de 800°C en la oxidación y 1200°C en la reducción. Estos niveles de temperatura son fácilmente alcanzables con sistemas de concentración solar. Los óxidos a base de manganeso (manganitas) se han estudiado ampliamente como materiales catódicos debido a su alta conductividad eléctrica, moderada expansión térmica, aceptable actividad catalítica y supresión de la interacción con los componentes en SOFC. Los óxidos de manganeso son capaces de liberar oxígeno molecular y regenerarse en el aire en determinadas condiciones, esta propiedad hace que estos materiales sean interesantes para aplicaciones en diferentes áreas, como procesos de almacenamiento de energía termoquímica, producción de oxígeno por separación de aire en bucle químico, etc. (Abad et al. 2021). Las manganitas dopadas con La se han investigado intensamente debido a que la temperatura de transición de fase (Temperatura de Curie) en estos materiales puede ser sintonizada con métodos magnéticos (Akça, Kılıç Çetin, and Ekicibil 2017). Además, los costos de producción son bajos y la histéresis magnética y térmica son casi nulas, estas propiedades hacen a estos óxidos ideales en aplicaciones de refrigeración magnética (MR). La tecnología MR utiliza un material magnético como sustancia de trabajo (Brück 2005). Los sistemas de refrigeración magnética tienen un futuro muy prometedor para reemplazar los sistemas convencionales de refrigeración basados en la compresión/expansión de vapor. El perovskita $La_xSr_{1-x}Cr_yMn_{1-y}O_{3-\delta}$ es eficiente y estable en ambientes redox, además tiene bajo costo de fabricación y es óptimo para aplicaciones en SOFC (Alvarado Flores 2017). Sus propiedades superan a compuestos basados en zirconia estabilizada con itrio (30% Ni-YSZ) (Dees et al. 1987) cuando utilizan hidrógeno como combustible y, cuando se utiliza metano, se requiere de solo el 3% de humedad para prevenir la formación de carbón, que es mucho menor en comparación a cuando se utiliza en Ni/YSZ (50% de humedad). El óxido LSCM permite que la celda SOFC funcione a temperaturas cercanas 700 ◦C.

Los óxidos complejos de cobalto tienen un creciente interés debido a que se espera inducir propiedades similares a las de las manganitas (magnetorresistencia colosal, CMR) y los

cupratos (superconductividad a alta temperatura). Además de los grados de libertad de carga, giro, orbital y red que interactúan en las manganitas para producir efectos de CMR, las cobaltitas poseen un grado de libertad adicional, esto es, el estado del espín de Co^{3+} y Co^{4+} el cual puede ocurrir en tres configuraciones de espín diferentes, esta es una característica única de este perovskita. El acomodamiento de los estados de oxidación Co^{3+} y Co^{4+} depende de la estructura cristalina, la temperatura y la concentración del dopaje (Deac and Vladescu 2014). Además, la sustitución parcial del Cr por Fe en el óxido le da propiedades de conducción iónica-electrónica ya que el Fe favorece la conducción a baja temperatura, los materiales que componen este perovskita destacan por su capacidad de conducción térmica y de formar vacantes de oxígeno a temperaturas de entre 1000 a 1400°C. En este trabajo se reportan los resultados obtenidos durante la sintetización y caracterización de los óxidos tipo perovskita $La_{0.7}Sr_{0.3}Mn_{0.9}Cr_{0.1}O_{3-\delta}$, $La_{0.2}Sr_{0.8}Fe_{0.8}Co_{0.1}Cr_{0.1}O_{3-\delta}$, y $La_{0.6}Sr_{0.4}Cr_{0.8}Co_{0.2}O_{3-\delta}$. En la etapa de síntesis se aplicó la ruta propuesta por Pechini (Dimesso 2016), mientras que la caracterización estructural y morfológica de los óxidos se aplicaron las técnicas de difracción de rayos x (XRD), y espectroscopía de energía dispersiva-microscopia de escaneo electrónico (EDS-SEM).

METODOLOGIA

Los materiales de óxidos en forma de partículas y películas delgadas son aplicados día a día con mayor frecuencia en diversas industrias, por lo tanto, también los métodos de síntesis se han convertido en un campo de investigación importante (Dong et al. 2022). El método de Pechini es una variante del método sol-gel (Marco et al. 2000), es versátil, de bajo costo y la metodología es muy simple. El método permite obtener materiales homogéneos con temperatura y estequiometria controlada, además permite tiempos de procesamiento inferiores comparados con otros métodos de síntesis. Inicialmente se realizaron estudios con el óxido $La_{(1-x)}Sr_xMnO_3$ con x=0.3 y 0.4 donde se determinó que la temperatura de reducción del oxido se encuentra en el rango de 1250 a 1650°C. La sustitución de Cr en el sitio B no afecta la producción de oxígeno durante la etapa de reducción, pero si aumenta la producción de hidrógeno durante la etapa de oxidación de manera estable.

En la **Fig. 1** se detallan los materiales iniciales y su pureza, el ácido cítrico y el etilenglicol se agregaron en proporción de 1:3 molar. La solución se calentó hasta formar un gel y posteriormente se calcinó a 300°C durante 2 horas para evaporar los residuos orgánicos.



Fig.1. Materiales iniciales y su pureza usados para sintetizar los óxidos

En la Tabla 1 se muestra la relación molar y peso de los reactivos para la síntesis del oxido La0.6Sr0.4Cr0.8Co0.2O3-δ con δ=0.3. Se utilizó el mismo criterio en la síntesis de los óxidos perovskita La0.7Sr0.3Mn0.9Cr0.1O3-δ y La0.2Sr0.8Fe0.8Co0.1Cr0.1O3-δ. Los óxidos fueron tratados térmicamente a 1200°C durante 2 horas con una tasa de calentamiento de 5°C/min para obtener un polvo monofásico y garantizar la fase de perovskita. En la Fig.2 se observan los óxidos La0.6Sr0.4Cr0.8Co0.2O3-δ (LSCC), La0.2Sr0.8Fe0.8Co0.1Cr0.1O3-δ (LSFCC) y La0.7Sr0.3Mn0.9Cr0.1O3-δ (LSMC) obtenidos.

Tabla 1. Relación molar y peso de los reactivos para la síntesis de un mol del óxido $La_{0.6}Sr_{0.4}Cr_{0.8}Co_{0.2}O_{3-\delta}$ con δ=0.3.

Elemento	Peso atómico (g/mol)	Relación molar (mol)	Peso (g)
La	138.9054	0.6	83.3432
Sr	97.6166	0.4	35.0466
Cr	51.9961	0.8	41.5969
Co	58.9331	0.2	11.7866
O	15.9994	2.7	43.1984
			214.9718

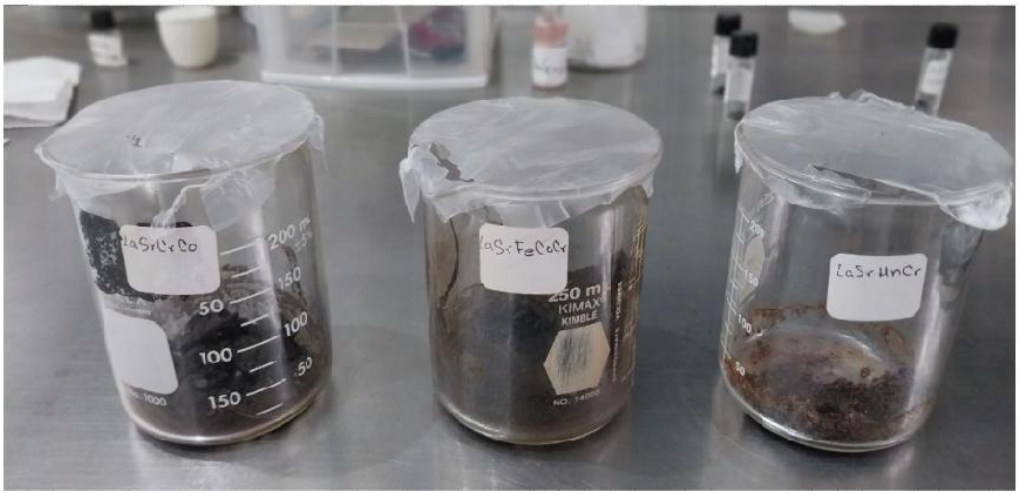


Fig.2. Materiales sintetizados. $La_{0.6}Sr_{0.4}Cr_{0.8}Co_{0.2}O_{3-\delta}$ (LSCC), $La_{0.2}Sr_{0.8}Fe_{0.8}Co_{0.1}Cr_{0.1}O_{3-\delta}$ (LSFCC) y $La_{0.7}Sr_{0.3}Mn_{0.9}Cr_{0.1}O_{3-\delta}$ (LSMC).

RESULTADOS

La temperatura de calcinación de las muestras se determinó en un sistema de análisis termogravimétrico (TGA, NETZSCH STA Júpiter 449-F3), el análisis se realizó el intervalo de temperatura de 25 a 1000°C en atmósfera inerte, con un flujo de 50ml/min de argón y una la rampa de calentamiento de 10°C/min. Los resultados de los parámetros de calcinación de las muestras se observan en la **Fig. 3.** La pérdida de masa debido a la evaporación de los compuestos orgánicos presentes en las muestras de los tres perovskitas sintetizadas (LSCC,

LSMC y LSFCC) ocurre en su mayoría entre 500°C y 600°C, además cuando se alcanza la temperatura de 800°C ya no hay compuestos orgánicos en la muestra, lo que indica que se ha alcanzado la temperatura de calcinación de las muestras.

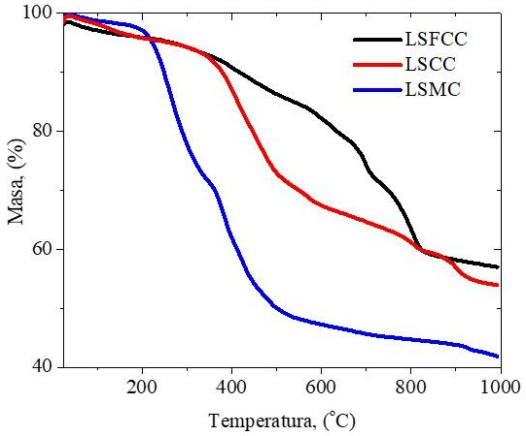


Fig. 3. Análisis de la temperatura de calcinación de las muestras. La temperatura de 800°C se considera la temperatura de calcinación. LSCC, LSMC y LSFCC se refieren a los perovskitas $La_{0.6}Sr_{0.4}Cr_{0.8}Co_{0.2}O_{3-\delta}$, $La_{0.7}Sr_{0.3}Mn_{0.9}Cr_{0.1}O_{3-\delta}$, y $La_{0.2}Sr_{0.8}Fe_{0.8}Co_{0.1}Cr_{0.1}O_{3-\delta}$, respectivamente.

En las **Figs. 4, 5** y **6** se muestran las imágenes representativas obtenidas con la técnica de microscopia de escaneo electrónico (SEM) y los espectros de dispersión de energía (EDS) correspondientes a cada oxido sintetizado. Mientras que en la **Tabla 2** se presenta el análisis cuantitativo de los elementos presentes en los óxidos. Se demuestra que los óxidos sintetizados tienen la estructura y composición de diseño. El tamaño de partícula es aceptable y, acorde con las micrografías, se aprecia una buena porosidad de las partículas. La técnica de síntesis es excelente para el fin buscado.

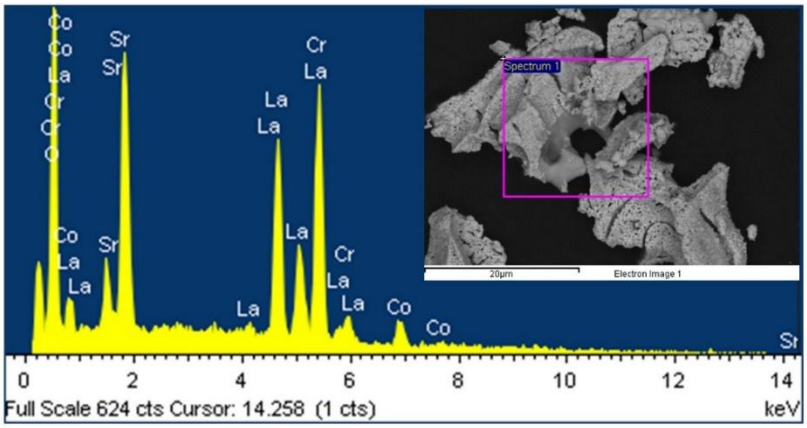


Fig. 4. Imagen representativa de microscopia de escaneo electrónico (SEM) y espectro de dispersión de energía (EDS) correspondiente al oxido $La_{0.6}Sr_{0.4}Cr_{0.8}Co_{0.2}O_{3-\delta}$ (LSCC).

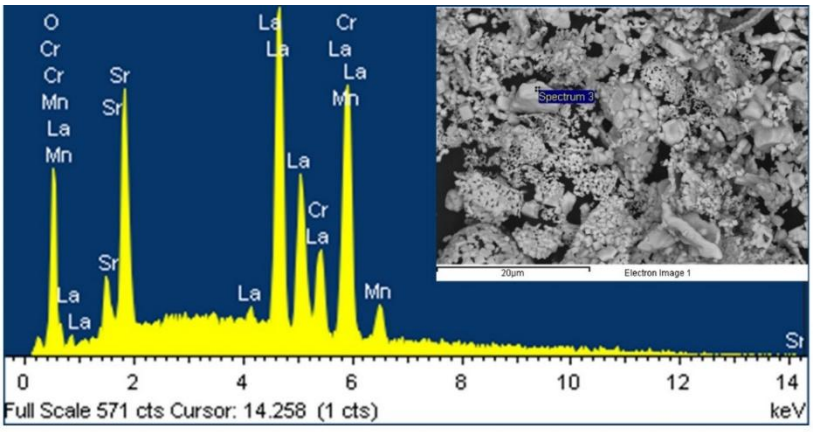


Fig. 5. Imagen representativa de microscopia de escaneo electrónico (SEM) y espectro de dispersión de energía (EDS) correspondiente al oxido $La_{0.7}Sr_{0.3}Mn_{0.9}Cr_{0.1}O_{3-\delta}$ (LSMCO).

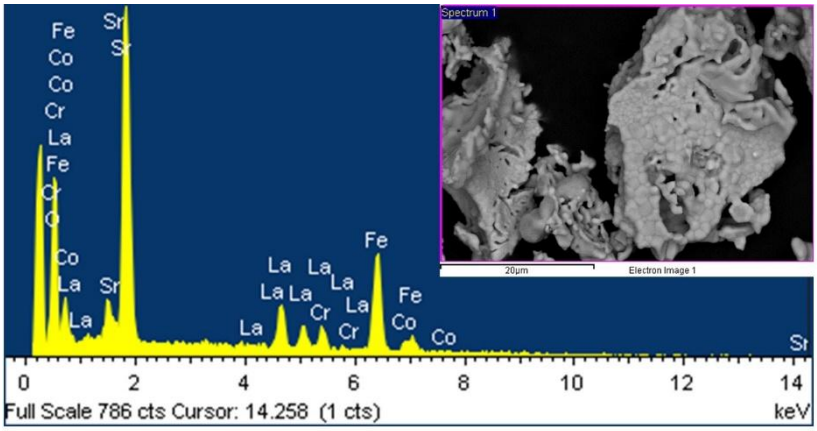


Fig. 6. Imagen representativa de microscopia de escaneo electrónico (SEM) y espectro de dispersión de energía (EDS) correspondiente al oxido $La_{0.2}Sr_{0.8}Fe_{0.8}Co_{0.1}Cr_{0.1}O_{3-\delta}$ (LSFCC).

Tabla 2. Análisis cuantitativo de los elementos presentes en los óxidos.

$La_{0.6}Sr_{0.4}Cr_{0.8}Co_{0.2}O_{3-\delta}$ (LSCC)			$La_{0.7}Sr_{0.3}Mn_{0.9}Cr_{0.1}O_{3-\delta}$ (LSMC)			$La_{0.2}Sr_{0.8}Fe_{0.8}Co_{0.1}Cr_{0.1}O_{3-\delta}$ (LSFCC)		
Elemento	Peso (%)	Átomos (%)	Elemento	Peso (%)	Átomos (%)	Elemento	Peso (%)	Átomos (%)
La L	38.70	13.01	La L	46.40	16.19	La L	14.35	4.26
O K	19.11	55.81	O K	18.68	56.61	O K	22.53	58.07
Cr K	20.53	18.44	Cr K	1.95	1.82	Cr K	2.25	1.78
Co K	4.57	3.62	Mn K	21.69	19.14	Co K	3.13	2.19
Sr L	17.09	9.11	Sr L	11.28	6.24	Fe K	24.38	18.00
						Sr L	33.36	15.70

La **Fig. 7** presenta los espectros de DRX de las muestras calcinadas durante 2 horas a 1000°C, 1100°C y 1200°C. Los patrones fueron obtenidos con una fuente de radiación de Cu

K_α (λ = 1.5418 Å) a temperatura ambiente. Se observa que al incrementar la temperatura de calcinación aumenta la cristalinidad del material. Se concluye que, para obtener la fase de perovskita, la temperatura mínima de tratamiento es 1200°C.

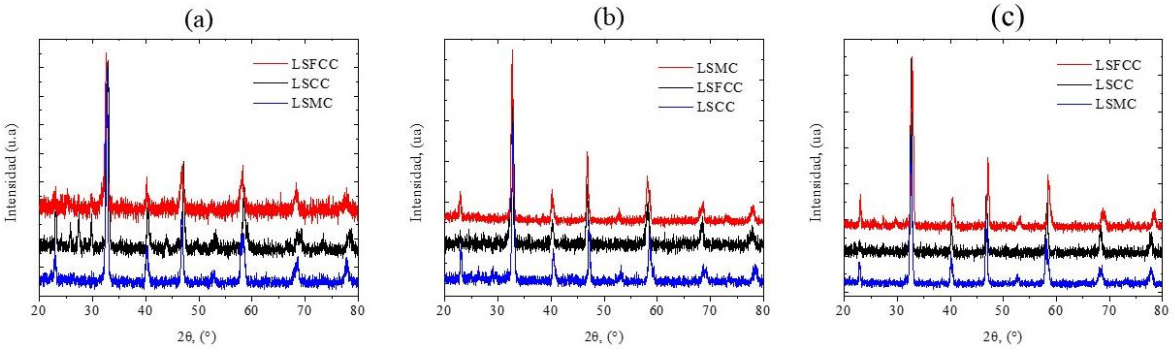


Fig. 7. Espectros de difracción de rayos X correspondiente a las muestras calcinadas a: (a) 1000°C, (b) 1100°C y (c) 1200°C. $La_{0.6}Sr_{0.4}Cr_{0.8}Co_{0.2}O_{3-\delta}$ (LSCC), $La_{0.7}Sr_{0.3}Mn_{0.9}Cr_{0.1}O_{3-\delta}$ (LSMC), y $La_{0.2}Sr_{0.8}Fe_{0.8}Co_{0.1}Cr_{0.1}O_{3-\delta}$ (LSFCC).

CONCLUSIONES

Los óxidos tipo perovskita se conocen desde hace décadas, sin embargo, los nuevos retos que se presentan en las diversas áreas tecnológicas e industriales hacen que los esfuerzos de la investigación se dirijan hacia el desarrollo de materiales cuyas propiedades puedan ser sintonizadas de forma muy precisa y de acuerdo con una aplicación especifica. La característica especial que distingue a los perovskitas es la amplia variedad de comportamientos físicos y químicos que el óxido presenta cuando se sustituyen especies en la estructura cristalina.

En este trabajo se aplicaron técnicas y métodos de síntesis para desarrollar tres tipos de perovskita; $La_{0.6}Sr_{0.4}Cr_{0.8}Co_{0.2}O_{3-\delta}$, $La_{0.7}Sr_{0.3}Mn_{0.9}Cr_{0.1}O_{3-\delta}$, y $La_{0.2}Sr_{0.8}Fe_{0.8}Co_{0.1}Cr_{0.1}O_{3-\delta}$. La caracterización estructural y morfológica demostró la exitosa síntesis de los óxidos.

Los materiales generados se pueden aplicar en áreas que incluyen la generación de combustibles no fósiles, como lo es la producción de hidrógeno, el almacenamiento de energía solar, desarrollo de celdas de combustible, desarrollo de métodos de refrigeración criogénica magnética, mejora de procesos de catálisis, entre otros. En este trabajo, se propone el empleo de estos perovskitas para la producción de hidrógeno y para el almacenamiento de energía térmica solar a elevadas temperaturas.

AGRADECIMIENTOS

J.D.M. agradece al CONAHCYT por la beca otorgada a través del programa “Estancias Posdoctorales por México 2022”. A.K.E.G. y J.M.B.S agradecen al CONAHCYT por la beca otorgada a través del programa “Becas Nacionales para Estudios de Posgrado”.

REFERENCIAS

Abad, Alberto, Teresa Mendiara, María T. Izquierdo, Luis F. de Diego, Francisco García-Labiano, Pilar Gayán, and Juan Adánez. 2021. ‘Evaluation of the Redox Capability of

Manganese-titanium Mixed Oxides for Thermochemical Energy Storage and Chemical Looping Processes'. *Fuel Processing Technology* 211 (October 2020): 106579. https://doi.org/10.1016/j.fuproc.2020.106579.

Akça, Gönül, Selda Kılıç Çetin, and Ahmet Ekicibil. 2017. 'Structural, Magnetic and Magnetocaloric Properties of (La1−xSmx)0.85K0.15MnO3 (x = 0.0, 0.1, 0.2 and 0.3) Perovskite Manganites'. *Ceramics International* 43 (17): 15811–20. https://doi.org/10.1016/j.ceramint.2017.08.150.

Alvarado Flores, José Juan. 2017. 'Análisis de La Estructura Perovskita LaxSr1-XCryMn1-YO3-δ Con Potencial Aplicación Como Ánodo Para Celdas de Combustible de Óxido Sólido'. *Boletin de La Sociedad Espanola de Ceramica y Vidrio* 56 (2): 73–82. https://doi.org/10.1016/j.bsecv.2016.09.003.

Barrozo, Petrucio, and J. Albino Aguiar. 2013. 'Ferromagnetism in Mn Half-Doped LaCrO3 Perovskite'. *Journal of Applied Physics* 113 (17). https://doi.org/10.1063/1.4801507.

Brück, Ekkes. 2005. 'Developments in Magnetocaloric Refrigeration'. *Journal of Physics D: Applied Physics* 38 (23): R381–91. https://doi.org/10.1088/0022-3727/38/23/R01.

Chen, Xiaoyu, Mitsuhiro Kubota, Seiji Yamashita, and Hideki Kita. 2021. 'Investigation of Sr-Based Perovskites for Redox-Type Thermochemical Energy Storage Media at Medium-High Temperature'. *Journal of Energy Storage* 38 (April): 102501. https://doi.org/10.1016/j.est.2021.102501.

Deac, I. G., and A. Vladescu. 2014. 'Magnetic and Magnetocaloric Properties of Pr1-XSr XCoO3 Cobaltites'. *Journal of Magnetism and Magnetic Materials* 365: 1–7. https://doi.org/10.1016/j.jmmm.2014.04.040.

Dees, D. W., T. D. Claar, T. E. Easler, D. C. Fee, and F. C. Mrazek. 1987. 'Conductivity of Porous Ni / ZrO2 - Y 2 O 3 Cermets'. *Journal of The Electrochemical Society* 134 (9): 2141–46. https://doi.org/10.1149/1.2100839.

Dimesso, Lucangelo. 2016. 'Pechini Processes: An Alternate Approach of the Sol–Gel Method, Preparation, Properties, and Applications'. In *Handbook of Sol-Gel Science and Technology*, 1–22. Cham: Springer International Publishing. https://doi.org/10.1007/978-3-319-19454-7_123-1.

Dong, Beiping, Ziang Li, Juncheng Liu, and Lifang Nie. 2022. 'Preparation of SiO2 Antireflection Film with High Hardness and Adhesion by MPEG'. *Reactive and Functional Polymers* 171 (January): 105176. https://doi.org/10.1016/j.reactfunctpolym.2022.105176.

Hussain, Imad, M. S. Anwar, S. N. Khan, Aga Shahee, Zeeshan Ur Rehman, and Bon Heun Koo. 2017. 'Magnetocaloric Effect and Magnetic Properties of the Isovalent Sr2+ Substituted Ba2FeMoO6 Double Perovskite'. *Ceramics International* 43 (13): 10080–88. https://doi.org/10.1016/j.ceramint.2017.05.027.

Kolotygin, Vladislav. 2015. 'Materiais à Base de Óxidos Com Estrutura Do Tipo Perovskite e Compósitos Como Ânodos de PCES Propriedades Funcionais e Comportamento Eletroquímico Em Células Com Eletrólitos Sólidos à Base de Galatos e Silicatos'. Dissertação

para obtenção do grau de Doutor em Ciência e Engenharia de Materiais, Universidade de Aveiro.

Marco, J. F., J. R. Gancedo, M. Gracia, J. L. Gautier, E. Ríos, and F. J. Berry. 2000. 'Characterization of the Nickel Cobaltite, NiCo2O4, Prepared by Several Methods: An XRD, XANES, EXAFS, and XPS Study'. *Journal of Solid State Chemistry* 153 (1): 74–81. https://doi.org/10.1006/jssc.2000.8749.

Prieto, Cristina, Patrick Cooper, A. Inés Fernández, and Luisa F. Cabeza. 2016. 'Review of Technology: Thermochemical Energy Storage for Concentrated Solar Power Plants'. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 60: 909–29. https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.12.364.

Sfeir, Joseph, Philippe A Buffat, Pedro Möckli, Nicolas Xanthopoulos, Ruben Vasquez, Hans Joerg Mathieu, Jan Van herle, and K Ravindranathan Thampi. 2001. 'Lanthanum Chromite Based Catalysts for Oxidation of Methane Directly on SOFC Anodes'. *Journal of Catalysis* 202 (2): 229–44. https://doi.org/10.1006/jcat.2001.3286.

Shi, L. R., C. X. Wei, and Z. C. Xia. 2017. 'Magnetization Reversal and Dielectric Response in Y0.9R0.1Fe0.5Cr0.5O3'. *Journal of Alloys and Compounds* 698 (3): 626–32. https://doi.org/10.1016/j.jallcom.2016.12.280.

Silva Jr., R.S., N.S. Ferreira, J. F. D. Fontes, M. E. H. Maia da Costa, and P. Barrozo. 2022. 'Toward the Stabilization of Perovskite Phase at Low Temperature and Decrease of the Magnetic Ordering by Sr2+-Doping in LaCrO3'. *Chemical Physics Letters* 787 (October 2021): 139278. https://doi.org/10.1016/j.cplett.2021.139278.

Tezuka, Keitaro, Yukio Hinatsu, Akio Nakamura, Toshiya Inami, Yutaka Shimojo, and Yukio Morii. 1998. 'Magnetic and Neutron Diffraction Study on Perovskites La1−Sr CrO3'. *Journal of Solid State Chemistry* 141 (2): 404–10. https://doi.org/10.1006/jssc.1998.7961.

Zhang, Kelvin H. L., Yingge Du, Alexandra Papadogianni, Oliver Bierwagen, Shawn Sallis, Louis F. J. Piper, Mark E. Bowden, Vaithiyalingam Shutthanandan, Peter V. Sushko, and Scott A. Chambers. 2015. 'Perovskite Sr-Doped LaCrO 3 as a New P-Type Transparent Conducting Oxide'. *Advanced Materials* 27 (35): 5191–95. https://doi.org/10.1002/adma.201501959.

EFECTO DEL MÉTODO DE SÍNTESIS SOBRE LA ESTABILIDAD DE MATERIALES BASADOS EN $SRCO_3$ DOPADOS CON FE Y CU EN CICLOS TERMOQUÍMICOS DE ALMACENAMIENTO

Berrío-Sánchez J. M.*, Elizalde-Galicia A. K.*, Santamaria-Padilla A.*, Macias J. D.**, Romero-Paredes Rubio H.**

*Posgrado de Energía y Medio Ambiente, Universidad Autónoma Metropolitana Iztapalapa, Av. Ferrocarril San Rafael Atlixco No. 186, Ciudad de México, 09310, México, jmbs23@gmail.com, anakarinaelizaldeg@gmail.com, aspenergia@xanum.uam.mx

**Departamento de Ingeniería de Procesos e Hidráulica, Universidad Autónoma Metropolitana Iztapalapa, Av. Ferrocarril San Rafael Atlixco No. 186, Ciudad de México, 09310, México, jdanielmacias@gmail.com hrp@xanum.uam.mx

RESUMEN

El almacenamiento termoquímico de energía se ha reconocido como una tecnología prometedora para la futura conversión y aprovechamiento de la energía solar térmica de alta temperatura en plantas de energía solar concentrada. En este trabajo se diseñó un sistema de almacenamiento termoquímico de energía con $Sr_2Fe_2O_5$ y $SrCuO_2$ y se evaluaron sus propiedades como tecnología de captura de CO_2. El sistema propuesto basado en compósito de $Sr_2Fe_2O_5$ o $SrCuO_2$ opera a condiciones de los materiales de almacenamiento de energía termoquímica de alta temperatura (873.15 K – 1473.15 K). Los compósitos se elaboraron mediante el uso de precursores orgánicos y se estudió sistemáticamente el mecanismo de disociación/recombinación. Se concluyó que la utilización de nitratos como precursores mejora efectivamente el desempeño del $SrCO_3$, respecto al método cerámico y como compuesto puro.

PALABRAS CLAVE: Almacenamiento termoquímico de energía, Aglomeración, Síntesis Sol-Gel

ABSTRACT

Thermochemical energy storage has been recognized as a promising technology for the future conversion and utilization of high temperature solar thermal energy in concentrated solar power plants. In this work, a thermochemical energy storage system with $Sr_2Fe_2O_5$ and $SrCuO_2$ was designed and its properties as a CO_2 capture technology were evaluated. The proposed $Sr_2Fe_2O_5$ or $SrCuO_2$ composite-based system operates at conditions of high temperature (873.15 K - 1473.15 K) thermochemical energy storage materials. The composites were prepared by using organic precursors and the dissociation/recombination mechanism was systematically studied. It was concluded that the use of nitrates as precursors effectively improves the performance of $SrCO_3$, with respect to the ceramic method and as a pure composite.

KEYWORDS: Thermochemical energy storage, Agglomeration, sol-gel synthesis

INTRODUCCIÓN

En la actualidad, se ha incrementado la conciencia acerca de los impactos ambientales asociados a la producción de energía a partir de recursos derivados del petróleo. Esto ha impulsado un creciente interés a nivel mundial en realizar una transición hacia fuentes de energía renovable. Si bien la energía solar posee un enorme potencial como fuente energética para diversas aplicaciones tecnológicas, aún no ha alcanzado un nivel de madurez tecnológica que le permita competir plenamente en el mercado. Esto se debe a desafíos como la intermitencia y variabilidad de la irradiación solar debido al ciclo día-noche, la eficiencia limitada de las tecnologías de concentración solar y los costos asociados a su implementación (Steinfeld y Palumbo, 2003; Jarimi et alt. 2019). Dentro de los sistemas de almacenamiento de energía térmica (TES) sobresale el almacenamiento termoquímico (TCES) que mediante ciclos reactivos de disociación/recombinación permite acumular energía con gran capacidad y durante más tiempo que otras tecnologías similares de calor latente o sensible (Peng et alt. 2017), considerando la posibilidad de que las plantas de concentración solar puedan proporcionar energía incluso en condiciones de baja o nula irradiancia, como ocurre durante la noche. En la Fig. 1 se muestra una representación del funcionamiento de un sistema de almacenamiento de energía solar para concentradores solares.

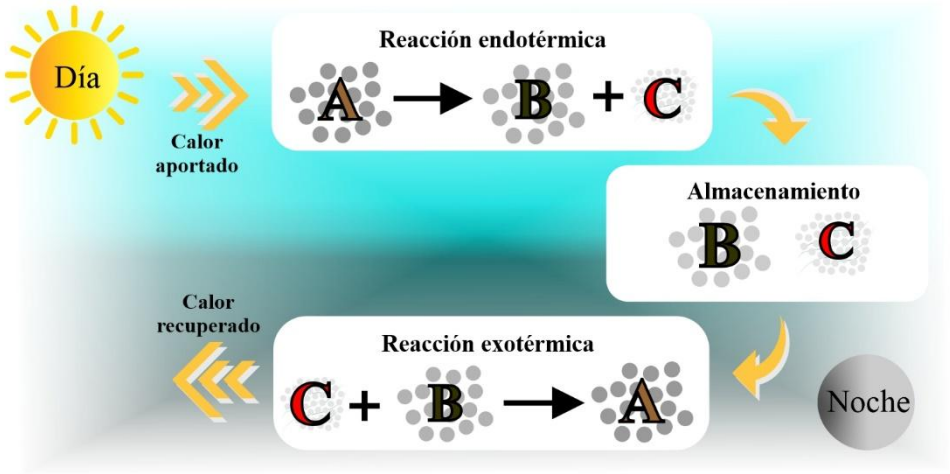


Fig. 1. Sistema de Almacenamiento Termoquímico de Energía Solar.

Entre los materiales estudiados para TCES, los carbonatos y óxidos metálicos son muy prometedores por su capacidad de almacenamiento (0.8 MJ/kg - 2 MJ/kg) y temperaturas de operación entre 600°C – 1200°C que permiten mayor eficiencia térmica y así poder disminuir costos de generación de energía eléctrica (Gigantino et alt. 2019; Wong, 2011). Además, presentan otras ventajas, como su capacidad para ser utilizados en la captura de CO_2 y en la producción de hidrógeno. En cada ciclo reactivo, estos materiales enfrentan problemas de sinterización y aglomeración como resultado de las fluctuaciones de temperatura, lo que reduce la porosidad y, por ende, afecta la conversión y estabilidad del material (André y Abanades, 2020).

Los compósitos o materiales compuestos se perfilan como una alternativa para abordar los desafíos asociados al empleo de materiales termoquímicos de almacenamiento de energía

en su forma pura. El CuO muestra una reducción más rápida en comparación con Co_3O_4 (Block y Schmücker, 2016). CuO soportado en varios compuestos han sido estudiados exhibiendo mayor estabilidad que el compuesto puro en ciclos redox (Silakhori et alt. 2019; Yilmaz et alt. 2020; Gigantino et alt. 2020). Para el caso del Fe, estudios como el de Gan et alt. han permitido el avance de la tecnología TCES, mejorando el desempeño de partículas de Mn-Fe dopadas con SiC (Gan et alt. 2023). Yuan et alt. (2023) mejoraron la estabilidad y velocidad de reacción de un compósito de Ca dopado con Al-Mn-Fe, hasta un 50% respecto al desempeño de $CaCO_3$ puro. Estudios como el de Bagherisereshki et alt. (2018) han permitido conocer que para reducir la sinterización es posible añadir un compuesto o elemento inerte con mayor estabilidad térmica par el caso del SrO. Respecto a su densidad de energía se han reportado valores para SrO soportado $SrZrO_3$ y SrYSZ de 778 kJ/kg en 45 ciclos (Rhodes et alt. 2015), de 810 kJ/kg en SrO estabilizado con MgO en 100 ciclos (Gigantino et alt. 2019), de 400 kJ/kg en SrO/Al_2O_3 en 15 ciclos (Ammendola et alt. 2020, 2021) y 1295 kJ/kg en $SrCO_3$-MgO (André y Abanades, 2017), considerando las condiciones operativas requeridas para su aplicación en concentradores solares.

Investigaciones llevadas a cabo en las últimas décadas sobre la aplicación de compósitos en procesos de almacenamiento termoquímico de energía han revelado un amplio campo por explorar con el fin de aprovechar las propiedades físicas inherentes a los óxidos y carbonatos.

La metodología utilizada en la síntesis del material compuesto juega un papel crucial en la determinación de sus propiedades físicas, ya que facilita el control del tamaño de las partículas, la porosidad y la estructura del material (Gigantino et alt. 2019; Zhang et alt. 2023). En la Fig. 2 se muestran dos métodos de síntesis de materiales compuestos. Las propiedades de los materiales elaborados están intrínsecamente ligadas a los precursores y a las condiciones de operación aplicadas en cada fase del proceso.



Fig. 2. Esquema de preparación de compósitos de $SrCO_3$ por Síntesis Sol-gel (verde) y Método Cerámico (rojo).

Una primera aproximación de esta investigación se centra en la determinación de las condiciones óptimas de síntesis de dos métodos (sol-gel y cerámico) y su efecto sobre las

propiedades morfológicas y estructurales de compósitos basados en $SrCO_3$ dopados con Fe/Cu con el fin de reducir los fenómenos de agrupamiento en ciclos de calcinación/carbonatación. Como resultado se espera obtener materiales con mayor estabilidad en ciclos termoquímicos de almacenamiento de energía respecto al $SrCO_3$ puro.

PROCEDIMIENTO EXPERIMENTAL

Materiales

Nitrato de hierro nonahidratado ($Fe(NO_3)_3*9H_2O$, reactivo ACS, Sigma-Aldrich), nitrato de cobre trihidratado ($Cu(NO_3)_2*3H_2O$, reactivo ACS, Meyer) y nitrato de estroncio ($Sr(NO_3)_2$, reactivo ACS, Meyer) fueron empleados como precursores orgánicos para la síntesis por método sol-gel. Óxido férrico (Fe_2O_3, reactivo Baker analyzed®, J.T. Baker), óxido cúprico (CuO, reactivo ACS, Sigma-Aldrich) y carbonato de estroncio ($SrCO_3$, >99.9% traza de metales, Sigma-Aldrich) fueron empleados como precursores inorgánicos mediante la síntesis por método cerámico. Agua desionizada fue utilizada como medio físico para preparar las soluciones de los precursores orgánicos. Ácido cítrico monohidratado (AC) ($C_6H_8O_7*H_2O$, reactivo ACS, Meyer) fue empleado como agente quelante y etilenglicol (Et) ($C_2H_6O_2$, reactivo Meyer, Meyer) fue empleado como agente polimerizante. Todos los reactivos fueron utilizados sin purificación adicional.

Proceso de Síntesis

El compósito $Sr_2Fe_2O_5$ (CSF) fue preparado mediante el método de reacción en estado sólido o cerámico y el método sol-gel. En el método cerámico, se mezclaron físicamente Fe_2O_3 y $SrCO_3$ en estado sólido en una relación molar Fe:Sr de 1:2. La mezcla se secó a 393.15 K durante toda la noche en una mufla Lindberg MOD 51894 y luego se calcinó a 1273.15 K durante 1 hora. En el método sol-gel se mezclaron $Fe(NO_3)_3*9H_2O$ y $Sr(NO_3)_2$ ambos disueltos en agua desionizada, en una relación molar Fe:Sr de 1:1. Luego se adicionó $C_6H_8O_7*H_2O$ y $C_2H_6O_2$ en relación molar AC:Et de (1:1 y 3:2) a la mezcla anterior y se dejó en agitación por 30 minutos. Después se evaporó el agua a 363.15 K en un agitador magnético térmico a 400 rpm. Posteriormente, se dejó secando a 393.15 K durante toda la noche. Las mezclas precursoras obtenidas del secado se molieron en mortero de ágata. La primera calcinación se realizó a dos condiciones 573.15 K y 723.15 K por 4h y la segunda calcinación se realizó a 1273.15 K durante 1 hora. La nomenclatura empleada para las muestras fueron CSF-11 y CSF-32 por las relaciones molares de Ac:Et y CSF-cer, para la muestra obtenida por síntesis cerámica.

Para la preparación del compósito $SrCuO_2$ (CSC), se emplearon ambos métodos con las mismas variaciones en las condiciones de síntesis. En el método cerámico, se mezclaron físicamente CuO y $SrCO_3$ en estado sólido en una relación molar Cu:Sr de 1:1. En la síntesis sol-gel se mezclaron $Cu(NO_3)_2*3H_2O$ y $Sr(NO_3)_2$ ambos disueltos en agua desionizada, en una relación molar Cu:Sr de 1:1. Para la nomenclatura se utilizó CSC-11, CSC-32 y CSC-cer.

Caracterización

Se utilizó un difractómetro de rayos X con ánodo de cobre (DRX, CuK_{α} =0.154 nm) y el programa X'Pert HighScore Plus para determinar las composiciones de las fases cristalinas de los materiales preparados. Los patrones de difracción se recogieron en el intervalo de 2θ = 15° - 80° con un tamaño de paso de exploración de 0.020414°. Se utilizó un microscopio electrónico para evaluar la distribución de tamaño de partícula de los materiales obtenidos mediante ambos métodos de síntesis. Para la evaluación del desempeño como material termoquímico para almacenamiento de energía se utilizó el analizador termogravimétrico (TG-DSC, STA 449 F3 Júpiter marca Netzsch), con el cual fue posible conocer el comportamiento de las muestras mediante su variación de masa durante las reacciones de disociación/recombinación.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

En primer lugar, se evaluaron las propiedades integrales de los compósitos CSF y CSC a partir de diferentes precursores de Fe, Cu y Sr mediante una serie de caracterizaciones básicas. La Fig. 3 muestra los patrones de difracción DRX de CSC y CSF para métodos cerámico y sol-gel. Las muestras CSC-32 y CSC-cer estaban compuestas principalmente por la fase SrCuO2 (PDF: 00-038-1179) y las muestras CSF-11, CSF-32 y CSF-cer estaban compuestas principalmente por la fase Sr2Fe2O5 (PDF: 00-028-1227), lo que garantiza la viabilidad del método de síntesis utilizado en este trabajo. Sin embargo, se pudo detectar una pequeña fracción de Sr3Fe2O7 (PDF: 00-045-0398) en los patrones CSF obtenidos por sol-gel, lo que puede suponer que se debe aumentar el tiempo o temperatura de calcinación para evitar una degradación de las capacidades de reacción y aumentar la pureza del material.

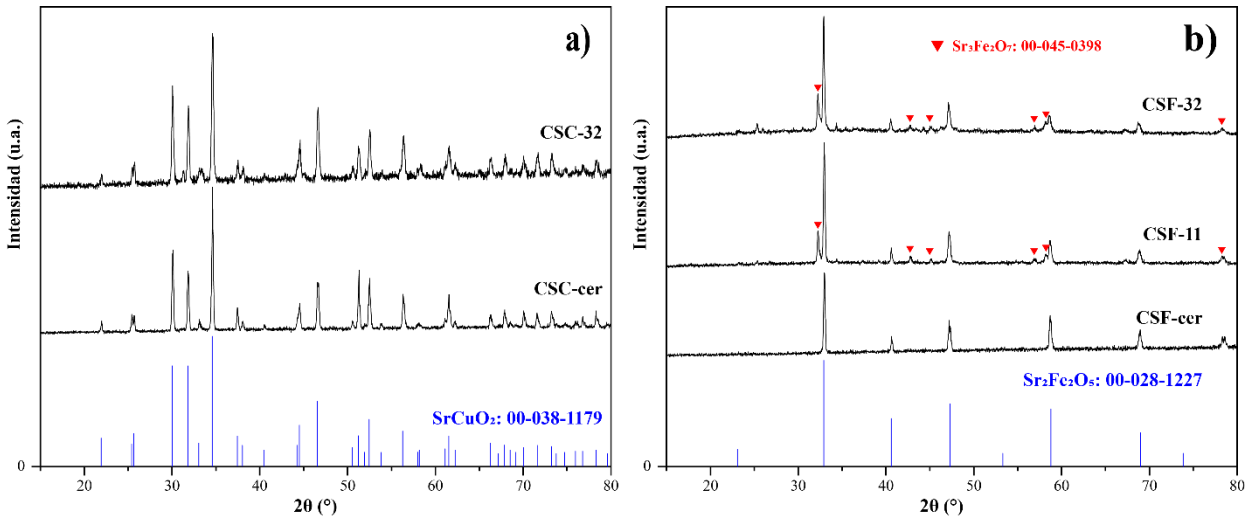


Fig. 3. Patrones de difracción: a) muestras de CSC, b) muestras de CSF

La Fig. 4 muestra la comparación de tamaños de partículas de CSF obtenidas por el método sol-gel y cerámico. Las partículas del CSF sol-gel (Fig. 4a) tiene mejor distribución de tamaño, mayor uniformidad y no presentan un grado alto de aglomeración ni sinterización

respecto a las partículas observadas por método cerámico que presentan diversos tamaños (Fig. 4b) y una densidad mayor por la aglomeración del material.

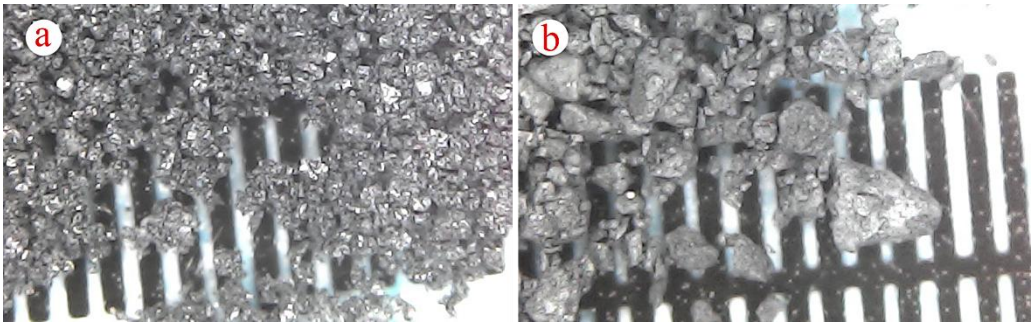


Fig. 4. Tamaño de partículas de CSF: a) método sol-gel, b) método cerámico.

En la Fig. 5 se observa el mismo comportamiento para CSC, donde las partículas obtenidas por sol-gel tienen mayor uniformidad y diámetro menor. Esta observación es acorde con la mejora de la morfología superficial que proporciona mayor área de contacto gas-sólido para las reacciones de recombinación en los materiales. Por lo tanto, la utilización de los nitratos como precursores podía mejorar la microestructura del material respecto al material preparado con precursores inorgánicos.

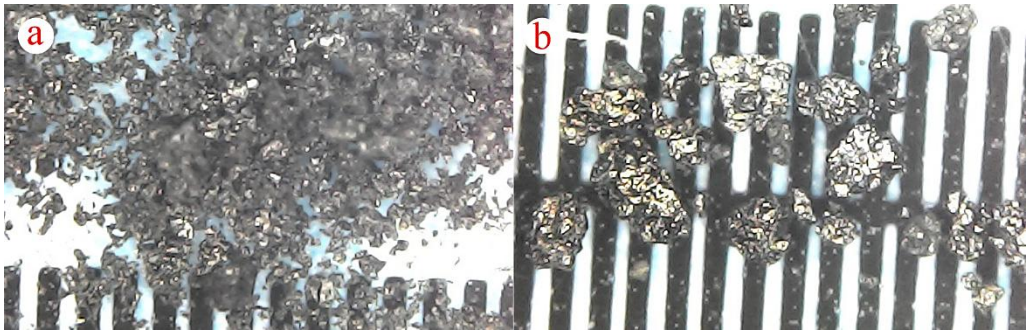


Fig. 5. Tamaño de partículas de CSC: a) método sol-gel, b) método cerámico.

El análisis termogravimétrico se realizó en una primera etapa para determinar la temperatura de disociación y recombinación. La muestra fue calentada hasta 1273.15 K en un ambiente de CO_2 con una tasa de calentamiento de 10 K/min y se determinó que en el intervalo de 973.15 K – 1123.15 K corresponde a la carbonatación y el intervalo 1173.15 K – 1273.15 K corresponde a la disociación. En la Fig. 6 se observan los segmentos de adsorción-desorción de CO_2 para la evaluación de los anteriores intervalos.

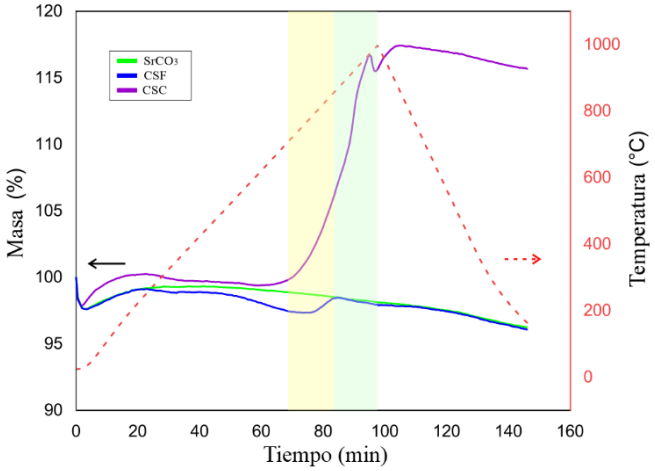


Fig. 6. Análisis termogravimétrico de adsorción-desorción de CO_2.

El carbonato de estroncio no se disoció a 1273.15 K, lo que permitió demostrar que los compósitos sintetizados son una opción viable para realizar almacenamiento de energía a condiciones más probables de obtener en el reactor solar.

Una vez obtenidos los intervalos, se realizó el análisis de un ciclo reactivo para las muestras de CSF y CSC para ambos métodos de síntesis. En la Fig. 7 se muestra el comportamiento de las muestras, donde las obtenidas por síntesis sol-gel presentaron un mejor desempeño que las obtenidas por método cerámico. Este desempeño está enfocado en la etapa de recombinación teniendo en cuenta la pérdida de masa en la etapa de disociación. En la Fig. 6a, adicionalmente se aprecia la comparación entre dos proporciones utilizadas para la síntesis de CSF, por lo que se determinó que la proporción AC:Et de 1:1 presentó el mejor desempeño.

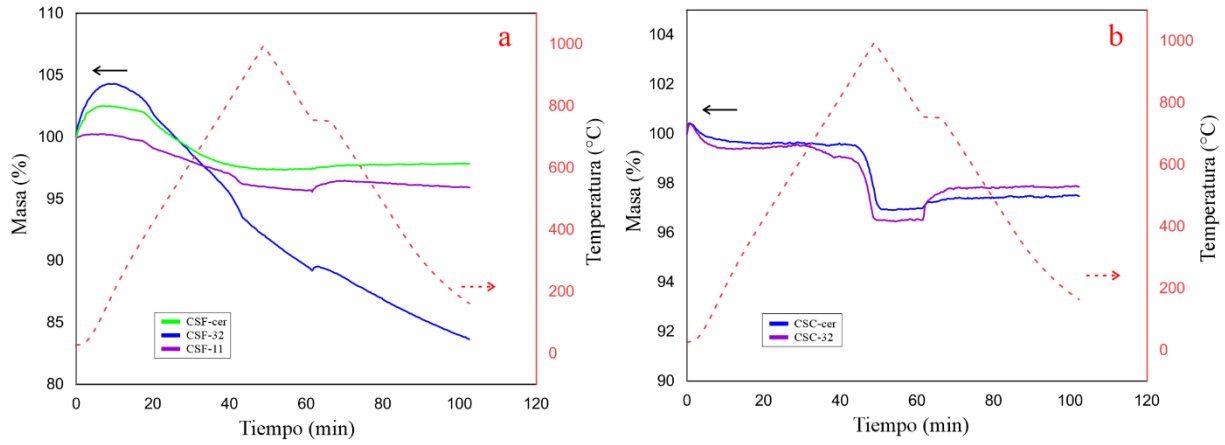


Fig. 7. Análisis termogravimétrico de un ciclo termoquímico: a) CSF, b) CSC.

CONCLUSIONES

Los compósitos CSF y CSC tienen condiciones de operación en el intervalo de 1123.15 K a 1273.15 K, un valor más bajo respecto a las observadas con el $SrCO_3$ (1223.15 K – 1473.15 K), por lo tanto, son una opción atractiva y pertinente de estudiar para su aplicación como materiales termoquímicos para almacenamiento de energía.

Los materiales obtenidos mediante método de síntesis sol-gel presentaron mejor desempeño que los obtenidos por método cerámico, esto relacionado con la adsorción de CO_2 respecto a la masa perdida en la disociación, comprobando que la etapa de síntesis es significativa para desarrollar materiales más estables en los ciclos termoquímicos. Junto con la proporción utilizada de los agentes quelante y polimerizante, la temperatura y tiempo de residencia en el secado y la calcinación podrían influir en la uniformidad ý tamaño de las partículas finales, como pudo ser observado en el análisis de los patrones de difracción.

AGRADECIMIENTOS

J.M.B.S, A.K.E.G. y A.S.P agradecen al CONAHCYT por la beca otorgada a través del programa "Becas Nacionales para Estudios de Posgrado" 1266217, 1255582 y 814358. J.D.M. agradece al CONAHCYT por la beca otorgada a través del programa "Estancias Posdoctorales por México 2022".

REFERENCIAS

Ammendola P., Raganati F., Miccio F., Murri A.N., Landi E. (2020). Insights into utilization of strontium carbonate for thermochemical energy storage, *Renew. Energy*, 157, 769–781.

Ammendola P., Raganati F., Landi E., Murri A.N., Miccio F. (2021). Kinetics of the carbonation reaction of an SrO-Al_2O_3 composite for thermochemical energy storage, *Chem. Eng. J.,* 420, 129618.

André L., Abanades S. (2017). Evaluation and performances comparison of calcium, strontium and barium carbonates during calcination/carbonation reactions for solar thermochemical energy storage, *J. Energy Storage*, 13, 193–205.

André L., Abanades S. (2020). Recent Advances in Thermochemical Energy Storage via Solid–Gas Reversible Reactions at High Temperature, *Energies*, 13.

Bagherisereshki E., Tran J., Lei F., AuYeung N. (2018). Investigation into SrO/$SrCO_3$ for high temperature thermochemical energy storage, *Sol. Energy*, 160, 85–93.

Block T., Schmücker M. (2016). Metal Oxides for Thermochemical Energy Storage: A Comparison of Several Metal Oxide Systems, *Sol. Energy*, 126, 195.

Gan D., Sheng H., Zhu P., Xu H., Xiao G. (2023). Long-term replenishment strategy of SiC-doped Mn-Fe particles for high-temperature, *Solar Energy*, 262, 111842.

Gigantino M., Kiwic D., Steinfeld A. (2019). Thermochemical Energy Storage via Isothermal Carbonation-Calcination Cycles of MgO-Stabilized SrO in the Range of 1000–1100 °C, *Sol. Energy*, 188, 720.

Gigantino M., Sas Brunser S., Steinfeld A. (2020). High-Temperature Thermochemical Heat Storage via the CuO/Cu_2O Redox Cycle: From Material Synthesis to Packed-Bed Reactor Engineering and Cyclic Operation, *Energy & Fuels*, 34, 16772–16782.

Jarimi H., Aydin D., Yanan Z., Ozankaya G., Chen X., Riffat S. (2019). Review on the recent progress of thermochemical materials and processes for solar thermal energy storage and industrial waste heat recovery, *Int. J. Low-Carbon Technol,* 14, 44.

Peng X., Root T.W., Maravelias C.T. (2017). Storing solar energy with chemistry: the role of thermochemical storage in concentrating solar power, *Green Chem.*, 19, 2427–2438.

Rhodes N.R., Barde A., Randhir K., Li L., Hahn D.W., Mei R., Klausner J.F., AuYeung N. (2015). Solar Thermochemical Energy Storage Through Carbonation Cycles of $SrCO_3$/SrO Supported on $SrZrO_3$, *ChemSusChem.*, 8, 3793–3798.

Silakhori M., Jafarian M., Arjomandi M., Nathan G.J. (2019). Thermogravimetric analysis of Cu, Mn, Co, and Pb oxides for thermochemical energy storage, *J. Energy Storage*, 23, 138–147.

Steinfeld A., Palumbo R. (2003). Solar Thermochemical Process Technology, *R.A.B.T.-E. of P.S. and T. (Third E. Meyers (Ed.)*, pp 237–256, Academic Press, New York.

Wong B. (2011). Thermochemical heat storage for concentrated solar power: Phase II Final Report, United States.

Yilmaz D., Darwish E., Leion H. (2020). Thermochemical energy storage performance of copper oxides: Effect of support materials, *J. Energy Storage*, 32, 102012.

Yuan C., Liu X., Wang X., Song C., Zheng H., Tian C., Gao K., Sun N., Jiang Z., Xuan Y., Ding Y. (2023). Rapid and stable calcium-looping solar thermochemical energy storage via co-doping binary sulfate and Al–Mn–Fe oxides, *Green Energy & Environment*.

Zhang X., Zhou S., Liu W., Zhou Z, Yang Y. (2023). Fabrication of structure-improved, sintering-resistant Li_4SiO_4 materials for stabilized thermochemical energy storage in concentrated solar power plants, *Journal of Energy Storage*, 70, 108078.

ODELAÇÃO DE PERDAS DE REFLECTIVIDADE ESPECULAR DEVIDO A *SOILING* UTILIZANDO ANÁLISE DE IMAGEM

Conceição R.*, González-Aguilar J.*, Romero M.*

* Unidade de Processos de Alta Temperatura, IMDEA Energia, Av. Ramón de La Sagra, 3, 28935 Móstoles, Madrid, Espanha, ricardo.conceicao@imdea.org; jose.gonzalez@imdea.org

RESUMO

De forma a otimizar o funcionamento das plantas solares é necessário desenvolver métodos mais rapidos, automatizados e com baixo erro, que substituam as medidas manuais de reflectometro para quantificar o efeito da deposição de poeiras (*soiling*) na perda de reflectivadade de heliostatos. Neste trabalho é apresentado um método que foi calibrado no campo solar de alta concentração do IMDEA Energia, e que utiliza fotografias como uma forma rápida e fiável de substituição de medidas manuais. Isto diminuirá o trabalho das equipas manutenção e operação e servirá para uma melhor avaliação de quando limpar as plantas solares, o que levará a uma maior eficiencia de operação.

INTRODUÇÃO

O impacto da deposição de poeiras (Conceição et al., 2022), devido ao seu efeito na perda de performance tanto de sistemas fotovoltaicos (PV) como de concentração solar (CSP), tem sido na ultima decada bastante estudado. Contudo, poucos avanços têm existido no desenvolvimento de novas técnicas com o objetivo de substituir os métodos tradicionais de medição de refletividade (e do efeito da deposição de poeiras) em tecnologias CSP. Entre estas técnicas, uma das mais comuns é a utilização de câmaras. O trabalho (Wang et al., 2019) baseia-se na análise de imagens da luz reflectida por dois helióstatos num alvo no topo de uma torre. Um helióstato é considerado a referência limpa, enquanto o outro foi artificialmente sujo com pó de talco. Foram considerados apenas 4 níveis de sujidade e a mesma foi depositada de forma uniforme. Os resultados mostram um erro de ≈ 1%. O estudo (El Ydrissi et al., 2023) foi efectuado para a tecnologia Fresnel e utiliza uma rede neural convolucional para analisar imagens RGB obtidas enquanto o espelho é sombreado por um aparelho externo. O sombreamento é efectuado para escurecer o fundo de modo a que as fotografias tenham um melhor contraste, facilitando assim a deteção de sujidade. Este método só foi testado num único local, utilizando sujidade naturalmente depositada, com um erro inferior a 2-3% em relação à reflectividade normalizada para o valor nominal. O estudo (El Gallassi et al., 2023) baseia-se numa abordagem nocturna. As fotografias são tiradas durante períodos de baixa luminosidade, o que exclui automaticamente a utilização de um dispositivo de sombreamento como a técnica anteriormente apresentada. No entanto, é necessário utilizar uma fonte de luz alternativa ao sol. Neste caso, foi utilizado o flash da câmara. O algoritmo final correlaciona um parámetro denominado “brilho”, que está relacionado com a intensidade da luz, com a perda de reflectância devida à sujidade. Os dados de brilho e de reflectância medida são analisados com um r^2 de cerca de 0.90. Em (Wolfertstetter et al., 2020), foram tiradas fotografias com um drone, foi efectuada uma correção nas imagens RGB e depois comparadas com a reflectividade medida. O r^2 entre o sinal RGB corrigido e a reflectividade foi de cerca de 0.8. Por último, em (Coventry et al., 2020) foi utilizada uma abordagem de informação de cor para quantificar as perdas por sujidade a partir de fotografias, bem como os efeitos de corrosão. Esta abordagem apresentou erros de cerca de 2% quando comparado com medições de reflectividade.

Este trabalho, que faz uso de uma camara, foi desenvolvido no campo solar do IMDEA Energia (Romero et al., 2017) e pretende contribuir para o desenvolvimento de um novo método que permita obter erros da mesma ordem de magnitude ou inferiores aos anteriormente referidos entre a reflectividade modelada derivada da análise de imagem e as medições do refletómetro, mas melhorando o potencial para aumentar a velocidade do processo de caraterização.

METODOLOGIA

Este trabalho baseia-se na utilização de uma câmara digital reflex de objetiva única, Nikon D7000, e de dois helióstatos situados lado a lado, Fig. 1, no campo solar do IMDEA Energia.



Fig. 1. Heliostatos selecionados para a experiência.

A reflectância, λ, foi medida com um refletómetro Condor em 9 posições diferentes de cada heliostato e depois o Soiling Ratio, *SR*, foi calculado conforme a Eq. 1:

$$SR = \left[1 - \left(\frac{\lambda_{Soiled(t)}}{\lambda_{Reference}(t)}\right)\right] \times 100 \qquad (1)$$

Um dos helióstatos foi limpo antes de tirar as fotografias, enquanto o outro foi naturalmente sujo. A ideia principal é utilizar o helióstato de referência como base para poder quantificar o efeito da sujidade em comparação com o helióstato sujo. Os helióstatos foram inclinados 30º para sul. Além disso, as fotografias foram tiradas quase no mesmo período e com a mesma câmara. Isto foi feito para garantir que a principal diferença resultante da análise de ambas as fotografias é a própria sujidade. As imagens RGB foram depois processadas, através de vários metodos como *flood fill*, *edge detection* e outros, ver Fig. 2, já que é necessário encontrar os cantos do heliostato para corrigir a perspectiva e para o poder isolar do resto da imagem.

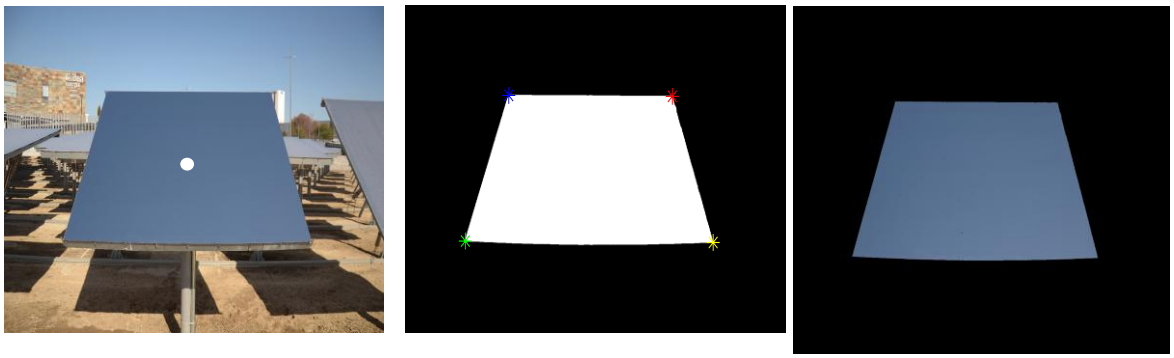


Fig. 2. Pré-processamento para isolar o heliostato de referência: a) Método *flood fill* é inicialmente usado e com a *seed* apresentada como um circulo laranka; b) Subsequentemente emprega-se *edge detection*, na qual se calculam os cantos da forma; c) heliostato isolando do *background* e preparado para se corrigir a perspectiva e pós-processamento.

No pós-processamento, as imagens RGB foram passadas a escala de cinzento de modo a poder-se comparar a intensidade luminsosa de cada par de duas imagens. A diferença da média de ambas estas imagens (heliostato sujo e limpo), ζ, foi calculada como na Eq. 2:

$$\zeta = Px_{Soiled} - Px_{Reference} \qquad (2)$$

Estes valores foram correlacionados com a razão de sujidade, *SR*, calculada como na Eq. 1, que corresponde à reflectividade média calculada a partir das 9 medições por helióstato normalizadas em relação ao limpo.

RESULTADOS/DISCUSSÃO

O *SR* e *ζ* mostram tendências semelhantes que se podem observar na Fig. 3:

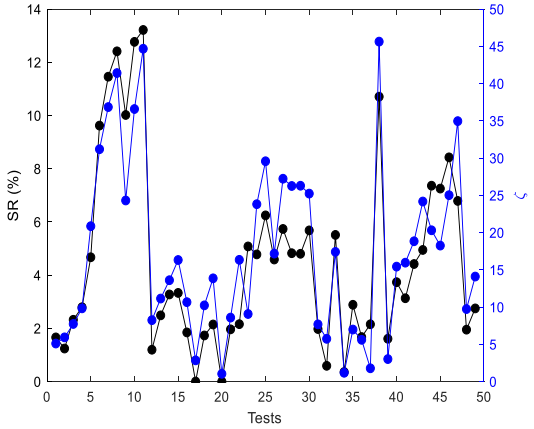


Fig. 3. Comportamento semelhante entre o racio de sujidade, SR, e a diferença da média de ambas as imagens em escala de cinzento (heliostato sujo e limpo), ζ.

Uma análise preliminar considerando que o *soiling* segue uma relação linear com o produto proveniente da analise de imagem, $SR = m\zeta + b \pm \varepsilon$, origina um r^2 de 0.88 com 93% dos dados dentro de um limite de erro absoluto de SR de ± 2% e 71% dos dados dentro de um erro de ± 1%, ver Fig. 4. No entanto, o principal objetivo deste método é obter um erro absoluto de SR ≤ 1% e, posteriormente, eliminar a utilização da imagem de calibração (ou seja o uso de um segundo heliostato) e correspondente limpeza da faceta.

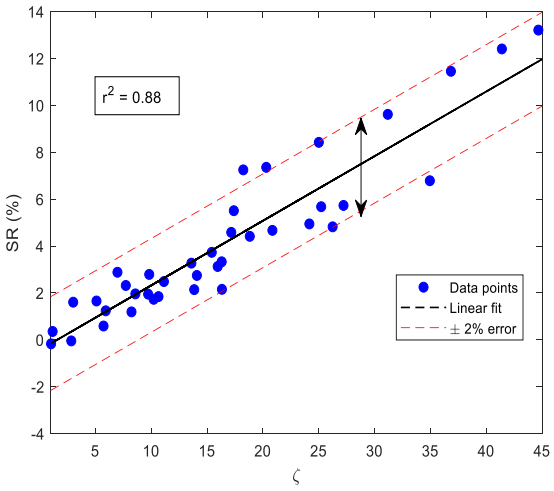


Fig. 4. Modelo linear que relaciona a diferença da média de ambas as imagens em escala de cinzento (heliostato sujo e limpo), ζ, com o rácio de sujidade.

Serão efectuados mais desenvolvimentos, incluindo, por exemplo, a utilização de inteligência artificial, para aumentar a precisão do modelo, bem como para eliminar a necessidade de uma imagem de referência.

AGRADECIMENTOS

RC agradece ao programa Juan de la Cierva Formación 2020, referencia FJC2020-043159-I, financiado por MCIN/AEI/10.13039/501100011033 e pela União Europeia NextGenerationEU/PRTR. RC. Todos os autores agradecem ao projecto HECTOR, referência PID2020-119693RB-C31, financiado por MCIN/AEI/10.13039/501100011033.

REFERÊNCIAS

Conceição, R., González-Aguilar, J., Merrouni, A.A., Romero, M., 2022. Soiling effect in solar energy conversion systems: A review. Renew. Sustain. Energy Rev. 162. https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112434

Coventry, J., Asselineau, C.A., Salahat, E., Raman, M.A., Mahony, R., 2020. A robotic vision system for inspection of soiling at CSP plants. AIP Conf. Proc. 2303. https://doi.org/10.1063/5.0029493

El Gallassi, H., Alami Merrouni, A., Chourak, M., Ghennioui, A., 2023. Novel technique for soiling measurement on concentrated solar plants using night-time image analysis. Sol. Energy 252, 260–271. https://doi.org/10.1016/j.solener.2023.01.057

El Ydrissi, M., Ghennioui, H., Ghali Bennouna, E., Alae, A., Abraim, M., Taabane, I., Farid, A., 2023. Dust InSMS: Intelligent soiling measurement system for dust detection on solar mirrors using computer vision methods. Expert Syst. Appl. 211, 118646. https://doi.org/10.1016/j.eswa.2022.118646

Romero, M., González-Aguilar, J., Luque, S., 2017. Ultra-modular 500 m^2 heliostat field for high flux/high temperature solar-driven processes. AIP Conf. Proc. 1850. https://doi.org/10.1063/1.4984387

Wang, R., Borghesani, P., Cholette, M.E., Duck, B., Ma, L., Steinberg, T.A., 2019. In-situ reflectivity monitoring of heliostats using calibration cameras. AIP Conf. Proc. 2126. https://doi.org/10.1063/1.5117574

Wolfertstetter, F., Fonk, R., Prahl, C., Röger, M., Wilbert, S., Fernández-Reche, J., 2020. Airborne soiling measurements of entire solar fields with QFLy. AIP Conf. Proc. 2303. https://doi.org/10.1063/5.0028968

METODOLOGIAS PARA AVALIAR A CORROSÃO EM CONDIÇÕES DINÂMICAS COM SAIS FUNDIDOS PARA TECNOLOGIAS CSP/CST

Diamantino T.C.*, Pedrosa F.*, Paiva, T *, Figueira, I. *, Gil, M.*, Navas, M. **, Veca, E. ***

*Laboratório Nacional de Energia e Geologia, I.P. (LNEG), Estrada do Paço do Lumiar, 22, 1649-038 Lisboa, Portugal, teresa.diamantino@lneg.pt; fatima.pedrosa@lneg.pt; teresa.paiva@lneg.pt; isabel.figueira@lneg.pt; mafalda.gil@lneg.pt

**Centro de Investigaciones Energéticas Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT), Avenida Complutense 40, Madrid 28040, Spain, m.navas@ciemat.es

***Italian National Agency for New Technology, Energy and Sustainable Development (ENEA), Via Anguillarese, 301. 00123 S.Maria di Galeria (Rome), Italy, elisabetta.veca@enea.it

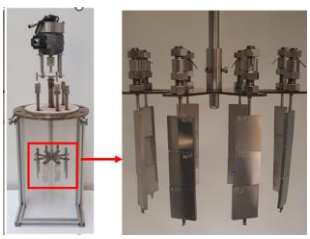
RESUMO

A implementação das energias renováveis representa um ponto-chave para inverter o aquecimento global e as alterações climáticas. Nos últimos anos, tem-se verificado um investimento nas tecnologias de Concentração de Energia Solarr (CSP/CST) com armazenamento de energia térmica (TES). O Sal Solar é o fluido de armazenamento de energia mais otimizado, com um ponto de fusão de 223 °C e termicamente estável até cerca de 550 °C. Um dos problemas mais relevantes na utilização de fluidos para armazenamento de energia térmica é a sua compatibilidade com os materiais de construção (tubagens, válvulas e tanques). Este facto, combinado com temperaturas elevadas (>300 ºC), torna os materiais mais susceptíveis à corrosão. Os ensaios de corrosão por imersão em condições estáticas são adequados para comparar diferentes materiais (Fernández *et al.*, 2019; Gomes *et al.*, 2019): Contudo, as velocidades de corrosão obtidas em laboratório podem diferir das velocidades obtidas numa central solar (Florian *et al.*, 2021). Atualmente, não existem procedimentos específicos para avaliar a velocidade de corrosão com sais fundidos em condições dinâmicas, pelo que é importante a sua definição e validação.

Assim, o principal objetivo deste trabalho é identificar quais os procedimentos mais adequados para a realização de ensaios de corrosão reprodutíveis e em condições dinâmicas utilizando uma configuração experimental que permita variar a velocidade dos sais fundidos.

Foram efectuados estudos de corrosão num aço inoxidável austenítico (SS) (AISI 316L) e num aço ferrítico (AISI 430) em condições dinâmicas (velocidade de agitação linear de 1.3 m/s.), durante 3000 h, em 3 instalações de diferentes instituições (CIEMAT, ENEA e LNEG) (Fig.1), com o objetivo de comparar a influência das suas configurações e dos procedimentos experimentais, nos resultados da velocidade de corrosão. Os parâmetros experimentais estudados foram a influência da preparação da superfície e o processo de decapagem (3 métodos descritos nas normas ISO 17245 e ISO 8407) Para avaliar o

mecanismo de corrosão, os produtos de corrosão foram caracterizados por Difração de Raios X (XRD) e por Microscopia Eletrónica de Varrimento (SEM/EDS), em superfície e em secção transversal.



Instalação do CIEMAT

(amostras em movimento)



Instalação do ENEA

(amostras fixas e sal em movimento)



Instalação do LNEG

(amostras fixas e sal em movimento)

Fig. 1. Instalações experimentais do CIEMAT, ENEA e LNEG

Como se verificou que a metodologia de decapagem influenciava os resultados da velocidade de corrosão, foi efectuado um ensaio interlaboratorial entre as 3 instituições. Cada laboratório recebeu amostras dos outros (após ensaio de corrosão), tendo efectuado os mesmos processos de decapagem e calculado as velocidades de corrosão (Fig. 2).

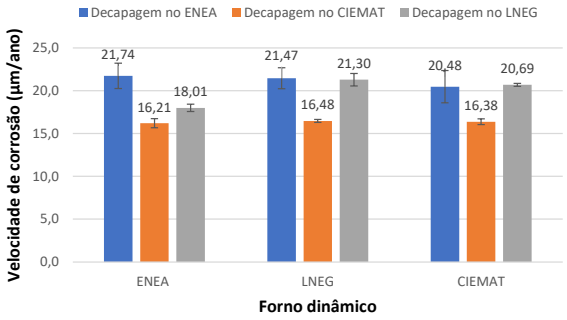


Fig. 2. Velocidade de corrosão do aço AISI 316L imerso em sal solar durante 1000 h a 550 ºC, com uma velocidade linear de 1.3 m/s no ensaio interlaboratorial entre as 3 instituições.

A velocidade de corrosão dos aços AISI 316L e AISI 430 ao longo do tempo em sal solar é apresentada na Figura 3.

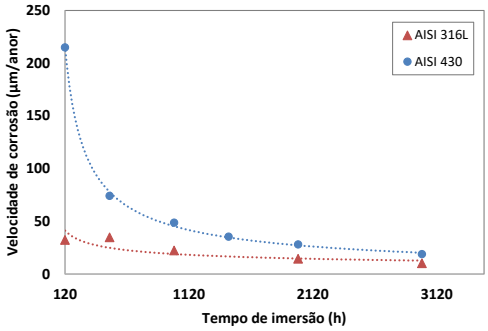


Fig. 3. Velocidade de corrosão dos aços AISI 316L e AISI 430 expostos ao sal solar para diferentes tempos de imersão a 550ºC com uma velocidade de 1.3m/s.

Deste estudo podemos concluir que:

1. A preparação da superfície do aço não tem influência significativa na velocidade de corrosão;
2. O método de decapagem selecionado, bem como o procedimento laboratorial adotado, tem influência significativa nos resultados das velocidades de corrosão;
3. Foram obtidos valores de velocidade de corrosão semelhantes para as diferentes configurações experimentais, comprovando a importância da seleção e otimização dos métodos de decapagem nos resultados obtidos.
4. Os resultados das velocidades de corrosão em condições dinâmicas para os aços ferríticos e austeníticos, bem como o seu mecanismo de corrosão, foram validados.
5. Nas montagens experimentais a utilizar, deve ser sempre garantido o isolamento elétrico das amostras (réplicas) e não devem ser ensaiados simultaneamente aços com diferentes composições.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem o apoio financeiro do programa de investigação e inovação H2020 da União Europeia, ao abrigo do acordo de subvenção Nº 823802 para o projeto SFERA III e de fundos nacionais através da FCT - Fundação para a Ciência e a Tecnologia, I.P., no âmbito do projeto NEWS4CSP - Novos materiais para energia solar térmica de concentração (CSP): Sais fundidos e Proteção Anticorrosiva (2022.05021.PTDC) (https://doi.org/10.54499/2022.05021.PTDC).

REFERÊNCIAS

A. G. Fernández, J. Gomez-Vidal, E. Oró, A. Kruizenga, A. Solé, e L. F. Cabeza, Renewable Energy (2019) 140:152–176. https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.03.049

A. Gomes M. Navas, N. Uranga, T. Paiva, I. Figueira, T.C. Diamantino. *Solar Energy;* Volume 177, 1 January 2019, Pages 408-419**.** https://doi.org/10.1016/j.solener.2018.11.019

Florian Sutter, Ceyhun Oskay, Mathias Christian Galetz, Teresa Diamantino, Fátima Pedrosa, Isabel Figueira, Stefan Glumm, Alexander Bonk, Alina Agüero, Sergio Rodríguez,

Tomás Jesus Reche-Navarro, Simon Caron. Solar Energy Materials & Solar Cells 232 (2021) 111331 https://doi.org/10.1016/j.solmat.2021.111331

ACOPLAMIENTO DE UN CICLO BRAYTON A UN SISTEMA DE ALMACENAMIENTO PACKED-BED PARA PLANTAS CSP DE TORRE CENTRAL

David Pérez-Gallego*,**, Julián Gonzalez-Ayala*,**, Alejandro Medina*,**, Antonio Calvo Hernández*,**

*Department of Applied Physics, Universidad de Salamanca, 37008 Salamanca, Spain, dpgallego@usale.s

**Institute of Physics and Mathematics (IUFFYM), Universidad de Salamanca, 37008 Salamanca, Spain

RESUMEN

Actualmente, uno de los objetivos fundamentales para la consolidación de la generación eléctrica renovable es la integración de almacenamiento que permita ajustar demanda y producción. Hay diversos tipos de almacenamiento energético a larga escala. El almacenamiento de energía térmica (TES) presenta ciertas ventajas respecto a sus competidores directos. De los métodos de almacenamiento TES, podemos destacar los de tipo *packed-bed* (PB). Estos sistemas almacenan energía de forma térmica en un lecho rocoso que se calienta al fluir aire a mayor temperaturaa trevés de ellos. En este artículo, se presenta un modelo numérico que describe el comportamiento de un lecho empacado, acoplado a una torre central de concentración solar y un ciclo Brayton de producción de potencia. Para el caso particular propuesto, se obtienen rendimientos de 0.24 en el ciclo Brayton y potencias de 2.5MW. El rendimiento en el propio almacenamiento energético oscila entre 0.52 y 0.67 según el número de ciclos de carga/descarga realizados.

PALABRAS CLAVE: Packed-bed, Almacenamiento de Energía Térmica, Ciclo Brayton, Eficiencia

ABSTRACT

Currently, one of the fundamental objectives for the consolidation of renewable electricity generation is the integration of storage that allows demand and production to be adjusted. There are various types of large-scale energy storage. Thermal energy storage (TES) has certain advantages over its direct competitors. Of the TES storage methods, we can highlight the packed-bed (PB) type. These systems store energy thermally in bedrock that is heated by higher temperature air flowing through them. In this article, a numerical model is presented that describes the behavior of a packed bed, coupled to a central solar concentration tower and a Brayton cycle for power production. For the particular case proposed, efficiencies of 0.24 are obtained in the Brayton cycle and powers of 2.5MW. The performance in the energy storage itself ranges between 0.52 and 0.67 depending on the number of charge/discharge cycles carried out.

KEYWORDS: Packed-bed, Thermal Energy Storage, Brayton Cycle, Efficiency

INTRODUCCIÓN

La electricidad producida por fuentes de energía renovables intermitentes está aumentando a un ritmo elevado en todo el mundo. El desarrollo de nuevas tecnologías de energía limpia es hoy en día esencial debido a la necesidad de limitar las emisiones nocivas y de efecto invernadero, el agotamiento de los combustibles fósiles, la variabilidad de los precios y la creciente demanda de energía eléctrica. Sin embargo, la naturaleza irregular de los recursos solares y eólicos dificulta la producción de energía limpia gestionable bajo demanda. Así, el almacenamiento de energía eléctrica eficiente y de bajo coste es básico para equilibrar el equilibrio entre oferta y demanda de energía.

Un desafío abierto de la transición energética para los próximos años es desarrollar rutas tecnológicas para producir eficientemente energía eléctrica de forma renovable y limpia asegurando el control y la disponibilidad de la producción. Aparte de iniciativas como la mejora de las interconexiones de redes o el sobredimensionamiento de la capacidad renovable, un factor clave es el asociado al almacenamiento de energía a gran escala (Olympios et al., 2021).

Hoy en día, el almacenamiento de energía hidroeléctrica por bombeo constituye en gran medida la tecnología más utilizada, ya que constituye más del 90% del almacenamiento total a escala de red (Steinmann et al., 2020), pero está limitado a regiones con condiciones hidrológicas, meteorológicas y estacionales particulares. .

Las técnicas de Almacenamiento de Energía Térmica, TES tienen ventajas que las hacen prometedoras a corto y medio plazo (Benato y Stoppato, 2018 y Pérez-Gallego et al. 2021). Dos de ellos son notables: se beneficia de densidades de energía relativamente altas (que deberían traducirse en un bajo costo por MWh de capacidad de almacenamiento) y su independencia de las limitaciones geográficas (McTigue et al., 2015). Se espera que en los próximos años, TES pueda desempeñar un papel importante en la producción de energía renovable a gran escala debido a su integración directa en tecnologías solares, eólicas y fotovoltaicas de concentración. Revisiones recientes sobre estos conceptos para diferentes aplicaciones y su etapa de desarrollo se deben a Olympios et al. (2021), McTigue et al. (2022) y Khan et al. (2022).

La tecnología de energía solar concentrada (CSP) es una forma prometedora en desarrollo de recolectar energía solar y convertirla en electricidad mediante el calentamiento de un fluido de transferencia de calor. Entre las razones que hacen que esta tecnología renovable sea interesante para el futuro próximo destacan dos: su alta eficiencia, especialmente a altas temperaturas, y la posibilidad de combinarse con sistemas de almacenamiento para suministrar energía eléctrica gestionable a la red, Merchán et al. (2022). En este trabajo se seleccionará una configuración de torre central. Estas configuraciones son las más utilizadas en la actualidad, operando en su mayoría a temperaturas intermedias mediante ciclos de Rankine y almacenamiento térmico líquido con sales fundidas. Sin embargo, existen intensos esfuerzos para acoplar el receptor solar a ciclos Brayton que funcionen a altas temperaturas utilizando aire como fluido caloportador y almacenamiento térmico sólido como, por ejemplo, PB. El foco de este trabajo se centra en el propio PP en lugar del subsistema CSP. Nuestro grupo analizó modelos para sistemas CSP de torre central en trabajos anteriores (Merchán et al., 2020 y Merchán et al., 2022).

Como se ha comentado anteriormente, los sistemas de almacenamiento térmico de PB desempeñan un papel central en las tecnologías dedicadas al almacenamiento de energía a gran escala, en desarrollo actualmente. Más allá de las particularidades de cada uno, el análisis del PB tiene ingredientes, esquemas de modelización teórica y metodologías comunes. Diferentes tipos de investigadores hacen uso de las posibilidades del PB e intentan integrarlas en marcos particulares (Petrollese et al., 2022). Pero los modelos teóricos y los métodos numéricos necesarios para obtener los resultados buscados no son triviales y existe una gran dispersión en la literatura.

Esto dificulta seleccionar el modelo teórico que mejor se adapte a un problema particular y así desarrollar un esquema numérico para la obtención de los resultados particulares deseados. Así, el objetivo global de este trabajo es desarrollar un modelo de integración simple entre CSP, PB y ciclo abierto Brayton, utilizando aire como fluido de trabajo y con la hipótesis del gas real. Entre los resultados y conclusiones se pretende mostrar un conjunto de PB integrado a un CSP que suministra energía térmica por un tiempo determinado, evaluando las dimensiones, potencia y tiempos de carga/descarga, además de los ciclos de histéresis presentes en el PB con la funcionamiento continuo de sus ciclos.

ESQUEMA DE LA PLANTA CSP CON PACKED-BED

La planta CSP cuenta con una torre central donde se calienta el fluido gracias al campo de helióstatos y a un ciclo Brayton para la producción de energía eléctrica a través de los elementos típicos: compresor, turbina y generador eléctrico. El acoplamiento entre el ciclo Brayton y el packed-bedse muestra en la Fig. 1. Hay tres pasos: carga, almacenamiento de energía y descarga. El packed-bed se utiliza cuando la irradiancia solar disminuye, como por la noche o por malas condiciones de irradiancia solar. A continuación se describe el funcionamiento general de un ciclo completo de carga-descarga. El ciclo Brayton es un ciclo abierto, comienza tomando el fluido de trabajo (aire) del exterior, se filtra en el primer filtro, el cual se supone adiabático y tiene una pequeña caída de presión, $\Delta p=2\%$, esta es la etapa (1)-(2). Luego, el aire se comprime en un compresor en los pasos (2)-(3). Just después de la compresión, el fluido irá a la torre central del CSP si corresponde al ciclo de carga o irá directamente al PB si corresponde al ciclo de descarga, pasos (3C)-(4C) y (3D)-(4D) respectivamente. En el ciclo de carga, después de calentar el fluido de trabajo en la torre central, una fracción del flujo producirá electricidad en la turbina y una parte menor almacenará energía térmica en la PB, pasos (4D)-(5) y (4C) -(packed-bed) respectivamente. En el ciclo de descarga, el fluido pasa por el PB, donde aumenta su temperatura, paso (3D)-(4D) e ingresa a la turbina generando trabajo útil, paso (4D)-(5). Finalmente, el fluido se libera al exterior a través del último filtro en el paso (5)-(6). Al ser un ciclo abierto, no se requiere un sistema de baja temperatura para enfriar el fluido de trabajo en la salida de la turbina. Para modelar el compresor y el expansor, las eficiencias isentrópicas de ambos componentes se asumirán constantes, tal y como se describe en la siguiente sección. La planta entrará en fase de carga o descarga según sean las condiciones de irradiancia y las necesidades de producción frente a demanda eléctrica.

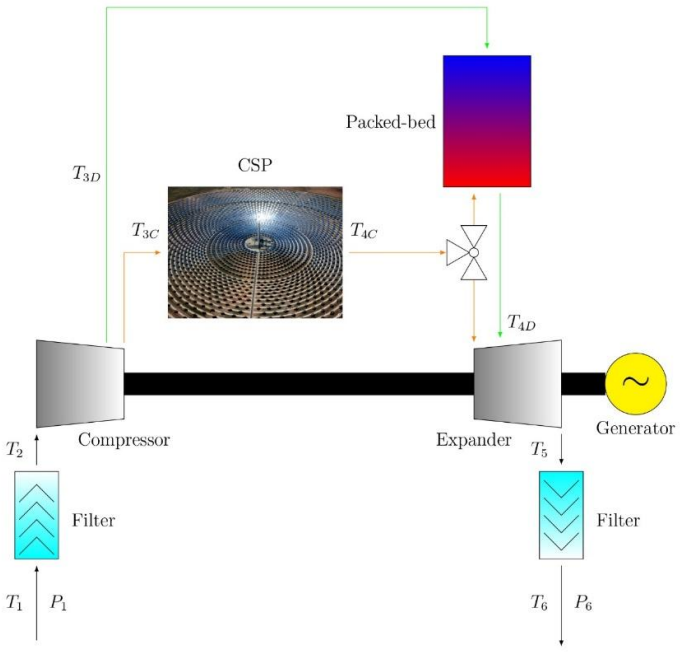


Fig. 1. Esquema de los componentes de la planta con packed-bed y ciclo Brayton de potencia

EL CICLO BRAYTON

Para modelizar el ciclo Brayton, se usa la hipótesis de gas real para el fluido de trabajo (aire). Los valores de entalpías, entropías, temperaturas y presiones son extraídas directamente de los valores proporcionados por el NIST a través del software de Mathematica® ThermodynamicaData.

Los filtros de aire de la planta se asumen adiabáticos, por tanto:

$$h_2 = h_1; h_5 = h_6, \tag{1}$$

Las eficiencias isoentrópicas del compresor y la turbina se asumen constantes e independientes del flujo de masa, se definen de la siguiente forma:

$$\eta_c = \frac{h_3 - h_2}{h_{3s} - h_2}. \tag{2}$$

$$\eta_t = \frac{h_5 - h_4}{h_{5s} - h_4}. \tag{3}$$

Las potencias consumidas y generadas por el compresor y la turbina respectivamente se definen según las Ecs. (3) y (4):

$$\dot{W}_c = \dot{m}(h_3 - h_2), \tag{4}$$

$$\dot{W}_t = \dot{m}(h_5 - h_4). \tag{5}$$

La modelización del campo de heliostatos queda fuera de los objetivos de este *paper*. Se asume una temperatura constante del fluido a la salida de la torre central del mismo (Merchán *et al.*, 2020).

En la Tabla 1 se muestran las relaciones de presión del compresor (r_p) y las eficiencias isoentrópicas del compresor y la turbina (η_c y $\underline{\eta_t}$).

Tabla 1. Parámetros principales del ciclo Brayton

	r_p	η_c	$\underline{\eta_t}$
Carga	1.3	0.85	--
Descarga	5	0.85	0.9

EL PACKED-BED

El sistema packed-bed es utilizado para almacenar energía térmica. El sistema está formado por un tanque cilíndrico de longitud L y diámetro interno D. El fluido de intercambio de calor (HTF) es aire, este fluido circula por el interior del tanque transfiriendo la energía térmica al material de almacenamiento (arena) durante la carga y tomando la energía térmica de este durante la descarga. El aire tiene las propiedades termodinámicas bien conocidas: conductividad térmica Kf, capacidad calorífica cp,f y densidad de masa ρf. El packed-bed está lleno de un material de almacenamiento, como se ha dicho previamente, que es arena con una porosidad ε. La porosidad se define como el espacio vacío entre los granos de arena por los que circula el aire, es decir, el cociente entre el volumen de aire y el volumen total. Las partículas de arena se suponen perfectamente esféricas y con un diámetro dp.

$$\varepsilon = 1 - \frac{V_{solid}}{V_{total}}. \quad (6)$$

Otro parámetro importante es as, definido como el cociente entre la superficie de toda la arena y el volumen total del packed-bed. También se define ab, que es el cociente entre la superficie interna del packed-bed y su volumen total.

$$a_s = \frac{6(1-\varepsilon)}{d_p}, \quad (7)$$

$$a_b = \frac{4}{D_{in}}. \quad (8)$$

La velocidad intersticial del fluido a través del packed-bed es:

$$u = \frac{\dot{m}}{\varepsilon \rho_f A_t}, \quad (9)$$

siendo $\dot{m}$ el flujo másico de aire a través de la sección transversal At=π(Dint/2)2.

El coeficiente convectivo se encarga de regular el intercambio de calor entre el fluido y los granos de arena (Esence et al., 2017). Es uno de los parámetros más determinantes en la modelización del packed-bed, se define como sigue:

$$h = \frac{K_f \cdot N_u}{d_p}, \quad (10)$$

siendo Nu el número de Nusselt, que se define según los números de Prandtl y de Reynolds:

$$P_r = \frac{\mu_f \cdot c_{p,f}}{K_f}, \quad (11)$$

$$R_e = \frac{\varepsilon \cdot u \cdot d_p \cdot \rho_f}{\mu_f}, \quad (12) \qquad N_u = 2.0 + 1.1 R_e^{0.6} \cdot Pr^{1/3}. \quad (13)$$

El parámetro U establece un coeficiente general de pérdidas a través del packed-bed, por conducción, radiación y convección. Más detalles sobre este parámetro se dan en Xie et al. (2022).

$$U^{-1} = r_{in} \cdot \left(\frac{1}{r_{in} \cdot h_{in}} + \sum_{n=1}^{N} \frac{ln(r_n / r_{n-1})}{K_n} + \frac{1}{r_{ext}(h_{ext} + h_{rad})} \right). \quad (14)$$

Los parámetros empleados en modelizar el packed-bed se describen en la Tabla 2.

Tabla 2. Parámetros del packed-bed.

Dimensiones			
L [m]	D_{int} [m]		ε
6	3		0.39
HTF: aire			
$\dot{m}$ [kg/s]	P [atm]	T_{max} [K]	T_{min}[K]
	Carga/Descarga		
6.4	1.3/5	1200	298
Material de almacenamiento: arena			
d_p [mm]	ρ_s [kg/m³]	$c_{p,s}$ [J/(kg K)]	K_s [W/(mK)]
8	3550	902	0.5

Varios modelos describen el comportamiento de transferencia de calor de un PB. En este caso se utilizará el modelo de fase sólida continua, para el cual se muestran a continuación las ecuaciones de conservación de energía (Ismail y Stuginsky, 1999):

$$\varepsilon \rho_f c_{p,f} \left(\frac{\partial T_f}{\partial t} + u \frac{\partial T_f}{\partial z} \right) = \frac{\partial}{\partial z} \left(K_f \frac{\partial T_f}{\partial z} \right) + h a_s (T_s - T_f) + U a_b (T_\infty - T_f), \quad (15)$$

$$(1 - \varepsilon) \rho_s c_{p,s} \left(\frac{\partial T_s}{\partial t} \right) = \frac{\partial}{\partial z} \left(K_s \frac{\partial T_s}{\partial z} \right) + h a_s (T_f - T_s), \quad (16)$$

siendo T_f, T_s y T_∞ la temperatura del fluido, del sólido y del ambiente respectivamente. La mayoría de estas ecuaciones se resuelven numéricamente, utilizando el método implícito de Euler. Este método, está dentro del esquema de diferencias finitas, las derivadas se aproximan mediante un salto espacial o temporal de la función:

$$T = T_n^t, \quad (17)$$

$$\frac{\partial T}{\partial t} = \frac{T_n^t - T_n^{t-1}}{\Delta t}, \quad (18)$$

$$\frac{\partial T}{\partial z} = \frac{T_n^t - T_{n-1}^t}{\Delta z}. \qquad (19)$$

El modelo de resolución numérica planteada se ha validado ampliamente con diversas medidas experimentales de la bibliografía. Cabe destacar la validación experimental realizada con el experimento de Cascetta *et al.* (2016), cuya validación es exitosa.

EFICIENCIAS Y RESULTADOS

Carga

En la carga, la energía térmica del CSP se utiliza para producir energía eléctrica a través de la turbina y el generador. Un excedente de esta energía se utilizará en el almacenamiento térmico del packed-bed, para ser utilizado posteriormente, cuando la irradiancia solar sea nula. La carga de PB concluirá cuando la temperatura del fluido a la salida del lecho alcance el siguiente valor: $(T_{max}+T_{min})/2$, donde T_{max} es la temperatura máxima alcanzada en el PB y T_{min} es la temperatura mínima medida en el mismo. La energía almacenada y la energía entrante durante la carga se definen de la siguiente manera:

$$Q_{stored,c} = \int_0^L A_t \int_{T(t=0)}^{T(t=t_{charge})} \left[(1-\varepsilon)\rho_s c_{ps} + \varepsilon \rho_f c_{pf}\right] dT dz, \qquad (20)$$

$$Q_{input,c} = \int_0^{t_{charge}} \int_{T_f(t=0)}^{T_f(t=t_{charge})} \varepsilon A_t \rho_f c_{pf} u dT dt. \qquad (21)$$

Finalmente, se define la eficiencia de la carga como:

$$\eta_c = \frac{Q_{stored,c}}{Q_{input,c}}. \qquad (22)$$

La Figura 2(a) muestra el perfil de temperatura de carga del PB en función de la posición. A medida que pasa el tiempo, la energía térmica almacenada aumenta. La carga finaliza cuando la temperatura del fluido a la salida del PB (en z=L) alcanza el valor establecido, es decir, $T_{f,outlet} = (T_{max}+T_{min})/2$.

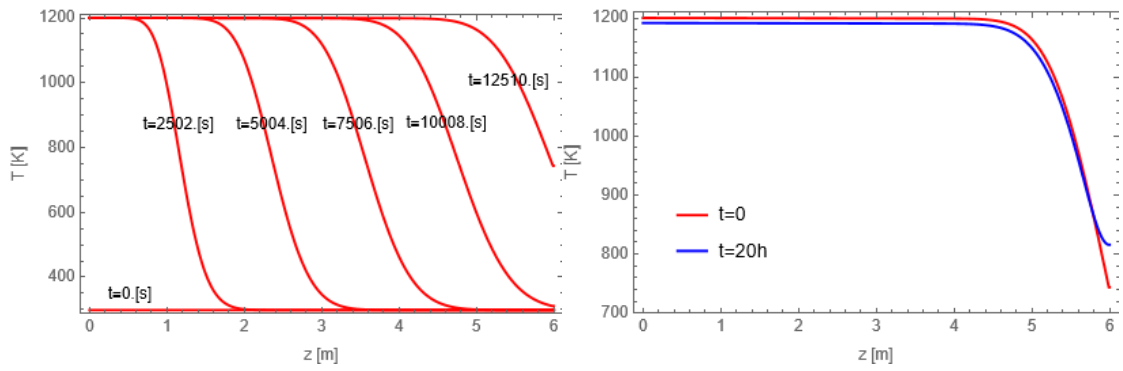


Fig. 2. Perfil de temperatura del PB en la carga (a). Perfil de temperatura del PB en el almacenamiento de energía térmica. Tiempo de almacenamiento desde 0 hasta 20h (b).

Almacenamiento de la energía térmica

Para modelizar el tiempo de almacenamiento entre una carga y una descarga del PB se consideran las fugas de calor que se producen a través de las paredes del depósito mediante radiación, conducción y convección. Asimismo, se supone que la presión HTF a la que se produce el almacenamiento es la presión ambiente. El tiempo entre una carga y una descarga puede ser de horas o días, dependiendo de las condiciones climáticas y la demanda de energía. La pérdida de calor debida a fugas durante el almacenamiento y la eficiencia del almacenamiento se definen de la siguiente manera:

$$Q_{stored} = \int_0^L A_t \int_{T(t=0)}^{T(t=t_{end})} \left[(1-\varepsilon)\rho_s c_{ps} + \varepsilon \rho_f c_{pf}\right] dT dz, \quad (23)$$

$$\eta_s = \frac{Q_{stored}(t=t_{end})}{Q_{stored,c}}, \quad (24)$$

donde t_{end} es el tiempo total de almacenamiento de energía entre la carga y la descarga.

La Figura 2(b) muestra el perfil de temperatura del PB justo después de la carga (rojo) y justo después de finalizar las 20 horas de almacenamiento de energía (azul). A lo largo de este tiempo se puede observar cómo se pierde energía a través de las paredes del PB, disminuyendo ligeramente la energía almacenada, pero la eficiencia del almacenamiento se mantiene alta, como se muestra en la subsección Sistema total.

Descarga

Durante la descarga, la energía previamente almacenada en el PB en forma de energía térmica se utiliza para producir energía eléctrica utilizando la turbina y el generador. Durante esta fase la irradiancia solar es nula, por lo que es una forma de obtener energía cuando de otro modo no sería posible por las condiciones climáticas.

La descarga comienza haciendo circular el fluido a baja temperatura en sentido contrario al que circuló el fluido durante la carga, de esta manera se calienta y alcanza una temperatura alta para ingresar a la turbina (TIT). La TIT debe ser aproximadamente constante para un buen rendimiento de la propia turbina, por lo que la descarga finaliza cuando la TIT comienza a disminuir. Definimos la energía recuperada del PB así como la eficiencia de descarga de la siguiente manera:

$$Q_{recovery} = \int_0^{t_{discharge}} \int_{T_{in}}^{T_{out}} \varepsilon A_t \rho_f c_{pf} u dT dt, \quad (25)$$

$$\eta_d = \frac{Q_{recovery}}{Q_{stored}(t=t_{end})}. \quad (26)$$

La Figura 3 muestra los perfiles de temperatura en la descarga del PB. La descarga comienza en sentido contrario a la carga, es decir, en este caso el fluido entra por la derecha (en la gráfica) en z=L y fluye hacia la izquierda (en la gráfica), hasta z=0. La descarga finaliza cuando la temperatura de salida del fluido en z=0 ya no es constante. Cabe destacar como la temperatura del fluido que ingresa al lecho es superior a la temperatura ambiente debido al calentamiento sufrido en la compresión durante la etapa anterior.

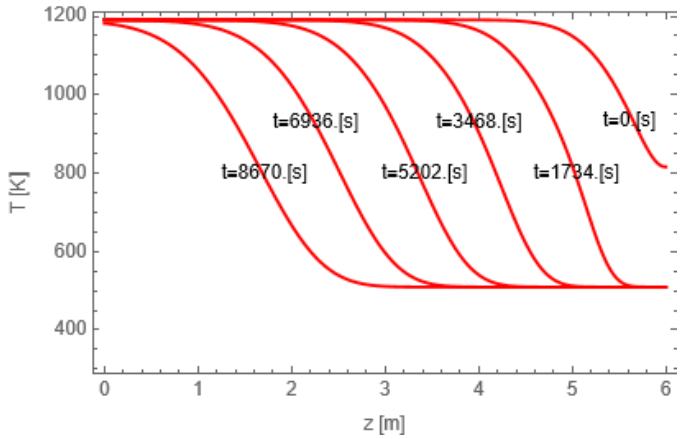


Fig. 3. Perfil de temperatura del PB durante la descarga

Sistema total

La eficiencia total del PB se define de la siguiente forma:

$$\eta_t = \frac{Q_{recovery}}{Q_{input}} = \eta_c \eta_s \eta_d. \quad (27)$$

La eficiencia del ciclo Brayton durante la descarga se define como ηb:

$$\eta_b = \frac{W_t - W_c^{discharge}}{Q_{recovery}} = \frac{(h_5 - h_{4D}) - (h_{3D} - h_2)}{(h_{4D} - h_{3D})}. \quad (28)$$

La Tabla 3 muestra los valores numéricos obtenidos para un ciclo de carga/descarga del PB.

Tabla 3. Calores y eficiencias del primer ciclo de carga y descarga del PB. El flujo másico de aire es de 6.4kg/s

Carga					
Q_{stored} [kWh]	Q_{input} [kWh]	Q_{output} [kWh]	η_c	t_{charge} [s]	
20964	21799	831	0.968	12510	
Energía almacenada entre la carga y la descarga					
Q_{loss} [kWh]			η_s	t_{store} [s]	
197			0.99	72000	
Descarga					
$Q_{recovery}$ [kWh]	Q_{stored} [kWh]		η_d	$t_{discharge}$ [s]	
11403	9341		0.55	8670	
Eficiencia global del ciclo					
η_t	$Q_{total,loss}$ [kWh]				
0.52	1056				
Ciclo Brayton en la descarga					
W_c^{charge} [kWh]	$W_c^{discharge}$ [kWh]	W_t [kWh]	P_{out} [kW]	η_b Ideal (r_p=5)	η_b Real
440	3305	6065	2518	0.369	0.242

CONCLUSIONES

Se ha desarrollado un acoplamiento de un modelo de ciclo Brayton simple y un modelo PB arena-aire más elaborado. Las eficiencias isentrópicas del compresor y turbina se han considerado constantes e independientes del flujo másico. El modelo PB es un modelo continuo en fase sólida resuelto utilizando el algoritmo implícito de Euler. El sistema modelado se somete a una carga de 3,5 horas y después de 20 horas de almacenamiento, el PB se descarga. La descarga finaliza cuando la temperatura de salida del fluido PB ya no es constante y comienza a disminuir ya que la turbina debe operar a una temperatura constante para garantizar el rendimiento del punto de diseño. Para el primer ciclo se obtiene una eficiencia de almacenamiento de 0,52 y una eficiencia del ciclo Brayton de 0,242. Uno de los problemas de estos sistemas surge de la degradación de la termoclina en ciclos sucesivos, lo que impide extraer la misma cantidad de energía que el ciclo anterior. Se deben investigar soluciones para evitar la degradación de la termoclina, como la variación del flujo másico en los ciclos siguientes al primero, el uso de packed-bed seccionados en *layers* (Ameen *et al.*, 2023) o configuraciones distintas en los PB como radiales en vez de axiales (Trevisan y Guedez, 2024).

NOMENCLATURA

a_b	Cociente entre superficie de material y volumen del PB	(m^{-1})
a_s	Cociente entre superficie interna y volumen del PB	(m^{-1})
Bi	Número de Biot	
c_p	Capacidad calorífica	(J/(kg K))
d_p	Diámetro de las partículas del PB	(m)
D	Diámetro del PB	(m)
h	Coeficiente de convección	($W/(m^2 K)$)
K	Conductividad térmica	(W/(m K))
L	Longitud del Packed-bed	(m)
$\dot{m}$	Flujo de masa	(kg/s)
Un	Número de Nusselt	
Pr	Número de Prandtl	
R_e	Número de Reynolds	
u	Velocidad intersticial	(m/s)
U	Coeficiente efectivo de pérdidas de calor	($W/(m^2 K)$)

Greek letters

ε	Porosidad
η	Eficiencia
μ	Viscosidad dinámica (Pa s)
ρ	Densidad de masa (kg/s)

Subscript

c	Compresor
f	Fluido de transferencia de calor
∞	Temperatura ambiente
max	Máximo
min	Mínimo
s	Material de almacenamiento
t	Turbina

Acronyms

TES Almacenamiento de energía térmica
CSP Energía de concentración solar

HTF Fluido de transferencia de calor
PB Packed-bed

PTES Almacenamiento de energía por bombeo térmico

REFERENCES

Ameen, M. T., Ma, Z., Smallbone, A., Norman, R., Roskilly, A. P., 2023, Experimental study and analysis of a novel layered packed-bed for thermal energy storage applications: A proof of concept, Energy Conversion and Management, vol. 277, 116648.

Benato, A., Stoppato, A., 2018, Pumped thermal electricity storage: A technology overview, Thermal Science and Engineering Progress, vol. 6, p. 301-315.

Cascetta, M., Cau, G., Puddu, P., Serra, F., 2016, A comparison between CFD simulation and experimental investigation of a packed-bed thermal energy storage system, Applied Thermal Engineering, vol. 98, p. 1263-1272.

Esence, T., Bruch, A., Molina, S., Stutz, B., Fourmigué, J.-F., 2017, A review on experience feedback and numerical modeling of packed-bed thermal energy storage systems, Solar Energy, vol. 153, p. 628–654.

Ismail, K. A., Stuginsky Jr, R., 1999, A parametric study on possible fixed bed models for PCM and sensible heat storage, Applied Thermal Engineering, vol. 19 (7), p. 757-788.

Khan, M. I., Asfand, F., Al-Ghamdi, S. G., 2022, Progress in research and technological advancements of thermal energy storage systems for concentrated solar power, J. Ener. Sto., vol. 55 105860.

McTigue, J. D., Farres-Antunez, P., Sundarnath, K., Markides, C. N., White, A. J., 2022, Techno-economic analysis of recuperated Joule-Brayton pumped thermalenergy storage, Ener. Conv. Manage.

McTigue, J. D., White, A. J., Markides, C. N., 2015, Parametric studies and optimisation of pumped thermal electricity storage, Appl. Ener., vol. 137 800– 811.

Merchán, R. P., Santos, M. J., Heras, I., González-Ayala, J., Medina, A., Calvo Hernández A., 2020, On-design pre-optimization and off-design analysis of hybrid Brayton thermosolar tower power plants for different fluids and plant configurations, Renew. Sust. Ener. Rev., vol 119, 109590.

Merchán, R. P., Santos, M. J., Medina, A., Calvo Hernández A., 2022, High temperature central tower plants for concentrated solar power: 2021 overview, Renew. Sust. Ener. Rev., vol 155.

Olympios, A. V., McTigue, J. D., Farres-Antunez, P., Tafone, A., Romagnoli, A., Li, Y., Ding, Y., Steinmann, W. D., Wang, L., Chen, H., Markides, C. N., 2021, Progress and prospects of thermos-mechanical energy storage: a critical review, Progress in Energy, vol 3, 022001

Pérez-Gallego, D., Gonzalez-Ayala, J., Calvo Hernández, A., Medina, A., 2021, Thermodynamic performance of a brayton pumped heat energy storage system: Influence of internal and external irreversibilities, Entropy, vol. 23 (12) 1564.

Petrollese, M., Cascetta, M., Tola, V., Cocco, D., Cau, G., 2022, Pumped thermal energy storage systems integrated with aconcentrating solar power section: Conceptual design and performance evaluation, Energy, vol. 247

Steinmann, W. D., Jockenhöfer, H., Bauer, D., 2020, Thermodynamic analysis of high-temperature Carnot battery concepts, Energy Technology, vol. 8 1900895.

Trevisan, S., Guedez, R., 2024, Design optimization of an innovative layered radial-flow high-temperature packed bed thermal energy storage, Journal of Energy Storage, vol. 83, 110767.

Xie, B., Baudin, N., Soto, J., Fan, Y., Luo, L., 2022, Wall impact on efficiency of packed-bed thermocline thermal energy storage system, Energy, vol. 247, 1

ESTIMATIVA DO POTENCIAL TÉCNICO DA ENERGIA SOLAR TÉRMICA NO SETOR DOS EDIFÍCIOS E NA INDÚSTRIA EM PORTUGAL

Cardoso J.P.*, Facão J.*

*Laboratório Nacional de Energia e Geologia, Estrada do Paço do Lumiar, 22

1649-038 Lisboa, Portugal, joao.cardoso@lneg.pt, jorge.facao@lneg.pt

RESUMO

A estimativa do potencial técnico da energia solar térmica ativa no setor dos edifícios (residenciais e de serviços) e em processos industriais é calculada para o território Português. O potencial é calculado através da identificação de setores de aplicação de sistemas solares térmicos ativos para preparação de água quente sanitária, aquecimento de piscinas cobertas e água quente de processo até 160ºC, com base numa metodologia baseada na procura. Os resultados desta estimativa, são apresentados por zona geográfica (NUTS3) e tipologia de edifício. O potencial técnico de utilização da energia solar térmica em Portugal em termos de potência situa-se nos 9,25 GW (o que corresponderá a um total aproximado de 13,2 milhões de m² de coletores). O potencial em termos de energia térmica anual produzida é estimado em 7,93 TWh.

PALABRAS CLAVE/PALAVRAS-CHAVE: Solar Térmico Ativo, Água Quente Sanitária, Água Quente de Processo, Potencial Técnico

ABSTRACT

The estimate of the technical potential of active solar thermal energy in the building sector (residential and services) and in industrial processes is calculated for the Portuguese territory. The potential is calculated by identifying application sectors for active solar thermal systems for domestic hot water, indoor swimming pool heating and process hot water up to 160ºC, based on a demand-side methodology. The results of this estimation are presented by geographical area (NUTS3) and by building type. The technical potential for the use of solar thermal energy in Portugal in terms of electricity is 9.25 GW (corresponding to a total of approximately 13.2 million m² of collectors). The potential in terms of annual thermal energy production is estimated at 7.93 TWh.

KEYWORDS: Solar Energy, Congress Proceedings, Instructions

INTRODUÇÃO

O desenvolvimento sustentável das sociedades modernas depende da redução e/ou mitigação dos impactes ambientais decorrentes das atividades humanas. Neste contexto, a nível europeu (LEMC, 2021) e nacional (RNC2050, 2019) foi estabelecido o objetivo político de alcançar a neutralidade carbónica das economias europeias, estando esta baseada em grande medida na substituição do consumo de energia proveniente de fontes fósseis e/ou não renováveis por energia proveniente de fontes renováveis, a chamada transição energética. Deste modo, a promoção da utilização de energia proveniente de fontes renováveis é uma prioridade da União Europeia (EU) e de Portugal. A Diretiva (EU) 2018/2001, alterada pela Diretiva (UE) 2023/2413, estabelece um conjunto de metas globais e sectoriais para a utilização de energia de fontes renováveis, salientando-se, no contexto deste trabalho, a meta para o consumo de energia de fonte renovável para aquecimento e arrefecimento. Para Portugal, a meta proposta para aquele sector na versão provisória da revisão do Plano Nacional Energia e Clima (PNEC2030, 2023) é de alcançar em 2030 uma fração de energia proveniente de fontes renováveis de 47%, estabelecendo o Roteiro Nacional para a Neutralidade Carbónica (RNC2050, 2019) uma meta correspondente a uma fração de 94% a 96%.

A energia proveniente do Sol pode ser capturada e convertida em vetores energéticos para utilização final em todos os sectores. Em particular, a energia solar térmica pode fornecer calor para aplicações no sector dos edifícios e da indústria. No sector dos edifícios as tecnologias de conversão térmica da energia solar podem ser aplicadas no fornecimento de energia térmica para produção de águas quentes sanitárias (AQS) e climatização. No sector industrial, as tecnologias de conversão térmica da energia solar podem ser aplicadas à satisfação das necessidades de energia para processos térmicos a baixa, média e alta temperatura.

A transição energética requer um conjunto muito alargado e complexo de decisões por parte decisão dos agentes públicos e privados, para o que é necessária informação que suporte os seus processos de tomada de decisão. A literatura apresenta um conjunto muito limitado de estudos de potencial da energia solar térmica para Portugal, destacando-se a estimativa apresentada em 2002 no contexto do Fórum “Energias Renováveis em Portugal” (Gonçalves, 2002) e o estudo publicado um ano antes no âmbito do projeto POSHIP que abordava o potencial da utilização de energia solar térmica na indústria (Schweiger, 2001). Neste contexto, o presente trabalho apresenta uma estimativa atualizada do potencial técnico da utilização de energia solar térmica no sector dos edifícios e indústria, reproduzindo para uma audiência mais vasta o resultado de um trabalho realizado pelo Laboratório Nacional de Energia e Geologia, I.P. (Simões, 2023).

Neste artigo é resumida a metodologia adotada para estimar o potencial técnico da energia solar térmica no sector dos edifícios e indústria em Portugal e são apresentados os resultados desta estimativa em termos nacionais e de NUTS III.

METODOLOGIA

Este trabalho seguiu metodologias distintas para cada sector em análise. No entanto, em ambos os casos (edifícios e indústria) a estimativa do potencial técnico teve por base as necessidades de energia térmica que podem ser supridas por sistemas solares térmicos, adaptando as metodologias utilizadas em (Schweiger, 2001 e Gonçalves, 2002), como apresentado em (Simões, 2023) e resumido nas secções seguintes.

Estimativa do potencial no sector dos edifícios

Os coletores solares térmicos podem ser aplicados no fornecimento de energia térmica para produção de águas sanitárias e climatização de edifícios residenciais e de serviços. A estimativa do potencial técnico associado aos edifícios residenciais tem por base a necessidades respeitantes a agregados domésticos privados. Para os edifícios de serviços, consideraram-se os agregados institucionais (ex.: lares de idosos, quartéis, etc.), alojamentos turísticos, hospitais, piscinas cobertas e outras instalações desportivas, a tipologia de edifício de serviço tipicamente com maiores consumos de energia térmica, nomeadamente AQS. Por falta de informação não foi possível incluir o sector da restauração, cujas necessidades de calor não serão despiciendas.

Para determinação da procura de energia dos edifícios que pode ser suprida por energia solar térmica foram consideradas apenas as necessidades de calor para produção de AQS e aquecimento de piscinas cobertas, desprezando-se as necessidades de energia térmica para climatização. Optou-se por não se considerar as necessidades associadas à climatização dos edifícios pois: i) os sistemas solares térmicos dimensionados para produção de calor para aquecimento ambiente em edifícios individuais tendem a apresentar viabilidade técnico-financeira reduzida; ii) o potencial muito limitado para o desenvolvimento de redes urbanas de calor e frio em Portugal (DGEG, 2021) que poderiam integrar energia solar térmica.

As necessidades de calor foram estimadas a partir de um conjunto alargado de informação, incluindo o número de utilizadores do edifício, o consumo de AQS por utilizador e as condições e perfil de consumo. Esta foi utilizada no dimensionamento e simulação de sistemas solares térmicos tipo de modo a determinar a área de coletores, convertível em potência térmica usando o fator de conversão padrão proposto pelo programa *Solar Heating and Cooling* da Agência Internacional de Energia (1 m^2 = 0,7 kW_t), e a produtividade específica daqueles sistemas. Por fim, o potencial técnico é estimado considerando a área de coletores e a produtividade específica dos sistemas tipo e o número de edifícios existentes por cada tipologia ou utilização.

Sistemas tipo

O dimensionamento e a estimativa da produtividade específica dos sistemas tipo têm por base:

- Residenciais: informação proveniente dos Censos 2021 (INE, 2022) sobre o número e dimensão média dos agregados privados domésticos e as necessidades, condições

e perfil de consumo de AQS por habitante estabelecidas no contexto do Sistema de Certificação Energética dos Edifícios (Manual SCE, 2021). O sistema tipo considerado corresponde a uma área de coletores de 2,5 m2 e um depósito de acumulação de 200 litros.

- Institucionais: informação proveniente dos Censos 2021 (INE, 2022) sobre o número e dimensão média dos agregados institucionais e dados presentes no manual da ASHRAE (ASHRAE, 2009) e no Manual do Sistema de Certificação Energética dos Edifícios (Manual SCE, 2021) para determinação das necessidades, condições e perfil de consumo de AQS por residente. Ao contrário do que acontece com os edifícios residenciais, não foi possível determinar um único sistema tipo, tendo sido efetuado um dimensionamento específico para cada região através de um processo iterativo de otimização da fração solar e minimização do desperdício de energia.

- Hospitais: informação proveniente dos resultados do Inquérito aos Hospitais 2021 (INE, 2022) sobre o número de hospitais e média de camas por hospital e as necessidades, condições e perfil de consumo de AQS por ocupante adaptados do manual da ASHRAE (ASHRAE, 2009) e do trabalho de Fuentes e co-autores (Fuentes, 2018). Tal como no caso dos agregados institucionais também aqui foi efetuado um dimensionamento específico para cada região através de um processo iterativo de otimização da fração solar e minimização do desperdício de energia.

- Alojamentos turísticos: informação proveniente do Inquérito à permanência de hóspedes na hotelaria e outros alojamentos 2021 (INE, 2023) sobre o número de alojamentos e capacidade (n.º de camas) média e dados referentes a necessidades, condições e perfil de consumo de AQS por ocupante retirados do manual da ASHRAE e dos trabalhos de Fuentes e co-autores (Fuentes, 2018) e Walnum e co-autores (Walnum, 2021). Foi efetuado um dimensionamento específico para cada região através de um processo iterativo de otimização da fração solar e minimização do desperdício de energia. Note-se que a abordagem difere para os parques de campismo, pousadas da juventude e colónias de férias devido a falta de dados, conhecendo-se apenas o seu número total e capacidade. Nesses casos considerou-se um consumo de 40 litros por utilizador e o dimensionamento foi efetuado iterativamente, incrementando-se a área de captação até se obter pelo menos um mês com fração solar de 100%.

- Piscinas cobertas: informação proveniente da Carta Desportiva (SNID, 2023) relativa a número de piscinas e área total de pano de água, temperatura média de 26,7 e profundidade média de 1,7 m. O dimensionamento foi efetuado iterativamente, incrementando-se a área de captação até se obter pelo menos um mês com fração solar de 100%. Note-se que por ausência de informação sobre o número de utilizadores, não foi possível calcular a necessidade de energia para produção de AQS em piscinas.

- Instalações desportivas: informação acerca da quantidade e tipologia de instalações desportivas e estimativa do número médio de utilizadores por tipo de

instalação desportiva (Simões, 2023), assumindo-se um consumo específico de água quente de 40 litros por pessoa.

A produtividade dos sistemas tipo referentes ao edifícios residenciais e institucionais, hospitais e alojamentos turísticos, com exceção de parques de campismo, pousadas da juventude e colónias de férias foi estimada em cada região NUTS III para um ano meteorológico de referência através de simulações efetuadas com o programa computacional SolTerm v5.3 (SolTerm, 2017) que foi também utilizado como ferramenta de dimensionamento. Nos restantes casos foi utilizado o programa F-Chart (F-Chart, 2001).

Estimativa do potencial no sector da indústria

A estimativa do potencial da energia solar térmica no sector da indústria apenas considera as necessidades de calor até temperaturas de 160ºC, ou seja, aquelas que podem ser supridas por coletores não concentradores ou de baixa concentração. Uma vez que não se encontrou disponível informação detalhada sobre as necessidades de calor na indústria nacional, fez-se uma estimativa simplificada do potencial técnico, considerando e atualizando os resultados do projeto POSHIP (Platzer, 2015 e Schweiger, 2001), que aponta para a possibilidade de suprir até 4,4% do consumo total de calor na indústria nacional com energia solar térmica. O consumo de calor no sector industrial foi estimado considerando o consumo de energia na indústria em Portugal no ano de 2021 (DGEG, 2022) e uma fração de calor no consumo de energia na indústria em Portugal de aproximadamente 45%.

Considerando esses valores, o potencial técnico pode ser estimado em termos de potência instalada pela razão entre o potencial estimado para a produção anual de calor solar (obtido a partir da informação e pressupostos apresentados no parágrafo anterior) e a produtividade anual média típica destes sistemas (assumiu-se um valor de aproximadamente 0,754 kWh/(m^2 ano), idêntico ao identificado em trabalho anterior (Gonçalves, 2022) e o fator de conversão de área para potência (0,7 kWt/m^2) convencionado pelo programa *Solar Heating and Cooling* da Agência Internacional de Energia.

DISCUSSÃO DE RESULTADOS

Em termos nacionais, estimou-se um potencial técnico significativo para a energia solar térmica, aproximadamente de 13,2 milhões de metros quadrados de coletores solares, a que corresponderão 9,5 GW de potência térmica instalada. A Fig. 1 apresenta o potencial estimado por sector em termos de área de coletores, potência térmica instalada e geração anual de energia. Verifica-se uma elevada preponderância do sector residencial neste potencial (78,5%) em relação ao sector dos serviços (10,0%) e indústria (11,5%). Mesmo considerando que o potencial técnico estimado para o sector dos serviços e indústria possa estar subestimado, não se espera que a situação de preponderância dos edifícios residenciais no potencial do solar térmico venha a ser modificada de forma muito significativa. Em termos de potencial de geração de energia anual, estima-se um potencial total da ordem dos 7,93 TWh/ano, do qual 5,84 TWh/ano (73,6%) estão associados aos

edifícios residenciais, 0,95 TWh/ano (11,9%) aos edifícios de serviços e 1,14 TWh/ano (14,4%) à indústria.

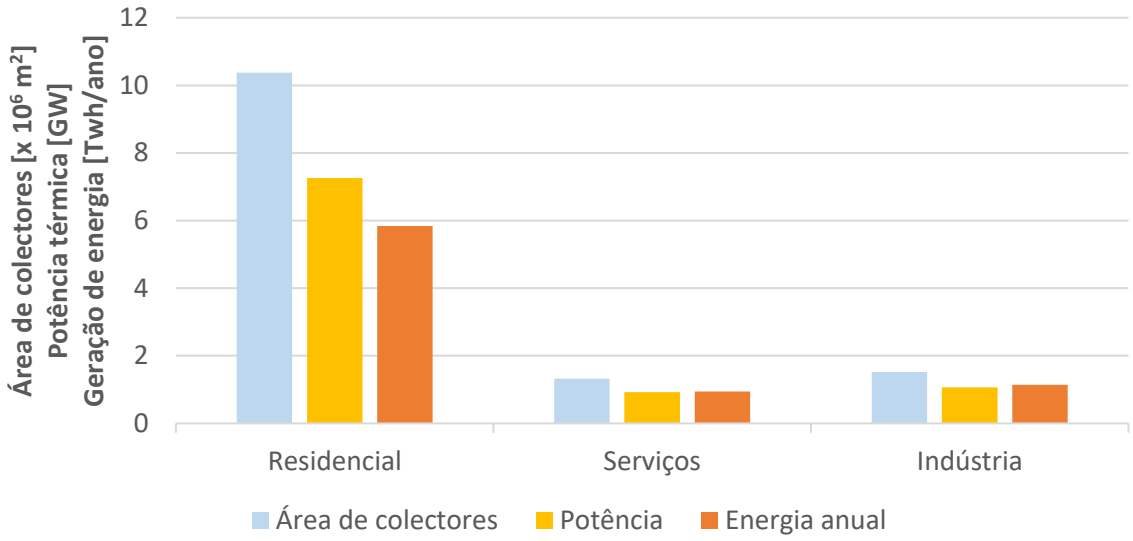


Fig. 1. Estimativa do potencial técnico por sector

A Fig. 2 apresenta o potencial técnico de geração anual de energia solar térmica, para o sector dos edifícios, por regiões NUTS III (excetua-se deste valor aquelas utilizações para as quais não se encontrou informação base por NUTS III, como parques de campismo, colónias de férias e pousadas da juventude e, no caso específico das Regiões Autónomas, piscinas cobertas e outras instalações desportivas). Verifica-se que, como esperado, o potencial tende a ser mais significativo nas regiões mais populosas. Não obstante a variação inter-regional do recurso solar disponível, dado que se utilizou uma metodologia baseada na procura, maior população implica maior número de alojamentos e tendencialmente, mas não garantidamente, de edifícios de serviços e como tal, maior procura de calor.

Comparando as Fig. 2 e 3, verifica-se que quando se observa apenas os edifícios de serviços, o peso relativo de cada região no potencial nacional é alterado, significando que ao contrário da componente residencial, o potencial técnico associado aos edifícios de serviços encontra-se menos correlacionado com a dimensão da população da região. Por exemplo, a região do Algarve que era a 3ª região com mais potencial quando se consideram para análise edifícios residenciais e de serviços passa para o 2º lugar. Da mesma forma a região autónoma da Madeira sobe consideravelmente de relevância quando se considera apenas o potencial associado a edifícios de serviços.

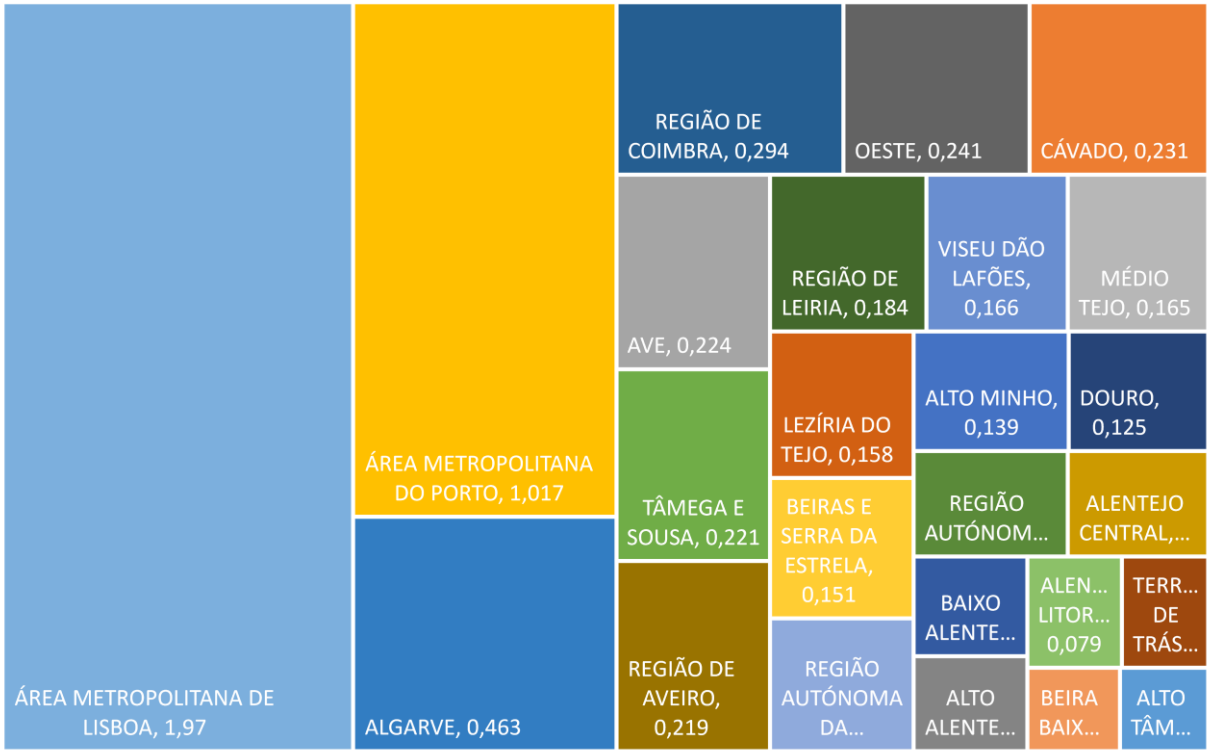


Fig. 2. Potencial técnico de geração anual de energia solar térmica (valores correspondem a TWh/ano) por regiões NUTS III para o sector dos edifícios (residenciais e de serviços)

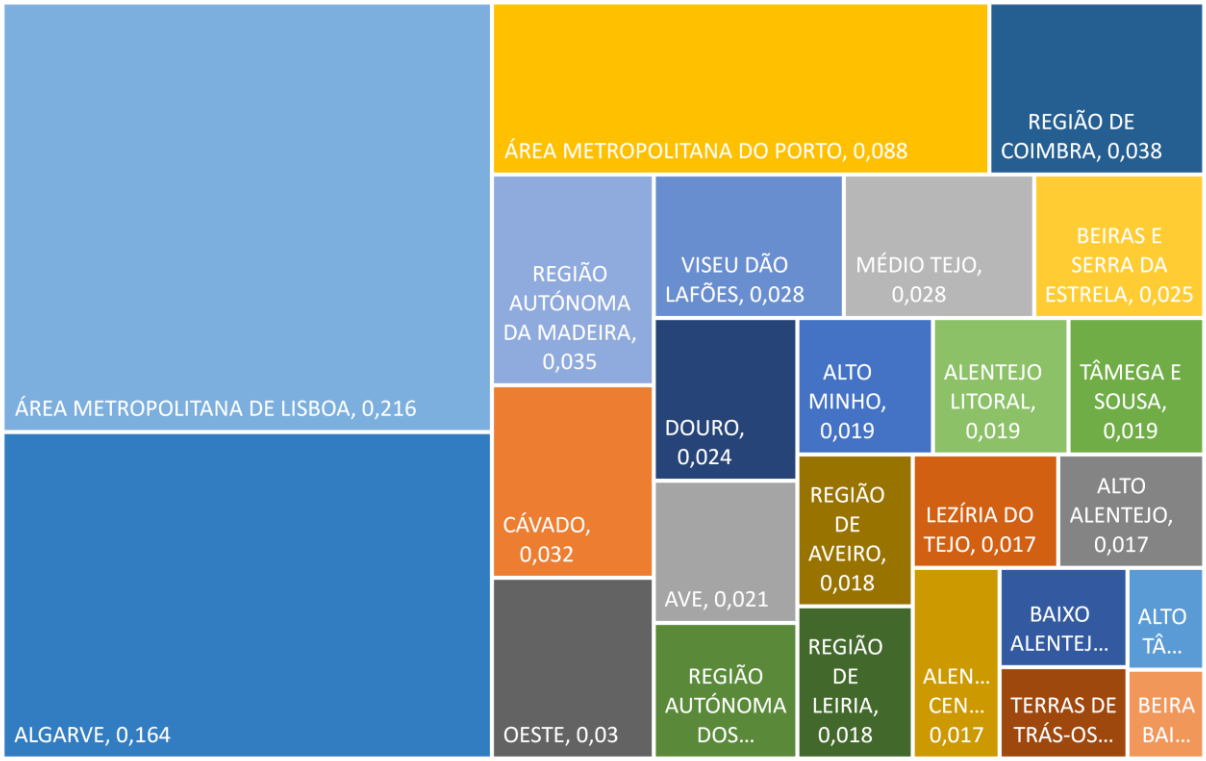


Fig. 3. Potencial técnico de geração anual de energia solar térmica (valores correspondem a TWh/ano) por regiões NUTS III para os edifícios de serviços

Na Fig. 4 apresenta-se a desagregação do potencial técnico nacional em termos de geração anual de energia solar térmica por tipologia de edifício de serviços. Verifica-se a importância do sector do alojamento turístico que representa 47% do potencial associado a edifícios de serviços, seguindo-se as instalações desportivas (23%) e os edifícios institucionais (21%). Estima-se que às piscinas cobertas e hospitais correspondam cerca de 5% e 4% deste potencial, respetivamente.

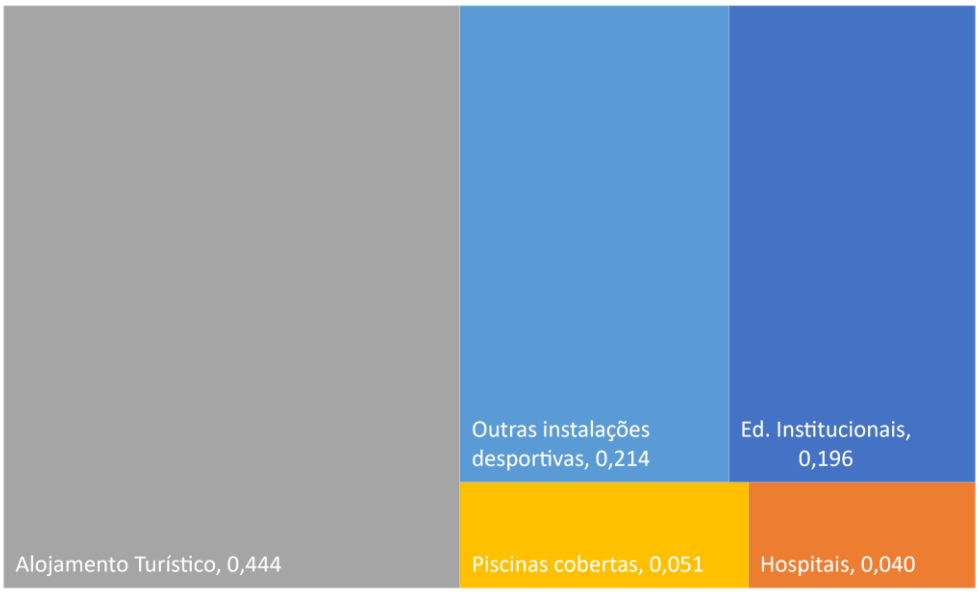


Fig. 4. Potencial técnico de geração anual de energia solar térmica (valores correspondem a TWh/ano) para o sector dos edifícios de serviços na totalidade do país

Destaca-se também a importância relativa do potencial associado ao alojamento turístico na região do Algarve, Alentejo Litoral e Regiões Autónomas da Madeira e dos Açores (Fig. 5).

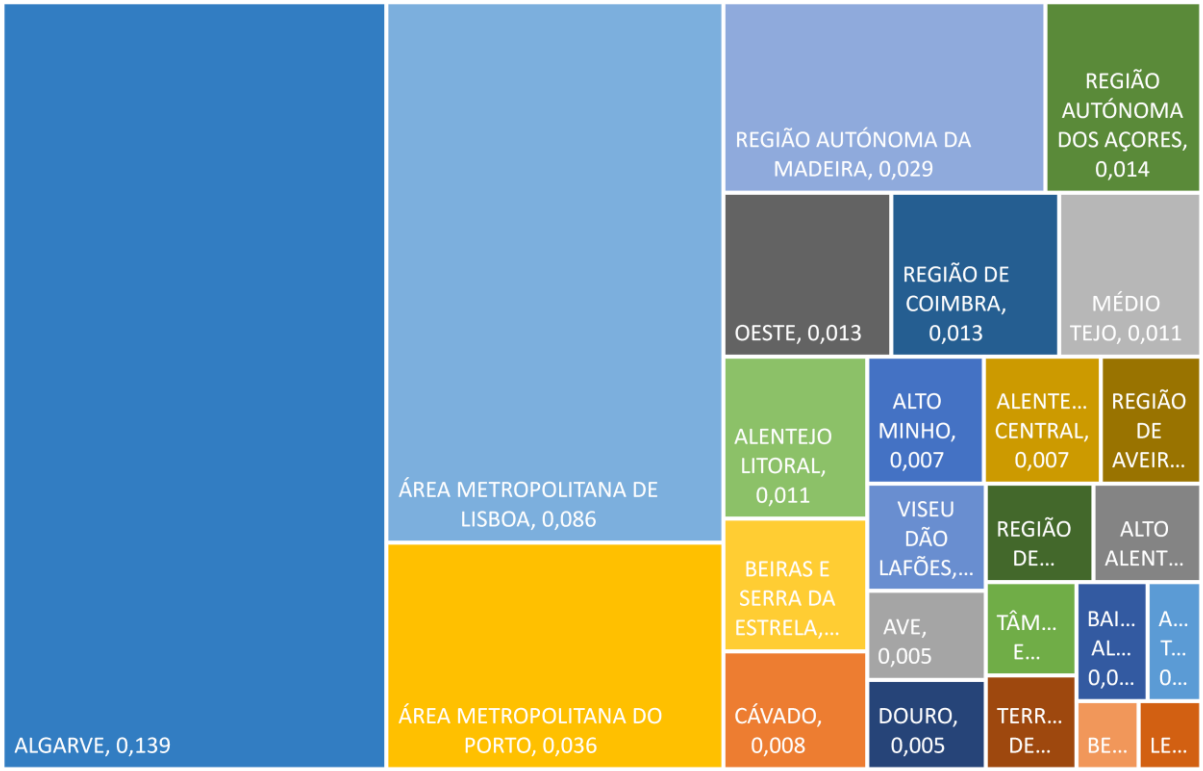


Fig. 5. Potencial técnico de geração anual de energia solar térmica (valores correspondem a TWh/ano) por regiões NUTS III para o sector do alojamento turístico (excluindo parques de campismo, colónias de férias e pousadas da juventude)

COMENTÁRIOS FINAIS

O solar térmico ativo, em particular o aquecimento de água com coletores solares, é uma forma de aproveitamento de energia de fonte renovável para o qual Portugal dispõe de um recurso energético de grande abundância e que carece de ser mais explorado. O presente trabalho atualiza estimativas anteriores com mais de 20 anos, mostrando-se claramente que existe um vasto potencial de aplicação, tendo sido possível identificar um potencial técnico correspondente a um limite superior da área exequível de instalação de coletores solares de cerca de 13,2 milhões de metros quadrados de coletores (correspondentes a cerca de 9,25 GW de potência térmica), com uma potencial de produção energética estimado em cerca 7,93 TWh.

Ressalva-se que os valores apresentados são estimativas do potencial técnico existente e sujeitas a um conjunto de limitações decorrentes da metodologia aplicada e da informação existente de entre as quais salienta-se:

- Esta estimativa de potencial é baseada na procura existente (ano de referência de 2021), não considerando a sua evolução futura;
- Não foram consideradas possíveis limitações de área de cobertura, um fator que poderá ser relevante sobretudo em edifícios multifamiliares;

- Alguns setores ou aplicações não foram analisados devido a limitações da informação disponível (por exemplo, a restauração) o que naturalmente reduz o potencial identificado;
- Por limitações da informação disponível, o potencial estimado para o setor industrial não considera aplicações a temperatura superior a 160ºC;
- A estimativa do potencial no setor industrial utiliza resultados com mais de 20 anos e valores típicos, apresentando com tal maior incerteza.

De acordo com dados publicados pelo programa *Solar Heating and Cooling* da Agência Internacional de Energia, em 2021 Portugal tinha um total de 1 316 764 m^2 de coletores instalados (Weiss, 2023). Ou seja, em 2021 estava a ser explorado em Portugal cerca de 10% do potencial técnico estimado para a energia solar térmica. Não obstante o potencial de mercado não ter sido estimado e ser, por definição, inferior ao potencial técnico, estes números indiciam que ainda existe uma margem de progressão significativa para a utilização de energia solar térmica no território nacional.

Futuros trabalhos deverão procurar ultrapassar as limitações mencionadas anteriormente de forma a reduzir a incerteza associada a estas estimativas. Adicionalmente, os autores planeiam desenvolver um trabalho subsequente que permita determinar a exequibilidade económica associada à utilização da energia solar térmica em Portugal, estimando desta forma o seu potencial económico.

AGRADECIMIENTOS

Este trabalho foi financiado por fundos nacionais através da FCT – Fundação para a Ciência e a Tecnologia, I.P., no âmbito do projeto PVT4EU (CETP/0004/2022) (https://doi.org/10.54499/CETP/0004/2022).

REFERENCIAS/REFERÊNCIAS

ASHRAE. ASHRAE Handbook - HVAC Applications (SI), Service Water Heating, Chapter 49 (2009). American

Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers Inc., Atlanta, GA

DGEG. Assessment of District Heating and Cooling Potential in Portugal. DEIR Studies on the Portuguese Energy System 003. Directorate-General for Energy and Geology, Divison of Research and Renewables, Lisbon, Portugal, January 2021.

DGEG - Direção Geral de Energia e Geologia (2022). Balanço Energético Nacional 2021 (versão provisória).

F-Chart, Klein A., Beckman W., F-Chart Software (2001).

Fuentes, E., Arce, L., Salom, J. (2018) A review of domestic hot water consumption profiles for application in systems and buildings energy performance analysis. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 81, pp. 1530-1547.

Gonçalves H., Joyce, A., Silva, L., Fórum "Energias Renováveis em Portugal"- Uma contribuição para os objetivos de política energética e ambiental, ADENE/INETI, Dezembro 2002.

INE - Instituto Nacional de Estatística (2022) Inquérito aos Hospitais 2021.

INE - Instituto Nacional de Estatística (2022) Recenseamento da população e habitação - Censos 2021.

INE - Instituto Nacional de Estatística (2023) Inquérito à permanência de hóspedes na hotelaria e outros alojamentos 2021.

Lei Europeia em Matéria do Clima (LEMC), Regulamento (UE) 2021/1119 do Parlamento Europeu e do Conselho de 30 de Junho de 2021.

Manual do Sistema de Certificação Energética dos Edifícios, Despacho n.º 6476-H/2021, de 1 de julho.

Platzer, W (2015). Potential studies on solar process heat worldwide. International Energy Agency Solar Heating and Cooling Programme Task 49 Deliverable C5, IEA-SHC Task 49 and SolarPACES Annex IV.

PNEC 2030 - Plano Nacional Energia e Clima 2021-2030, versão provisória, Junho de 2023.

RNC2050 - Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 (2019). Resolução do Conselho de Ministros n.º 107/2019, de 1 de Julho.

Schweiger, H., Mendes, J., Schwenk, C., Hennecke. K., Barquero, C., Sarviseé, A., et al. (2001). POSHIP - The Potential of Solar Heat for Industrial Processes, Barcelona, Lisbon, München, Köln, Madrid, Spain, 2001.

Simões, S.G., Simões, T., Barbosa, J., Rodrigues, C., Azevedo, P., Cardoso, J.P., Facão, J., Costa, P.S., Justino, P.A., Gírio, F., Reis, A., Passarinho, P., Duarte, L.C., Moura, P., Abreu, M., Estanqueiro, A., Couto, A., Oliveira, P., Quental, L., Patinha, P., Catarino, J., Picado, A. (2023) Estimativa de potenciais técnicos de energia renovável em Portugal: eólico, solar fotovoltaico, solar concentrado, biomassa e oceanos, 112 pp. LNEG: Relatório Técnico, Amadora, Portugal. Julho de 2023.

Sistema Nacional de Informação Desportiva (2023). Carta Desportiva (https://www.snid.pt/carta-desportiva).

SolTerm, Aguiar R., Carvalho M. J., SolTerm versão 5.3, LNEG (2017).

Walnum, H.T., Straby, K., Sorensen, A.L. (2021) Measurement of domestic hot water consumption in hotel rooms with different basin and shower mixing taps. E3S Web of Conferences 246, 04002.

Weiss, W., Spörk-Dür, M. (2023) Solar Heat Worldwide, Global Market Development and Trends 2022, Detailed Market Figures 2021, 2023 Edition, IEA Solar Heating & Cooling Programme.

ESTUDIO DE LA DISTRIBUCIÓN DE TEMPERATURAS EN UN REACTOR SOLAR HIDROTÉRMICO

Villafán-Vidales H.I*, Balbuena A.*, Arreola-Ramos C.A.** , Arancibia-Bulnes C.A.*, López Canales. D.A***

*Instituto de Energías Renovables, Universidad Nacional Autónoma de México, Priv. Xochicalco S.N., Temixco, 62580, Morelos, México, Email: hivv@ier.unam.mx

**CONAHCYT, Centro de Investigación en Óptica, Prolongación Constitución 607, Aguascalientes, 20200, Aguascalientes, México.

***Facultad de Ciencias e Ingeniería, Universidad Autónoma del Estado de Morelos, Avenida Universidad, Cuernavaca, 62209, Morelos, México.

RESUMEN/RESUMO

Los reactores solares hidrotérmicos juegan un papel crítico en un amplio rango de procesos industriales que van desde la conversión de biomasa, el tratamiento de desperdicios y la síntesis de materiales. Dada su importancia, es crucial conocer la distribución de temperaturas en este tipo de reactores. Este estudio presenta una investigación experimental de la distribución de temperaturas en un prototipo de reactor solar hidrotérmico, en donde se utiliza la termografía y técnicas de contacto, con el objetivo de optimizar su rendimiento y operación eficiente. Los resultados muestran cómo los gradientes de temperatura se forman, resaltando regiones de calor intenso y disipación. Los resultados obtenidos de este estudio proporcionan información relevante sobre cómo se puede optimizar un reactor de este tipo para mejorar la eficiencia térmica, mitigar los potenciales puntos críticos, y mejorar el rendimiento del proceso. Esta investigación proporciona avances en la comprensión fundamental de la dinámica de la temperatura en reactores solares hidrotérmicos y proporciona información simple de adquirir, pero valiosa que permite optimizar su funcionamiento.

PALABRAS CLAVE/PALAVRAS-CHAVE: Energía Solar Concentrada, Reactor solar hidrotérmico, termografía, horno solar

ABSTRACT

Hydrothermal reactors play a critical role in a wide range of industrial processes, from biomass conversion to waste treatment and materials synthesis. Given their importance, it is crucial to understand the temperature distribution within these reactors.This study presents an experimental investigation of the temperature distribution of a hydrothermal solar reactor prototype using thermographic and contact techniques, aiming to optimize its performance and efficient operation. The results reveal how a temperature gradient is formed, highlighting regions of intense heat generation and dissipation. The insights gained from this analysis provide insights into how such a reactor can be optimized to improve

thermal efficiency, mitigate potential critical points, and improve overall process performance. This research advances the fundamental understanding of temperature dynamics in hydrothermal reactors and provides simple-to-acquire but valuable information to optimize their operation.

KEYWORDS: Concentrated solar energy, solar hydrothermal reactor, thermography, solar furnace

INTRODUCCIÓN/INTRODUÇÃO

Las diferentes rutas termoquímicas para transformar la biomasa en combustibles son opciones atractivas para reducir la dependencia hacia los combustibles fósiles, aportando beneficios económicos y ambientales. Dentro de las diferentes rutas se encuentra la licuefacción hidrotérmica. Este proceso se utiliza para biomasas con un alto porcentaje de humedad y se realiza en un intervalo de operación de 200-350 ^{o}C y 50-200 bar. Estudios previos (Gasafi et al. 2008) indican que uno de los grandes inconvenientes de la licuefacción hidrotérmica son los altos costos de operación en la etapa de calentamiento, los cuales representan alrededor del 22% de los costos totales de operación de una planta. Para mitigar lo anterior, varios grupos de investigación han propuesto reactores capaces de operar con energía solar concentrada en condiciones subcríticas (Ayala-Cortés et al. 2022, Poravou et al. 2022, Ischia et al. 2020). Este tipo de reactores normalmente consisten en receptores cilíndricos de paredes gruesas ya que deben soportar altas presiones y temperaturas. Sin embargo, al colocarlos en el foco de un sistema de concentración puntual sólo una zona del reactor es irradiada directamente con energía solar concentrada. Esta forma de calentamiento, junto con el espesor de pared, promueven un calentamiento no homogéneo con altos gradientes térmicos en el reactor que reducen su vida útil (Venkataraman et al. 2019) e impactan en los rendimientos de los diferentes productos, ya que la cinética de la reacción depende de la temperatura y la composición de la biomasa (Obeid et al. 2022). Por todo lo anterior es importante conocer de manera detallada la distribución de temperaturas en este tipo de reactores solares con el fin de proponer estrategias de homogeneización de temperaturas. En este sentido este trabajo realiza un estudio de la distribución de temperaturas utilizando termopares, así como por termografía en un prototipo de reactor solar de licuefacción hidrotérmica. La medición con termopares en la cara directamente irradiada muestran que el sistema alcanza temperaturas exteriores de 250 ^{o}C a los 15 minutos de exposición, además de que hay una simetría en las temperaturas en las zonas de medición, y que estas temperaturas dependen de la posición de los termopares y la zona focal. Respecto a la termografía, se encontró que la pared frontal tiene una mayor temperatura, y es particularmente diferente en la zona donde incide la energía solar concentrada, mientras que la pared trasera tiene temperaturas menores con diferencias de temperaturas menores a 30 ^{o}C. Esta investigación proporciona avances en la comprensión fundamental de la dinámica de la temperatura en reactores solares hidrotérmicos y proporciona información simple de adquirir, pero valiosa, que permite optimizar su funcionamiento.

METODOLOGÍA

Los experimentos se llevaron a cabo con un prototipo de reactor solar hidrotérmico de 104 ml de capacidad, el cual fue diseñado para operar a temperaturas menores a 500 ^{o}C y presiones de hasta 220 bar. La pared exterior del reactor fue recubierta con pintura selectiva Solkote Hi/Sorb, que tiene una emisividad de 0.95.

En los experimentos el reactor se colocó en la zona focal del Horno Solar de Alto Flujo Radiativo del Instituto de Energías Renovables, UNAM (Temixco, México). Este horno tiene una potencia de 25 kWt, 18,000 kW/m^2 de flujo solar pico y un spot solar de 8-9 cm de

diámetro, sin embargo para las pruebas se utilizó una apertura del 20 %, es decir un flujo solar promedio de 249 kW/m^2.

La medición con termopares se llevó a cabo utilizando 12 termopares tipo “K” que están en contacto con la pared exterior del reactor y 1 termopar tipo “K” que está al interior del reactor. La ubicación de los termopares se divide de la siguiente manera: 6 termopares a 2 cm de altura de la base del reactor, 4 termopares a 4 cm de la base del reactor y 2 termopares a 9 cm de la base del reactor como se muestra en la figura 1. Esta configuración de termopares permite ver la distribución de temperatura a diferentes alturas y en el diámetro del reactor.

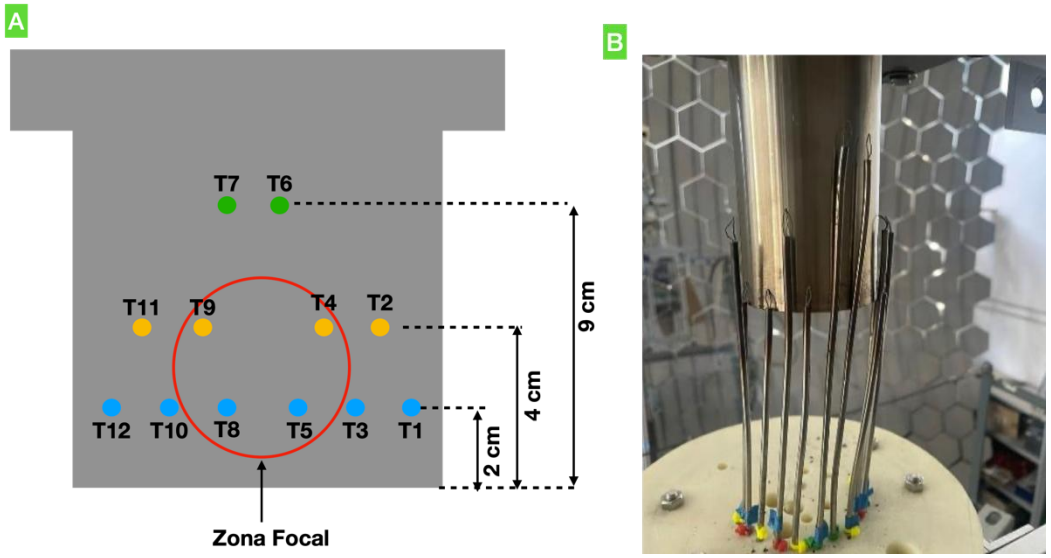


Figura 1. A) Esquema de posición de termopares en la cara frontal del reactor. B) Fotografía del reactor con termopares en el Horno Solar del IER.

La cámara termográfica utilizada en las pruebas fue una FLIR T300 con un intervalo de medición de 0.7 y 1.3 m, de -20 a 120 ^{o}C o de 0 a 350 ^{o}C con una resolución de 0.2 ^{o}C. Para tener una mejor medición de temperaturas, el reactor se dividió en 3 secciones, tanto la parte frontal como la parte trasera (Fig. 2).

Se realizaron 6 mediciones cada 10 minutos en cada una de las zonas asegurándose que la temperatura inicial fuera la misma. Una vez obtenidas las imágenes se analizaron con el software ResearchIR 4 (Fig. 3). Las figuras 3a y 3b muestran la distribución de temperaturas del reactor en dos momentos importantes: a) al inicio del experimento (0 min), y b) después de 60 minutos (al final del experimento). Además en cada zona se colocan dos indicadores o ROI (Región de Interés) que dan directamente el valor de la temperatura de la pared del reactor para su posterior análisis. Estos indicadores se denominaron como L1 y L2 y se ubican de la siguiente manera: L1 a 2 cm de la base del reactor y L2 a 4 cm de la base del reactor (Fig. 3c).

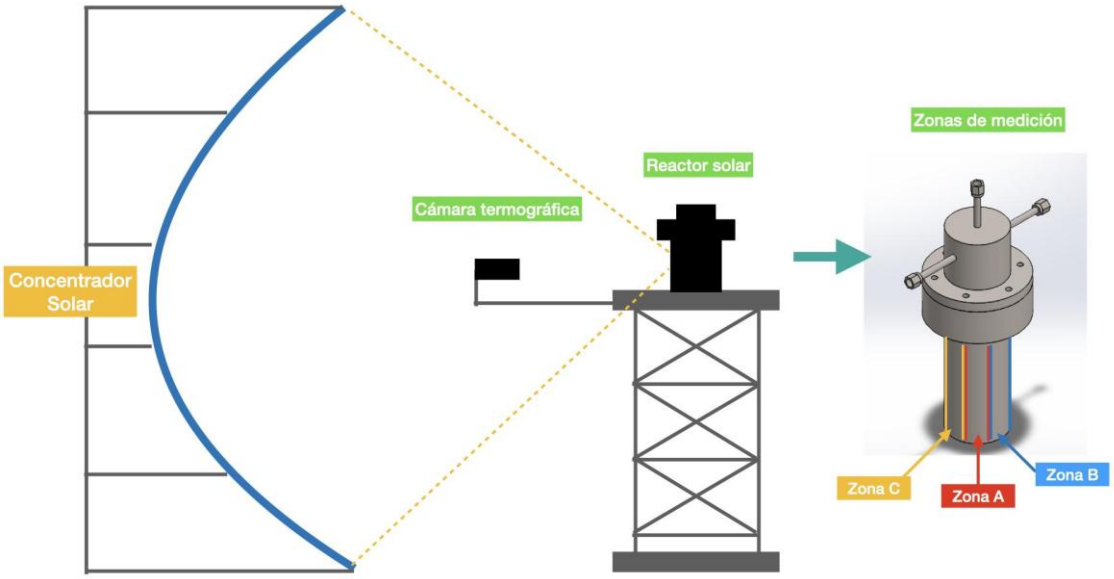
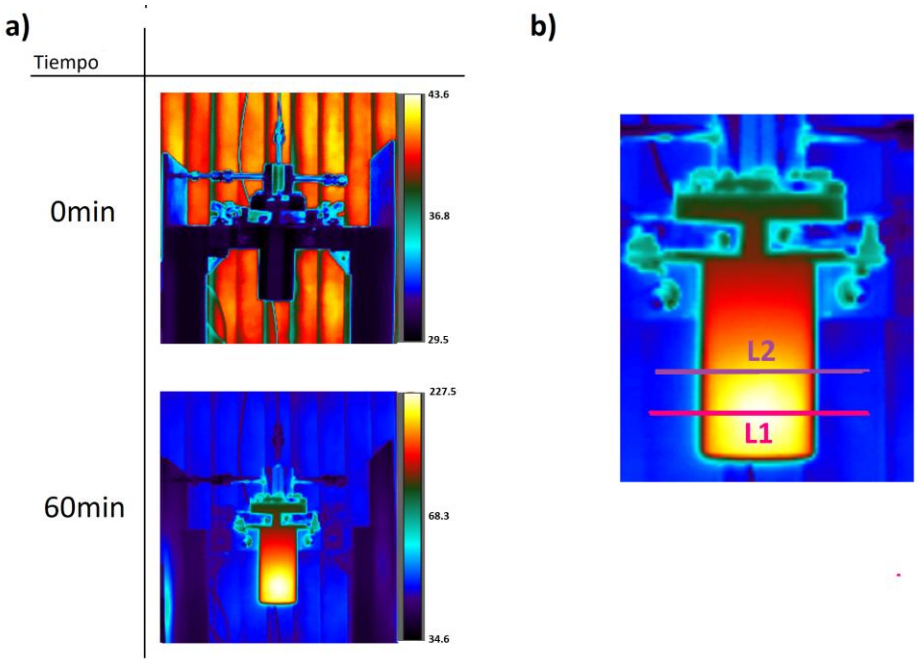


Figura 2. Esquema del sistema experimental y zonas de medición en la pared del reactor solar.



Fig, 3. a) Imágenes obtenidas para la posición A, al inicio (0 min) y final de cada medición (1 hora).
b) Acercamiento de la imagen termográfica donde se muestran los indicadores L1 y L2.

Un aspecto importante que hay que tomar en cuenta al momento de analizar los datos es la radiación solar directa, ya que las mediciones se llevaron a cabo en días diferentes. El reactor solar es un sistema dinámico, y las temperaturas que se alcanzan dependen de la radiación directa, por lo tanto fue necesario realizar una normalización.Para obtener valores de temperatura equivalentes para cada experimento seleccionamos una línea de radiación como base, de tal forma que los valores de temperatura obtenidos, solo los tengamos que multiplicar por un factor. Siguiendo las relaciones:

$$f = R_b/R_m \qquad (1)$$

$$T_f = fT_m \qquad (2)$$

donde R_b es la radiación base contra la cúal se van a comparar todas las demás radiaciones,se recomienda sea la más constante durante toda la medición, R_m es la radiación de otra medición (en un día diferente o diferente hora). Si los días y factores climatológicos son similares, la radiación será similar entonces el factor de normalización f será casi uno. $T_f$es entonces la temperatura final, mientras que T_m es la temperatura medida con la cámara termográfica.

RESULTADOS

La figura 4 muestra las temperaturas de los termopares que están a 2 cm de la base del reactor solar. En esta gráfica se puede observar el aumento en la temperatura del reactor, también se observa que a medida que los termopares se alejan de la zona irradiada directamente, la temperatura disminuye, aunque no significativamente.

Los termopares T5 y T8 son los que alcanzan temperaturas cercanas a los 250°C, y son los más cercanos a la zona irradiada directamente. Conforme nos vamos alejando de la zona de incidencia, los termopares T3 y T10 registran una temperatura de 230 °C, y finalmente los termopares T1 y T12, una temperatura de 220 °C. Cabe mencionar que la simetría de la zona focal y de las temperaturas se logra apreciar, ya que las temperaturas son simétricas.

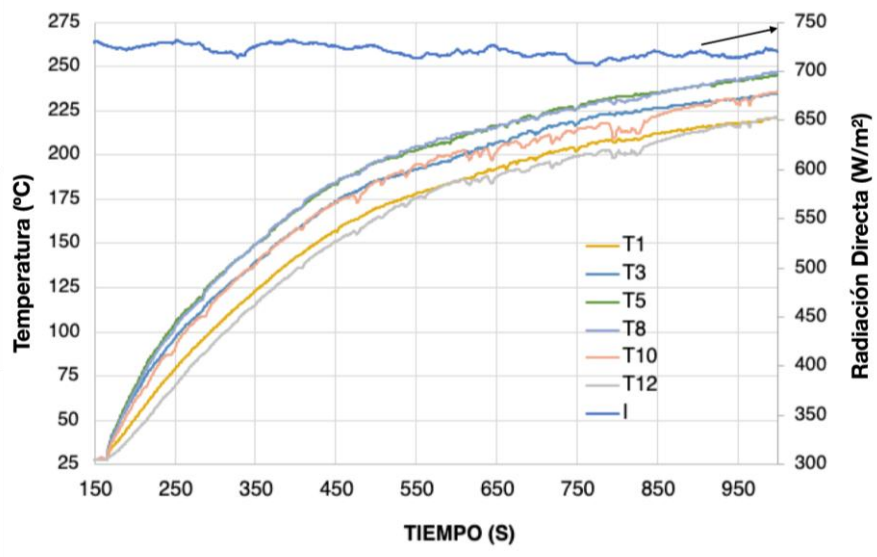


Figura 4. Distribución de temperaturas con termopares tipo “K” en la cara frontal del reactor, a 2 cm de la base.

La figura 5 muestra la distribución de temperatura de los termopares T2, T4, T9, T11. Como se puede observar estos termopares T4 y T9 son los que tienen una mayor temperatura, arriba de los 250 °C, ya que son los que están más cerca de la zona focal; mientras que los T2 y T11 apenas llegan a los 225 °C. En este caso también se observa la simetría pero mucho menos marcada que la Figura 4. Lo anterior se debe a que la zona focal estaba ligeramente a la derecha, por lo que los T4 y T2 tienen temperaturas ligeramente mayores.

Finalmente, la figura 6 muestra la distribución de temperaturas a los 9 cm de la base del reactor donde están los termopares T6 y T7, en este caso se observa que las temperaturas apenas alcanzan los 180 ºC. Esta zona del reactor ya no está irradiada directamente con energía solar concentrada, por lo que el calor se transfiere principalmente por conducción. Las pequeñas variaciones que se observan en ambos termopares se deben a que los termopares se despegaron de la pared del reactor.

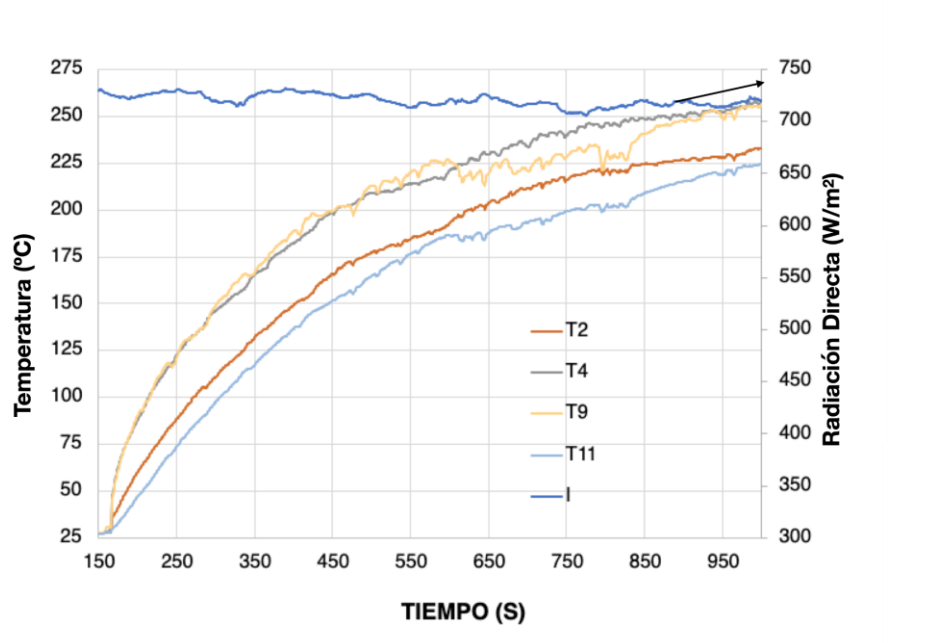


Figura 5. Distribución de temperaturas con termopares tipo “K” en la cara frontal del reactor, a 4 cm de la base.

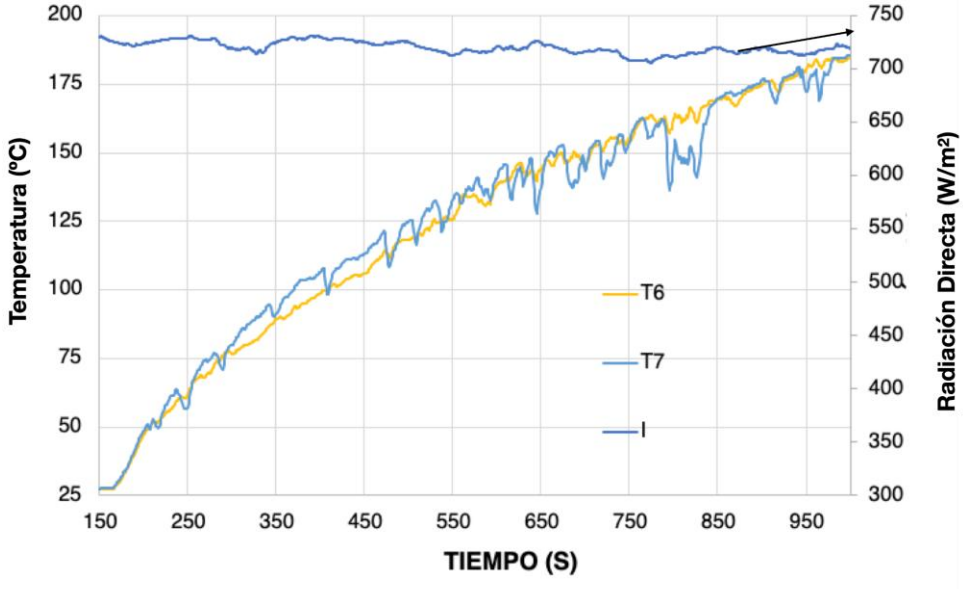


Figura 6. Distribución de temperaturas con termopares tipo “K” en la cara frontal del reactor, a 9 cm de la base.

La gráfica de la figura 7 muestra la distribución de temperaturas en la cara frontal en dos líneas de medición, L1 y L2, en diferentes momentos. Se observa un aumento gradual de la temperatura máxima en ambas posiciones a lo largo del tiempo. A los 10 minutos de calentamiento, en el indicador L1, la pared frontal del reactor tiene una temperatura máxima de 170 °C justo en la zona de mayor concentración solar (spot solar), mientras que las zonas más alejadas tiene una temperatura de 140 °C. Esta diferencia de temperaturas va incrementando conforme pasa el tiempo y se va calentando el reactor. A los 60 minutos, la diferencia de temperaturas entre la zona de mayor concentración y las orillas de la pared frontal alcanza los 60 °C. Además, como era de esperar, el punto de medición ubicado en el centro del spot (L1) registra temperaturas más altas en comparación con el punto más alejado (L2). Sin embargo, esta disparidad es más evidente en el centro del reactor que en sus extremos.

En el caso de la medición en el indicador L2, las diferencias de temperaturas no son tan significativas, alrededor de los 30 °C. En esta zona de medición los perfiles de temperatura tienden a aplanarse con el tiempo, fenómeno atribuible a la difusión térmica.

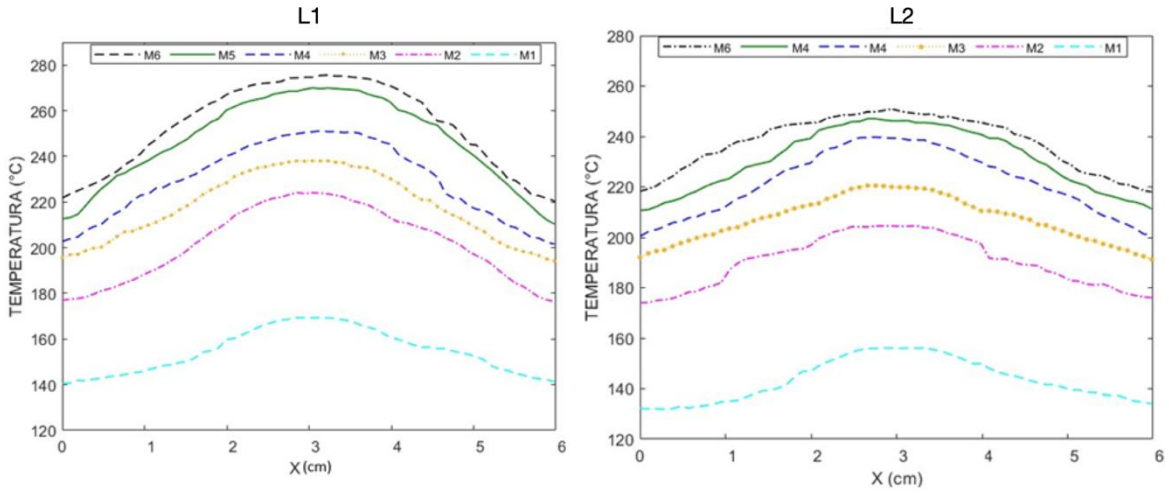


Figura 7. Distribución de Temperatura para la vista frontal del reactor en las posiciones señaladas por los indicadores L1 y L2, para los diferentes tiempos de medición: M1= 10 min, M2=20 min, M3=30 min, M4= 40 min, M5=50 min y M6=60 min.

La Figura 8 presenta los resultados correspondientes a la parte posterior del reactor en los dos indicadores L1 y L2. Se destaca que, a diferencia de la cara frontal, las disparidades de temperatura entre los extremos y el centro son menos pronunciadas, con diferencias de aproximadamente 20 °C. Este hallazgo sugiere una distribución térmica más homogénea en la parte trasera del reactor en contraste con la parte frontal, donde la variabilidad de temperatura es considerablemente mayor. Lo anterior se debe a que esta zona del reactor se transfiere, principalmente, por conducción, mientras que en la cara frontal se calienta por radiación.

La Figura 9 muestra el perfil de temperaturas del reactor en todo el diámetro del reactor a los 30 minutos de calentamiento. Como se puede observar la zona frontal donde incide la

energía solar concentrada es la que alcanza la mayor temperatura, mientras que la cara trasera es la que tiene una menor temperatura. La diferencia que hay entre las dos caras (frontal y trasera) está entre los 60 y 70 ºC.

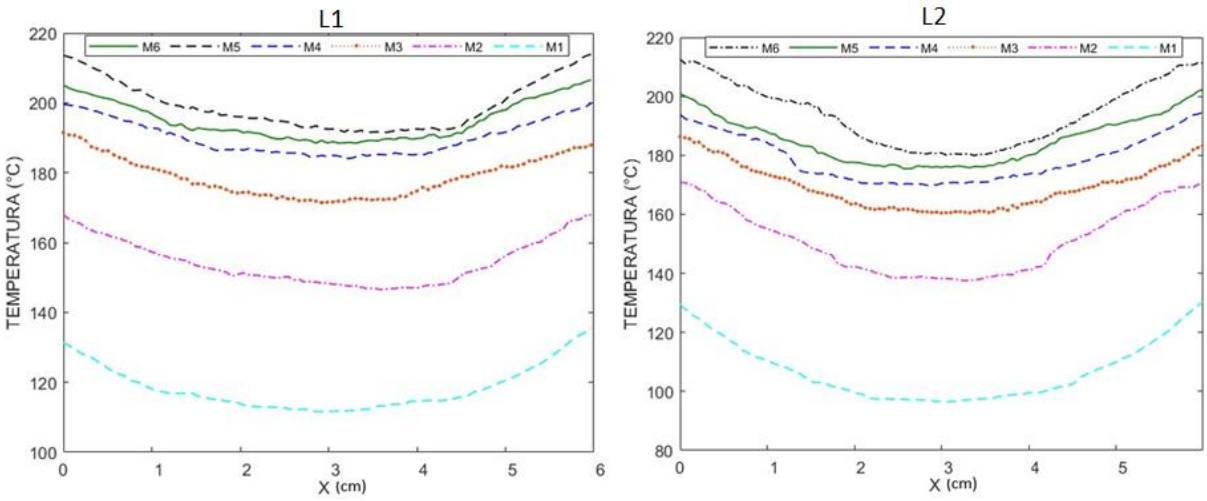


Figura 8. Distribución de Temperatura para la vista trasera del reactor en las posiciones señaladas por los indicadores L1 y L2, para los diferentes tiempos de medición: M1= 10 min, M2=20 min, M3=30 min, M4= 40 min, M5=50 min y M6=60 min.

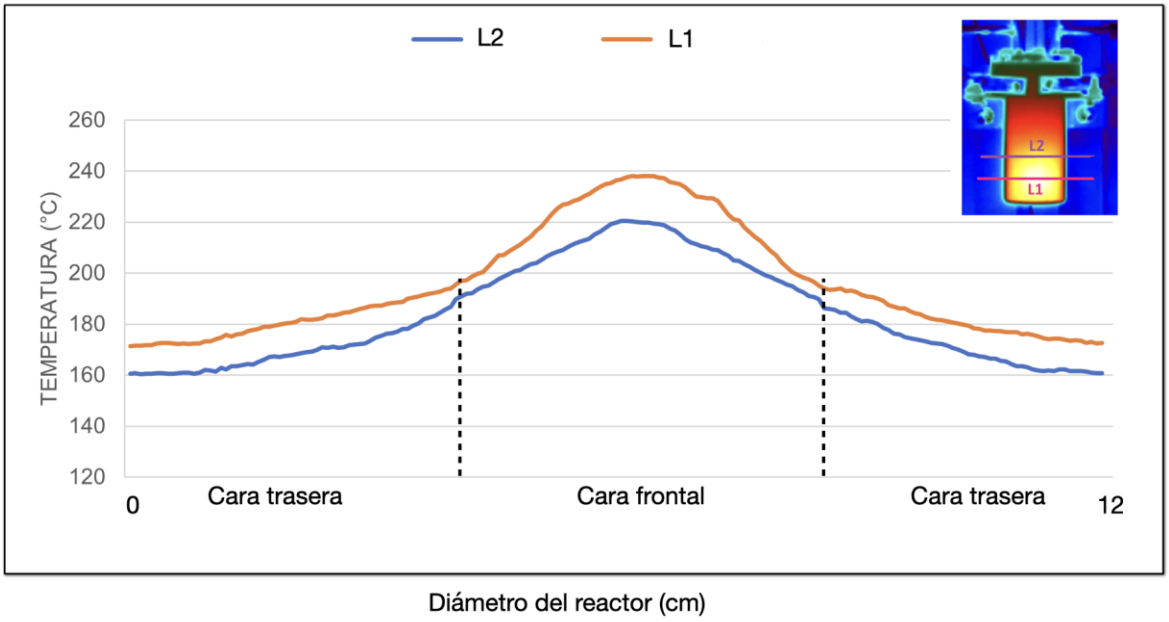


Figura 9. Distribución de temperatura en todo el diámetro del reactor en las posiciones señaladas por los indicadores L1 y L2, para un tiempo de medición: M3=30 min.

El proceso de licuefacción hidrotérmica es un proceso complejo que involucra varias reacciones, además los rendimientos a los diferentes productos depende de la composición de la biomasa, y de parámetros de operación como, la temperatura y tiempo de reacción. De acuerdo a estudios cinéticos reportados por Obeid et al. 2022, la licuefacción hidrotérmica de biomasa lignocelulósica se lleva a cabo desde los 250 ºC hasta los 350 ºC y

el mecanismo cinético propuesto por estos mismos autores tiene 17 rutas diferentes que dependen de cada componente de la biomasa, i.e. Carbohidratos, lípidos, proteína y lignina, la temperatura y tiempo de reacción. En este sentido, de acuerdo a estudios teóricos hechos para madera de pino se observa que a 250 ^{o}C y 15 minutos de tiempo de reacción (Naravez-Saucedo et al.2022), se tiene un rendimiento de biocrudo es de aproximadamente el 10 %, mientras que el de biocarbón es de 52%, el gas de 8% y la fase acuosa de 30%. Si se aumenta la temperatura del reactor 50 ^{o}C, es decir, ahora se tiene 300 ^{o}C, y con el mismo tiempo de reacción, entonces el rendimiento a cada uno de los productos es el siguiente: Biocrudo: 30%, biocarbón 40%, gas 15% y fase acuosa de 15%. Como se puede observar, el rendimiento a cada uno de los componentes se ve altamente afectado por diferencias de temperaturas de 50 ^{o}C, por ejemplo el biocrudo paso de 10% (250 ^{o}C) a casi 30% (300 ^{o}C), mientras que el de biocarbón bajó de 52 % (250 ^{o}C) a 40 % a 300 ^{o}C. En conclusión, el proceso hidrotérmico depende fuertemente de la temperatura, y cambios mayores a 50 ^{o}C tienen un impacto fuerte en los rendimientos de cada uno de los principales productos. En el caso del reactor hidrotérmico analizado en este trabajo, se tienen diferencias de temperaturas de aproximadamente 70 ^{o}C; por lo tanto, es necesario proponer estratégias que permitan tener temperaturas más homogéneas, con diferencias de temperaturas menores a 50 ^{o}C, que permitan tener un menor impacto en los productos y en la vida útil del reactor.

CONCLUSIONES/COMENTÁRIOS FINAIS

Los resultados obtenidos de la distribución de temperaturas en la cara frontal y posterior del reactor revelan patrones significativos en el comportamiento térmico del sistema. En la cara frontal, se observa un aumento gradual de la temperatura máxima a lo largo del tiempo, con una disparidad notable entre el punto de medición central y el más alejado, fenómeno que tiende a aplanarse ligeramente con el transcurso del tiempo debido a la difusión térmica. Por otro lado, en la parte posterior del reactor, las diferencias de temperatura entre los extremos y el centro son menos marcadas, indicando una distribución térmica más homogénea en esta región. Sin embargo, al obtener la distribución de temperaturas en todo el diámetro del reactor se observa que las diferencias de temperaturas entre la cara frontal y trasera alcanzan los 70 ^{o}C a los 30 minutos de calentamiento. Estas diferencias de temperaturas son significativas y pueden tener un fuerte impacto en los rendimientos a productos y la vida útil del reactor, ya que generan puntos de estrés térmico que se acentúan con las altas presiones, por lo tanto, es importante proponer estratégias de homogeneización de temperatura que permitan optimizar su rendimiento.

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen al proyecto DGAPA-PAPIIT-UNAM, IN107923 “Licuefacción hidrotérmica solar de biomasa residual”. A. Balbuena agradece el apoyo otorgado por CONAHCYT dentro del programa “Investigadores por México” y López-Canales D.A. la beca otorgada por el proyecto DGAPA-PAPIIT-UNAM, IN107923.

REFERENCIAS/REFERÊNCIAS

Gasafi E., Reinecke M.Y., Kruse A., Schebek L. (2008) Economic analysis of sewage sludge gasification in supercritical water for hydrogen production. Biomass Bioenergy 32 (2008) 1085e1096. https://doi.org/10.1016/j.biombioe.2008.02.021

Venkataraman M.B, Asselineau C.A., Rahbari A., and Pye J. (2019). Modelling of a 50 MWth on-sun reactor for SCWG of algae: Understanding the design constraints. *AIP Conf. Proc*. 2126(1), 180017. https://doi.org/10.1063/1.5117697.

Ayala-Cortés, A., Arcelus-Arrillaga, P., Millan, M., Okoye, P.U., Arancibia-Bulnes, C.A., Pacheco-Catalán, D., Villafán-Vidales, H.I (2022) Solar hydrothermal processing of agave bagasse: Insights on the effect of operational parameters. Renewable Energy, 192, 14-23. https://doi.org/10.1016/j.renene.2022.04.059.

Poravou, C.A., Tsongidis, N.I., Lekkos, C. et al. (2022) Valorization of Plastic Waste: A Lab-Scale Approach with the Aid of Solar Hydrothermal Liquefaction Technology. Waste Biomass Valorization 13, 3835–3844.https://doi.org/10.1007/s12649-022-01837-3.

Ischia, G., Orlandi, M., Fendrich, M.A., Bettonte, M., Merzari, F., Miotello, A., Fiori, L. (2020) Realization of a solar hydrothermal carbonization reactor: A zero-energy technology for waste biomass valorization. Journal of Environmental Management, 259, 110067. https://doi.org/10.1016/j.jenvman.2020.110067.

Obeid, R., Smith, N., Lewis, D.M., Hall, T., van Eyk, P. (2022) A kinetic model for the hydrothermal liquefaction of microalgae, sewage sludge and pine wood with product characterisation of renewable crude. Chemical Engineering Journal, 428, 131228. https://doi.org/10.1016/j.cej.2021.131228.

Narvaez Saucedo M.E, Arancibia-Bulnes C.A, Macias J.D., Ramirez-Cabrera M.A., Valades-Pelayo P.J. (2022) Heat transfer and chemical kinetics analysis of a novel solar reactor for hydrothermal processing, Solar Energy, 241, 372-385, https://doi.org/10.1016/j.solener.2022.06.011

TREN DE TRATAMIENTO SOLAR PARA LA VALORIZACIÓN DE *SARGASSUM* DEL CARIBE MEXICANO

Villafán-Vidales H.I*, López A.*, Patrick. U. Okoye*, Arancibia-Bulnes C.A.*, López-Pelayo Y.**, Arreola-Ramos C.A.***, Chávez V.****, Silva R.****

*Instituto de Energías Renovables, Universidad Nacional Autónoma de México, Priv. Xochicalco S.N., Temixco, 62580, Morelos, México, Email: hivv@ier.unam.mx

**Instituto Tecnologico de Zacatepec, Tecnológico 27, Zacatepec de Hidalgo, 62780, Morelos, México.

***CONAHCYT, Centro de Investigación en Óptica, Prolongación Constitución 607, Aguascalientes, 20200, Aguascalientes, México.

****Instituto de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México, Ciudad Universitaria, Coyoacán, Ciudad de México, 04510, México.

RESUMEN/RESUMO

Desde el 2014 el Caribe Mexicano ha recibido más de 2360 m^3 de *Sargassum* por km de costa. Casi en su totalidad, el sargazo que llega a la playa se recoge y se acumula sin tratar; las altas temperaturas del Caribe facilitan su rápida descomposición generando contaminación, problemas de uso de las playas y problemas de salud en la población local. En este sentido, este trabajo propone un tren de tratamiento solar para la valorización del *Sargassum fluitans* III, el cual consiste en el secado solar del sargazo fresco y la pirólisis solar y no solar para la producción de carbón. Los principales resultados indican que el tiempo de secado es de 90 minutos independientemente si se usa un secador solar tipo invernadero (GHD) o un secado a cielo abierto. Respecto a la pirólisis, los principales resultados indican que la temperaturas de pirólisis impactan en las características del carbón. A 800 °C se obtiene un carbón amorfo, con componentes inorgánicos como potasio, sodio, fósforo, azufre, cloro, el cual puede utilizarse para almacenamiento de energía o como biofertilizante.

PALABRAS CLAVE/PALAVRAS-CHAVE: Energía Solar Concentrada, Pirólisis solar, biochar, secado solar.

ABSTRACT

Since 2014, the Mexican Caribbean has received more than 2360 m^3 of *Sargassum* per km of coast . Nowadays, sargassum is gathered with any treatment, besides the high temperatures of the Caribbean promotes the Sargassum decomposition generating pollution in seashore and health problems in the local community. In this sense, this work proposes a train of solar treatment for the valorization of *Sargassum fluitans* III, which consists in the solar drying and the solar and conventional pyrolysis for the biochar

production. The main results indicate that the drying time is around 90 min and it is independent of the type of solar dryer (i.e. Greenhouse solar dryer (GHD) and open sun drying. Regarding the pyrolysis process, the results show that the pyrolysis temperatures impact on the main characteristics of biochar. At 800 ^{o}C, it is obtained as an amorphous char with some inorganic compounds, such as potassium, sodium, phosphorous, sulphur, chlorine. These characteristics of biochar are attractive to be used in energy storage or as a biofertilizer.

KEYWORDS: Concentrated solar energy, solar pyrolysis, biochar, solar drying

INTRODUCCIÓN/INTRODUÇÃO

A partir de 2014, el Caribe Mexicano recibe grandes cantidades de sargazo. Esta alga llega masivamente, por ejemplo, entre 2014-2015 el Caribe recibió más de 2360 m^3 de sargazo por km de costa (Vázquez-Delfin et al, 2021). Desafortunadamente, la llegada masiva de sargazo se ha incrementado en las costas mexicanas, muy probablemente debido al cambio climático y la contaminación de los mares. Por ejemplo, en el mes de mayo del 2019 se recolectaron 6565 m^3/ km (Rodríguez-Martínez et al. 2022). Las especies de algas que se han encontrado en el caribe mexicano son tres: *Sargassum fluitans* III, *Sargassum natans* I y *Sargassum natans* VII.

Normalmente esta macroalga se recoge en las zonas hoteleras, sin embargo, se acumula sin tratar, lo cual facilita su rápida descomposición, generando contaminación en las playas y afectaciones en la población local (Resiere et al. 2018). Para mitigar estos problemas se han propuesto varias alternativas para su uso, entre ellas: como materia prima para la producción de ligantes asfálticos, paneles de MDF, adobe, concreto (Salazar-Cruz et al. 2021, Rossignolo et al. 2022). También para la extracción de ácido algínico y fucoidan, la producción de biofiltros y bioadsorbentes, entre otros (López-Miranda et al. 2021). La mayoría de estos procesos utilizan la biomasa seca, y secar el sargazo es un proceso altamente energético que encarece su uso. En este sentido, este trabajo propone un tren de tratamiento solar para la valorización del sargazo que llega a las costas mexicanas, el cual consiste en el secado solar del sargazo fresco y la pirólisis solar y no solar para la producción de carbón. Para las pruebas se utilizó *S. fluitans III* debido a que es una de las especies más dominantes, representando alrededor del 60% del total de biomasa (García-Sanchéz et al. 2020). El secado solar se realizó en un secador solar tipo invernadero con el fin de obtener parámetros necesarios para el diseño de un secador solar industrial adecuado para el secado de sargazo. Por otro lado, se realizó la pirólisis solar y no solar con el fin de obtener carbón. Los principales resultados muestran que el tiempo de secado en invernadero para el *S. fluitans III* fue de 60 min. En el caso del secado a cielo abierto, fue de 90 min. Respecto a la carbonización por pirólisis, se encontró que se obtiene un carbón amorfo con la presencia de elementos como azufre, fósforo, calcio y nitrógeno, lo cual hace atractivo su uso como biofertilizante o tratamiento de aguas.

METODOLOGÍA

Secado Solar

Las muestras de sargazo fresco fueron recolectadas en Puerto Morelos, Quintana Roo, México, para posteriormente ser clasificadas por morfotipos (Fig. 1a y b); posteriormente, las muestras de *S. fluitans* III fueron transferidas al Instituto de Energías Renovables, ubicado en Temixco, Morelos (en adelante, sargazo se referirá únicamente a *S. fluitans* III) y almacenadas a 7 °C. Posteriormente, se hicieron pruebas de secado en un secador solar tipo invernadero con películas selectivas. El secador de tipo invernadero (GHD) se fabricó con estructura de acero y se cubrió con material de policarbonato (Fig. 1c y 1d). El GHD consta de tres entradas y tres salidas para el flujo de aire. Se colocaron tres ventiladores a 1 m de la pared posterior y a una altura vertical de 2.50 m, para favorecer la recirculación del aire

como se reportó previamente en Román-Roldán et al. (2021). Se utilizó un falso techo como filtro/absorbedor solar, a 2.08 m de altura, 6 m de ancho y 4 m de largo, desde el principio hasta el final de las bandejas de secado. La estación de secado consta de cinco niveles para introducir las bandejas. La longitud de cada estación es de 4 m y se colocó a una distancia de 0,5 m de las paredes delantera y trasera.

La temperatura del aire, la humedad relativa (HR%) y la velocidad del aire en el interior del secador se midieron continuamente utilizando un sistema de adquisición de datos. La velocidad del aire se fijó en 1.7 ± 0.2 m/s. Los parámetros ambientales, esto es: HR_{air}%, Temperatura ambiental (T_{amb}), Irradiancia global (I) y velocidad del viento (v_w) se midieron utilizando la estación meteorológica del IER-UNAM. Se hicieron pruebas de secado a temperatura constante para comparación.

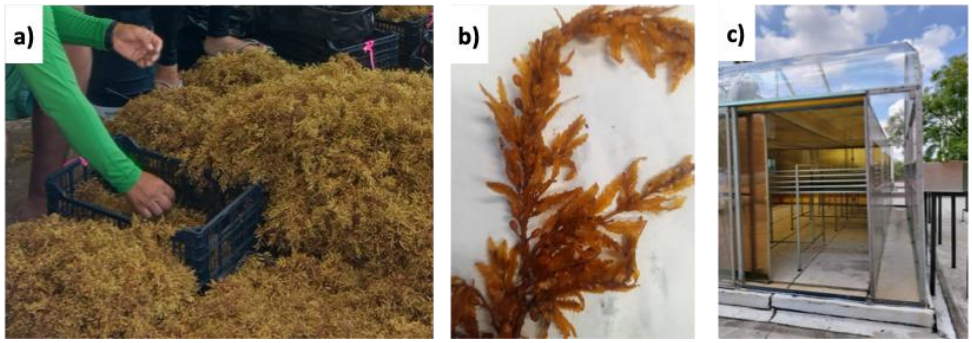


Figura 1. a) Etapa de recolección de *sargazo* en Puerto Morelos, Quintana Roo. b) Fotografía del *S. fluitans* III. c) Nuevo secador solar tipo invernadero (GHD) con vista exterior.

Propiedades ópticas de los materiales de recubrimiento

En el diseño del GHD se utilizó una combinación de dos materiales con propiedades ópticas específicas para mejorar la absorción de energía solar y evitar pérdidas de calor. El material de recubrimiento externo (policarbonato sólido) permite el uso del 95% de la energía de todo el espectro solar. El material de recubrimiento interno para paredes y falso techo permite que el 40% de la energía del espectro solar, a partir de los 290 nm penetre al interior de la cámara de secado. La energía incidente en las paredes internas y el falso techo absorbe el 50% de la energía solar y aproximadamente se refleja el 10%. De esta manera, el material actúa como un sistema de almacenamiento de energía y filtro solar. La energía se recupera con un flujo de aire impulsado por los ventiladores que se encuentran colocados encima del falso techo. Posteriormente, el aire es conducido al interior de la cámara de secado debido a que las paredes laterales y frontales actúan como placas deflectoras. Este innovador sistema permite evitar el uso de colectores solares para el calentamiento del aire, reduciendo la superficie de terreno ocupada y el costo de inversión.

Cálculo de la energía de activación y la difusividad efectiva.

El transporte de masa fue considerado como difusión líquida impulsado por un gradiente de concentración en una dirección. Se usó la segunda ley de Fick:

$$\frac{dC}{dt} = -D\frac{d^2C}{dt^2} \qquad (1)$$

La difusividad constante para una placa plana se puede escribir como:

$$MR = \frac{X_{(t)} - X_e}{X_0 - X_e} = \frac{8}{\pi^2} \sum_{i=0}^{\infty} \frac{1}{(2i+1)^2} e^{\frac{-\pi}{4l^2}(2i+1)^2 D_{eff} t} \quad (2)$$

Se utilizó la ecuación de Arrhenius para calcular la energía de activación para impulsar el secado.

$$D_{eff} = D_o e^{\frac{E_a}{RT}} \quad (3)$$

Donde: D_o es una constante (m^2/s) que describe una difusividad constante equivalente a la difusividad a temperatura infinitamente alta, E_a es la energía de activación (kJ/mol), R es la constante general del gas ideal (8.314, J/molK) y T es la temperatura absoluta de secado (K).

Caracterización del *s. Fluitans* III y biocarbón

Una vez seco el *S. fluitans* III se realizó una caracterización fisicoquímica utilizando diferentes técnicas. La composición elemental CHNS-O se realizó utilizando un analizador Perkin Elmer PE2400. Por otro lado, se realizó un análisis termográfico de la biomasa para analizar su descomposición en un intervalo de temperatura de 50 a 900 °C en una atmósfera de nitrógeno (TA, Q500). La morfología, tanto del *S.fluitans* III como del biocarbón, se analizó utilizando un microscopio electrónico de barrido (S-5500 Hitachi). La caracterización química de la biomasa, el biocarbón y las cenizas remanentes se realizó por espectroscopia de energía dispersiva (EDS), el cual está acoplado al microscopio electrónico de barrido. La metodología para caracterización química por EDS se llevó a cabo en 3 diferentes zonas de la muestra y se tomó un promedio de los resultados para cada elemento. Finalmente se realizó un análisis por difracción de rayos X (DRX) de la estructura amorfa del biocarbón. En este análisis se utilizó el equipo Rigaku Ultima IV.

Pirólisis Solar

La pirólisis solar de la biomasa se realizó en el Horno Solar de Alto Flujo Radiativo del IER-UNAM (HoSIER) utilizando un reactor tubular de borosilicato diseñado específicamente para trabajar con altas temperaturas y atmósferas controladas. Este reactor tiene un diámetro de 20 cm, una altura de 46 cm, y en su interior se encuentra un crisol de alúmina donde se colocan 2 g de muestra. Antes de iniciar la prueba se hace fluir Ar utilizando un flujo de 4 L/min por 10 minutos para asegurar una atmósfera libre de oxígeno. Iniciada la prueba, el flujo de Argón disminuye a 2 L/min y se mantiene ese caudal en todo el proceso de pirólisis. Para alcanzar las temperaturas de reacción el reactor se coloca en el foco del HoSIER (25 kWt, 18000 kW/m^2 y zona focal de 8-9 cm de diámetro), Fig. 2 . Durante las pruebas, las temperaturas de reacción se monitorean con un termopar tipo K que está en contacto con la muestra y se controlan con el porcentaje de apertura de un atenuador tipo persiana que está entre el helióstato y el concentrador solar . La pirólisis solar se llevó a cabo a diversas temperaturas objetivo que van desde 250 °C hasta 800 °C, con una rampa de calentamiento de 20 °C/min. La temperatura objetivo se mantuvo por 1 h. Uno de los experimentos (350 °C) se realizó por duplicado para evaluar la reproducibilidad.

Pirólisis Convencional

Se llevó a cabo la pirólisis de un total de 15 g de la muestra en un reactor tubular eléctrico. Este proceso se realizó con un tamaño de partícula de 180 micrones, la cual se seleccionó utilizando un tamiz estándar de malla 80. La temperatura y el tiempo de pirólisis se fijaron en 800 °C y 1 h con el fin de evaluar cualquier reacción de autoactivación que pudiera ocurrir debido a las sales que contiene el sargazo, ya que las sales de sodio reaccionan con la estructura de la biomasa a 800 °C. Después de la pirólisis el biocarbón se lava con HCl 1M con el fin de eliminar las impurezas, exceso de sales y cenizas; posteriormente se realiza otro lavado con agua destilada hasta alcanzar alcanzar un pH de 7.

RESULTADOS

Caracterización del S. Fluitans III

El análisis elemental del S. fluitans III indica que contiene: 26.83% de carbono, 4.36% de hidrógeno, 1.17% de nitrógeno, 0.92% de azufre y 66.7% de oxígeno (calculado por diferencia). El poder calorífico se calculó utilizando la ecuación de H. Seehar et al. 2021 (Ec. 4), obteniendo un valor de 7.67 MJ/kg:

$$HHV = 0.3491C + 1.1783H + 0.1005S - 0.1034O - 0.0151N - 0.0211Ash \quad (4)$$

Por otro lado, la macroalga S. fluitans III tiene un 31.84% de cenizas, cuya composición, de acuerdo a el análisis EDS, es la siguiente: Cloro (29.76%), Potasio (17.15%), Calcio (10.78%), oxígeno (28.09%), sodio (9.54%), azufre (1.89%) y magnesio (3.58%).

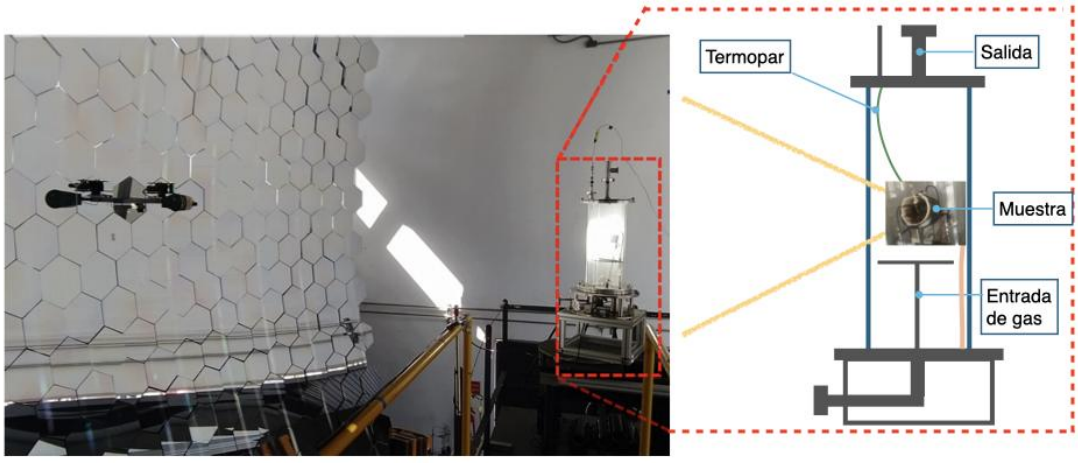


Fig. 2. Izquierda: Fotografía del reactor solar en el foco del HoSIER. Derecha: Esquema del reactor solar.

En análisis TGA (Fig. 3) se pueden observar algunos picos de degradación relevantes, en donde a partir de 61 °C a 221 °C se puede observar un porcentaje del 14.24% en pérdida de masa, debido a la eliminación de agua y algunas sustancias volátiles contenidas en el *S. fluitans* III. A partir de los 221 °C a los 580 °C ocurre la mayor pérdida de masa, con un porcentaje del 34.99%, lo cual se debe a la degradación de algunos biopolímeros contenidos en estas algas; además de una descarbonización y degradación de polímeros importantes. A partir de los 580 °C y hasta los 889 °C ocurre una última parte de

degradación, con un porcentaje de 28.94%, en donde existe una degradación de material orgánico y la eliminación de algunos metales y sales contenidos en la macroalga (López-Sosa, et al. 2020).

Secado solar

Los resultados del proceso de secado se muestran a continuación. La Figura 4a muestra las cinéticas del secado de sargazo y la Figura 4b las condiciones de operación. Las cinéticas de secado para ambos métodos de secado tienen cuatro periodos de velocidad decreciente. El tiempo de secado es de 90 min en ambos casos. Por lo tanto, no hay diferencias significativas entre el secado a cielo abierto y el secado en el invernadero. Esto es debido a las características del *S. fluitans* III y las condiciones climatológicas.

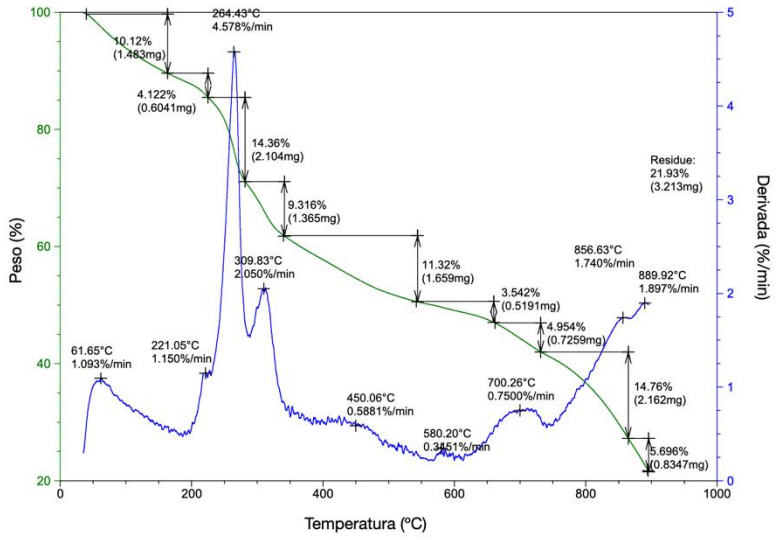


Figura 3. Análisis termogravimétrico del *S. fluitans* III

La temperatura promedio al interior del secador fue de 52.77 °C ± 2.30 y en el exterior fue de 30 °C ± 2.52. Así mismo, el valor de la irradiancia solar promedio fue de 800 W/m^2 entre las 10:00 y las 12:00 hrs. Posterior a ellos se observa una caída de la irradiancia solar conllevando una disminución en la temperatura de secado. Sin embargo, la principal pérdida de humedad se produjo durante las primeras dos horas del proceso (10:00-12:00), por lo que, estas condiciones no influyeron en el tiempo de secado.

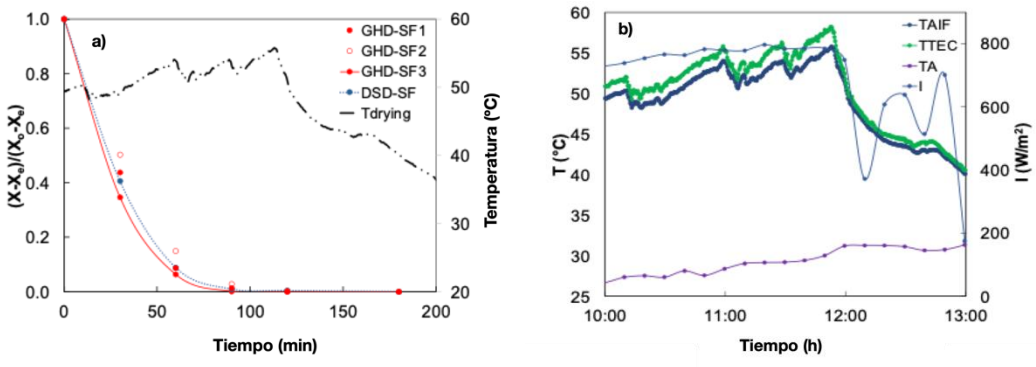


Figura 4. a) cinéticas de secado de *S. fluitans* III y b) temperatura en el interior del secador e irradiancia solar.

La velocidad promedio del aire de secado al interior del GHD fue de 1.7 m/s y 2.1 m/s sobre las muestras expuestas directamente al sol. La humedad relativa promedio en el interior del secador solar fue de 12.38% y en el exterior 32.83%. El secado del sargazo expuesto directamente al sol fue favorecido por la velocidad del viento y el concreto sobre el que se colocaron las charolas de las muestras. En la Tabla 1 se muestran los valores de la difusividad efectiva del *S. fluitans* III. Los valores de la difusividad efectiva se encuentran entre el rango reportado para la difusión líquida. La difusividad efectiva de las pruebas de secado en la estufa muestran que la migración de agua ocurre más rápido a 60 °C. Bajo condiciones de secado solar, la difusión es mayor en el proceso de secado en el GHD.

PIRÓLISIS

Pirólisis convencional

La Figura 5 muestra las micrografías del biocarbón obtenido a 800 °C y con diferentes aumentos. En ellas se observa una superficie desordenada con manchas blancas visibles, que podrían atribuirse a la presencia de elementos inorgánicos. La ampliación a 100k muestra que el biocarbón también contiene poros y hendiduras, que forman una especie de canal.

Tabla 1. Difusividad efectiva del proceso de secado del *S. fluitans III*

Temperatura de secado (°C)	Deff $(10^{-7}\ m^2 \cdot s^{-1})$
40	1.11
50	1.53
60	1.69
GHD	1.826
DSD	1.413

Estos canales confieren al biocarbón propiedades adecuadas para varias aplicaciones, incluida la adsorción para eliminar contaminantes y el transporte de iones favorables para el almacenamiento de energía.

El análisis de difracción de rayos X del biocarbón del S. fluitains III se muestra en la Figura 6a. Los resultados muestran dos picos anchos que confirman que el material obtenido es una estructura de carbón. El pico de difracción más grande se encuentra alrededor de $2\theta = 25^{o}$, mientras que el segundo se observa a los 45^{o}, el cual corresponde al grafito (PDF 00-041-1487). La amplitud de los dos picos confirma que el carbón obtenido es amorfo. El

análisis termogravimétrico (TGA) y el análisis térmico diferencial (DTA) del S. fluitans III se muestran en la Figura 6b. La primera pérdida de masa alrededor de 50-150 °C (16.73%) se puede atribuir a la evaporación de la humedad del material. Esta pérdida de masa muestra una reacción endotérmica revelada por un pico largo a esta temperatura. La segunda (3.97%) y tercera (2.47%) pérdida de masa corresponden a descomposición de materias volátiles. En la Figura 6b se pueden observar los picos endotérmicos correspondientes a estas pérdidas. Una mayor pérdida de masa por encima de 400 °C no produjo reacciones endotérmicas. Por tanto, se puede concluir que se ha obtenido un material de carbono estable. Además, la mayor pérdida de masa a esta temperatura se debe a cambios de agregación en el material (Lobato-Peralta et al. 2021).

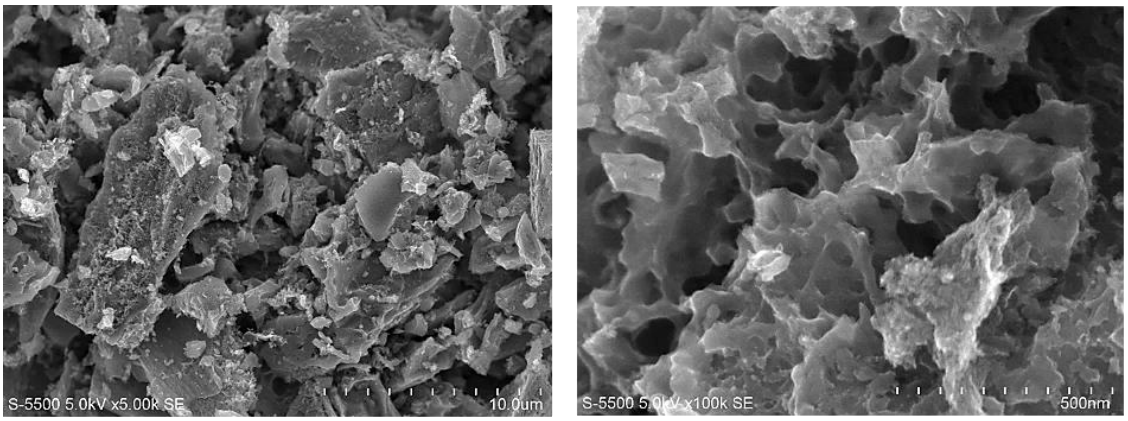


Figura 5. Micrografías del biocarbón de *S. fluitans* III obtenidas a 800 °C con diferentes aumentos.

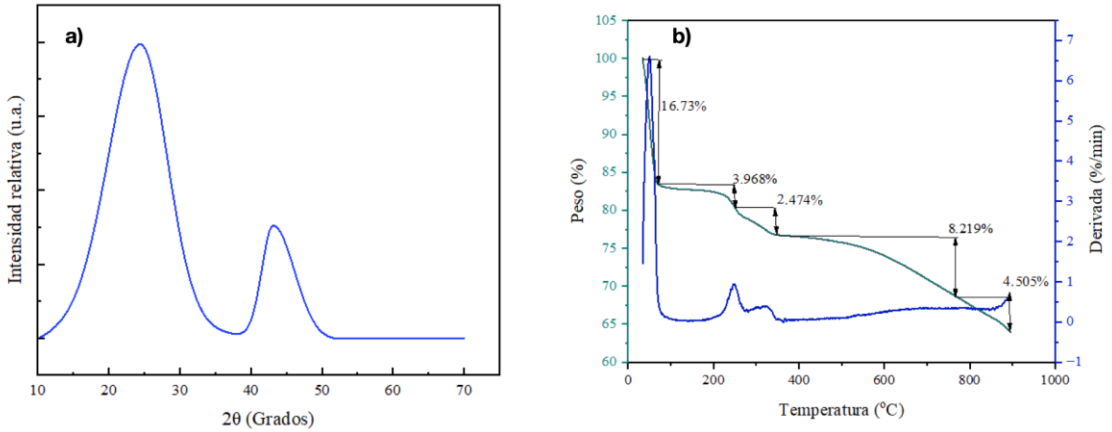


Figura 6. a) Análisis de difracción de rayos X del biocarbón de *S. fluitans* III a 800 °C, b) análisis TGA/DTG del biocarbón de *S. fluitans* III.

Pirólisis solar

La pirólisis solar se realizó a diferentes temperaturas con el propósito de estudiar el efecto que tiene la temperatura en las propiedades del carbón. La Tabla 2 muestra los principales resultados de cada prueba.

Tabla 2. Experimentos solares: temperaturas, rendimientos del carbón y conversión química alcanzada.

No.	Temperatura (°C)	$Y_{carbón}$(%)	X (%)
1	250	77.2	22.7
2	350	62.1	37.8
3	350	64.1	35.9
4	450	60.7	39.2
5	550	56.7	43.2
6	650	50.3	49.7
7	800	29.5	70.5

A medida que aumenta la temperatura del proceso de pirólisis, el rendimiento a carbón ($Y_{carbón}$) disminuye de 77.2% a 29.5%. Lo anterior se debe a que a una mayor temperatura hay una mayor degradación del S. fluitans III y una mayor producción de bioaceites de los 450 a 650 °C. A los 800 °C, el rendimiento del carbón disminuye notablemente, lo cual se debe al incremento de reacciones de cracking que fomentan la producción de gases. Además, la presencia de metales, como el calcio y potasio, en el S. fluitans III favorece las reacciones de degradación de materiales carbonáceos y el proceso de reformado de carbón, lo cual incrementa el rendimiento de la fase gaseosa (Farobie et al. 2022). Estos resultados son similares a los obtenidos en trabajos previos, como el de Farobie et al. 2022, donde encontraron que a 400 °C con tiempos de 50 min, el rendimiento a aceite es bajo (28%), mientras que el rendimiento a carbón es de 55% y la fase gas es de 14%. A medida que aumenta la temperatura (600 °C y 50 min), el rendimiento de carbón disminuye al 30%, mientras que el del aceite a 25% y la fase gas aumenta a 35%. Por otro lado, se repitió el experimento a 350 °C (Exp. 2 y 3) con el propósito de evaluar la repetibilidad de las pruebas solares. En los dos experimentos hay ligeras diferencias en el rendimiento del carbón ($Y_{carbón}$) y la conversión química (X) de un 2 y 2.1% respectivamente. Estas diferencias se pueden atribuir a las variaciones que hay en las temperaturas alcanzadas con el reactor solar entre un experimento y otro son de alrededor de 50 °C.

Las micrografías del carbón obtenido por medio de pirólisis solar a diferentes temperaturas se muestran en la Figura 7. Se puede observar que el S. fluitans III tiene una pared prácticamente lisa (Fig. 7a). En el momento que se lleva a cabo la pirólisis a 350 °C, la pared de la macroalga comienza a romperse y a formar huecos (Fig. 7b). Conforme se incrementa la temperatura del proceso, por ejemplo a 650 °C, la estructura de la biomasa se rompe y se generan más huecos, obteniendo un material poroso (Fig. 7c). A medida que la temperatura del proceso incrementa, se obtienen huecos más grandes y una estructura más amorfa,

además los componentes inorgánicos están visibles superficialmente (zonas blancas de la Fig. 7d). El análisis EDS de esas zonas blancas indica que está conformado por cloro, potasio, calcio, sodio, magnesio y azufre.

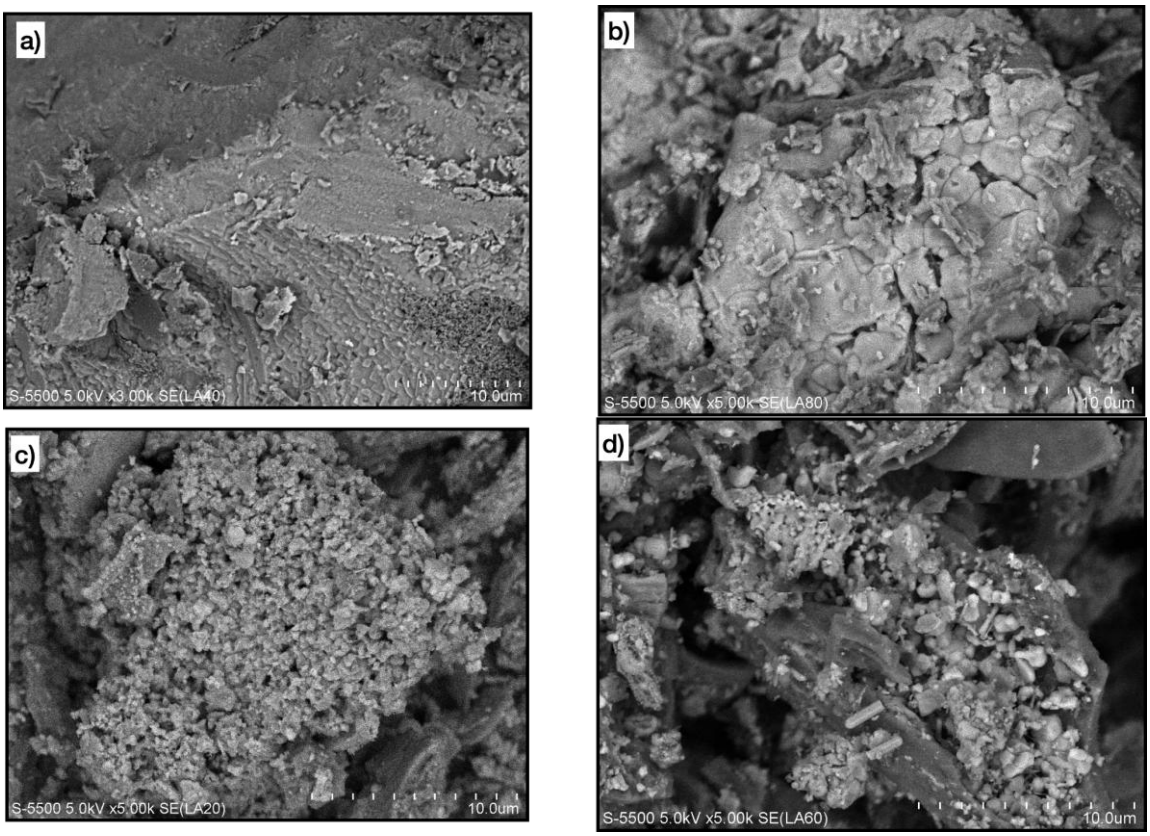


Figura 7. Micrografías de la biomasa inicial (*S. fluitans* III seco) y biocarbón solar obtenido a diferentes temperaturas, a) Biomasa inicial, b) Biocarbón a 350 °C, c) Biocarbón a 650 °C y d) Biocarbón a 800 °C.

El biocarbón obtenido por ambos métodos es amorfo y poroso. Aunque los poros no tienen una geometría bien definida, pueden funcionar como canales para el transporte de iones o como sitios activos para el almacenamiento de energía. Además la presencia de componentes inorgánicos como el cloro, potasio, calcio, sodio, magnesio y azufre. Es importante mencionar que a 800 °C hay un depósito blanco en las paredes del reactor solar. Al hacer un análisis EDS en este depósito blanco se encontró que está conformado por cloro, potasio y sodio, por lo que las altas temperaturas fomentan la separación de algunos de los componentes inorgánicos del carbón, lo cual podría ser interesante para algunas aplicaciones específicas del carbón.

CONCLUSIONES/COMENTÁRIOS FINAIS

Este trabajo analiza un tren de tratamiento solar para el *Sargassum fluitans* III, el cual consistió en un proceso de dos pasos: un secado solar utilizando un secador solar tipo invernadero y la pirólisis del sargazo seco para la producción de biocarbón. Este tren de tratamiento reduce el riesgo de descomposición del sargazo y propone su uso para la producción de un producto de valor agregado, como es el carbón. El tiempo de secado fue de 90 min y es independiente del tipo de secador utilizado para las condiciones analizadas.

En el caso de la pirólisis, se observó que la temperatura impacta a las características superficiales y el rendimiento a carbón disminuye, pero se obtiene un carbón de mejor calidad. El carbón obtenido es amorfo, con componentes inorgánicos, como cloro, potasio, sodio, magnesio y azufre. A 800 °C, se observa la evaporación de algunos componentes inorgánicos, como el cloro, potasio y sodio, por lo que a esas temperaturas hay un proceso de separación. El carbón obtenido puede ser utilizado en los supercapacitores o como biofertilizante debido a la porosidad y componentes inorgánicos presentes, sin embargo es necesario realizar una caracterización química y física más detallada.

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen al proyecto: Sostenibilidad del Caribe mexicano: Cambiando debilidades en fortalezas, de los Grupos Interdisciplinarios de Investigación del Instituto de Ingeniería, UNAM (GII-IIUNAM) por el apoyo otorgado. Los autores también agradecen el apoyo técnico del Ing. Quiñones Aguilar en el mantenimiento del Horno solar, el Ing. Morán Elvira en los análisis SEM y EDS, la Ing. Ramón- García en el análisis XRD de las muestras y a la Dra. Patricia Altuzar por el análisis TGA. Asimismo a los maestros Edgar Escalante Mancera y Miguel Ángel Gómez Reali del Servicio Académico de Monitoreo Meteorológico y Oceanográfico, Puerto Morelos, del ICML de la UNAM por recolectar y enviar las muestras de sargazo.

REFERENCIAS/REFERÊNCIAS

Vázquez-Delfín, E., Freile-Pelegrín, Y., Salazar-Garibay, A., Serviere-Zaragoza, E., Lia Méndez-Rodríguez, L., Robledo, D. (2021) Species composition and chemical characterization of Sargassum influx at six different locations along the Mexican Caribbean coast. Science of The Total Environment, 795, 148852, https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2021.148852.

Rodríguez-Martínez, R.E., Jordán-Dahlgren, E., Hu, C. (2022) Spatio-temporal variability of pelagic Sargassum landings on the northern Mexican Caribbean, Remote Sensing Applications: Society and Environment, 27,100767, https://doi.org/10.1016/j.rsase.2022.100767.

Resiere, D., Valentino, R., Nevière, R., Banydeen, R., Gueye, P., Florentin, J., Cabié, A., Lebrun, T., Mégarbane, B., Guerrier, G., Mehdaoui, H. (2018) Sargassum seaweed on Caribbean islands: an international public health concern. The Lancet, 392-10165, 2691. https://doi.org/10.1016/S0140-6736(18)32777-6.

Salazar-Cruz, B.A., Zapien-Castillo, S., Hernández-Zamora, G., Rivera-Armenta, J.L. Investigation of the performance of asphalt binder modified by sargassum, Construction and Building Materials (2021), 271, 121876. https://doi.org/10.1016/j.conbuildmat.2020.121876.

Rossignolo, J.A., Felicio Peres Duran, A.J., Bueno, C., Martinelli Filho, J.E., Savastano Junior H., Gustavo Tonin, F. Algae application in civil construction: A review with focus on the

potential uses of the pelagic Sargassum spp. biomass (2022) Journal of Environmental Management, 303, 114258. https://doi.org/10.1016/j.jenvman.2021.114258.

López Miranda, J.L., Celis, L.B., Estévez,M., Chávez, V., van Tussenbroek, B.I., Uribe-Martínez, A., Cuevas, E.,Rosillo Pantoja, I., Masia, L., Cauich-Kantun, C., and Silva R. Commercial Potential of Pelagic Sargassum spp. in Mexico (2021) Front. Mar. Sci., 8 https://doi.org/10.3389/fmars.2021.768470.

Hussain Seehar T, Saqib, S.A, Sharma T.K., Nielsen A.H., Pedersen T.H., Rosendahl L.A. (2021) Influence of Process Conditions on Hydrothermal Liquefaction of eucalyptus Biomass for Biocrude Production and Investigation of the In- organics Distribution, Sustainable Energy & Fuels, 5, 1477-1487. https://doi.org/10.1039/D0SE01634A

Farobie O., Amrullahc A., Bayud A., Syaftikae N., Anisb L.A., Hartulistiyoso E. (2022) In-depth study of bio-oil and biochar production from macroalgae Sargassum sp. via slow pyrolysis, RSC Adv., 12, 9567-9578. Doi: 10.1039/D2RA00702A

Lobato-Peralta, D. R. , Amaro, R. , Arias, D. M. , Cuentas-Gallegos, A. K. , Jaramillo-Quintero, O. A. , Sebastian, P. J. , and Okoye, P. U (2021). Activated carbon from wasp hive for aqueous electrolyte supercapacitor application. Journal of Electroanalytical Chemistry, 901

García-Sánchez M., Graham C., Vera E., Escalante-Mancera E., Álvarez-Filip L., van Tussenbroek B.I (2020), Temporal changes in the composition and biomass of beached pelagic Sargassum species in the Mexican Caribbean, *Aquatic Botany* 167, 103275. https://doi.org/10.1016/j.aquabot.2020.103275.

Román-Roldán N.I, Ituna Yudonago J.F., López-Ortiz A, Rodríguez-Ramírez J, Sandoval-Torres S. (2021),

A new air recirculation system for homogeneous solar drying: Computational fluid dynamics approach, Renewable Energy 179, 1727-1741, https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.07.134.

López-Sosa, L., Alvarado-Flores, J., Corral-Huacuz, J., Aguilera-Mandujano, A., Rodríguez-Martínez, R., Guevara Martínez, S.,Morales-Máximo, M. (2020). A Prospective Study of the Exploitation of Pelagic Sargassum spp. as a Solid Biofuel Energy Source. Applied Science, 10(23), https://doi.org/10.3390/app10238706

SIMULACIÓN DE ESPEJOS SECUNDARIOS PARA HOMOGENIZAR EL FLUJO RADIATIVO EN UN CONCENTRADOR DE CANAL PARABÓLICO

Martínez Manuel L.*, Córdova Gallegos J.*, Riveros-Rosas D.**, Arancibia Bulnes C.A.*

*Instituto de Energías Renovables, Universidad Nacional Autónoma de México, Privada Xochicalco s/n, Temixco, 62580, Morelos, México, caab@ier.unam.mx

**Instituto de Geofísica, Universidad Nacional Autónoma de México, Av. Universidad 3000, Coyoacán, 04510, Ciudad de México, México, driveros@igeofisica.unam.mx

RESUMEN

En concentradores de canal parabólico (CCP) para aplicaciones solares de alta presión, como la generación directa de vapor o calor para procesos industriales, la homogenización del flujo solar concentrado en el tubo receptor puede ayudar a evitar gradientes térmicos elevados y las tensiones mecánicas asociadas. En el presente estudio se proponen dos tipos de espejos secundarios para homogenizar el flujo radiativo de CCPs con diferente ángulo de borde: elíptico y en forma de Λ. Se utiliza un método de trazo de rayos Monte Carlo (TRMC) para evaluar a la uniformidad de las distribuciones de flujo, las cuales son optimizadas utilizando el método de evolución diferencial. Los resultados de la uniformidad de flujo teórico muestran una reducción del flujo solar máximo sobre el receptor de aproximadamente 60%, lográndose eficiencias ópticas y uniformidades de flujo de 90 y 86.6%, respectivamente, cuando los espejos secundarios son implementados.

PALABRAS CLAVE: Espejo Secundario, Homogenización de Irradiancia, Concentrador Cilindro Parabólico.

ABSTRACT

In parabolic trough concentrator (PTC) solar systems for high-pressure applications, such as direct steam generation or solar heat for industrial processes, homogenization of the concentrated solar flux over the receiver tube walls can help avoiding high thermal gradients and the associated mechanical stresses. In the present study two secondary mirror geometries are proposed to homogenize the flux uniformity level of PTCs with different rim angle: elliptical mirror and Λ-shaped. The Monte Carlo ray tracing (MCRT) method is used to evaluate the uniformity of distributions, which are optimized using the Differential Evolution method. Theoretical results show a reduction in peak flux over the receiver by approximately 60%, with optical efficiencies and flux uniformities of 90 and 86.6%, respectively, by using the secondary mirrors.

KEYWORDS: Secondary mirror, Flux Homogenization, Parabolic Trough Concentrator.

INTRODUCCIÓN

Los sistemas solares de concentración de canal parabólico (CCP) destacan por su gran modularidad y amplio rango de aplicaciones, tales como: generación de electricidad, calor solar para procesos industriales, almacenamiento térmico, desalinización, etc (Ahmad et al. 2024). A pesar de la probada eficacia de estos sistemas, los estreses térmicos que se produce en las paredes de los tubos receptores de vacío pueden llegar a ser un problema (He et al. 2019). Estos estreses se deben a un flujo solar no homogéneo, donde la radiación concentrada es mayormente enfocada sobre la parte baja del receptor, mientras que la parte superior recibe luz solar sin concentrar. Entre los efectos adversos que el flujo solar no uniforme produce sobre la circunferencia del receptor está la pérdida de eficiencia óptica y térmica, degradación del recubrimiento selectivo, pérdida de vacío causada la ruptura del recubrimiento de vidrio, producto de la flexión del tubo metálico (Singh et al. 2023; Price et al. 2004).

Diferentes metodologías han sido propuestas con el objetivo de generar un flujo solar homogéneo sobre el receptor, tales como: diseños de concentradores parabólicos con distancia focal variable, inserciones en tubos receptores para mejorar la transferencia de calor y reducir el gradiente térmico, diseño de absorbedores solares con alta conductividad térmica, o el diseño de espejos secundarios acoplados por encima del receptor para reflejar radiación en la parte alta del tubo (He et al. 2019; Shajan y Baiju, 2022). En ese sentido, los espejos secundarios pueden ser un método sencillo para generar una distribución de flujo solar uniforme sin modificar el diseño del espejo primario ni el del tubo receptor.

Por ejemplo, Gong et al. (2020) evaluaron teóricamente la mejora del rendimiento de un CCP de dos etapas utilizando un espejo diseñado mediante un método adaptativo de flujo solar, reportando una uniformidad de flujo sobre el tubo receptor del 67.1% y un aumento en la eficiencia óptica del 5.2%, en comparación con un CCP convencional. Asimismo, Tang et al. (2021) optimizaron un espejo segmentado, formado por facetas planas, compensando gradualmente a la irradiancia solar en la zona superior del tubo receptor. Con base en los resultados teóricos, la uniformidad de flujo radiativo alcanzó 95.68% para un sistema CCP LS-2 y 90.76% para un LS-3. Finalmente, Shajan y Baiju (2022) reportaron un procedimiento integral para diseñar un sistema CCP en conjunto con un espejo secundario parabólico mediante trazo de rayos Monte Carlo (MCRT) acoplado a métodos de análisis de dinámica de fluidos computacional (Shajan y Baiju, 2022). Los resultados mostraron un valor de uniformidad de flujo del 58% con la configuración más adecuada, estimando una eficiencia óptica del 78.6% y una mejora de la eficiencia térmica del 0.05% sobre el PTC convencional.

En este estudio se proponen dos geometrías de espejos secundarios: un espejo elíptico y un espejo con forma en lambda (o v invertida; Λ), las cuales se evalúan para CCPs con diferente ángulo de borde. El diseño de los espejos es optimizado utilizando el método de evolución diferencial (Storn, 1997) aplicado en conjunto con un modelo óptico de trazado de rayos Monte Carlo, desarrollado en lenguaje Julia. Una vez seleccionados los conjuntos de espejos secundarios prometedores, su rendimiento es analizado en el software de código abierto Tonatiuh (Jafrancesco et al. 2018) para su validación y evaluación en profundidad. El objetivo principal de este estudio es contribuir con la optimización óptica de espejos secundarios para mejorar la uniformidad del flujo en receptores de sistemas CCP utilizando

computación evolutiva, reduciendo así estreses térmicos que puedan degradar al elemento absorbedor solar.

METODOLOGÍA

Diseño de Concentrador de Canal Parabólico

La Figura 1 muestra un concentrador de canal parabólico (CCP) cuyo foco se ubica en el origen del sistema coordenado; donde *f* es la distancia focal, φ_r es el ángulo del borde, *w* es el ancho de apertura, r es el radio máximo de la parábola y R_a es el radio del receptor. Para optimizar la uniformidad del flujo con espejos secundarios, se considera un modelo óptico bidimensional, asumiendo así una distribución de flujo simétrica a lo largo del tubo receptor. De esta forma, el análisis es simplificado considerando solo al plano de sección transversal evaluando sobre la circunferencia del tubo (Rodriguez-Sanchez et al. 2015).

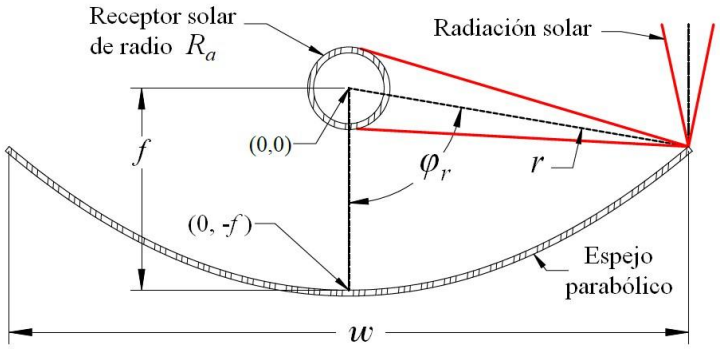


Fig. 1. Esquema en 2 dimensiones del sistema CCP con los principales parámetros de diseño.

La Ecuación (1) es utilizada para diseñar al concentrador parabólico cuya sección transversal se establece sobre el plano *xy*, con foco *F* en el origen del sistema en coordenadas polares, siendo r el radio que describe a la curva de la parábola (Kalogirou, 2013). Asimismo, la Ec. (2) define al ancho de la parábola *w*, relacionándola con el ángulo de borde φ_r y la distancia focal *f*.

$$r = \frac{2f}{1 + \cos(\varphi_r)} \tag{1}$$

$$w = 4f \tan\left(\frac{\varphi_r}{2}\right) \tag{2}$$

En este estudio, el análisis óptico de la uniformidad de flujo radiativo es llevado a cabo mediante el modelado de tres CCPs con diferentes ángulos de borde, de 80º, 70º y 60º, denominados CCP1, CCP2 y CCP3, respectivamente. La Tabla 1 muestra los parámetros globales de diseño considerados para cada CCP. Para el análisis, el error especular de los espejos se considera insignificante; sin embargo, investigaciones han demostrado que los espejos en CCPs pueden presentar desviaciones estándar respecto a su pendiente ideal con valores entre 1.1 a 3.6 mrad, con precisión de ±0.1 mrad (Ulmer et al. 2009). Por tanto, en este estudio se considera un error de pendiente gaussiano con desviación estándar de 3

mrad respecto al rayo reflejado, correspondiente a una desviación de 1.5 mrad en la normal del espejo.

Tabla 1. Parámetros globales de CCPs utilizados para el análisis de uniformidad de flujo radiativo.

Parámetro	**CCP1**	**CCP2**	**CCP3**
Distancia focal f (mm)	1710		
Radio de receptor R_a (mm)	35		
Radio de cubierta de vidrio (mm)	62.5		
Error óptico (mrad)	3		
Reflectancia de espejos	0.96		
Absortancia de receptor	1		
Transmitancia del vidrio	0.97		
Índice de refracción del vidrio	1.5		
Ángulo de borde φ_r (grados)	80	70	60
Ancho de apertura w (mm)	5739	4789	3949

Diseño de Espejos Secundarios Elíptico y con Forma en Λ

En este estudio se consideraron dos configuraciones de espejos secundarios: un espejo de canal elíptico y un espejo de canal en Λ. La Fig. 2a muestra al esquema en dos dimensiones del espejo secundario elípticocon puntos focales, F_{e1} y F_{e2}, a lo largo de su semieje mayor a. Los semiejes a y b y la distancia c no son independientes, sino que se relacionan mediante

$$c = \sqrt{a^2 - b^2}. \tag{3}$$

La distancia c se define simétricamente sobre el eje óptico desde el centro de la elipse hasta sus focos. El espejo elíptico es truncado a una altura h, cuyo borde es desplazado a una distancia vertical d_1 desde el origen, mientras que d_2 denota la distancia entre el centro del tubo receptor y el origen (foco del CCP), siendo y_{ce} la distancia del centro de la elipse al origen del sistema (ver Fig. 2a).

La Fig. 2b ilustra al esquema del espejo secundario con forma en Λ, el cual consta de dos secciones rectas simétricas, y puede definirse mediante tres parámetros: la longitud de los segmentos planos S_m, su ángulo con respecto a la horizontal θ_m, el ancho horizontal x que abarca el segmento y la distancia de la parte baja del espejo (borde) hacia el origen d_1 (punto focal del concentrador parabólico). Usando la pendiente del segmento plano m_m y su altura h, la Ec. 4, que define al espejo, se establece de la siguiente forma:

$$y(x) = \begin{cases} -m_m x + d_1 + h\,, & -x_m < x \leq 0 \\ m_m x + d_1 + h\,, & 0 < x < x_m \end{cases}. \tag{4}$$

Para ambos espejos secundarios, elíptico y en Λ, el ancho total se denomina w_s.

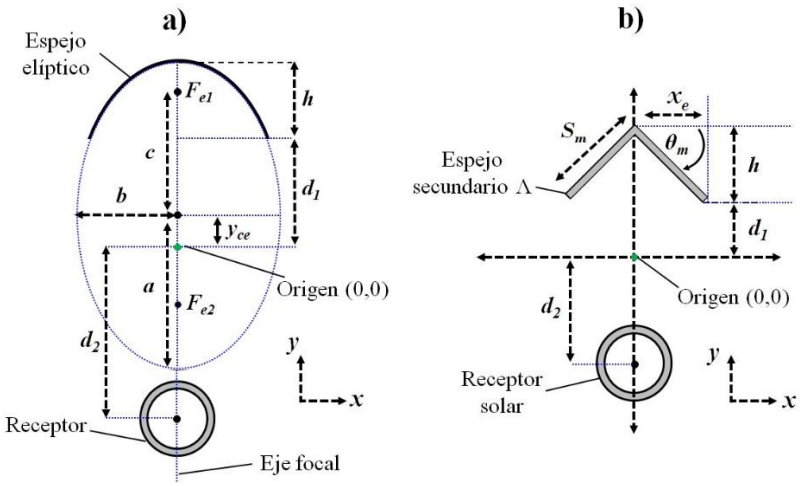


Fig. 2. Sección transversal en 2 dimensiones de los espejos secundarios propuestos: a) elíptico; b) con forma en Λ.

Simulación por Trazado de Rayos

En este estudio, el método de trazado de rayos Monte Carlo (MCRT, por sus siglas en inglés) es implementado para realizar el modelado óptico de los espejos. En el método MCRT un gran número de rayos es generado como eventos independientes, con posiciones y direcciones basadas en distribuciones de probabilidad que describen al fenómeno físico a modelar, como la absorción y la reflexión especular (Mahan, 2019). Para el presente análisis, el MCRT es utilizado a través del software de código abierto Tonatiuh (Tonatiuh). Además, se desarrolló un algoritmo de trazado de rayos en el lenguaje de programación Julia (Bezanson et al., 2012), un lenguaje de licencia libre y de alto nivel, de propósito general. Asimismo, la optimización óptica de espejos secundarios es realizada mediante el acoplamiento del algoritmo de MCRT desarrollado en Julia en conjunto con un método de Evolución Diferencial (Storn, 1997). El algoritmo desarrollado en Julia se acopla fácilmente a la biblioteca de optimización de Evolución Diferencial. Por otra parte, los resultados son de la optimización se validan en Tonatiuh, que es un software versátil, detallado y bien validado (Blanco et al., 2011), aunque la geometría elíptica no es nativa de ese Software, por lo que se implementa más fácilmente en el programa Julia.

En las simulaciones se asigna a cada rayo una potencia igual a la potencia total incidente en la apertura del CCP dividida por el número de rayos. La coordenada inicial sobre la apertura del CCP es calculada al azar

$$r_0 = (\xi_0, y_0) \tag{5}$$

donde ξ_0 es un número aleatorio uniformemente distribuido entre $-w/2$ y $w/2$, y y_0 es la altura correspondiente al espejo secundario. En este proceso se descartan los rayos sombreados por el secundario (en el intrvalo de entre $-w_s/2$ y $w_s/2$) . Después, se calcula la intersección del rayo sobre la curva de la parábola, determinando así el punto de impacto. El rayo reflejado es calculado de acuerdo con la ley de reflexión en su forma vectorial,

$$\hat{k}_r = \hat{k} - 2(\hat{k} \cdot \hat{n})\hat{n} \quad , \tag{6}$$

donde $\hat{k}$ es el vector del rayo incidente, $\hat{k}_r$ es el vector del rayo reflejado y $\hat{n}$ es el vector normal a la superficie de incidencia. Después de la reflexión sobre el CCP, las distancias de interceptación de los rayos son evaluadas hasta el tubo receptor y el espejo secundario (Córdova Gallegos, 2022). El proceso se repite hasta que el rayo sale del sistema o intercepta al receptor, en cuyo caso se acumula como un rayo absorbido. En el programa Julia, por simplicidad, no se considera la refracción en el tubo de vidrio; por otro lado, las simulaciones de Tonatiuh sí tienen esto en cuenta. Existe una pequeña diferencia en los resultados obtenidos tras considerar la refracción, pero no es determinante a efectos de la optimización.

Para realizar el análisis de trazado de rayos, tanto en Tonatiuh como en Julia, se consideró una irradiancia solar de 1000 W/m^2 y una forma solar CSR 0.02, con 10^7 rayos por simulación. En cuanto a propiedades ópticas, se utilizó una reflectancia especular de 0.96 para los espejos primario y secundario, dando un coeficiente de reflectancia global de 0.92, una transmitancia de la cubierta de vidrio de 0.97, mientras que el tubo receptor es configurado como absorbedor perfecto. Además, el error óptico es establecido en 1.5 mrad con respecto a la normal del espejo.

Optimización por el Método de Evolución Diferencial

Para obtener diseños de espejos secundarios con la mayor eficiencia óptica y uniformidad de flujo posible, es necesario optimizar sus parámetros de diseño descritos anteriormente. Sin embargo, dichos parámetros pueden dar como resultado infinitas configuraciones para cada CCP analizado. Para llevar a cabo el análisis de optimización de manera práctica, en este trabajo se utiliza el método de evolución diferencial (Storn, 1997), un algoritmo estocástico clasificado dentro de la rama de la computación evolutiva. Dicho método está implementado dentro de la librería de Julia, BlackBoxOptim (Feldt, 2024). Con este método, los parámetros de diseño pueden ser representados como vectores objetivo, para optimizar ciertas propiedades del sistema. Para el caso del espejo en Λ se tendrán vectores objetivo formados por cuatro parámetros $(d_1, d_2, \theta_m, S_m)$, mientras que para el espejo elíptico estarán formados por cinco (d_1, d_2, a, b, h). Además, la optimización requiere una función objetivo, la cual se va reduciendo en iteraciones sucecivas mediante la transformación de los vectores objetivo. Esta función objetivo es establecida como la razón entre σ_q/q_m,. La función de mérito a maximizar, *FM,* se define como una combinación lineal de la eficiencia óptica η y la uniformidad de flujo radiativo U, dando un peso un poco mayor a la preservación de una alta eficiencia;

$$FM = 0.6\,\eta + 0.4\,U \quad . \tag{7}$$

En el presente trabajo, la eficiencia η se define como la razón entre la potencia solar de entrada al CCP Q_{CCP} y la potencia absorbida por el tubo receptor Q_{rec}

$$\eta = \frac{Q_{rec}}{Q_{CCP}} \quad . \tag{8}$$

Por su parte, la uniformidad *U* se define como

$$U = 1 - \frac{\sigma_q}{q_m} \quad , \tag{9}$$

donde q_m es la irradiancia promedio sobre el receptor y σ_q su desviación estándar. Siempre que el valor de esta función es negativo, se considera igual a cero.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

La Tabla 2 muestra a los mejores diseños de espejos elípticos optimizados mediante el método de evolución diferencial. Dichos espejos son llamados Elipse1, Elipse 2 y Elipse3, correspondiente a los diseños de CCP1, CCP2 y CCP3, respectivamente. En general, la altura de truncamiento de los espejos elípticos es de aproximadamente 40 a 60 mm, permitiendo que una gran cantidad de rayos alcance la parte alta del espejo para mayor homogenización de flujo sobre el tubo. Se debe tomar en cuenta que el punto focal del CCP se encuentra en el origen del sistema de coordenadas (0,0), es decir, los valores de d_1 y d_2 son positivos por encima del origen y negativos por debajo de él (ver la Fig. 2).

Tabla 2. Parámetros globales de los mejores candidatos de espejos elípticos optimizados para diferentes CCPs.

Espejo	*a* (mm)	*b* (mm)	*c* (mm)	*h* (mm)	d_1 (mm)	d_2 (mm)
Elipse1	165.70	74.58	147.96	46.32	6.86	-37.61
Elipse2	166.75	102.71	131.36	61.52	14.47	-43.00
Elipse3	44.80	62.32	43.32	43.47	14.36	-51.46

La Tabla 3 muestra a los diseños de espejos optimizados en Λ, siendo Lambda1, Lambda2 y Lambda3 los espejos diseñados para el correspondiente CCP1, CCP2 y CCP3. Los ángulos de inclinación de facetas θ_m se muestran negativos, ya que el ángulo es considerado negativo por debajo de el eje horizontal (ver Fig. 2b). Se observa que, conforme el ángulo de borde φ_r se reduce, la magnitud de la distancia del tubo al origen d_2 se incrementa, de aproximadamente -45 mm a -54 mm. Similarmente, la distancia d_1 del origen al borde del espejo secundario incrementa con la reducción del ángulo de borde φ_r. Estos desplazamientos contribuyen a un mayor desbordamiento de rayos hacia el espejo secundario, que luego son redirigidos a la parte superior del receptor.

Tabla 3. Parámetros globales de los mejores candidatos de espejos Λ optimizados para diferentes CCPs.

Espejo secundario	θ_m (grados)	s_m (mm)	d_1 (mm)	d_2 (mm)
Lambda1	-40.40	55.00	4.80	-45.55
Lambda2	-33.92	63.70	7.80	-50.00
Lambda3	-32.66	70.00	15.56	-54.00

La Fig. 3 muestra las distribuciones de flujo radiativo estimadas numéricamente al incorporar los espejos secundarios y su comparación con la distribución de flujo radiativo del CCP convencional (sin espejo secundario). En la gráfica, la parte baja del tubo receptor corresponde a 0º en su posición angular. La Fig. 3a muestra que, en ambos casos de espejos secundarios, el flujo solar pico es reducido en aproximadamente 59%, de 56.46 kW/m^2 para el CCP1 convencional, a aproximadamente 23 kW/m^2, distribuyendo la radiación de manera más uniforme. Para el caso del CCP2, la Fig. 3b muestra nuevamente una reducción de flujo pico con una distribución de radiación más plana en las regiones de −150º a −100º y de 100º a 150º, pero con un poco menos de radiación máxima en comparación con el caso del CCP1. Finalmente, la Fig. 3c muestra las distribuciones de flujo estimadas para el caso del CCP con ángulo de borde de 60º. Se puede notar que a medida que el ángulo de borde se reduce, también lo hace el flujo radiativo máximo. Esto se debe a que la apertura de la parábola se reduce en función de φ_r, captando menos radiación. Asimismo, al ser un cono de rayos más cerrado, los rayos llegan con mayor dificultad a la parte más interna de los espejos secundarios, por lo que la homogenización en la zona alta del receptor se ve disminuida. De manera cualitativa, se observa que los espejos secundarios propuestos son una excelente opción para homogenizar a la irradiancia solar sobre las paredes del tubo receptor.

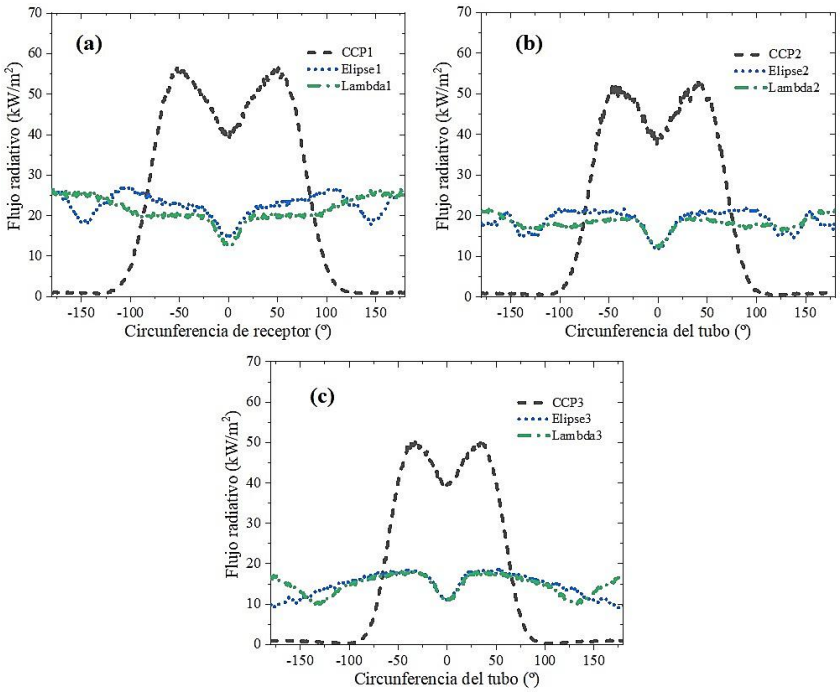


Fig. 3. Comparación de las distribuciones de flujo radiativo estimado utilizando los espejos secundarios propuestos para cada CCP; a) CCP1; b) CCP2; c) CCP3.

La Tabla 4 muestra los resultados teóricos estimados más destacados utilizando los 3 diferentes CCPs para diseños de espejos secundarios elíptico y con forma en Λ. Se muestra que ambos diseños de espejos secundarios tienen la capacidad de generar un flujo mucho más uniforme, entre 82 a 90.6%, que el de un CCP convencional. Se observa que, para los tres casos de CCP analizados, las funciones de mérito más altas corresponden a los espejos Elipse1, Elipse 2 y Lambda 3, con valores de 0.880, 0.887 y 0.852, respectivamente. Ambos diseños son potenciales candidatos de espejos homogeneizadores de irradiancia, con la particularidad que el espejo en Λ resulta en una mayor facilidad de manufactura al conformarse de dos segmentos de espejo rectos.

Tabla 4. Resultados teóricos de eficiencia, uniformidad y función de mérito, para el espejo elíptico y al espejo con geometría en Λ, para diferentes ángulos de borde.

Configuración óptica	φ_r (grados)	η (%)	U (%)	FM
CCP1 convencional		93	0.0	0.578
CCP1 con espejo elíptico	80	89	87.0	0.880
CCP1 con espejo en Λ		84	85.3	0.845
CCP2 convencional		93	0.0	0.558
CCP2 con espejo elíptico	70	90	86.6	0.887
CCP2 con espejo en Λ		86	90.6	0.878
CCP3 convencional		93	0.0	0.558
CCP3 con espejo elíptico	60	87	82.5	0.850
CCP3 con espejo en Λ		86	84.0	0.852

CONCLUSIONES

En el presente estudio, mediante análisis óptico por trazo de rayos, se demostró la posible homogenización de flujo radiativo solar sobre el receptor tubular de diferentes CCPs. Esto a través de la optimización de geometrías de espejos secundarios, implicando así una potencial reducción de los gradientes térmicos y una desaceleración en el fallo del material. Para el caso del CCP1, el mejor resultado se obtuvo con el espejo Elipse1, estimando una eficiencia del 89% y una uniformidad del 87%. Para el análisis con el CCP2, el mejor resultado en uniformidad se obtuvo con el espejo en forma de Λ, con una uniformidad del 90.6% y eficiencia del 86%. Finalmente, la función de mérito indica que el espejo Lambda3, para el CCP3, proporciona el mejor rendimiento en eficiencia y uniformidad con un valor de 0.852, aunque solamente 0.23% por encima del elíptico. En conclusión, el fabricar un diseño de dos facetas planas y simétricas puede resultar más conveniente que una superficie curva como una elipse. En este sentido, en futuros trabajos el análisis óptico se realizará con diferentes diseños de CCP y espejos elípticos facetados que proporcionen niveles de uniformidad de flujo elevados sin sacrificar demasiado la eficiencia.

AGRADECIMIENTOS

LMM agradece el apoyo recibido por DGAPA-UNAM a través de su programa de becas posdoctorales (POSDOC).

Se agradece también el apoyo de la DGAPA-UNAM, a través del proyecto PAPIIT número IN107923.

REFERENCIAS

Ahmad, A., Prakash, O., Kausher, R., Kumar, G., Pandey, S., Hasnain, S. M. (2024). Parabolic trough solar collectors: A sustainable and efficient energy source. Materials Science for Energy Technologies, 7, 99-106.

Bezanson, J., Karpinski, S., Shah, V. B., Edelman, A. (2012). Julia: A fast dynamic language for technical computing. arXiv preprint arXiv:1209.5145.

Blanco, M., Mutuberria, A., Monreal, A., Albert, R. (2011, September). Results of the empirical validation of Tonatiuh at Mini-Pegase CNRS-PROMES facility. In Proceedings of the 17th SolarPACES Int. Symposium on Concentrating Solar Power and Chemical Energy.

Córdova-Gallegos J., Análisis de un concentrador solar secundario para un canal parabólico con receptor circular. Tesis de licenciatura, Universidad Nacional Autónoma de México (2022).

Feldt R., Blackboxoptim.jl (2024): https://github.com/robertfeldt/BlackBoxOptim.jl

Gong, J. H., Wang, J., Lund, P. D., Hu, E. Y., Xu, Z. C., Liu, G. P., Li, G. S. (2020). Improving the performance of a 2-stage large aperture parabolic trough solar concentrator using a secondary reflector designed by adaptive method. Renewable Energy, 152, 23-33.

He, Y. L., Wang, K., Qiu, Y., Du, B. C., Liang, Q., Du, S. (2019). Review of the solar flux distribution in concentrated solar power: Non-uniform features, challenges, and solutions. Applied Thermal Engineering, 149, 448-474.

Jafrancesco, D., Cardoso, J. P., Mutuberria, A., Leonardi, E., Les, I., Sansoni, P., Francini, F., Fontani, D. (2018). Optical simulation of a central receiver system: Comparison of different software tools. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 94, 792-803.

Kalogirou, S. A. (2013). Solar energy engineering: processes and systems, Academic press.

Mahan, J. R. (2019). The Monte Carlo ray-trace method in radiation heat transfer and applied optics. John Wiley & Sons.

Price, H., Hale, M. J., Mahoney, R., Gummo, C., Fimbres, R., Cipriani, R. (2004, January). Developments in high temperature parabolic trough receiver technology. In International Solar Energy Conference (Vol. 37475, pp. 659-667).

Rodriguez-Sanchez, D., Rosengarten, G. (2015). Improving the concentration ratio of parabolic troughs using a second-stage flat mirror. Applied energy, 159, 620-632.

Shajan, S., Baiju, V. (2022). Designing a novel small-scale parabolic trough solar thermal collector with secondary reflector for uniform heat flux distribution. Applied Thermal Engineering, 213, 118660.

Singh, P., Sharma, M. K., Singh, M., Bhattacharya, J. (2023). Effects of geometric and optical irregularities on the flux distribution on an absorber tube of a parabolic trough collector. Applied Thermal Engineering, 232, 120937.

Storn, R., and Price, K. (1997). Differential evolution–a simple and efficient heuristic for global optimization over continuous spaces. Journal of global optimization, 11, 341-359.

Tang, X. Y., Yang, W. W., Yang, Y., Jiao, Y. H., Zhang, T. (2021). A design method for optimizing the secondary reflector of a parabolic trough solar concentrator to achieve uniform heat flux distribution. Energy, 229, 120749.

Tonatiuh, Consulted on november 2023, https://iat-cener.github.io/tonatiuh/

Ulmer, S., Heinz, B., Pottler, K., Lüpfert, E. (2009). Slope error measurements of parabolic troughs using the reflected image of the absorber tube.

CAMPANHA EXPERIMENTAL CIÊNCIA CIDADÃ PARA AVALIAR O POTENCIAL DE VEÍCULOS SOLARES

Ferreira L*, Pereira L*, Costa I*, Boutov D*, Amaro e Silva R*†, Pera D**, Brito MC*

*Faculdade de Ciências da Universidade de Lisboa, 1749-016 Lisboa, Portugal

†Centre Observation, Impacts, Energie (OIE), MINES Paris, PSL Research University, Paris, France

**Luxembourg Institute of Science and Technology, Esch-sur-Alzette, Luxembourg

RESUMO

Este trabalho descreve a conceção, implementação e resultados de uma campanha experimental de ciência cidadã para avaliação do potencial dos veículos movidos a energia fotovoltaica em Portugal. O projeto envolve uma comunidade de cerca de 250 voluntários que se juntaram ao projeto para aprender mais sobre veículos movidos a energia solar e contribuir para o conhecimento sobre o seu potencial com a instalação de sensores de irradiância nos seus veículos. Dos resultados que foram recolhidos pelos cidadãos cientistas conclui-se que, em média, um veículo solar conseguiria percorrer cerca de 14.5 km/dia/kWp, o equivalente a uma fração solar de 15%. O efeito do sombreamento teve um impacto de, em média, 35%, sendo que este efeito é mais evidente quando o veículo se encontra estacionado.

PALAVRAS-CHAVE: VIPV, mobilidade solar

ABSTRACT

This work describes the design, implementation, and results of an experimental citizen science campaign to evaluate the potential of PV-powered electric vehicles in Portugal. The project involves a community of around 250 volunteers who joined the project to learn more about solar-powered mobility and contribute to knowledge about its potential by installing irradiance sensors in their vehicles. From the results collected by the citizen scientists, it is concluded that, on average, a solar vehicle would be able to travel around 14.5 km/day/kWp, equivalent to a solar fraction of 15%. The shading effect had an impact of, on average, 35%, with this effect being more evident when the vehicle is parked.

KEYWORDS: VIPV, solar mobility

INTRODUÇÃO

Apesar da rápida adoção global de veículos elétricos, o sector dos transportes é ainda responsável por cerca de um terço das emissões mundiais de CO_2 (IEA, 2021). Uma redução substancial das emissões na próxima década é necessária para cumprir as metas de descarbonização. Os veículos movidos a energia solar, também conhecidos como *vehicle-integrated photovoltaics* (VIPV), são uma abordagem interessante para a descarbonização do setor de transportes. Podem mitigar as emissões de CO_2 associadas à produção de eletricidade (Kanz et al., 2020), reduzir os custos operacionais para os utilizadores (Breyer et al., 2019) e aliviar a necessidade de carregamentos frequentes (Sagaria et al., 2022) permitindo dissociar a adoção de veículos elétricos da implantação comparativamente mais lenta da infraestrutura de carregamento.

O potencial dos veículos movidos a energia solar foi analisado na Europa, Japão e Austrália, revelando um fator de capacidade fotovoltaica (PV) 10% a 40% inferior ao dos sistemas fotovoltaicos convencionais (i.e. sistemas estacionários) (IEA PVPS Task 17, 2021). Em Portugal, Brito et al. (2021) modelaram o potencial de veículos solares na cidade de Lisboa estimando que as perdas anuais de sombreamento urbano podem atingir 25% e 50% para veículos em movimento e estacionados, respetivamente. O modelo foi alargado para 100 cidades por todo o planeta (Brito et al., 2023) revelando o efeito da latitude e clima local no potencial solar. O próximo passo é a validação experimental dos modelos para aferir de facto o potencial dos veículos solares no país.

A avaliação do potencial dos veículos solares, o objeto de estudo desta contribuição, foi desenvolvida de acordo com um modelo de ciência cidadã (ECSA, 2015) de natureza contributiva (Land-Zandstra et al, 2021) em que os cientistas-cidadãos participantes na campanha experimental recolhem dados experimentais de irradiação solar e localização nos seus veículos enquanto prosseguem com os seus habituais padrões de mobilidade. A abordagem de ciência cidadã é uma forma inclusiva de promover o conhecimento científico dos cidadãos enquanto se respondem a perguntas científicas relevantes (Vohland et al., 2021) e que tem sido utilizado em muitas áreas científicas, da ornitologia (Greenwood, 2007) à astronomia (Raddick et al, 2009), para a proteção da biodiversidade (Tiago, 2024) e também promoção de energia solar (Barbosa et al., 2022). Particularmente relevante para o presente trabalho é de salientar o projeto PV2GO desenvolvido por Christian Braun e colegas (Fhf ISE, 2020) no Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE com o apoio do Ministério Federal Alemão da Economia e Energia. Este projeto teve como objetivo avaliar o potencial solar de veículos que circulam nas estradas da Alemanha. Para o efeito, foi desenvolvido um sensor que mede a irradiância horizontal global, posição geográfica, temperatura das células e velocidade a cada segundo, transferindo os dados através da rede móvel. Os 80 participantes do projeto realizaram medições reais de irradiação ao longo de um ano para permitir desenvolver um mapa do potencial solar das estradas alemãs (Holland et al., 2023).

CAMPANHA CIÊNCIA CIDADÃ

Os projetos de ciência-cidadã são uma oportunidade de promoção do conhecimento científico, troca de ideias e aprendizagens, mas também envolve novos desafios como o

recrutamento e retenção de participantes (West, Pateman, 2016), a qualidade dos dados recolhidos por pessoas não qualificadas (Balázs et al., 2021) ou a proteção de dados pessoais (Tauginienė et al., 2021) o que obriga ao planeamento e implementação de uma estratégia integrada, mas dinâmica, de comunicação.

No projeto da campanha para avaliação do potencial de veículos solares (Ferreira, 2024), a comunicação com os voluntários é multifacetada, ancorada no site do projeto[1] mas também através do envio de *newsletters* por e-mail, gestão de um grupo no Whatsapp e, com uma periodicidade inferior à desejada, encontros virtuais em horário pós-laboral para esclarecimento de dúvidas, apresentação dos resultados do projeto, etc.

Para os cientistas-cidadãos diretamente envolvidos na recolha de dados (Fig. 1), a entrega e devolução dos sensores é feita pessoalmente, acompanhada de uma descrição mais detalhada do projeto assim como, muitas vezes, conversas mais abrangentes sobre o potencial da energia solar e a sua articulação com a mobilidade elétrica. Depois da fase de recolha de dados, é pedido aos cientistas-cidadãos que respondam a um inquérito para aferir a motivação, aprendizagens e dúvidas sobre o projeto ou a energia solar, e entregue um pequeno relatório que reporta os resultados da experiência individual, incluindo a distância percorrida, irradiação e potencial fração solar do veículo se equipado com painéis solares.

É ainda de salientar que a criação de uma comunidade de cientistas-cidadãos com interesse numa determinada área científica abre outras oportunidades, ultrapassando os objetivos do próprio projeto. No caso particular da comunidade dos carros solares, criou-se um espaço para discussão sobre mobilidade elétrica, o papel do hidrogénio na descarbonização da mobilidade, entre outros temas, ou, por exemplo, uma amostra relevante para responder a um inquérito sobre aceitação social de veículos solares, no âmbito de um estudo da IEA PVPS Task 7 sobre mobilidade solar.

Os resultados do inquérito mostraram que para este grupo, que é constituído maioritariamente por proprietários de veículos elétricos (66%), a principal motivação para a eventual aquisição de um carro solar são a redução das emissões e do custo e os requisitos principais são um custo inferior a 1k€ e com um máximo de autonomia solar possível.

1 https://solarcars.rd.ciencias.ulisboa.pt/



Fig. 1. Alguns dos cidadãos-cientistas envolvidos no projeto. Os sensores são visíveis no topo dos veículos.

POTENCIAL SOLAR

Apesar da elevada autonomia e precisão, os sensores desenvolvidos para o projeto PV2GO são demasiado pesados, caros e inconvenientes para a montagem e desmontagem frequente como se pretendia na campanha experimental envolvendo muitos participantes. Em alternativa, foram adquiridos cinco sensores Solar Jinie 1.0 (EnerJIN, sem data) com uma bateria de ião-lítio com capacidade de 7.2 Wh para suprir um consumo diário de 0.6 Wh (para 12 horas de funcionamento e períodos de 15 minutos de comunicação com o servidor) alimentada por um pequeno painel solar de 10Wp. Para o projeto os sensores estão configurados para registar medições em períodos de um minuto, entre o nascer e pôr-do-sol, com um erro de medição de ± 25 W/m^2. Os sensores estão magneticamente fixos ao topo dos veículos, registando a irradiância e as coordenadas geográficas dos veículos (Fig. 2).



Fig. 2. Sensor de irradiância e localização Jinie, fixo magneticamente ao tejadilho de um veículo.

Normalmente, cada cidadão-cientista mantém o sensor montado no seu veículo durante duas a três semanas. Os dados são carregados para um servidor na *cloud* (Fig. 3) permitindo a monitorização do desempenho (e.g., verificação da tensão da bateria, temperatura de operação, etc.) e análise de dados de irradiação.



Fig. 3. Exemplos do *dashboard* dos sensores, mostrando dados de irradiância (em cima) e localização (em baixo).

Para a análise dos dados, além da caracterização geral das distribuições no tempo e no espaço dos padrões de mobilidade e d irradiância que incide sobre o veículo, os dados medidos são comparados com os dados estimados por satélite do *Copernicus Atmosphere Monitoring Service Radiation* (para avaliar as perdas de irradiação devido ao sombreamento). Os dados de uso do solo também foram obtidos do *Corine Land Cover* (para identificar efeitos de sombreamento urbano ou não urbano). Os dados recolhidos na campanha experimental permitem estimar distribuições temporais e espaciais de irradiação, perdas de irradiação devido ao sombreamento, distância percorrida e fração solar de veículos movidos a energia solar (por kWp instalado) contribuindo para a caracterização do potencial de energia solar veículos.

RESULTADOS

A campanha experimental começou no início de 2023 e estes resultados preliminares referem-se ao primeiro ano de operação. Os resultados para o período em análise estão representados na Tabela 1. Destaca-se um potencial solar de 2.6 kWh/dia/kWp a que corresponderia cerca de 15 km/dia de autonomia solar para um veículo com 1 kWp instalado. Considerando uma distância percorrida média diária da ordem de 100 km/dia, a fração solar média anual para um veículo solar é estimada em 15%.

Tabela 1. Principais indicadores do potencial solar (valores médios)

Dias com dados	25.3 dias/mês
Distância percorrida	97.7 km/dia
Irradiação	2.6 kWh/dia/kWp
Perdas irradiação	35%
Autonomia solar	14.5 km/dia/kWp
Fração solar	15%

Podemos notar que a média da distância diária percorrida é mais do dobro da distância associada ao movimento pendular típico nas grandes metrópoles nacionais, o que pode ser explicado pelas características individuais dos cidadãos-cientistas (por exemplo, com deslocações pendulares de maior amplitude por residirem em zonas mais distantes dos centros urbanos) e/ou pelo facto de incluir longas viagens ocasionais (por exemplo, deslocações durantes as férias).

A autonomia solar varia naturalmente ao longo do ano, como podemos observar na Fig. 4. Durante os meses de inverno a autonomia solar é da ordem de 5 a 10 km/dia/kWp enquanto que nos meses de verão os valores médios ultrapassam os 25 km/dia/kWp. Relativamente às perdas de irradiação associadas a sombreamento, observa-se um uma redução da ordem de 1/3 da irradiação disponível, relativamente mais relevante no inverno em que a altura solar é menor e por isso com sombras projetadas pelos edifícios e outros obstáculos (e.g. árvores, pontes, postes, etc.) maiores. Estes resultados estão em linha com estimativas anteriores, sendo, contudo, interessante de notar que não se observa uma sensibilidade significativa deste coeficiente de perdas à natureza urbana ou não urbana das deslocações.

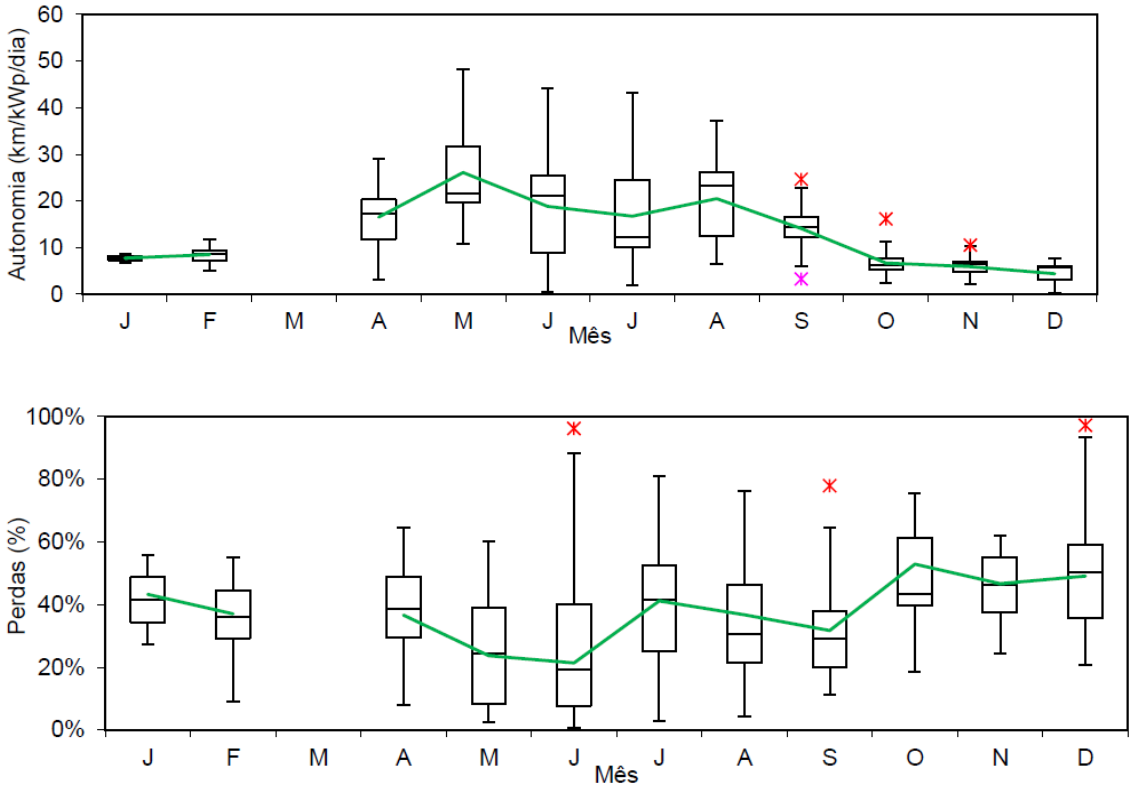


Fig. 4. Autonomia solar (topo) e perdas de irradiação (em baixo) representados em diagrama de caixa. A linha verde representa o valor médio mensal.

Uma análise horária revela também alguns resultados interessantes. Podemos observar na Fig. 5, que representa a fração de tempo em que o veículo se encontra estacionado ou em movimento ao longo das horas do dia, que a maior parte do tempo os veículos se encontram estacionados, com deslocações sobretudo da parte da manhã.

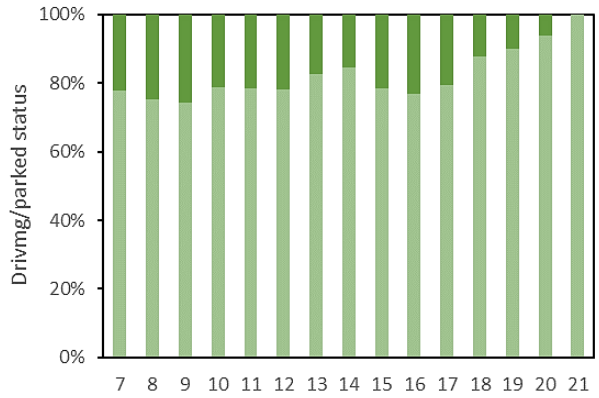


Fig. 5. Valores médios da fração de tempo em que o veículo se encontra estacionado (verde-claro) ou em movimento (verde-escuro) ao longo das horas do dia. A identificação do movimento do veículo é avaliada considerando alterações na localização do veículo em instantes sucessivos.

A Fig. 6 representa as perdas de irradiação, em percentagem, ao longo das horas do dia (valores médios anuais). Como seria de esperar devido à variação da altura do Sol ao longo do dia, as perdas são mais significativas durante as primeiras e últimas horas do dia. É também interessante notar que em todas as horas há sempre veículos totalmente expostos

(perdas de 0%) ou totalmente sombreados (perdas de 100%) o que revela muita variabilidade de comportamentos (entre indivíduos, mas também ao longo do ano) e por isso sugere a importância de avaliar o eventual impacto de VIPV nos comportamentos dos condutores. Observa-se também um desvio significativo entre a média (a verde) e a mediana das perdas para os meses de verão, sugerindo que os valores médios são assimetricamente determinados por alguns eventos de sombreamento e por isso talvez menos representativos do potencial solar real.

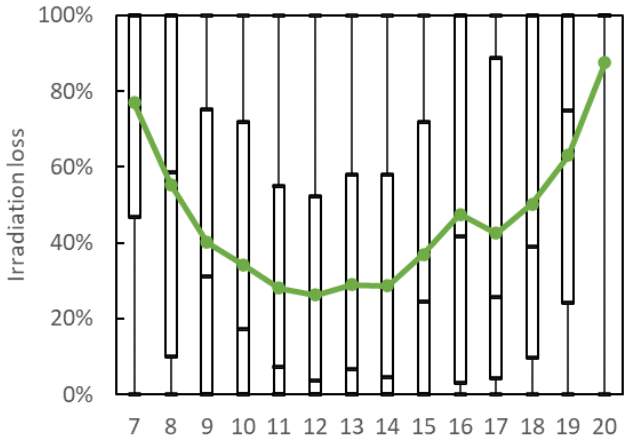


Fig. 6. Valores médios das perdas de irradiação ao longo das horas do dia representados em diagrama de caixa.
A linha verde representa os valores médios horários.

CONCLUSÕES

O potencial de veículos movidos a energia solar foi avaliado experimentalmente no âmbito de uma campanha de ciência cidadã. O projeto conseguiu dinamizar a participação de uma comunidade de mais de duas centenas de cidadãos, interessados em promover o conhecimento científico, aprender mais sobre mobilidade e descarbonização, enquanto contribuem para recolha de dados em ambiente real.

Os resultados experimentais revelam um potencial solar relevante com uma autonomia solar média de 15 km/dia/kWp, o que pode representar uma fração importante dos movimentos pendulares diários. O efeito do sombreamento, em linha com resultados de modelação anteriores, pode representar perdas de cerca de 1/3 do potencial, suficientemente relevante para que tenha de ser tido em conta, mas não demasiado ao ponto de inviabilizar a aplicação do conceito comercialmente.

AGRADECIMIENTOS

O primeiro agradecimento para este trabalho é dirigido à comunidade de cientistas-cidadãos associado ao projeto de carros solares, incluindo todos os que já participaram na recolha de dados, mas também os que ainda não tiveram oportunidade para participar, vão participar ou que, não podendo participar por razões diversas (como serem residentes na Madeira, Açores e Brasil) são membros interessados do projeto. Bem hajam.

Este trabalho foi financiado pela Fundação para a Ciência e a Tecnologia (FCT) I.P./MCTES através de fundos nacionais (PIDDAC) – UIDB/50019/2020 (https://doi.org/10.54499/UIDB/50019/2020), UIDP /50019/2020 (https://doi.org/10.54499/UIDP/50019/2020) e LA/P/0068/2020 (https://doi.org/10.54499/LA/P/0068/2020).

REFERÊNCIAS

Balázs B, Mooney P, Nováková E, Bastin L, Jokar Arsanjani J. 2021. "Data Quality in Citizen Science BT - The Science of Citizen Science," K. Vohland, A. Land-Zandstra, L. Ceccaroni, R. Lemmens, J. Perelló, M. Ponti, R. Samson, e K. Wagenknecht, Eds. Cham: Springer International Publishing, 2021, pp. 139–157.

Barbosa L, Cañizo C, Revuelta G. 2022. Participatory citizen science in solar energy research: going beyond data collection to promote the energy transition," J. Sci. Commun., vol. 21, p. N06, doi:10.22323/2.21020806

Breyer C, Khalili S, Bogdanov D. Solar photovoltaic capacity demand for a sustainable transport sector to fulfil the Paris agreement by 2050. 2019. Progr Photovoltaics: Res Appl. 2019; 27(11): 978-989. doi:10.1002/pip.3114

Brito MC, Amaro e Silva R, Pera D, Costa I, Doutov D. 2023. Effect of urban shadowing on the potential of solar-powered vehicles, Prog. Photovoltaics Res. Appl. 32 (2), 73-83. doi:10.1002/pip.3737.

Brito MC, Santos T, Moura F, Pera D, Rocha J. Urban solar potential for vehicle integrated photovoltaics. Trans Res Part D: Transport Environ. 2021; 94:102810. doi:10.1016/j.trd.2021.102810

ECSA - European Citizen Science Association. 2015. "Dez princípios da ciência cidadã," pp. 8–9. https://ecsa.citizen-science.net/wp-content/uploads/2021/05/ECSA_Ten_principles_of_CS_Portuguese.pdf

EnerJIN Smart Solar Technology. https://www.enerjin.com/.

Ferreira, Leonardo. 2024. Campanha ciência-cidadã para avaliação do potencial de veículos solares em Portugal. MSc thesis, University of Lisbon. http://hdl.handle.net/10451/64708

Fhf ISE. 2020. PV2GO project site. https://pv2go.org/

Greenwood, J.J.D. 2007. Citizens, science and bird conservation. J Ornithol 148 (Suppl 1), 77–124 doi:10.1007/s10336-007-0239-9

Holland AN, Kleinhans A, Braun C, Haider F, Schill C. 2023. PV2Go : Evaluation of a citizen science campaign for measuring solar potential on car roofs. PVInMotion conference. Hertogenbosch, the Netherlands

IEA. 2021. Tracking transport 2021. https://www.iea.org/reports/tracking-transport-2021

IEA PVPS Task 17. State of the art & expected benefits of PV-powered vehicles; 2021.https://iea-pvps.org/key-topics/state-of-the-art-and-expected-benefits-of-pv-powered-vehicles/

Kanz O, Reinders A, May J, Ding K. Environmental impacts of integrated photovoltaic modules in light utility electric vehicles. Energies. 2020; 13(19):5120. doi:10.3390/en13195120

Land-Zandstra A, Agnello G, Gültekin, YS. 2021. “Participants in Citizen Science BT - The Science of Citizen Science,” K. Vohland, A. Land-Zandstra, L. Ceccaroni, R. Lemmens, J. Perelló, M. Ponti, R. Samson, e K. Wagenknecht, Eds. Cham: Springer International Publishing, 2021, pp. 243–259.

Raddick, MJ, Bracey G, Gay PL, Lintott CJ, Murray P, Schawinski K, Szalay AS, Vandenberg J. 2009. Galaxy Zoo: Exploring the Motivations of Citizen Science Volunteers. ArXiv. doi:10.3847/AER2009036

Sagaria S, Duarte G, Neves D, Baptista P. Photovoltaic integrated electric vehicles: assessment of synergies between solar energy, vehicle types and usage patterns. J Clean Prod. 2022; 348:131402. doi:10.1016/j.jclepro.2022.131402

Tauginienė L, Hummer P, Albert A, Cigarini A, Vohland K. 2021. “Ethical Challenges and Dynamic Informed Consent BT - The Science of Citizen Science,” K. Vohland, A. Land-Zandstra, L. Ceccaroni, R. Lemmens, J. Perelló, M. Ponti, R. Samson, e K. Wagenknecht, Eds. Cham: Springer International Publishing, 2021, pp. 397–416.

Tiago P, Leal AI, Rosario IT, Chozas S. 2024. Discovering urban nature: citizen science and biodiversity on a university campus. Urban Ecosystems, doi:10.1007/s11252-024-01526-0

Vohland K. et al., “Editorial: The Science of Citizen Science Evolves BT - The Science of Citizen Science,” K. Vohland, A. Land-Zandstra, L. Ceccaroni, R. Lemmens, J. Perelló, M. Ponti, R. Samson, e K. Wagenknecht, Eds. Cham: Springer International Publishing, 2021, pp. 1–12.

West S, Pateman R. 2016. Recruiting and Retaining Participants in Citizen Science: What Can Be Learned from the Volunteering Literature?, Citiz. Sci. Theory Pract., vol. 1. doi: 10.5334/cstp.8

COEFICIENTE DE TRANSFERENCIA DE CALOR EN LECHO EMPACADO DE ROCAS HORIZONTAL: ANÁLISIS NUMÉRICO Y EXPERIMENTAL

Ignacio Calderón-Vásquez[*], Daniel Orellana[**], José M. Cardemil[*, ***]

[*]Departamento de Ingeniería Mecánica y Metalurgia, Escuela de Ingeniería, Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago, Chile, idcalderon@uc.cl

[**]Departamento de Ingeniería Mecánica, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Universidad de Chile, Santiago, Chile, dany.og.97@gmail.com

[***]Centro de Energía UC, Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago, Chile, jmcardem@uc.cl

RESUMEN/RESUMO

Los fenómenos locales de transferencia de calor en sistemas de almacenamiento de lecho empacado de rocas, han sido ampliamente correlacionados para los estanques de termoclina. En este trabajo se propone una correlación para determinar el coeficiente de transferencia de calor entre la fase sólida y fluida para un banco de experimentos compuesto por un PBTES cilíndrico con orientación horizontal. Esta bancada utiliza escoria de cobre como material de almacenamiento y aire como fluido de trabajo. Se registró la temperatura a lo largo del medio poroso y la velocidad, para ajustar localmente un modelo de transferencia de calor, relacionando el número de Nusselt, Reynolds, y Prandtl en una nueva correlación que puede ser aplicada para PBTES con rocas de esfericidad 0.66 y porosidad del lecho de 0.47. Esta correlación se compara con otras disponibles en la literatura que operan dentro de rangos de Reynolds similares, llegando a números de Nusselt 30% más grandes producto de las turbulencias introducidas por la irregularidad del medio poroso, que incrementa la transferencia de calor.

PALABRAS CLAVE: Almacenamiento térmico, Transferencia de calor en medios porosos, Análisis experimental.

ABSTRACT

The local heat transfer phenomena in a packed bed thermal energy storage (PBTES) system have been widely correlated for thermocline tanks. This work proposes a correlation to determine the heat transfer coefficient between the solid and fluid phase on an experimental test bench composed of a horizontally oriented cylindrical PBTES. This experimental facility employs copper slags as storage media and air as heat transfer fluid. The temperature along the porous medium and the fluid's velocity were measured to fit a local heat transfer model, relating the Nusselt, Reynolds, and Prandtl numbers in a new correlation that can be applied on a PBTES with rocks with sphericity of 0.66 and a bed's porosity of 0.47. This correlation was compared with others available in the literature that

operate within similar Reynolds ranges, revealing an increase in the Nusselt number of 30% due to the turbulence introduced by the non-uniform porous medium, which enhances the heat transfer.

KEYWORDS: Thermal energy storage, Heat transfer in porous medium, Experimental analysis.

INTRODUCCIÓN

Dentro del diseño de sistemas de almacenamiento de calor sensible mediante lecho empacado de rocas (PBTES), el contenedor es un factor relevante (Calderón-Vásquez & Cardemil, 2024). El estándar de esta tecnología es apilar los sólidos al interior de estanques cilíndricos verticales, con aberturas en la tapa superior e inferior para permitir el flujo del fluido de trabajo (HTF) a través de los sólidos. Pese a su simplicidad, esta configuración presenta desafíos asociados a la integridad estructural producto a la deformación por fluencia lenta (Gautam y Saini, 2019), que es causada por la expansión volumétrica de los sólidos al interior del estanque debida a los grandes cambios de temperatura. Existen iniciativas basadas en modificar la orientación o la geometría del estanque, como conos truncados o sistemas de flujo radial, los que se han comparado numéricamente, resaltando sus ventajas y desventajas (Calderón-Vásquez y Cardemil, 2024). Sin embargo, modificar estas características impacta en el coeficiente de transferencia de calor entre la fase sólida y fluida, dadas las perturbaciones en el flujo y canalizaciones con la pared del contenedor (Esence et al. 2017).

Para facilitar la implementación de los sistemas de lecho empacado en términos de costos, transporte y diseño, los sistemas de lecho empacado horizontal se han propuesto por diferentes autores (Al-Azawii et al. 2018; Soprani et al. 2019; Touzo et al. 2020), no obstante, la modelación de estos involucra coeficientes de transferencia de calor que son desarrollados para lechos empacados verticales, lo que puede no ser válido debido a los efectos de flotabilidad y no uniformidad del flujo. Este trabajo propone un coeficiente de transferencia de calor para sistemas PBTES cilíndricos con orientación horizontal, que se determina a partir de datos de una bancada experimental. Se analiza con profundidad la transferencia de calor local mediante un modelo numérico ajustado con datos experimentales, lo cual permite determinar el coeficiente de transferencia de calor y relacionarlo con las propiedades de flujo de fluido. Además, compara la correlación resultante con otras presentes en la literatura, con el fin de contrastar los efectos de la orientación y la irregularidad del medio poroso.

MATERIALES Y MÉTODOS

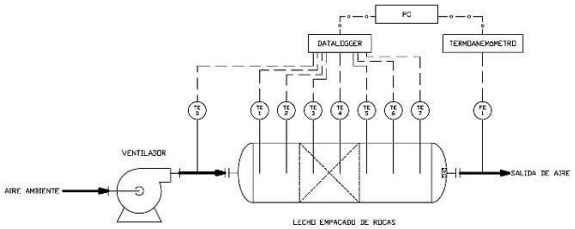
Instalación Experimental

La bancada experimental consiste en un estanque cilíndrico de acero al carbono con una capacidad de almacenamiento interno de 7.45 (l) en donde se ubican las rocas. El diámetro interior del estanque D_{pb} es de 0.154 (m) y el largo del lecho empacado $L_{pb} = 0.38$ (m). El estanque se une por medio de bridas a dos tuberías de diámetro 2 pulgadas. Por un lado, se encuentra la fuente de calor, que impulsa el aire caliente hacia el lecho empacado. El aire intercambia calor con el medio, y sale por el otro tramo de tuberías que expulsa el aire por fuera del laboratorio. La fuente de calor es un ventilador con resistencia eléctrica integrada marca Leister modelo HOTWIND SYSTEM de 3700 (W) de potencia máxima. Para registrar los datos de funcionamiento del sistema, se emplean ocho termocuplas tipo K, donde una de ellas registra la temperatura de salida del calefactor, y las demás, están localizadas a lo largo del estanque (ver Tabla 1). Estas termocuplas están conectadas a un

Datalogger Campbell Scientific CR1000 donde se muestrea el valor de temperatura en el tiempo, a una tasa de 30 (s). En el ducto de salida de aire se ubica un termoanemómetro de hilo caliente para medir velocidad del aire, de marca Kanomax modelo Anemomaster 6162. La disposición de todos estos elementos se indica en la Fig. 1, donde se muestra la disposición física del experimento, y el diagrama de instrumentación del sistema.



(a) Banco de experimentos.



(b) Diagrama de instrumentación del sistema.

Fig. 1. Montaje experimental del sistema horizontal.

Tabla 1. Identificador de termocuplas y posición en el experimento.

Termocupla	Posición, z (m)
T0	0
T1	0.04
T2	0.09
T3	0.14
T4	0.19
T5	0.24
T6	0.29
T7	0.34

Respecto al material de almacenamiento de calor, corresponde a escoria de cobre, el cual es un subproducto industrial de la fundición de cobre. Las muestras provienen de la Empresa Nacional de Minería (ENAMI), localizada en Chile (Calderón-Vásquez et al., 2021). Para este experimento se cuenta con el tamaño, la esfericidad promedio de cada escoria al interior del estanque, y la porosidad del lecho empacado. Por otro lado, las propiedades termofísicas, se obtienen de un estudio previo realizado por nuestro grupo de investigación. Todas esas características se encuentran reportadas en la Tabla 2.

Tabla 2. Propiedades del material de relleno y lecho empacado.

Propiedad	Símbolo	Valor		Referencia
Conductividad térmica	k_S	1.595 (W m^{-1} K^{-1})		Calderón-Vásquez et al. (2021)
Densidad	ρ_S	3500 (kg m^{-3})		Calderón-Vásquez et al. (2021)
Calor específico	$c_{p,S}$	668 (J kg^{-1} K^{-1})		Calderón-Vásquez et al. (2021)
Diámetro promedio	d_p	20.476 (mm)		-
Esfericidad	Φ	0.66		-
Fracción de vacíos	ε	0.464		-

Finalmente, el funcionamiento del calefactor consiste en un ventilador con una resistencia eléctrica integrada. Ambos elementos son controlados de manera independiente por medio de dos potenciómetros que se mueven gradualmente desde la posición 0 a 10. Uno de los potenciómetros es para modificar el flujo de entrada del aire atmosférico, y otro para controlar la potencia de la unidad calefactora. No obstante, dado que el consumo del dispositivo es de 3700 (W), aumentar el flujo de aire hace que disminuya la potencia de calentamiento. Así, de acuerdo con el fabricante, el soplador de aire puede alcanzar temperaturas hasta 650 (°C) al 100% de su capacidad calefactora, cuando el flujo de aire está fijo en 200 (l min^{-1}). En general, el dispositivo está diseñado para operar con un flujo de aire entre 200 a 900 (l min^{-1}), correspondientes al nivel 0 y 10 del potenciómetro de flujo.

Modelo de Transferencia de Calor

El coeficiente h de transferencia de calor local por convección en el sistema, se determina empíricamente mediante el ajuste de datos experimentales con un modelo de transferencia de calor. Se utiliza, por simplicidad, el modelo de Schumann (1929) que considera el balance de energía para el fluido y el sólido, con ecuaciones diferenciales ponderadas por su fracción volumétrica.

$$\varepsilon(\rho c_p)_f\left(\frac{\partial T_f}{\partial t}+u\frac{\partial T_f}{\partial z}\right)=h a_s(T_s-T_f) \quad (1)$$

$$(1-\varepsilon)(\rho c_p)_s\frac{\partial T_s}{\partial t}=h a_s(T_f-T_s) \quad (2)$$

Donde los subíndices f y s representan el fluido y el sólido, t es el tiempo y z es la coordenada axial del lecho empacado. ε es la fracción de vacío y u es la velocidad intersticial. ρ, cp y T es la densidad, calor específico y la temperatura de la fase respectiva. El factor de forma $as=\frac{6\,(1-s)}{d_p\phi}$ se define como el área superficial de las partículas por unidad de volumen del lecho empacado. Este modelo de Schumann reducido a uno de capacitancia concentrada es posible ya que el número de Biot ($Bi=\frac{h\,d_p\,\Phi}{6k_s}$) de este montaje experimental es de 0.06, menor al límite teórico de este modelo, correspondiente a 0.1 (Incropera). Es necesario mencionar, que esta estimación se hizo preliminarmente a partir de la correlación empírica de h propuesta por Coutier & Farber (1982). Para determinar empíricamente h se necesita contar con la transferencia de calor local entre el

sólido y el fluido, no obstante, las termocuplas están inmersas en el medio poroso y no hay certeza de qué fase corresponde la lectura de la temperatura. De esa manera, el modelo descrito por las Ecs. (1) y (2) se ajusta con los datos experimentales considerando un parámetro a de ponderación de las temperaturas de cada fase, tal que $Tpred = a \cdot Ts + (1 - a) \cdot Tf$, por lo tanto, el ajuste de parámetros busca minimizar la siguiente función objetivo:

$$g_i(a, \boldsymbol{h}) = \sum_{j=0}^{7} (T_{med,i,j} - T_{pred,i,j})^2 \qquad (3)$$

Donde $\boldsymbol{h} = (h_1, \dots, h_7)$ son los coeficientes convectivos en cada instante de tiempo i. Estos coeficientes están relacionados a cada termocupla que mide la evolución de temperatura al interior del lecho empacado (1 al 7). $T_{med,i,j}$ es la temperatura medida en el experimento en el instante i y por la termocupla j. La función g_i es la suma de los residuos al cuadrado en el instante i que se buscará minimizar mediante el algoritmo de mínimos cuadrados no-lineales (NLS), para encontrar a y la distribución de h en el tiempo y espacio a través de la función *curve_fit* de la librería *scipy.optimize* de Python (Virtanen et al. 2020).

Metodología para Estimación del Coeficiente Convectivo

Por medio de un análisis dimensional aplicando el teorema de Pi-Buckingham, el coeficiente de transferencia de calor por convección se puede relacionar como sigue:

$$\mathrm{Nup} = \boldsymbol{\Psi}(\mathrm{Re}_p, \mathrm{Pr}) \qquad (4)$$

Donde $\mathrm{Nu}_p = h\, d_p\, \Phi / k_f$ es el número de Nusselt local, y k_f la conductividad del aire. $\mathrm{Re}_p = \rho_f\, u_{sup}\, d_p\, \Phi / \mu_f$ es el número de Reynolds del medio poroso, u_{sup} la velocidad superficial que se estima con un balance de masa y la velocidad medida a la salida del sistema, μ_f la viscosidad dinámica del fluido, y Pr el número de Prandtl. Así, para los experimentos se tiene que tener en cuenta la medición de la temperatura en el lecho empacado y la velocidad del fluido, para construir cada una de esas cantidades adimensionales. La Tabla 3 presenta las condiciones de operación de cada experimento realizado para estimar h. El rango de operación de Reynolds de todos los experimentos se encuentra entre 170 a 550.

Tabla 3. Experimentos realizados.

Experimento	Nivel de la unidad calefactora	Nivel de flujo	$T_{in,max}$ (°C)
1	3	10	195
2	4	10	260
3	5	10	325
4	5	7	325
5	5	5	325
6	5	2	325

La metodología experimental consiste en lo que sigue:

- El ciclo de carga del sistema se inicia cambiando la posición del potenciómetro de la unidad calefactora y del flujo de aire en los niveles deseados.
- Se monitorean los datos experimentales de velocidad y temperatura, que se registran cada 30 (s).
- El proceso de transferencia de calor se extiende hasta que la variación de temperatura en última termocupla (T8) sea menor a 1 (°C) dentro de 30 (s) de funcionamiento.
- Cuando se llega a la "estabilización" de T8, se cambia la posición del potenciómetro de la unidad calefactora a 0, suministrando aire a temperatura ambiente al sistema.
- El proceso de "enfriamiento" se extiende hasta que T8 < 35 (°C). Para esta parte, no se consideran los datos de operación.
- Al llegar a la condición de descarga completa de energía, se presiona el interruptor de apagado del ventilador, y se finaliza el experimento.

Con los datos experimentales, y el modelo descrito en la subsección anterior, se realiza el ajuste de parámetros con el algoritmo de mínimos cuadrados lineales. De éstos, se obtienen los valores de h para cada instante y condición de operación del sistema, permitiendo calcular Nu_p y Re_p para construir la correlación empírica.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Resultados de la Optimización

Para verificar que el modelo se ajustó a los datos experimentales, se calcula el error absoluto medio (MAE) para cada experimento y de acuerdo con la ecuación que se muestra a continuación.

$$MAE = \frac{1}{M}\sum_{i=1}^{N}\sum_{j=1}^{7}\left|T_{med,i,j} - T_{pred,i,j}\right| \qquad (5)$$

A partir de la Ec. (5), el MAE se determina con la cantidad total de datos M que se colectaron de cada experimento. De acuerdo con la Tabla 4, el modelo resultante se encuentra con una diferencia promedio menor a 0.1 (°C) en todos los experimentos, por lo que se puede establecer que es válido para determinar la correlación empírica del coeficiente convectivo. Asimismo, la raíz cuadrada de la función objetivo tiene un valor máximo de 5 (°C), correspondiente a la suma de todos los residuales entre el modelo vs el experimento. El factor a que se obtuvo, fue de 0.99 para todos los experimentos, lo cual era esperable teniendo en cuenta que se trata de un lecho empacado fijo. De esta manera, se puede establecer que, en este banco de experimentos, la fase medida por la termocupla es principalmente sólida.

Tabla 4. Resultados obtenidos del algoritmo de optimización y ajuste del modelo.

Experimento	a (-)	$\sqrt{\sum_i g_i}$ (°C)	MAE (°C)
1	0.99	5	0.09
2		4	0.07
3		3	0.06
4		5	0.08
5		5	0.08
6		5	0.09

Dado que el comportamiento de la diferencia de temperatura entre la fase sólida y fluida es similar en todos los experimentos, sólo se muestran los resultados del experimento 6 en la Fig. 2. Se puede identificar "peaks" en las diferencias de temperatura entre el fluido y el sólido en las diferentes posiciones del lecho empacado. Estas zonas emergen de forma secuencial desde la entrada hasta la salida del lecho a medida que el tiempo del experimento avanza. El más grande se da a la entrada al comienzo del experimento, sobrepasando los 90 (°C). La presencia de estos "peaks" en la diferencia de temperatura se debe a que el fluido a la entrada tiene la más grande temperatura, y al inicio del experimento, los sólidos están a temperatura ambiente. Esto hace que la diferencia de temperatura en los sólidos más próximos a la entrada sea mayor al inicio del experimento, pero que después disminuye esa diferencia dado que los sólidos comienzan a aumentar su temperatura en la medida que va acumulándose la energía. Que los "peaks" disminuyan en la medida que la posición en el lecho empacado se aleja de la fuente de calor. Es porque el aire al ceder la energía a los sólidos disminuye su temperatura, por lo que difiere menos que la de los sólidos. De este modo, los sólidos más cercanos a la salida alcanzan una diferencia máxima de hasta 15 (°C).

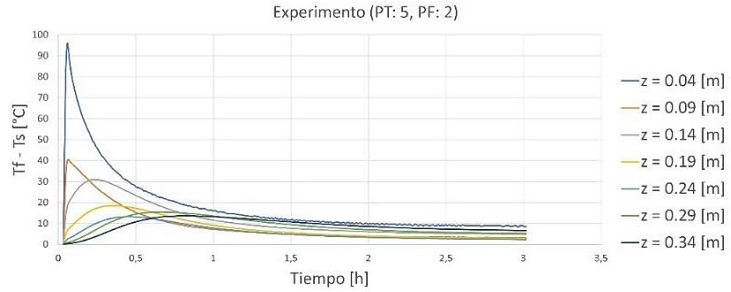


Fig. 2. Diferencia entre la temperatura del sólido y la fase fluida, en cada posición del estanque durante el experimento 6.

Coeficiente de Transferencia de Calor Convectivo

Los valores de h que resultan del ajuste de parámetros, se muestra en la Fig. 3. En los resultados mostrados, se tiene un aumento monótono del coeficiente hasta un máximo, luego desciende y se estabiliza en un valor fijo. Este fenómeno se debe a que al inicio se tiene una operación transitoria del flujo de fluido, y que se intensifica con el valor de diferencia de temperatura entre las fases. Asimismo, se puede comprobar que h depende del flujo de fluido con el que está operando el sistema durante el proceso de carga, llegando a variar entre 80 a 130 (W m-2 K-1) en la fase estacionaria del experimento. Teniendo en cuenta que, para un experimento, h varía menos de un 5% respecto a la posición en z de la

termocupla y esto se debe a que la diferencia de temperatura entre las fases converge a un valor constante al cabo de un tiempo; por lo tanto, el coeficiente convectivo está fuertemente influenciado por ($Tf - Ts$) y no se puede deducir del experimento si depende también de la temperatura de entrada, a pesar de que la literatura indica que no depende (Furnas, 1930).

Comparando los resultados de los experimentos 1, 2, y 3 (Fig. 3), estos tienen el mismo caudal y diferente temperatura de entrada, no obstante, la velocidad superficial al interior del estanque es superior a mayor temperatura. Debido a ese fenómeno, no se puede confirmar la no dependencia de la temperatura de entrada, pues también cambian las propiedades del fluido con la temperatura, afectando la velocidad y la viscosidad. Por último, se puede confirmar que los h convectivos en estado estacionario de los experimentos 1, 2 y 3, que tienen diferente temperatura, difieren entre un 5 a 10% al comparar el 2 y 3 con el 1.

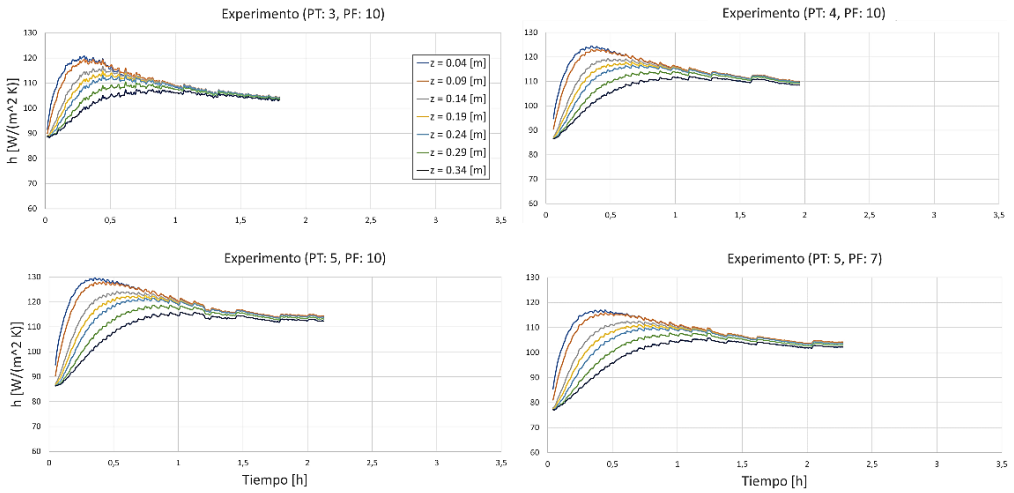


Fig. 3. Coeficiente de transferencia de calor fluido-partícula para los experimentos 1, 2, 3, y 4.

Nusselt y Reynolds

Se consutruyen los números adimensionales Nu_p y Re_p y se grafican para todos los experimentos en la Fig. 4, donde se verifica que el número de Nusselt aumenta con el Reynolds de forma logarítmica. El comportamiento creciente tiene sentido considerando que la turbulencia en el flujo de fluido, mejora la transferencia de calor. Aquellos puntos atípicos a ese comportamiento, se asocian a la etapa transitoria del ventilador durante su encendido, previo a la estabilización de la diferencia de temperatura entre el fluido y el sólido. Que el experimento de menor flujo operativo se encuentre en la esquina inferior izquierda de la Fig. 4, se debe a que desarrolla menores velocidades superficiales al interior del sistema, teniendo un menor nivel de transferencia de calor entre las fases. Para el caso de igual flujo y distinta temperatura, los experimentos tienen números de Nusselt similares, ya que el funcionamiento del ventilador es limitado por la potencia que consume, entonces al aumentar la temperatura, disminuirá la velocidad de operación. Así entonces, el experimento se termina limitando hasta un $\mathrm{Re}_p \approx 550$, estando dentro del régimen de transición a la turbulencia en medios porosos.

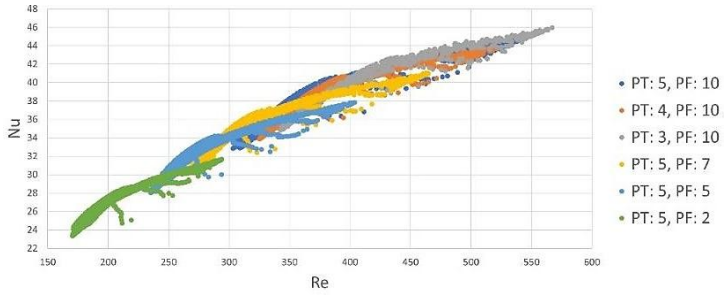


Fig. 4. Número de Nusselt y Reynolds de todos los experimentos.

Para determinar la correlación entre el Nusselt y el Reynolds, se hace un filtrado para quitar aquellos valores que corresponden a la operación transitoria del experimento. La relación que se propone, en base la Ec. (4) también incluye al número de Prandtl, que se fija con un exponente conocido similar al de otros autores.

$$Nu_p = \alpha \cdot Re_p^{\beta} \cdot Pr^{1/3} \qquad (5)$$

$$\ln\left(\frac{Nu_p}{Pr^{\frac{1}{3}}}\right) = \beta \ln \mathrm{Re}_p + \ln \alpha \qquad (6)$$

Los coeficientes α y β de la Ec. (5) se obtienen mediante una regresión lineal al aplicar el logaritmo natural como se indica en la Ec. (6). Al realizar la regresión, la pendiente de la recta es β y el coeficiente de posición es ln α. En la Fig. 5 se indica el resultado de la correlación lineal, que se ajusta de buena manera a los resultados experimentales con un coeficiente $R^2 = 0.9827$. A partir de los resultados, la correlación obtenida es: $Nu_p = 1.32 \cdot Re_p^{0.59} \cdot Pr^{1/3}$.

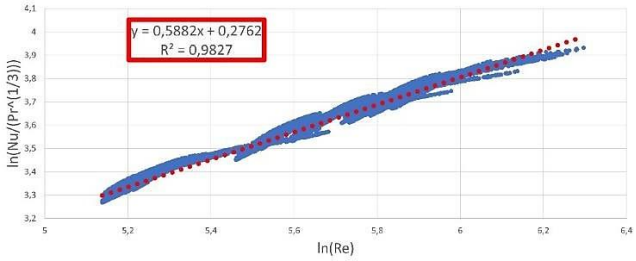


Fig. 5. Regresión lineal de los datos experimentales.

Comparación con las correlaciones existentes

En la Fig. 6, se exhibe la correlación obtenida en este estudio, junto con las correlaciones de Chandra & Willits, Liu et al. y Wakao et al. en sus correspondientes rangos de análisis (Esence, 2017). De este gráfico, se observa que la correlación propuesta sigue una tendencia similar a la correlación de Wakao y Chandra & Willits, no obstante, el valor del Nusselt es un 30% superior al obtenido por esos investigadores, lo que se debe a considerar el factor de forma del material de empaquetamiento, a diferencia de esos estudios, que se basaron en una forma esférica regular. Esto tiene sentido ya que las irregularidades aumentan las vorticidades que inducen la turbulencia en el flujo de fluido, mejorando la transferencia de calor. En el gráfico también se incluye la correlación de Liu et al., que consideraron la esfericidad de las rocas, pero el rango de porosidad que evaluaron en su montaje

experimental es de 0.52 a 0.58. El aumento en el número de Nusselt se debe a los efectos de la porosidad y la esfericidad, ya que una mayor porosidad hace que el fluido presente una velocidad local superior alrededor de la partícula. La diferencia en los valores del Nusselt por la correlación propuesta, demuestra que estas correlaciones no son aplicables en lechos empacados horizontales.

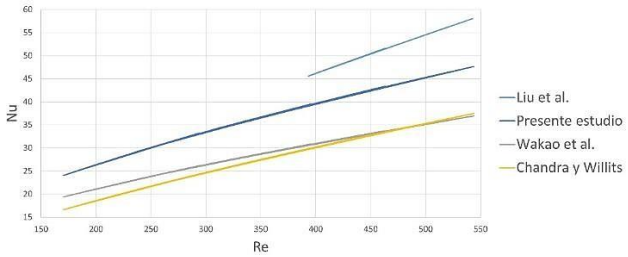


Fig. 6. Comparación de la correlación obtenida con las correlaciones existentes.

CONCLUSIONES

Este trabajo ha explorado la transferencia de calor en un sistema de almacenamiento térmico de lecho empacado de rocas, dispuesto en un estanque cilíndrico orientado horizontalmente. Mediante análisis de datos recopilados en diferentes ensayos experimentales, se logró caracterizar el coeficiente de transferencia de calor convectiva entre aire y escoria de cobre. Los resultados indican que el algoritmo de ajuste de parámetros con los datos experimentales, ajustan un modelo de transferencia de calor que posee un error absoluto medio menor a 0.1 (°C) al comparar con las temperaturas experimentales. El parámetro a del algoritmo de optimización logró ”desagregar” la temperatura medida en la temperatura local de la fase sólida y fluida, indicando que las termocuplas miden predominantemente la temperatura de los sólidos para este banco de ensayos. El coeficiente de transferencia de calor por convección se obtuvo dentro de un rango de 60 a 130 ($W\ m^{-2}\ K^{-1}$), y que depende fuertemente de la velocidad del flujo de aire, y la diferencia de temperatura entre las fases.

Por medio de una regresión lineal, se obtuvo una correlación para el número de Nusselt del experimento en función del número de Reynolds y el Prandtl. Esta integra el efecto de la esfericidad de las rocas, ya que la escoria de cobre es un desecho industrial que se busca usar sin tratamientos superficiales. La esfericidad demostró mejorar la transferencia de calor entre la fase sólida y fluida al resultar números de Nusselt 30% superiores a los que se obtienen de estudios de otros autores dentro del mismo rango de análisis de este experimento. Esto muestra que la orientación del PBTES influye en la transferencia de calor. La correlación es válida para Re_p entre 170 a 550, incluyendo el rango de transición a la turbulencia de medios porosos. Asimismo, se puede emplear en lechos empacados de porosidad 0.47 y que cuenten con esfericidad de partículas de 0.66. Si bien estos parámetros acotan la aplicabilidad de esta correlación, el estudio propone una metodología de estimación de coeficientes que no involucra intervenir el gradiente de temperatura local de la partícula, sino que lo estima mediante un modelo de transferencia de calor ajustado. Posibles trabajos futuros de este estudio incluyen el uso de distintos tamaños de rocas para cambiar la porosidad y esfericidad, para extender el rango de

aplicabilidad de la correlación. Esto también involucraría analizar cuidadosamente el número de Biot para ajsutar un modelo de gradiente de partículas.

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen el aporte financiero de los proyectos ANID/FONDEF/ID22I10200, ANID/FONDECYT/1231186, y ANID/FONDAP 1523A0006 “Solar Energy Research Center” - SERC - Chile. Además, I. Calderón-Vásquez agrardece a la beca por sus estudios de doctorado ANID-PFCHA/Doctorado Nacional/2021–2121077.

REFERENCIAS

Calderón-Vásquez, I., & Cardemil, J. M. (2024). A comparison of packed-bed flow topologies for high-temperature thermal energy storage under constrained conditions. Applied Thermal Engineering, 238, 121934.

Gautam, A., & Saini, R. P. (2020). A review on technical, applications and economic aspect of packed bed solar thermal energy storage system. Journal of Energy Storage, 27, 101046.

Esence, T., Bruch, A., Molina, S., Stutz, B., & Fourmigué, J.-F. (2017). A review on experience feedback and numerical modeling of packed-bed thermal energy storage systems. Solar Energy, 153, 628-654.

Al-Azawii, M. M. S., Theade, C., Danczyk, M., Johnson, E., & Anderson, R. (2018). Experimental study on the cyclic behavior of thermal energy storage in an air-alumina packed bed. Journal of Energy Storage, 18, 239-249.

Soprani, S., Marongiu, F., Christensen, L., Alm, O., Petersen, K. D., Ulrich, T., & Engelbrecht, K. (2019). Design and testing of a horizontal rock bed for high temperature thermal energy storage. Applied Energy, 251, 113345.

Touzo, A., Olives, R., Dejean, G., Pham Minh, D., El Hafi, M., Hoffmann, J.-F., & Py, X. (2020). Experimental and numerical analysis of a packed-bed thermal energy storage system designed to recover high temperature waste heat: An industrial scale up. Journal of Energy Storage, 32, 101894.

Calderón-Vásquez, I., Segovia, V., Cardemil, J. M., & Barraza, R. (2021). Assessing the use of copper slags as thermal energy storage material for packed-bed systems. Energy, 227, 120370.

Schumann, T. E. W. (1929). Heat transfer: A liquid flowing through a porous prism. Journal of the Franklin Institute, 208(3), 405-416.

Coutier, J. P., & Farber, E. A. (1982). Two applications of a numerical approach of heat transfer process within rock beds. Solar Energy, 29(6), 451-462.

Virtanen, P., Gommers, R., Oliphant, T. E., Haberland, M., Reddy, T., Cournapeau, D., Burovski, E., Peterson, P., Weckesser, W., Bright, J., Van Der Walt, S. J., Brett, M., Wilson, J., Millman, K. J., Mayorov, N., Nelson, A. R. J., Jones, E., Kern, R., Larson, E., … Vázquez-Baeza, Y. (2020).

SciPy 1.0: Fundamental algorithms for scientific computing in Python. Nature Methods, 17(3), 261-272. https://doi.org/10.1038/s41592-019-0686-2

ESTUDIO DE UN ALMACENAMIENTO TÉRMICO LATENTE PARA UN SISTEMA DE CALOR SOLAR EN INDUSTRIA

Ibarra M.I.*, Barbero R.*, Rovira A.*

*Dep. Ingeniería Energética, E.T.S. Ingenieros Industriales - UNED, c/ Juan del Rosal 12, 28040, (Madrid) España, mibarra@ind.uned.es

RESUMEN/RESUMO

La energía solar térmica es una tecnología excelente para cubrir las necesidades térmicas de los procesos industriales. Uno de los problemas que resolver es la discontinuidad del recurso solar y su desacople con la demanda. El proyecto ASTEP tiene como objetivo demostrar este concepto, mediante un sistema que incluye un captador Fresnel rotario (Sundial), y un almacenamiento térmico latente, y que tiene el objetivo de proveer la energía necesaria para cubrir una demanda industrial dada. El objetivo de este trabajo es analizar la influencia de almacenamiento en la producción de diferentes diseños y localizaciones. Para ello, se utilizó un modelo de simulación del sistema, basado en un conjunto de modelos, para la determinación de la producción del sistema en dos casos de estudio: una planta de producción de lácteos y una planta de producción de tubos. Los resultados muestran que la integración de un almacenamiento térmico y su evolución de temperatura afectarán positivamente a la integración en los procesos industriales, especialmente si hay demandas de energía fuera de las horas de operación del captador.

PALABRAS CLAVE/PALAVRAS-CHAVE: Energía Solar, calor de proceso, almacenamiento térmico, simulación, material de cambio de fase

ABSTRACT

Solar thermal energy is an excellent technology for meeting the thermal needs of industrial processes. However, one of the challenges is the intermittent nature of solar energy and its mismatch with demand. The ASTEP project aims to demonstrate this concept using a system that includes a rotary Fresnel collector (Sundial) and latent thermal storage to provide the necessary energy to meet a given industrial demand. The objective of this work is to analyze the influence of storage on the production of different designs and locations. To achieve this, a simulation model of the system was used, to determine the production of the system in two case studies: a dairy production plant and a tube production plant. The results show that the integration of thermal storage and its temperature evolution will have a positive impact on integration into industrial processes, especially if there are energy demands outside of the collector's operating hours.

KEYWORDS: solar thermal energy, SHIP, thermal storage, PCM, simulation.

INTRODUCCIÓN/INTRODUÇÃO

La energía solar térmica se postula como un candidato excelente para cubrir las necesidades térmicas de los procesos industriales. Sin embargo, la tecnología, no está ampliamente establecida en el mercado (sólo existen 305 plantas reportadas (AEE INTEC, 2023)). Entre los captadores con seguimiento, que son los que permiten alcanzar temperaturas hasta los 400ºC, los captadores Fresnel ofrecen gran potencial de reducir el coste de la energía. Uno de los problemas que resolver al integrar energía solar térmica en procesos industriales, que pueden ser continuos o por lotes, es la discontinuidad del recurso solar y su desacople con la demanda.

Para su aceptación en el mercado, la tecnología SHIP debe superar varios retos, especialmente en el rango de temperaturas medias (de 150 a 300 °C), como resolver la posible falta de sincronización de la disponibilidad de irradiación solar y las demandas, el uso en latitudes donde la energía solar puede no ser óptima y la falta de espacio que ocurre a menudo en entornos industriales. En la mayoría de los casos, la rentabilidad y la idoneidad de un sistema SHIP dependen en gran medida tanto de la ubicación y el coste del combustible como de la presencia de almacenamiento de energía térmica (TES) (Lemos et al., 2019).

La posibilidad de integrar tecnologías solar térmicas en la industria ha suscitado mucho interés, especialmente en la alimentaria (Bellos, Daniil and Tzivanidis, 2018)-(Bolognese et al., 2020), debido al rango de temperaturas asequible. En particular, la integración de tecnologías termosolares en industrias lácteas se ha estudiado en varias ocasiones (Wallerand et al., 2018; Lemos et al., 2019; Masera et al., 2023). En todos estos estudios se demostró la fiabilidad del uso de la energía solar para hacer frente a las demandas de calefacción y refrigeración de las industrias lácteas. Los estudios también señalan la conveniencia de disponer de almacenamiento térmico que permita optimizar el funcionamiento de estos sistemas.

Entre las tecnologías de almacenamiento térmico, una de las propuestas es el uso de almacenamiento latente o material de cambio de fase (PCM, por sus siglas en inglés, Phase Change Materials) (Crespo et al., 2019). Estas ofrecen tanto ventajas, como la capacidad de proporcionar calor a una temperatura constante, como desventajas, como la baja conductividad térmica de los materiales cuando se necesita una alta tasa de potencia térmica. Habitualmente, para mejorar esta conductividad térmica, se aumenta la superficie de intercambio mediante el uso de aletas o tubos de calor (Prieto et al., 2021).

El proyecto ASTEP (‘Astep Project Website’, no date) tiene como objetivo demostrar un concepto de calor solar con concentración y su aplicación a demandas industriales a media temperatura. La Fig. 1 muestra el sistema ASTEP, que incluye un captador Fresnel rotatorio (Sundial), y el almacenamiento térmico latente (con PCM o materiales de cambio de fase), con el objetivo de proveer la energía necesaria para cubrir una demanda industrial dada. El fluido caloportador del sistema es aceite térmico. El captador Sundial ha sido estudiado en varios trabajos(Barbero et al., 2021; Abbas et al., 2022, 2023; Ibarra et al., 2022; Barnetche, González-Portillo and Abbas, 2023), incluyendo el presentado por Bartneche et al. (Barnetche, González-Portillo and Abbas, 2023), que presentaba la integración de este sistema centrada en el comportamiento dinámico.

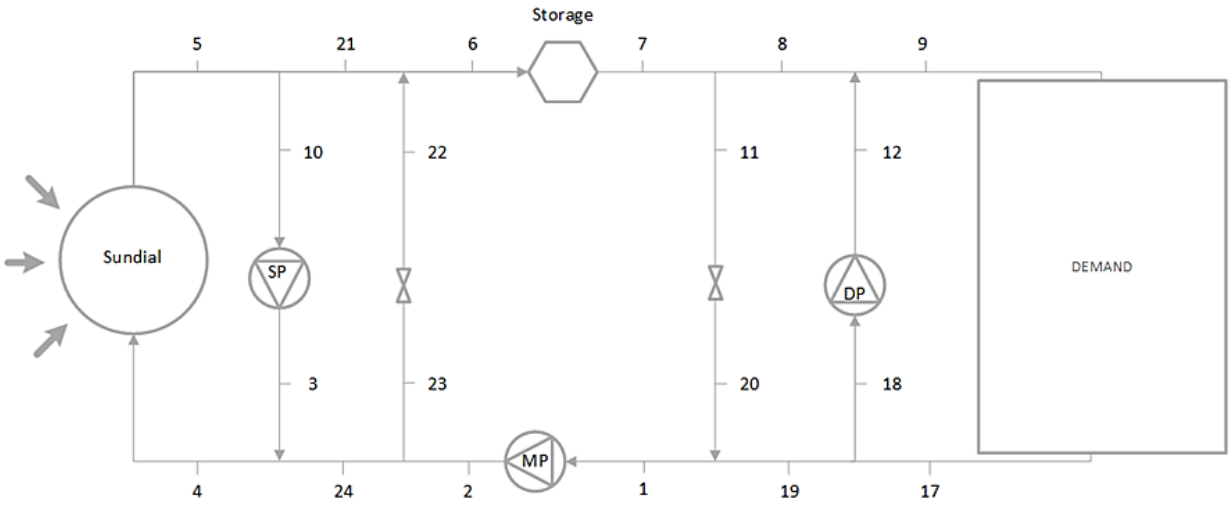


Fig. 1. Esquema del sistema ASTEP propuesto

El objetivo de este trabajo es analizar la influencia de almacenamiento en el sistema ASTEP (Aplicación de la Energía Térmica Solar a Procesos) en la producción de diferentes diseños. A diferencia de trabajos previos, el foco no se encuentra en el comportamiento dinámico de los sistemas si no su efecto acumulado a lo largo del tiempo. En particular, el comportamiento térmico del tanque de PCM y su efecto en la demanda cubierta se evaluará en dos localizaciones, con dos demandas distintas. En las siguientes secciones se expondrá la metodología utilizada, así como los resultados obtenidos para los dos casos de estudio, tanto con como sin almacenamiento térmico.

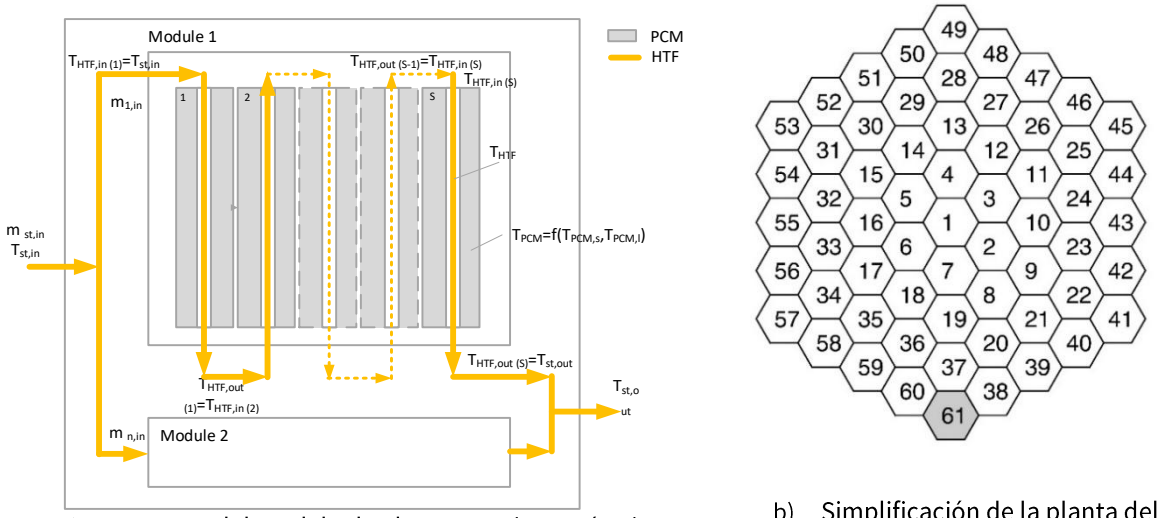
METODOLOGÍA

El objetivo de este trabajo es analizar la influencia de almacenamiento en el sistema ASTEP (Aplicación de la Energía Térmica Solar a Procesos) en la producción de diferentes diseños. Para ello, se desarrolló un modelo de simulación del sistema en MATLAB, basado en un conjunto de modelos físicos y empíricos, para la determinación de la producción diaria, mensual y anual, del sistema (Ibarra *et al.*, 2021, 2022).

En particular, el almacenamiento térmico considerado está basado en un tanque de PCM, con 60 tubos que entran y salen, por donde se mueve el aceite térmico calotransportador, proporcionando o recogiendo el calor. Para mejorar la transferencia térmica entre el aceite y el PCM, cada tubo tiene un inserto que rodea dicho tubo. Como puede observarse en la Fig. 1, la conexión con el Sundial es en serie, por lo que el aceite siempre pasará por el almacenamiento si hay algún elemento en marcha, y será su situación termodinámica la que determinará si carga o descarga.

En la Fig. 2a) se muestra un esquema del modelo desarrollado y las variables implicadas. Cada almacenamiento térmico puede tener *N* módulos, que están conectados en paralelo. Cada módulo consta de 60 nodos conectados en serie: El aceite térmico entra por la parte central (nodo 1) y va avanzando hacia afuera hasta llegar al nodo 60. El nodo 61 no tiene tubo. La Fig. 2b) muestra una simplificación de la planta del almacenamiento térmico y la localización de cada uno de los nodos. El modelo del almacenamiento térmico está basado

en el análisis del intercambio de calor en cada uno de esos 60 nodos. Este intercambio de calor estará definido por la diferencia de temperatura aceite-PCM, por el estado inicial del PCM (fracción de volumen líquido) y por la evolución del proceso de fusión/solidificación. En esta etapa del trabajo se ha tenido en cuenta las perdidas al ambiente de manera uniforme para cada uno de los elementos, sin considerar la localización de los elementos dentro del tanque ni la posible influencia entre ellos.



a) Esquema del modelo de almacenamiento térmico

b) Simplificación de la planta del tanque y localización de los nodos

Fig. 2. Modelo de almacenamiento térmico.

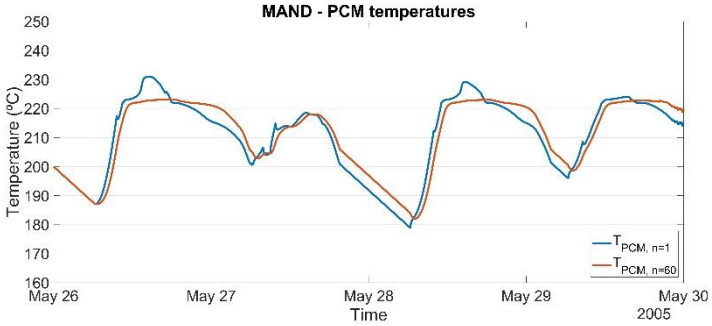
Este modelo se aplicó en el mes de mayo, en dos casos de estudio, en dos localizaciones distintas. El primer caso de estudio, denominado MAND, es una industria láctea localizada en Corinto (Grecia). En este caso, el sistema ASTEP debe ser capaz de cubrir las demandas de calor de proceso en forma de vapor (8 kW) y refrigeración (6,2 kW). La demanda de calor tiene lugar de 9:00 a 17:00, de lunes a viernes, mientras que la demanda de refrigeración es de 24 h al día, todos los días. El generador de vapor debe producir 0,0034 kg/s de vapor a 8 bares y 175 °C. Para ello, la temperatura de entrada del aceite se fijó en 205 °C, y la de salida en 190 °C. Por otro lado, el sistema de refrigeración LiBr/agua (2 x 3,1 kW) requiere una temperatura del aceite térmico de entrada de 95 °C y un caudal de 0,58 kg/s.

El segundo caso de estudio, denominado AMPT se localiza en Iasi (Rumanía), y es una industria de fabricación de tubos. La demanda térmica que cubrir en este caso es el precalentamiento de los tubos hasta 180-200 ºC. Para ello se propusieron dos intercambiadores de calor con 7 kW de capacidad cada uno y que funcionan con el aceite térmico por ambos lados. El aceite caliente se envía posteriormente a un horno para calentar los tubos a la temperatura requerida. La línea de producción funciona de 6:00 h a 22:00 h, de lunes a sábado. Los dos intercambiadores de calor se dispusieron en serie, y el segundo sólo funciona si el sistema ASTEP proporciona suficiente energía

RESULTADOS DE LOS CASOS DE ESTUDIO

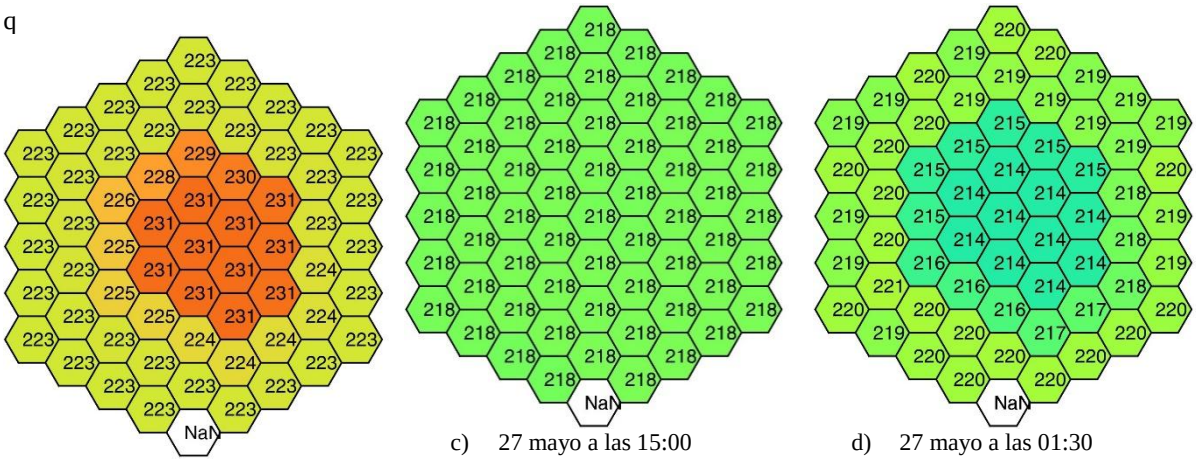
Temperatura del almacenamiento en los casos de estudio

En la Fig. 3 se muestran los resultados de la evolución de la temperatura en el almacenamiento térmico (en los módulos 1 y 60) durante cuatro días (26-29 de mayo) en el caso de estudio MAND, en Corinto, Grecia. Como se puede observar, las temperaturas a lo largo del almacenamiento térmico son muy similares si se le da el tiempo suficiente para estabilizarse (ΔT_{st} = 0,27 ºC a las 15:00 del 27 de mayo). Sin embargo, en momentos de cambio de tendencia, las temperaturas a la entrada y salida del almacenamiento pueden ser muy diferentes. Es el caso por ejemplo del 26 de mayo a las 15:00, que las diferencias son 7,96 ºC.



a) Evolución de la temperatura del PCM a lo largo del tiempo de estudio

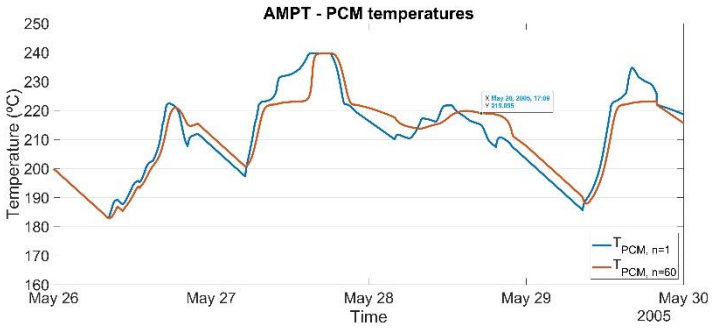
q



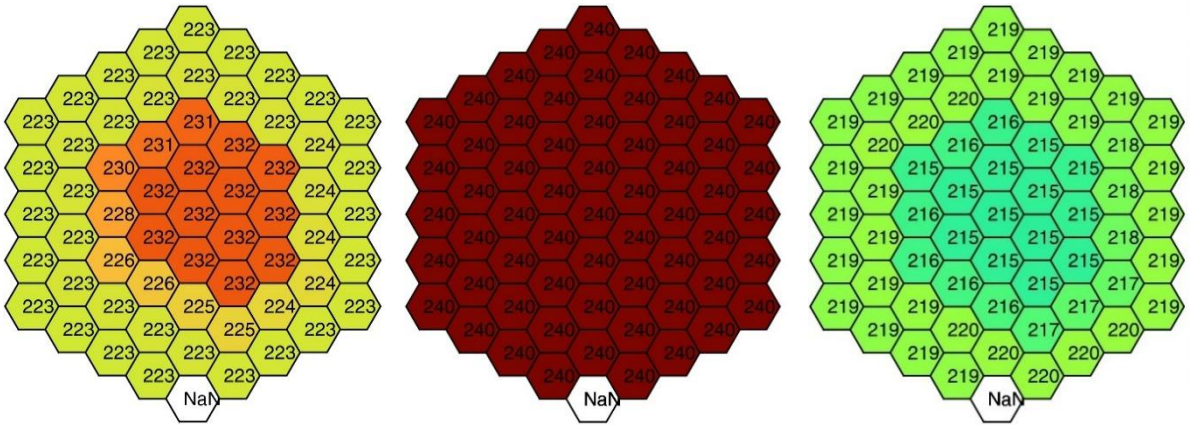
b) 26 mayo a las 15:00 c) 27 mayo a las 15:00 d) 27 mayo a las 01:30

Fig. 3. Temperatura del PCM en MAND (a), y en cada uno de los nodos: en un instante de carga (b), uno estable (c) y en uno de descarga (d).

En la Fig. 4 se muestran los resultados preliminares de la evolución de la temperatura en el almacenamiento térmico (en los nodos 1 y 60) durante cuatro días (26-29 de mayo) en el caso AMPT (Iasi, Rumanía). De nuevo, las temperaturas a lo largo del almacenamiento térmico (ΔT_{st}) son muy similares si se le da el tiempo suficiente para estabilizarse (ΔT_{st} = 0,005 ºC a las 17:20 del 27 de mayo). Sin embargo, en momentos de cambio de tendencia, las temperaturas a la entrada y salida del almacenamiento pueden ser muy diferentes. Es el caso por ejemplo del 27 de mayo a las 11:30, que las diferencias son 9,26 ºC.



a) Evolución de la temperatura del PCM a lo largo del tiempo de estudio



b) 27 mayo a las 11:30 c) 27 mayo a las 17:20 d) 28 mayo a las 17:10

Fig. 4. Temperatura del PCM en AMPT (a), y en cada uno de los nodos: en un instante de carga (b), uno estable (c) y en uno de descarga (d).

Comparación

Los resultados del mes de mayo se muestran en la Tabla 1 donde I_{ac} es la DNI acumulada, E_{gn} es la energía generada y aprovechada por la demanda y FC es el factor de capacidad del sistema, calculado como la ratio entre E_{gn} y la energía que podría ser utilizada por la demanda si estuviera disponible de manera ideal. A pesar de que los datos de radiación son similares, los resultados de energía generada difieren bastante debido al control de la demanda. En el caso de MAND, el efecto de utilizar el almacenamiento es muy positivo tanto considerando valores de energía como los de FC. Sin embargo, la ventaja en AMPT es mayor, a pesar de ser el FC menor que el de MAND en todos los casos, el aumento del FC al poner el almacenamiento es mayor. Los valores de FC son menores en el caso de AMPT por el horario impuesto por la demanda, que no permite aprovechar la energía en el caso acumulada durante el día en horas nocturnas. Sin embargo, en el caso de MAND, el uso de un almacenamiento es muy positivo por la demanda de frío de 24h.

Tabla 1. Resultados sin y con almacenamiento para el mes de mayo en las dos localizaciones

		Sin almacenamiento		Con almacenamiento	
	I_{ac} (kWh/m^2)	E_{gn} (MWh)	FC (-)	E_{gn} (MWh)	FC (-)
MAND	188,57	2,52	0,4496	3,53	0,6297
AMPT	186,24	1,88	0,2389	3,14	0,4801

CONCLUSIONES/COMENTÁRIOS FINAIS

Los resultados muestran que la integración de un almacenamiento térmico y su evolución de temperatura afectarán directamente a la integración en los procesos industriales. En particular, se han mostrado los efectos de incluir un almacenamiento térmico en dos casos específicos: una planta de producción de lácteos y una planta de producción de tubos. El modelo utilizado ha permitido determinar las temperaturas en los distintos nodos del almacenamiento térmico bajo distintas condiciones de operación. La diferencia de temperaturas dentro del almacenamiento puede ser alta (unos 10 ºC) en momentos de cambio rápido, ofreciendo un buffer entre el captador solar y la demanda, pero el sistema se estabiliza cuando se alcanza la nueva situación de equilibrio.

Por otro lado, la comparación de sistemas con y sin almacenamiento ha mostrado que el uso de almacenamiento es positivo solamente si hay demandas de energía fuera de las horas de operación del Sundial. No obstante, será necesario en trabajos futuros analizar el año completo para confirmar estos resultados.

Además, en esta etapa del trabajo se ha tenido en cuenta las perdidas al ambiente de manera uniforme para cada uno de los elementos, sin considerar la localización de los elementos dentro del tanque ni la posible influencia entre ellos. Este es un aspecto importante a considerar en futuros trabajos.

AGRADECIMIENTOS

El proyecto ASTEP ha recibido financiación del programa de investigación e innovación Horizonte 2020 de la Unión Europea, en virtud del acuerdo de subvención n.º 884411. Aviso: Esta publicación refleja únicamente las opiniones del autor y la Unión Europea no se hace responsable del uso que pueda hacerse de la información contenida en ella. M. Ibarra ha recibido financiación para un contrato “Ramon y Cajal” (RYC2021-033499-I), de la ayuda financiada por MICIU/AEI/10.13039/501100011033 y por la “Unión Europea NextGenerationEU/PRTR”

REFERENCIAS/REFERÊNCIAS

Abbas, R. et al. (2022) ‘Enhancement of SunDial optical performance handling cosine and end losses’, in AIP Conference Proceedings. SOLARPACES 2020: 26th International Conference on Concentrating Solar Power and Chemical Energy Systems, Freiburg, Germany: American Institute of Physics, p. 140001. Available at: https://doi.org/10.1063/5.0085667.

Abbas, R. et al. (2023) ‘SunDial, a new collector for solar heat for industrial processes: Optical and thermal design’, Thermal Science and Engineering Progress, 44, p. 102025. Available at: https://doi.org/10.1016/j.tsep.2023.102025.

AEE INTEC (2023) Solar Heat for Industrial Processes (SHIP) Plants Database, Home | Solar Heat for Industrial Processes (SHIP) Plants Database. Available at: http://ship-plants.info/ (Accessed: 12 March 2024).

‘Astep Project Website’ (no date). Available at: https://astepproject.eu/ (Accessed: 14 March 2024).

Barbero, R. et al. (2021) ‘Thermal losses characterization for the receiver of the SunDial, the rotary Fresnel collector’, in. SolarPACES 2021. Available at: https://doi.org/10.5281/zenodo.5772950.

Barnetche, M., González-Portillo, L.F. and Abbas, R. (2023) ‘Optimum integration of latent heat storage in a solar thermal system for industrial processes: In series or in parallel?’, Applied Thermal Engineering, 232, p. 121090. Available at: https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2023.121090.

Bellos, E., Daniil, I. and Tzivanidis, C. (2018) ‘Energetic and Financial Optimization of Solar Heat Industry Process with Parabolic Trough Collectors’, Designs, 2(3), p. 24. Available at: https://doi.org/10.3390/designs2030024.

Bolognese, M. et al. (2020) ‘Modeling study for low-carbon industrial processes integrating solar thermal technologies. A case study in the Italian Alps: The Felicetti Pasta Factory’, Solar Energy, 208, pp. 548–558. Available at: https://doi.org/10.1016/j.solener.2020.07.091.

Crespo, A. et al. (2019) ‘Latent thermal energy storage for solar process heat applications at medium-high temperatures – A review’, Solar Energy, 192, pp. 3–34. Available at: https://doi.org/10.1016/j.solener.2018.06.101.

Ibarra, M. et al. (2021) ‘Design and integration of a solar heat system based on the SunDial for industrial processes’, in. SolarPACES2021. Available at: https://doi.org/10.5281/zenodo.5772878.

Ibarra, M. et al. (2022) ‘ASTEP Concept: Design and Simulation of a Solar Heating System for a Dairy Industry’, in. XII National and III International Conference on Engineering Thermodynamics, Madrid, Spain.

Lemos, L.F.L. et al. (2019) ‘Solar Heat in the Brazilian Dairy Industry: A Preliminary Economic Assessment’, in Proceedings of the ISES Solar World Congress 2019. ISES Solar World Congress 2019/IEA SHC International Conference on Solar Heating and Cooling for Buildings and Industry 2019, Santiago, Chile: International Solar Energy Society, pp. 1–11. Available at: https://doi.org/10.18086/swc.2019.12.08.

Masera, K. et al. (2023) ‘An investigation of the recent advances of the integration of solar thermal energy systems to the dairy processes’, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 172, p. 113028. Available at: https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.113028.

Prieto, C. et al. (2021) ‘Improvement of Phase Change Materials (PCM) Used for Solar Process Heat Applications’, Molecules, 26(5), p. 1260. Available at: https://doi.org/10.3390/molecules26051260.

Wallerand, A.S. et al. (2018) ‘Optimal design of solar-assisted industrial processes considering heat pumping: Case study of a dairy’, Renewable Energy, 128, pp. 565–585. Available at: https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.07.027.

OPTIMIZAÇÃO ECONÓMICA DA OPERAÇÃO DE ARMAZENAMENTO TÉRMICO A SAIS FUNDIDOS COM PIRÓLISE DE BIOMASSA: UM CASO DE ESTUDO PARA A REGIÃO DO ALENTEJO

Pires, C.*, Felizardo, F.*, Mané, J.**, Canavarro, D.*, Malico, I.**. Horta, P.*

*Cátedra Energias Renováveis, Universidade de Évora, Pólo da Mitra da Universidade de Évora, Edifício Ário Lobo de Azevedo, 7000-083 Nossa Senhora da Tourega, Portugal, celisio@uevora.pt

**IDMEC, Escola de Ciências e Tecnologia, Universidade de Évora, Colégio Luís António Verney, Rua Romão Ramalho, nº59, 7000-671, Portugal

RESUMO

A biomassa lenho-celulósica é utilizada para produzir biocombustíveis líquidos, sólidos e gasosos. Portugal, com cerca de 35% de seu território coberto por florestas, destaca-se na variedade de fontes de biomassa, especialmente na região do Alentejo. Por outro lado, esta mesma região do Alentejo caracteriza-se por apresentar elevados níveis de irradiação solar, atingindo valores próximos de 2000 kWh/m^2/ano de irradiação solar directa (Cavaco, A., 2020). A integração da radiação solar em processos termoquímicos existentes pode produzir biocombustíveis competitivos. Sistemas de armazenamento de energia permitem gerenciar a variabilidade das fontes renováveis, garantindo a entrega contínua de energia. O presente estudo foca-se na otimização de um sistema termoquímico de pirólise de biomassa integrado com armazenamento térmico, partindo de um sistema de 3 MWh$_{th}$ à escala industrial instalado na plataforma Évora Molten Salt Platform (EMSP). Os resultados mostram que operar 14 reatores em série resulta na máxima produção anual de 443 toneladas de biocombustíveis por ano.

PALAVRAS-CHAVE: Energia Solar, Armazenamento de Energia, Sais Fundidos, Termoquímica, Pirólise, Biomassa, Biocombustíveis.

ABSTRACT

Wood-cellulose biomass is used to produce liquid, solid and gaseous biofuels. Portugal, with around 35% of its territory covered by forests, stands out in terms of the variety of biomass sources, especially in the Alentejo region. On the other hand, this same Alentejo region is characterized by high levels of solar irradiation, reaching values close to 2000 kWh/m^2/year of direct solar irradiation (Cavaco, A., 2020). Integrating solar radiation into existing thermochemical processes can produce competitive biofuels. Energy storage systems make it possible to manage the variability of renewable sources, ensuring the continuous delivery of energy. This study focuses on the optimization of a thermochemical biomass pyrolysis system integrated with thermal storage, starting from a 3 MWh$_{th}$

industrial-scale system installed at the Évora Molten Salt Platform (EMSP). The results show that operating 14 reactors in series results in maximum annual production of 443 tons of biofuels per year.

KEYWORDS: Solar Energy, Energy Storage, Molten Salts, Thermochemistry, Pyrolysis, Biomass, Biofuels.

INTRODUÇÃO

A biomassa lenho-celulósica apresenta-se hoje como um recurso com potenciais novos usos, nomeadamente na produção de biocombustíveis na forma líquida como o bioetanol ou o biodiesel, sendo estas as tipologias de biocombustível mais utilizadas na União Europeia (European Court of Auditors, 2016), ou biocombustíveis na forma sólida e gasosa como o carvão vegetal, o biogás ou o gás de síntese.

Portugal tem cerca de 35% do seu território coberto por floresta (Relatório do grupo de trabalho da Biomassa, 2013), apresentando-se a região do Alentejo como a que apresenta a maior variedade de fontes de biomassa residual, agroindustrial e agrícola, contabilizando cerca de 2,1 mil milhões de toneladas. A coincidência, nesta região, de recursos de biomassa com o mais importante recurso solar a nível nacional - e um dos mais altos a nível europeu - potencia a combinação de sistemas de energia solar com equipamentos de tratamento de biomassa.

A integração da energia solar com sistemas de tratamento de biomassa representa uma via promissora para a produção sustentável de biocombustíveis. Em particular, o recurso a tecnologias de armazenamento de energia térmica com sais fundidos com base em nitratos (calor sensível, entre os 290 ^{o}C e 565^{o}C) é já hoje uma solução que apresenta valores de 4–20 € kWh.th, (Bauer, T. el alt. 2021) podendo ser visto como um hub center de energia (sais aquecidos por via térmica e/ou via eléctrica através de efeito de Joule) podendo desta forma acoplar diferentes fontes de energia renovável que não apenas a solar térmica concentrada. Por outro lado, a sua operação enquanto sistema de armazenamento pode permitir uma maior despachabilidade de entrega de energia a reactores termoquímicos quando comparado com os sistemas mais convencionais de solar fuels onde o fluxo radiativo é absorvido diretamente pela cavidade desses equipamentos, tendo como principal contrapartida a volatilidade de produção em função da disponibilidade solar (Sun to liquid 2016)

A pirólise é um processo termoquímico que transforma materiais orgânicos, como madeira, resíduos agrícolas ou plásticos, em compostos gasosos, líquidos e sólidos, sem a presença de oxigénio. Dependendo do tipo de pirólise é um processo que ocorre a temperaturas entre 200 e 1000^{o}C e pressões até 100 bar (Wang et alt. 2016). A pirólise pode ocorrer de três principais formas: pirólise lenta, pirólise intermédia e pirólise rápida/flash. A Tabela 1 mostra um sumário destas três formas de operação e a sua compatibilidade com o uso de sais fundidos.

Tabela 1. Tipos de processos de pirólise e sua compatibilidade com o uso de sais fundidos baseados em nitratos.

Tipo de processo	Temp. Operação (ºC)	Tempo de residência	Output principal	Compatibilidade com o uso de sais fundidos
Pirólise lenta	200-400	5-30 min	Bio-char	Sim, se acima de 290ºC
Pirólise intermédia	400-600	1-5 min	Bio-óleos	Sim, se até 565 ºC
Pirólise rápida/flash	600-1000	1-2 s	Syngas	Não.

A pirólise torna-se assim particularmente interessante para a produção dos bio-char e bio-óleos podendo ter uma aplicação directa, por exemplo, em actividades agroflorestais (PYRAGRAF 2023).

Tirando partido das valências e competências existentes na infraestrutura INIESC no Pólo de Évora, nomeadamente dos sistemas de armazenamento de energia térmica com sais fundidos e considerando as potencialidades do armazenamento de energia sob a forma de calor sensível através de sais fundidos (nomeadamente o seu potencial baixo-custo), sendo já a sua utilização uma realidade em centrais de *Concentrated Solar Power* (Robert Pitz-Paal 2020), torna-se relevante a identificação de diferentes tipos de processos termoquímicos compatíveis com as gamas de temperatura de operação deste tipo de sistema (300-565ºC). A pirólise de biomassa é um desses processos, com particular interesse para a produção de bio-chars e bio-óleos através de desperdícios de atividade agroflorestal.

As taxas de reação de pirólise, isto é, da transformação da biomassa nos produtos da reação está dependente, fortemente, da composição química da biomassa, ainda que dependa de outros fatores como a temperatura no interior da câmara de reação e das trocas de calor por convecção entre o gás de arraste e a biomassa.

No âmbito da pesquisa científica da Cátedra Energias Renováveis, nomeadamente através da infraestrutura de investigação INIESC, decorrem actualmente várias actividades no que toca à utilização de sais fundidos na produção de diferentes vectores energéticos que não exclusivamente a electricidade, nomeadamente calor de processo industrial e processos termoquímicos. Em particular, o projecto SALTOpower (SALTOpower 2022) pretende criar a instalação europeia de referência para o desenvolvimento e ensaio de tecnologias baseadas em sal fundido para soluções de armazenamento de energia e produção de energia despachável, para a integração de diferentes fontes de energia renováveis e redes de eletricidade e gás.

Este trabalho representa uma análise preliminar da competitividade técnico-económica da produção de biocombustíveis a partir de desperdícios agroflorestais e utilizando os sais fundidos como meio de armazenamento de energia e calor para o referido processo de pirólise. A análise considera a variação do estado de carga do sistema de armazenamento

por efeito termoclina numa perspectiva de alimentar energeticamente um reator de pirólise com vista à produção diária anual, dos vários bioprodutos referidos na Tabela 1.

METODOLOGIA

O estudo aqui apresentado pretende mostrar a evolução do estado de carga e descarga do sistema de armazenamento termoclina para um ótimo número de reatores de forma a atingir um nível máximo de produção de biomassa anualmente. Após identificado esse número pretende-se mostrar para uma análise a 25 anos qual o valor de venda dos bioprodutos para um VAL (Valor Atual Líquido) igual a 0 € e identificar um número ótimo de reatores para este caso específico.

Para o início da abordagem mencionada considerou-se como caso de estudo uma termoclina com 3 MWh_{th} de capacidade à temperatura máxima de 500ºC (sistema NEWSOL). Este sistema encontra-se actualmente instalado na EMSP em Évora (Fig. 1), com o objectivo de desenvolver futuras demonstrações reais do conceito aqui apresentado.



Fig. 1. Vista geral do sistema instalado na EMSP, Évora.

O sistema NEWSOL contempla uma interligação com:

- Um campo fotovoltaico com uma potência pico instalada de 65.88kWp, desenhado para suporte energético das resistências elétricas do tanque de armazenamento (aquecimento por efeito de Joule). O sistema produz cerca de 215 kWh/dia em média.
- Um campo solar com a tecnologia Linear Fresnel Reflector com uma área de 440 m^2 e uma potência de 277.2 kW.th (ALFR-Alentejo 2020).

Para efeitos operacionais de escala real ao estudo aplicado, considerou-se que quando alcançada a temperatura de 500 ºC o processo de carregamento do tanque de armazenamento é iniciado com 3 MWh_{th}, para um funcionamento em contínuo do reator de pirólise com um consumo energético de 4,82 kW e uma injeção de biomassa a uma taxa de 2 g/s à temperatura ambiente (27 ºC) permitindo a produção de biocombustíveis. No reator de pirólise de leito fluidizado, um gás inerte (azoto) é pré-aquecido e injetado na câmara de

reação a uma velocidade e temperatura apropriadas para fluidizar a biomassa e consecutivamente transportá-la para a saída da câmara de reação. O gás de arraste é pré-aquecido antes de entrar na câmara de reação. Posteriormente, a biomassa contida na câmara recebe calor por convecção proveniente do gás de arraste e o processo de pirólise (endotérmico) inicia-se, produzindo-se no intervalo de temperaturas de operação (400 a 550ºC), os produtos da reação, nomeadamente, bio-óleo, bio-char e bio-gás. No fim da operação, o gás de pirólise é separado dos produtos sólidos e líquidos através de um defletor cónico que permite a descarga apenas da fase gasosa para um tubo de armazenamento. (Bashir et alt. 2017)

O layout esquemático dessa solução integrada solar-biomassa é apresentado na Fig. 2.

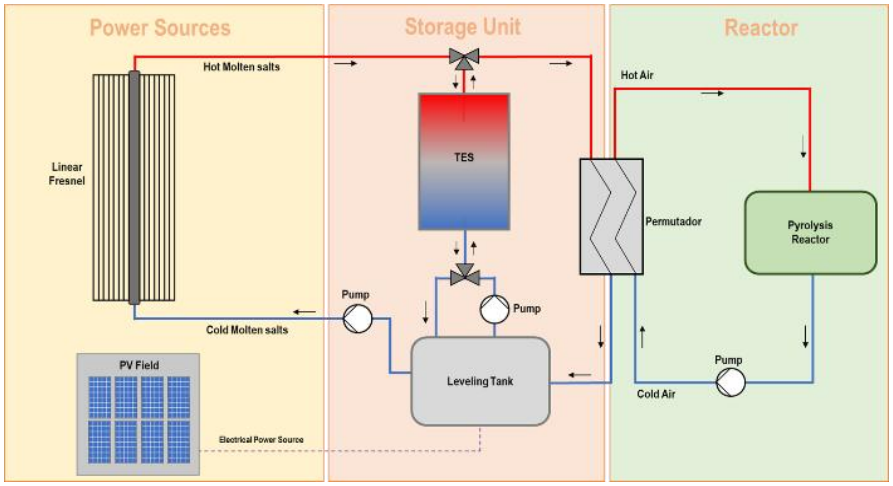


Fig. 2. Configuração do protótipo de estudo.

Para suporte energético ao reator num período de produção e operação anual, para um (1) ano típico de radiação solar na região de Évora (PVGIS) e o tanque de armazenamento totalmente carregado no início do ano, a simulação contemplou a análise horária da produção do campo solar e a entrega de energia ao tanque. Essa produção, realizada por via do campo de fotovoltaico e Linear Fresnel, foi calculada de acordo com os seguintes parâmetros:

1. Campo PV: 144 módulos fotovoltaicos de silício monocristalino em estrutura fixa orientados a Sul com 30° de inclinação, perfazendo uma potência pico total de 65,88 kWp. Para os dados de produção horária ao longo do ano foi utilizado o simulador SISIFO (SISIFO, 2020), obtendo uma média de 215 kWh/dia de energia produzida.

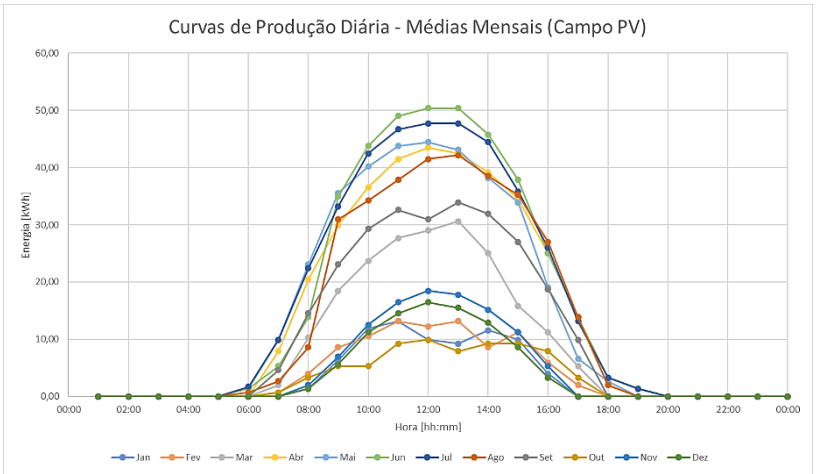


Fig. 3. Curvas de produção diária, médias mensais para o campo PV

2. Campo Linear Fresnel: Para o cálculo da produção diária, tem em conta a variação da eficiência ótica com a posição do sol no céu, bem como a irradiância normal direta e a área de abertura do concentrador. Média de 1035 kWh/dia de energia produzida.

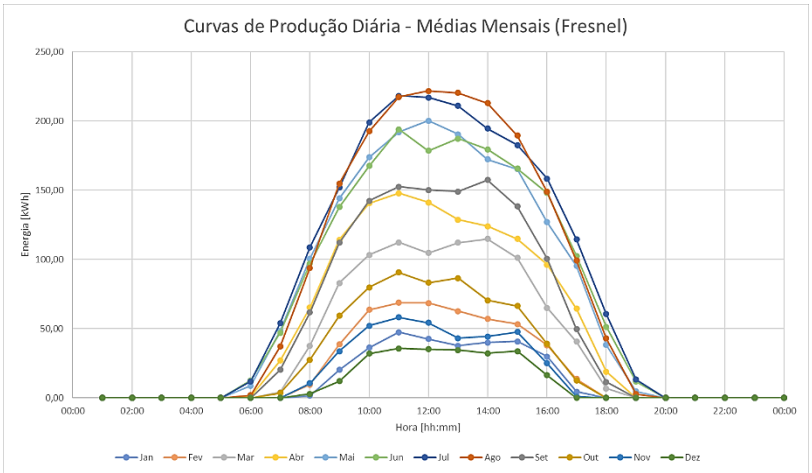


Fig. 4. Curvas de produção diária, médias mensais para o campo Linear Fresnel

A transferência de energia entre a termoclina e o reator é realizada através de um permutador de calor com uma eficiência nominal de 75% (Fig. 1). Foi definido um valor mínimo de estado de carga da termoclina de 1.15MWh$_{th}$ (por razões de operacionalidade e segurança), abaixo deste valor ocorre um corte do fornecimento de energia ao reator. Com o consumo de 4,82 kW do reator, foi estimada a capacidade de funcionamento do sistema de armazenamento alimentado pelo campo fotovoltaico e pelo concentrador fresnel, a partir daqui é possível validar as horas de funcionamento do sistema e encontrar o ponto de operação de produção máxima.

É possível estimar a produção global de "bio-produtos" do sistema, considerando 50% de bio-oil, 45% de biochar e 5% de syngas por cada kg de biomassa processada (Bashir et alt. 2017). A biomassa selecionada foi erva do campo (*switch grass*), com um custo de 87,68 €/t (Kung et alt. 2013), sendo esta quimicamente representativa do que se pode encontrar

tipicamente em outras biomassas de fonte agroflorestal, composta aproximadamente por 48,8% de carbono, 43,68% de oxigénio, 6,99% de hidrogénio e 0,53% de azoto (Bashir et alt. 2017).

Na simulação foram contempladas algumas simplificações: o aumento do número de reatores em série é feito de forma linear, bem como todas as suas variáveis (potência, consumo de biomassa, custo, etc.); é considerado que a temperatura da termoclina se mantém constante independentemente do seu estado de carga; considera-se a eficiência do permutador constante; não são contempladas paragens periódicas para manutenção do sistema; todos os reatores (quando são mais que 1) funcionam em simultâneo, não sendo possível funcionar individualmente.

RESULTADOS E DISCUSSÃO

Com base nos pressupostos dispostos anteriormente, simulou-se o funcionamento do sistema durante 24 horas para 1 ano de operação. Na Fig. 5 podemos observar uma simulação da operação do sistema com dois reatores em série. Verifica-se que com apenas dois reatores o sistema consegue operar de forma ininterrupta, sem se aproximar do valor mínimo do estado de carga da termoclina (1150 kWh - linha cinza). Produzindo aproximadamente 63 toneladas de biocombustíveis.

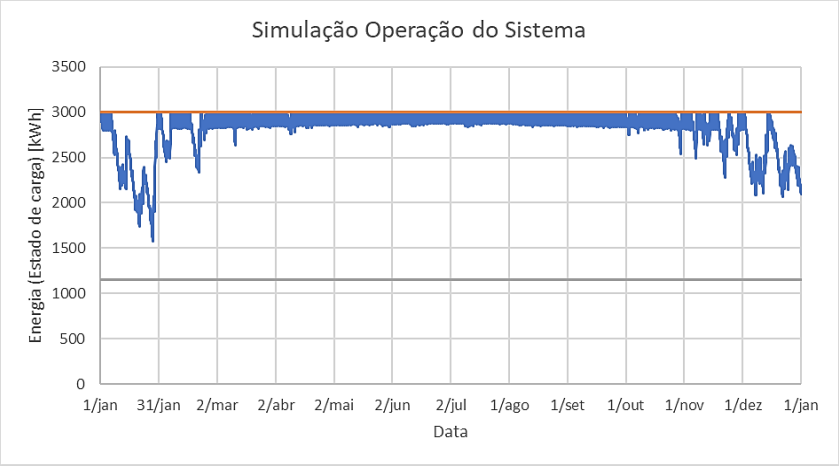


Fig. 5. Simulação operação do sistema com 2 reatores em série.

Como para 2 reatores o sistema de armazenamento está sobredimensionado, desenvolveu-se um estudo adicionando reatores em série de forma a aumentar o consumo de energia mas também o aumento de produção de biocombustíveis. Na Fig. 6 podemos observar uma simulação realizada para 9 reatores em série, observando-se que o valor mínimo do estado de carga da termoclina era atingido, traduzindo-se numa paragem sazonal no sistema, cerca de 2922 horas no ano. Paragem que ocorre maioritariamente nos meses de inverno, que é coincidente com a menor radiação solar disponível, traduzindo-se na diminuição da energia produzida pelo campo fotovoltaico e pelo campo Linear Fresnel. Apesar de um registo de horas de paragem a produção estimada de biocombustíveis é de aproximadamente 378 toneladas.

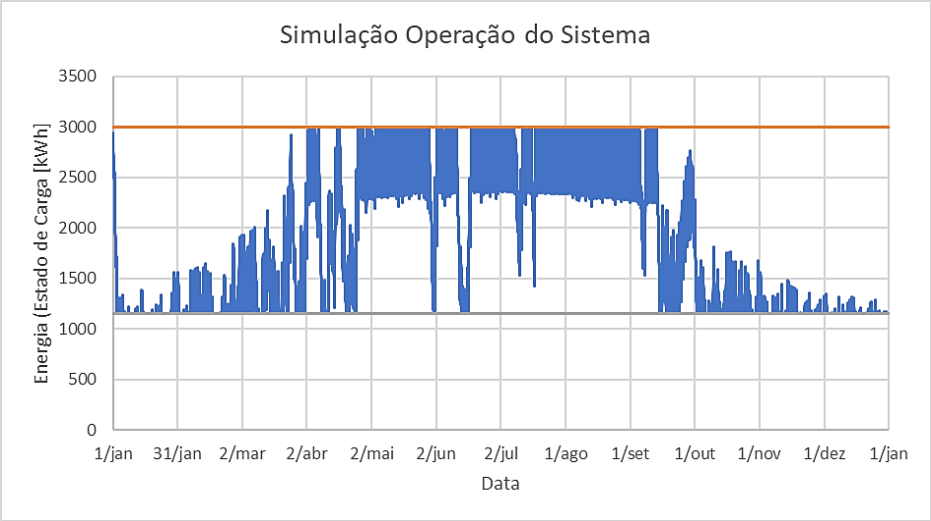


Fig. 6. Simulação operação do sistema com 9 reatores em série.

Estas primeiras simulações levaram a um estudo para comparar as horas de funcionamento com a produção de biocombustíveis ao aumentar o número de reatores. Os resultados deste estudo encontram-se de forma resumida na Fig. 7, onde se pode observar que atinge-se um pico de produção de biocombustíveis (linha cinzenta) com 14 reatores, onde estima-se uma produção de aproximadamente 443 toneladas de biocombustíveis produzidos com 4358 horas de paragem (linha laranja). A partir de 14 reatores o número de horas de paragem começa a ser superior ao número de horas de funcionamento (linha azul), o que leva o aumento do número de reatores a não resultar num aumento de produção.

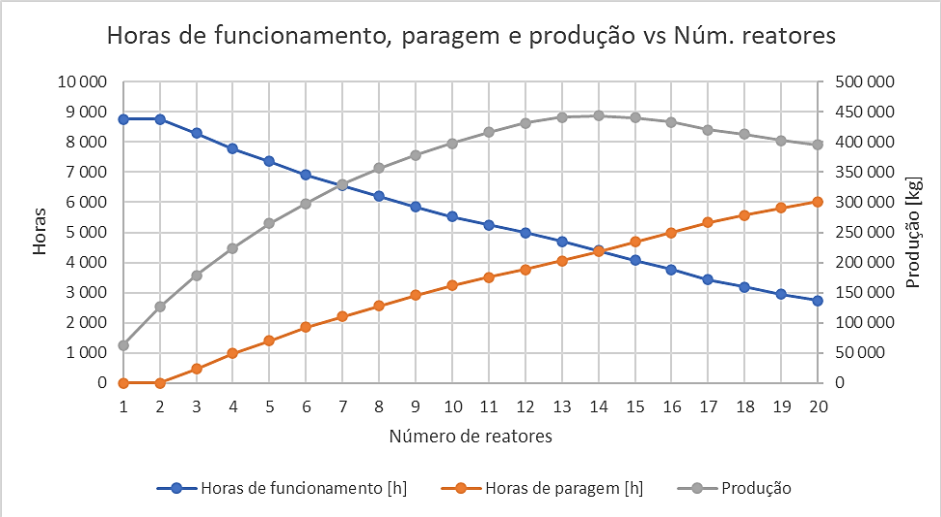


Fig. 7. Análise macroeconómica do protótipo, relação entre horas de operação e produção acumulada anual

Posteriormente, avaliou-se o impacto do número de reatores no preço mínimo de venda dos biocombustíveis produzidos de forma a atingir um VAL (Valor Atual Líquido) igual a 0 € (Fig. 8), para se encontrar a melhor solução do ponto de vista económico, pois verificou-se que um aumento do número de reatores (até 14 reatores) implicitamente a produção de biocombustíveis aumenta mas ocorre uma subida dos custos acabando por não compensar com o aumento de produção. Para realizar a análise económica a 25 anos utilizou-se os seguintes valores e pressupostos:

- Custos (CAPEX) apresentado na Tabela 2,

Tabela 2. Custos dos elementos do sistema.

Item	Uni	Valor	Valor Global
Coletor Fresnel	€/m^2	400	€ 193 600,00
Campo PV	€/Wp	0.8	€ 52 704,00
Permutador	—	1	€ 150 000,00
Reator	—	1	€ 100 000,00
Tanque de armazenamento	—	1	€ 195 737,23
Leveling Tanque	—	1	€ 59 372,35
Circuito Hidráulico	m	80	€ 110 000,00
Traçagem Elétrica	m	80	€ 62 400,00
Isolamento	m	80	€ 20 800,00
Equipamentos	—	—	€ 47 980,00
TOTAL	— —	— —	**€ 1 392 593,58**

Adicionalmente à tabela anterior definiram-se os seguintes parâmetros: OPEX representando 5% CAPEX, uma taxa inflação: 2,50%, taxa desconto: 5% e perda de eficiência anual: 0,20% como indicativo do desgaste dos equipamentos e manutenção aos sistemas.

O sistema de produção de biocombustíveis foi analisado para determinar o preço de venda mínimo dos biocombustíveis em relação ao número de reatores em série. Verificou-se que o preço de venda mínimo dos biocombustíveis é alcançado quando há entre 7 a 12 reatores em série. O ponto ótimo é atingido com 9 reatores em série, resultando em um preço estimado de 0,073 €/kWh. Este resultado é ilustrado no gráfico apresentado na Figura 8. Utilizando um valor médio ponderado desses poderes caloríficos, calculamos os valores relacionados aos 'bio-produtos'. Os valores típicos de poder calorífico para diferentes componentes da biomassa são os seguintes: Bio-óleo: cerca de 36 MJ/kg (Bardalai, M. et al., 2015); Bio-carvão: 32 MJ/kg (Kosakowski, Wojciech et al., 2020) e Syngas: 5.3 MJ/kg (R. Mota-Panizio et al., 2020). Estes valores foram utilizados para estimar o potencial energético dos 'bio-produtos' obtidos no processo de produção de biocombustíveis. A média ponderada dos poderes caloríficos fornece uma visão abrangente do valor energético total da biomassa processada.

Comparativamente, o preço médio do gás natural para consumidores domésticos na União Europeia (UE) durante o segundo semestre de 2023 foi de aproximadamente 0.1125 €/kWh (Eurostat 2023). Em contraste, em 2019, a produção de hidrogênio baseada em gás natural (processo de metano a vapor) custava em torno de 0.049-0.221 €/kWh (IEA 2020). Enquanto isso, o preço médio do GLP globalmente é de aproximadamente 0.63 €/kWh ($0.71 por litro) (GPP 2024).

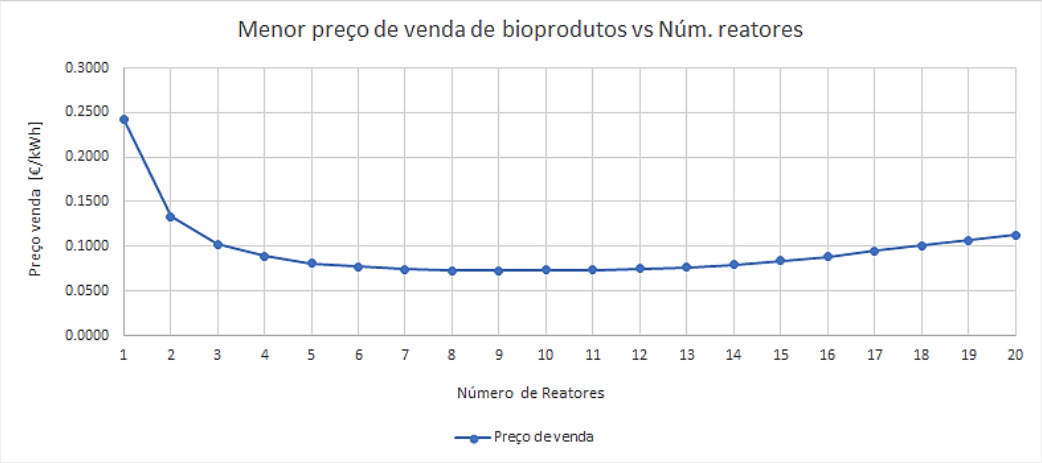


Fig. 8. Impacto do número de reatores no preço mínimo de venda dos "bio-produtos" para VAL=0€.

COMENTÁRIOS FINAIS

Neste trabalho procurou-se analisar uma solução inovadora de integração da energia solar com sistemas de tratamento de biomassa com vista à produção sustentável de biocombustíveis por intermédio de um reator de pirólise e de um tanque de armazenamento térmico termoclina de sais fundidos a jusante do campo fotovoltaico. Para analisar o sistema do ponto de vista operacional e económico foram efectuadas simulações do seu funcionamento, em primeira instância, no sentido de encontrar um número ótimo de reatores para uma produção anual máxima para que o sistema de armazenamento suporte um número de horas de funcionamento superior às de paragem. Partindo de 2 reatores a operar em série, conclui-se que a produção atinge o seu máximo com 14 reatores, mas pela análise económica, indica que o sistema tem maior rentabilidade quando utilizados 9 reatores a operar em em série pelo facto de ser possível garantir um preço mínimo de venda da biomassa por forma a atingir um VAL de 0€. Como Propostas futuras verifica-se que a análise apresentada pode ser melhorada, aumentando a complexidade da simulação através de uma análise mais detalhada dos processos de carga e descarga do sistema de armazenamento.

AGRADECIMIENTOS

Este trabalho foi apoiado pelo Programa de Investigação e Inovação da União Europeia HEurope através dos projetos SALTOpower (Grant Agreement nº 101079303) e PYRAGRAF (Grant Agreement nº 101114608).

REFERENCIAS/REFERÊNCIAS

Cavaco, A., DNI measurement and long-term prediction of its availability in the South of Portugal, PhD Thesis, July 2020. http://hdl.handle.net/10174/28359

EMSP, Évora Molten Salt Platform. URL https://www.iniesc.uevora.pt/5-1_EMSP.html

European Court of Auditors (2016). Relatório Especial | O sistema da UE para a certificação de biocombustíveis sustentáveis.

Relatório do grupo de trabalho da biomassa, junho 2013

https://florestas.pt/saiba-mais/quais-as-regioes-com-maior-potencial-de-producao-de-biomassa-florestal-residual-em-portugal/

Bauer, T., Odenthal, C. and Bonk, A. (2021), Molten Salt Storage for Power Generation. Chemie Ingenieur Technik, 93: 534-546. https://doi.org/10.1002/cite.202000137

Sun to liquid project, 2016 https://www.sun-to-liquid.eu

Aiguo G. Wang, Danielle Austin and Hua Song, "Catalytic Biomass Valorization", Biomass Volume Estimation and Valorization for Energy. Licensee InTech. 2017

Pyragraf project 2023, https://www.pyragraf.eu/en/home/

Robert Pitz-Paal (2020), Future Energy Improved, Sustainable and Clean Options for our Planet (Third Edition). pp. 413-430. Elsevier Ltd

SALTOpower, 2022. URL https://www.saltopower.uevora.pt/pt/inicio/

NEWSOL, 2019. URL http://www.newsol.uevora.pt/

ALFR-ALENTEJO, 2020. URL www.alfr-alentejo.uevora.pt

Bashir M., Yu X., Hassan M., Makkawi Y. (2017). Modeling and performance analysis of biomass fast pyrolysis in a solar-thermal reactor. ACS Sustainable Chem. Eng. 2017, 5, 5, 3795–3807

PVGIS, 2022. Photovoltaic Geographical Information System. URL https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/

SISIFO, 2020. Simulação para a Qualidade e Bancabilidade de Sistemas Fotovoltaicos URL https://www.sisifo.info/pt/default

Kung, C-C., McCarl, A. B., & Cao, X. (2013). Economics of pyrolysis-based energy production and biochar utilization: A case study in Taiwan. Energy Policy, 60, pp. 317 - 323. Disponível em: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421513003613?via%3Dihub

M. Bardalai, D.K. Mahanta, (2015) "A Review of Physical Properties of Biomass Pyrolysis Oil", International Journal of Renewable Energy Research, Vol.5, No.1, 2015

Wojciech Kosakowski, Malgorzata Anita Bryszewska, and Piotr Dziugan, "Biochars from Post-Production Biomass and Waste from Wood Management: Analysis of Carbonization Products", Materials (Basel). 2020, 13(21): 4971.

R. Mota-Panizio et al., "Energy Recovery via Thermal Gasification from Waste, Insulation Electrical Cables (WIEC)", Appl. Sci., vol. 10(22), 2020, 8253

Eurostat, Natural gas price statistics, 2023. URL Natural gas price statistics - Statistics Explained (europa.eu)

IEA (2020), "Global average levelised cost of hydrogen production by energy source and technology, 2019 and 2050", IEA, Paris URL https://www.iea.org/data-and-

statistics/charts/global-average-levelised-cost-of-hydrogen-production-by-energy-source-and-technology-2019-and-2050

Global Petrol Prices, LPG prices liter, 2024. URL LPG prices around the world, 13-May-2024 | GlobalPetrolPrices.com

ANÁLISIS TERMODINÁMICO DE LA INTEGRACIÓN DE BOMBAS DE CALOR Y CALENTADORES ELÉCTRICOS EN CENTRALES TERMOELÉCTRICAS A CARBÓN, PARA LA RECONVERSIÓN A SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE GRAN ESCALA

Blanquiceth J.*, Cardemil J.M.*, Battisti F.G.**

*Departamento de Ingeniería Mecánica y Metalúrgica, Pontificia Universidad Católica de Chile,

Av. Vicuña Mackenna 4860, Macul, Santiago, Chile, jblanquiceth@uc.cl

**Escuela de Ingeniería, Universidad Tecnológica Metropolitana, Santiago, Chile

RESUMEN

Las baterías de Carnot, sistemas basados en la vía térmica para el almacenamiento de electricidad, y su integración en plantas termoeléctricas existentes, han ganado creciente atención. En el presente trabajo se compara el desempeño termodinámico y costos de inversión de tres opciones de integración: bomba de calor con tres opciones de fluido de trabajo, resistencias eléctricas y ambos sistemas en serie. Aunque la mayor eficiencia de almacenamiento de 53% se obtuvo con la configuración de bomba de calor y CO_2, el beneficio es marginalmente superior, y las configuraciones con aire y argón mostraron mayor potencial por su operación a menores relaciones de presión y mayores densidades de potencia. En el aspecto económico, los menores costos de inversión fueron obtenidos en la configuración de bomba de calor aire, posicionándose como la configuración de mayor potencial. Por otro lado, el uso de calentadores eléctricos en serie no produjo el beneficio económico esperado y el menor costo de la configuración con calentadores eléctricos únicamente, puede no compensar su baja eficiencia.

PALABRAS CLAVE: Baterías de Carnot, Reconversión de Plantas Termoeléctricas

ABSTRACT

The Carnot Batteries, systems based in the storage of electricity in the form of heat, and its integration into existing thermal power plants, have gained recent attention. The present work carries out the comparison of the thermodynamic performance and capital costs, of three integration alternatives: heat pump with three options of working fluid, electric heaters, and both systems in series. Although the greatest round-trip efficiency of 53% was obtained with the configuration of heat pump and CO_2, the benefit is marginally superior and the configurations with air and argon showed greater potential with the operation at lower pressure ratios and higher power densities. In the economical aspect, the lowest capital costs were obtained with the configuration of heat pump and air and became the configuration with greatest potential. On the other hand, the use of electric heaters in series

did not produce the expected economic benefits and the lower costs of the configuration with electric heaters only may not compensate its low round-trip efficiency.

KEYWORDS: Carnot Batteries, Reconversion of Thermal Power Plants

INTRODUCCIÓN

Con el incremento en el uso de sistemas de generación eléctrica con energías renovables solar fotovoltaica y eólica, se han originado desafíos para la operación estable de las redes eléctricas (IEA, 2014; Schermeyer et al., 2017). En países con alta penetración de electricidad renovable como Chile y Alemania, ocurren desbalances temporales y geográficos entre la oferta y demanda de energía debido a la variabilidad intrínseca y concentración espacial de los recursos renovables, y a limitaciones físicas del sistema de transmisión eléctrico (IEA, 2020; Montoya, 2024). En el caso particular de Chile, la situación descrita se ha reflejado nodos congestionados del norte de la red eléctrica y un aumento considerable de vertimiento de energía renovable en los últimos años (Generadoras de Chile, 2023). De no remediarse dicha situación, se dificultará la implementación de nuevos sistemas de generación renovable y el cumplimiento del objetivo de transición energética hacia un sistema eléctrico descarbonizado. En este contexto, el almacenamiento de energía de gran escala ha sido propuesto como una posible solución, aplicable a corto plazo, para brindar flexibilidad y estabilidad en la operación de las redes eléctricas y permitir un aprovechamiento más eficiente de los recursos renovables de energía (IEA, 2014). Sin embargo, los sistemas comerciales actuales para almacenamiento de electricidad a gran escala tienen limitaciones geográficas e impacto ambiental, como es el caso de los sistemas de bombeo en embalses de agua y aire comprimido en cavernas subterráneas; o alto costo por unidad de energía en el caso de los bancos de baterías de Litio (Benato & Stoppato, 2018).

En la búsqueda de alternativas, ha ganado creciente atención un grupo de tecnologías conocidas como baterías de Carnot, que usan la vía térmica para el almacenamiento de electricidad (IEA-ES-TCP, 2020). El principio de funcionamiento de este tipo sistemas se basa en tres etapas principales. En primera instancia, el exceso de electricidad es convertido en energía térmica durante periodos de bajo costo y almacenado en un medio térmico apropiado (TES). Luego, se da un periodo de *stand-by* en el que la energía térmica sigue almacenada para finalmente ser convertida nuevamente en electricidad y descargada cuando es requerido (Mercangöz et al., 2012). Dentro de los sistemas propuestos bajo este principio de operación, se han destacado por su potencial bajo costo por unidad de energía y escalabilidad, aquellos que usan bombas de calor con sentido de flujo reversible para la carga y descarga del sistema de almacenamiento (PTES por sus siglas en inglés, *"Pumped Thermal Energy Storage"*) y los sistemas que usan resistencias eléctricas para la carga, en combinación con un ciclo termodinámico adecuado para la descarga (ETES por sus siglas en inglés, *"Electro Thermal Energy Storage"*) (Dumont et al., 2020).

El estudio de los sistemas PTES comenzó con una propuesta que consideraba el uso de ciclos Brayton de gas ideal de hasta 1000 °C y almacenamiento del calor en recipientes a presión con lecho de roca empacada, conectados directamente (Desrues et al., 2010). A la actualidad, esta es la línea con más desarrollo de investigación en la que se ha analizado la optimización del diseño y variables de operación, se han explorado varios fluidos de trabajo y alternativas de almacenamiento (medio líquido en sales fundidas, por ejemplo), y estudiado el desempeño dinámico y económico. Se identificó de estos que la eficiência

esperada de almacenamiento de un ciclo completo de carga-descarga (RTE por sus siglas en inglés, *"Round Trip Efficiency"*) es de alrededor de 65%, por debajo de la de las tecnologías comerciales mencionadas (Olympios et al., 2021). Sin embargo, estudios han mostrado que los sistemas PTES podrían ser competitivos en el apartado económico y que por esto la búsqueda de reducción de costos sería fundamental (McTigue, Farres-Antunez, J, et al., 2022; Smallbone et al., 2017). Bajo este escenario, la integración de sistemas ETES en centrales termoeléctricas existentes ha sido considerada como una opción costo-efectiva para demostrar el concepto de batería de Carnot a gran escala. De esta forma se reutilizaría la infraestructura estas plantas (ciclo de potencia y subestación eléctrica) para reducir costos iniciales de inversión. Al mismo tiempo, esta alternativa ayudaría a posponer la problemática social generada por el cierre prematuro de plantas termoeléctricas debido a políticas de reducción de emisiones de CO2 (Trieb & Thess, 2020), mientras se implementan soluciones para mitigar los efectos la transición energética.

La posibilidad del uso de sistemas ETES para la reconversión de plantas termoeléctricas ha sido tenida en cuenta en el plan de retiro y/o reconversión de unidades a carbón en Chile (Ministerio de Energía de Chile, 2020). Incluso, hay en curso proyectos comerciales como el de la central Angamos de AES Andes (AES Chile, 2023). No obstante, en el ámbito científico, el estudio de esta alternativa de almacenamiento de electricidad no ha tenido una representación significativa y la mayoría de los esfuerzos han sido concentrados en el análisis y propuestas de baterías de Carnot *stand-alone*, construidas desde cero. Por otro lado, los trabajos que se han llevado a cabo en baterías de Carnot integradas en sistemas existentes no han mostrado un consenso sobre la configuración adecuada para la integración. En (Vinnemeier et al., 2016) se estudió el desempeño termodinámico de una bomba de calor con regeneración, integrada en distintos niveles temperaturas del ciclo Rankine de vapor de una planta termoeléctrica. La mayor RTE obtenida fue de 60%, pero en ciclos supercríticos modernos con mayor eficiencia que la de ciclos convencionales actuales. La propuesta conceptual de los sistemas ETES ha sido desarrollada en algunos trabajos (Liu & Trieb, 2021; Trieb & Thess, 2020) en donde se afirma un potencial costo competitivo debido a la menor complejidad del sistema, pero con RTE del orden de 40%. Finalmente, dos reportes técnicos han abordado de manera más detallada la reconversión de plantas termoeléctricas existentes (McTigue, Farres-Antunez, White, et al., 2022; Truong & Bollinger, 2022). Estos han comparado las opciones ETES y PTES obteniendo resultados opuestos en apoyo de una u otra alternativa. Es necesario por tanto comparar y determinar configuraciones de integración de batería de Carnot y plantas termoeléctricas, que puedan ser tecno-económicamente competitivas. El objetivo del presente estudio es analizar y comparar desde una perspectiva termodinámica y un estudio económico preliminar, las opciones propuestas con bombas de calor y calentadores eléctricos para la reconversión de plantas termoeléctricas a sistemas de almacenamiento de energía.

METODOLOGÍA

El esquema de integración estudiado es el mostrado en la Fig. 1. Este consiste en el ciclo Rankine de una planta termoeléctrica, y componentes adicionales que en conjunto constituyen la batería de Carnot.

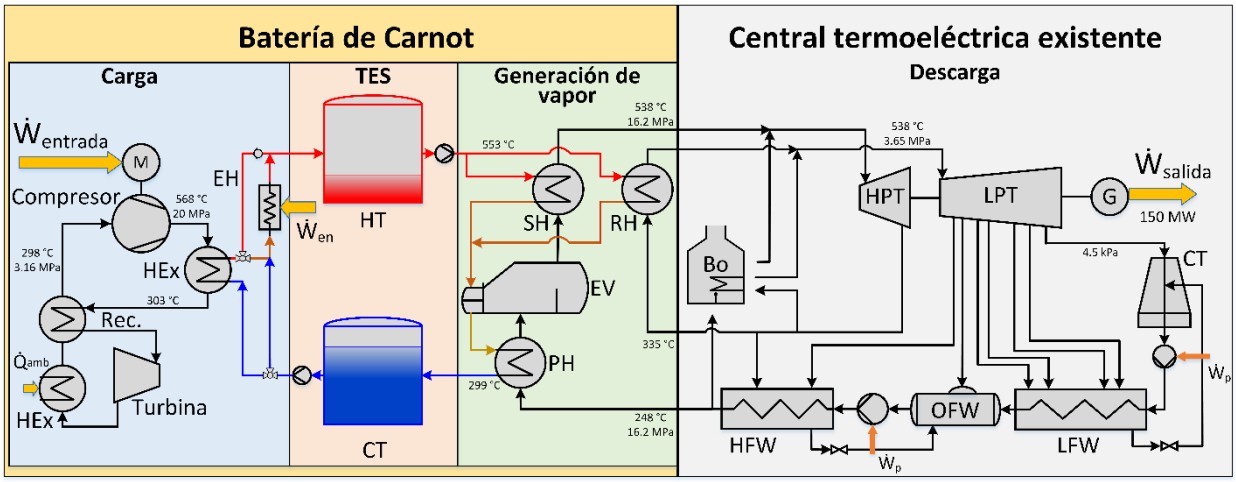


Fig. 1. Integración de batería de Carnot y planta termoeléctrica usando una bomba de calor y calentadores eléctricos.

Durante la fase de carga, es implementada una bomba de calor con recuperación y calor extraído del ambiente, la cual es modelada de acuerdo al trabajo (Vinnemeier et al., 2016). Para esta, son evaluados tres fluidos de trabajo: CO2, aire y argón. Adicionalmente, la carga del TES también puede ser realizada con calentadores eléctricos únicamente. Una tercera opción es la operación en serie de la bomba de calor y calentadores eléctricos, en la que los últimos cubren el rango de temperatura más alto. Dicha opción ha sido propuesta para disminuir los requerimientos del compresor (Aga et al., 2016), pero de la cual no ha sido estudiado en detalle el impacto en la eficiencia y costos del sistema del rango de temperatura cubierto por los calentadores eléctricos. El sistema de almacenamiento es térmico sensible, compuesto por dos tanques con la mezcla binaria de sales fundidas comúnmente usada en plantas CSP como fluido de transferencia de calor (HTF). Finalmente, un conjunto de intercambiadores de calor es incorporado para la generación de vapor del ciclo Rankine, similar al de plantas CSP.

La modelación del sistema inicia con el modelo del ciclo Rankine, cuyos datos de operación son mostrados en la Tabla 1. Balances de energía y masa son aplicados en cada componente para calcular las propiedades termodinámicas y flujo másico en cada estado del ciclo, especialmente en la sección de generación de vapor constituido por el precalentador, evaporador, sobrecalentador y recalentador. La operación del ciclo es validada con el trabajo en (Rosen, 2001) y finalmente la eficiencia del ciclo Rankine es calculada de acuerdo a Ecs. (1) y (2).

Tabla 1. Parámetros de operación del ciclo Rankine estudiado

Parámetro	Valor de diseño	Unidad
Temperatura	538	°C
Presión Máxima	16.2	MPa
Presión de recalentamiento	3.65	MPa
Potencia nominal	500	MW
Flujo de vapor	453.6	kg/s
Presión de condensación	4.5	kPa
η_{is} Turbina	80	%
η_{mec} Turbina	94	%
Eficiencia motor, generador, transformador	99	%

$$\dot{W}_{net,d} = \dot{m}_{vapor} w_{net,out} \eta_G \eta_{Tr} \quad (1)$$

$$\eta_{H2P} = \frac{w_{net,out}}{q_{in}} = \frac{w_t \eta_{mec,t} - w_p}{q_{PH} + q_{EV} + q_{SH} + q_{RH}} \quad (2)$$

Para la estimación de las temperaturas de operación de las sales fundidas en los intercambiadores de calor del sistema de generación de vapor, se considera una diferencia de 15 °C entre la máxima temperatura de las sales y la máxima temperatura del vapor sobrecalentado, una diferencia mínima de 5 °C entre las sales y el vapor, en la interfaz del precalentador y evaporador; y se llevan a cabo balances de energía y masa en los intercambiadores para calcular la temperatura de salida de las sales al tanque de baja temperatura. Para el TES fueron despreciadas las pérdidas térmicas y únicamente se tuvo en cuenta el calor específico de las sales y el rango de temperatura para el dimensionamiento de los tanques y la cantidad requerida de HTF. La integración entre la bomba de calor y el TES es modelada con un intercambiador de calor a contraflujo. Se considera una diferencia de 15 °C entre la máxima temperatura de las sales y la máxima temperatura del fluido de trabajo de la bomba de calor a la salida del compresor, en la configuración con bomba de calor únicamente. En las configuraciones con calentador eléctrico, el rango de temperatura del HTF cubierto por estos es calculado con la Ec. (3), con la cual se establece la temperatura intermedia de las sales y la temperatura de salida del compresor de la bomba de calor (15 °C mayor que la de las sales). La temperatura de salida del fluido de trabajo en el intercambiador de calor con el HTF, se calcula con el método de equipartición de la producción de entropía en ambos extremos del intercambiador, presentado en (Garg et al., 2013).

$$\gamma_{EH} = 1 - \frac{T_{HTF,int} - T_{HTF,min}}{T_{HTF,max} - T_{HTF,min}} \quad (3)$$

La bomba de calor, basada en el trabajo de (Vinnemeier et al., 2016), requiere ciertas consideraciones para completar el sistema de ecuaciones formado del balance de energía de los componentes. Como restricciones, la máxima presión de operación es establecida en 20 MPa, mientras que la mínima es 0.1 MPa. De igual forma la temperatura mínima de operación que corresponde a la salida de la turbina de la bomba de calor, es establecida

20 °C por sobre el punto triple del CO_2 o sobre el punto crítico del aire o argón. La eficiencia isentrópica tanto del compresor y la turbina es establecida en 80% y finalmente un mínimo diferencial de temperatura es establecido en el recuperador (en el estado de entrada al compresor) y en el intercambiador de calor con aire ambiente. En el caso de la bomba de calor con CO_2, los ciclos son mayormente transcríticos y la presión máxima de operación es seleccionada para maximizar el desempeño. El detalle de las consideraciones adicionales para el modelo de optimización puede ser encontrado en (Vinnemeier et al., 2016). Finalmente, el desempeño termodinámico de la bomba de calor es calculado con Ecs. (4) y 5). En el caso del calentador eléctrico el COP es considerado como 1, y para la configuración en serie con la bomba de calor, el desempeño es calculado con Ec. (6), donde f_{bc} es la fracción másica del fluido de trabajo en la bomba de calor respecto del flujo másico de sales fundidas.

$$\eta_{P2H} = COP = \frac{q_{out}}{w_{net,in}} = \frac{h(T_{max}, P_{max}) - h(T, P_{max})}{w_c - w_t} \tag{4}$$

$$\dot{W}_{net,c} = \frac{\dot{m}_{bc} w_{net,in}}{\eta_M} \tag{5}$$

$$\eta_{P2H+EH} = \frac{h_{HTF}(T_{max,HTF}) - h_{HTF}(T_{min,HTF})}{w_{EH} + f_{bc} w_{net,in}} \tag{6}$$

Parámetros de desempeño termodinámico

El desempeño termodinámico global del sistema de almacenamiento propuesto es estimado con la RTE calculada en Ec. (7), en donde η_M, η_G y η_{Tr} son las deficiencias del motor de la bomba de calor, del generador y transformador del ciclo de potencia, respectivamente, establecidas en 99%. Los tiempos de duración de las etapas de carga y descarga son establecidos en 7 horas por igual, con un corto periodo de *stand-by* en donde las pérdidas térmicas no son significativas. De esta forma mediante un balance de energía establecida la cantidad total de HTF requerido y el tamaño total de los tanques del TES.

$$\eta_{RTE} = \frac{E_{out}}{E_{in}} = \frac{\int_{t_d} \dot{W}_{net,d}\, dt}{\int_{t_c} \dot{W}_{net,c}\, dt} = \eta_M \eta_{P2H} \eta_{H2P} \eta_G \eta_{Tr} \tag{7}$$

Adicionalmente, son evaluadas métricas relacionadas al tamaño del sistema como la relación de presión y la densidad de potencia definida en la Ec. (8), en las configuraciones con bomba de calor.

$$\rho_P = \frac{\dot{W}_{net,d}}{\dot{V}_{bc}} = \frac{\dot{W}_{net,d}}{\dot{m}_{bc} \rho_{bc,min}} \tag{8}$$

Modelo económico

La estimación del costo de inversión para la reconversión de la planta termoeléctrica e integración de la batería de Carnot es realizada con la sumatoria de los costos individuales de compra e instalación de cada nuevo componente. Cada uno de estos costos es trasladado a valor presente usando el índice compuesto CEPCI de la Ec. (9) (Chemical

Engineering Plant Cost Index) para tener en cuenta efectos de inflación. En donde C_b es el costo base con índice I_b, y C_a, el costo actual con índice I_a. Para el año 2024 se considera I_a=800.3.

$$C_a = C_b\left(\frac{I_a}{I_b}\right) \tag{9}$$

Cada componente fue dimensionado teniendo cuenta el modelo termodinámico descrito previamente, y los parámetros requeridos de las funciones de costo base C_{pb} encontradas en la literatura. Estas funciones luego son modificadas para incluir costos de instalación y manufactura (C_{bm}) con materiales diferentes al base. Para el compresor y turbina de la bomba de calor, fueron usadas las funciones para turbomáquinas de gas implementadas en (McTigue, Farres-Antunez, J, et al., 2022), mostradas en Ecs. (10) y (11) para el compresor, y Ecs. (12) y (13). Estas tienen en cuenta el flujo másico a través de la turbomáquina, la eficiencia, relación de presión y temperatura de salida (en Kelvin), en el caso del compresor, y de entrada, en el caso de la turbina. Para el compresor el factor $F_{bm,c}$=2.15 y f_m=1.5 (aleación de acero inoxidable en el caso del CO_2. f_m=1 en el caso de aire y argón), extraídos de (Seider et al., 2017). Para la turbina el factor $F_{bm,c}$=1.18 y f_m=1.5 (aleación de acero inoxidable en el caso del CO_2. f_m=1 en el caso de aire y argón). Para estas funciones I_b=381.1

$$C_{pb,compresor} = \frac{1.051 \cdot 39.5 \cdot \dot{m} \cdot \beta \cdot \ln(\beta)}{0.92 - \eta}(1 + \exp(0.01 \cdot T_{out,c} - 10)) \tag{10}$$

$$C_{bm,compresor} = C_{pb,compresor}(F_{bm,c} + (f_m - 1)) \tag{11}$$

$$C_{pb,turbina} = \frac{1.051 \cdot 266 \cdot \dot{m} \cdot \ln(\beta)}{0.92 - \eta}(1 + \exp(0.036 \cdot T_{in,t} - 1.207 \cdot 54.4)) \tag{12}$$

$$C_{bm,turbina} = C_{pb,turbina}(F_{bm,t} + (f_m - 1)) \tag{13}$$

Para los intercambiadores de calor se realizó la discretización siguiendo el método ϵ-NTU descrito en (Nellis & Klein, 2008) y estimación del coeficiente global de transferencia de calor UA. En los intercambiadores del bloque de generación del ciclo Rankine, los valores de U fueron tomados de (González-Gómez et al., 2017). Para el intercambiador principal de la bomba de calor con CO_2 el valor de U fue tomado de (Montes et al., 2020), mientras que para el recuperador de esta misma configuración, el valor fue tomado de (Xi et al., 2023). Se asumieron los mismos valores de U para las configuraciones con aire y argón, excepto para el intercambiador principal, el cual fue extraído de (Chen et al., 2019). Las funciones de costos para estos intercambiadores fueron extraídas (Seider et al., 2017) de intercambiadores de tubo y carcaza en U, teniendo en cuenta modificaciones por uso de diferentes materiales entre configuraciones con CO_2 y aire y argón. Finalmente, para el intercambiador con aire ambiental de la bomba de calor, se usó la función de costos de *"air-cooler"* y U encontrados también en (Seider et al., 2017). En estas correlaciones se considera I_b=567. En cuanto a las resistencias eléctricas, fue usado el valor 140 €/kW reportado en (Guccione & Guedez, 2023), y para el TES, fueron usadas las funciones de costo de tanques encontradas en (Seider et al., 2017), estableciendo una altura máxima del tanque de 14m y calculando el diámetro del tanque con la cantidad máxima de HTF (cuyo nivel varía entre 1m y 13m). Para las sales fundidas el costo usado fue de 800 $/ton.

RESULTADOS

En la Fig. 2 se muestran los resultados de los parámetros de desempeño termodinámico de las configuraciones estudiadas. En azul, se presentan los resultados para las configuraciones con bomba de calor únicamente y los diferentes fluidos de trabajo estudiados. En rojo, se presentan las configuraciones con calentador eléctrico en serie, para las que se estableció una temperatura máxima a la salida del compresor de 480 °C, correspondiente al límite teórico actual de compresores de CO_2 (Aga et al., 2016). Adicionalmente se muestra la RTE de la configuración con calentadores eléctricos únicamente

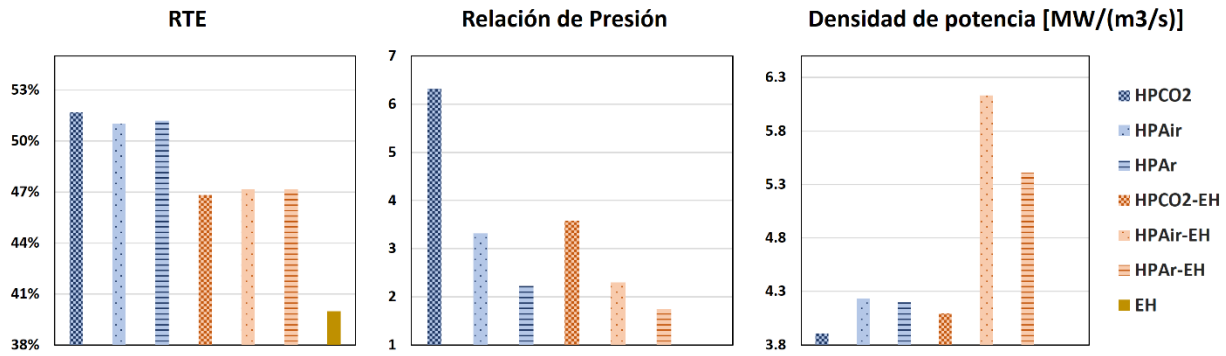


Fig. 2. Resultados de integración para la RTE, relación de presión y densidad de potencia, de las configuraciones con bomba de calor y bomba de calor más calentador eléctrico

De la Fig. 2 se observa que la mayor RTE obtenida fue de 52% con la configuración con CO_2, pero la diferencia con respecto a las configuraciones con aire y argón es marginal. Por otro lado, la RTE en las configuraciones con calentador eléctrico disminuye cerca del 5% en promedio, y en este caso las configuraciones con aire y argón presentaron mejores resultados. En la configuración con calentador eléctrico la RTE disminuye considerablemente hasta 40%. En cuanto a la relación de presión, los mayores valores fueron obtenidos en las configuraciones con CO_2, lo cual resultaría probablemente en mayores costos de compresión. Por otro lado, las menores relaciones de presión fueron obtenidas con el argón. En cuanto a la densidad de potencia, los niveles en las configuraciones con CO_2 fueron considerablemente bajo, lo cual indicador de sistemas más grandes y potencial más costos. En las configuraciones con calentador eléctrico en serie, la densidad de potencia aumenta significativamente por el uso de bombas de calor de menores requerimientos, especialmente en la configuración con aire.

En la Fig. 3 se presenta el análisis paramétrico del efecto de la eficiencia isentrópica de las turbomáquinas de la bomba de calor en el desempeño termodinámico de las distintas configuraciones.

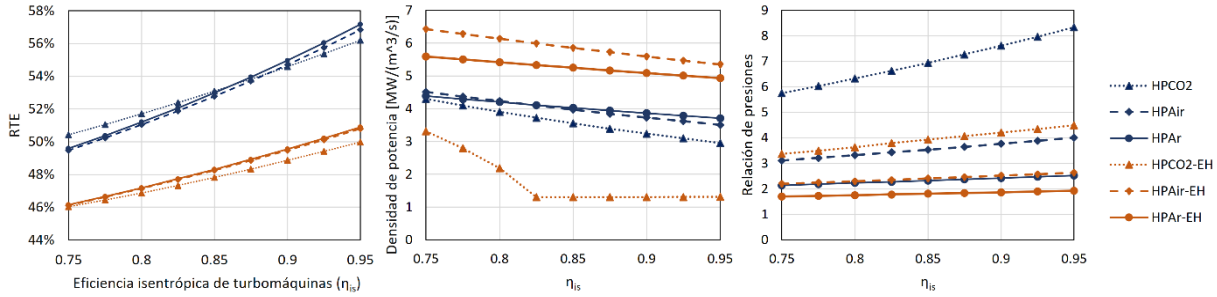


Fig. 3. Efecto de la eficiencia isentrópica de las turbomáquinas de la bomba de calor en la RTE, densidad de potencia y relación de presión

Como se puede observar en la Fig. 3, con eficiencias de 95% en las turbomáquinas, podrían alcanzarse valores de RTE del 57%. Sin embargo, manufacturar maquinaria de tal eficiencia es poco realista. Con una eficiencia conservadora pero optimista de 90%, podrían esperarse RTEs del 55%. Es importante destacar en este punto que las configuraciones con CO_2 se beneficiarían en casos con eficiencia isentrópica bajas. A mayor eficiencia de las turbomáquinas las configuraciones con aire y argón son más sensibles y tienen mejor desempeño. Entre estas, el sistema con argón es ligeramente superior. Por otro lado, el aumento en la eficiencia isentrópica tiene efectos negativos en la densidad de potencia, especialmente en las configuraciones con CO_2 y con calentador eléctrico en serie. La disminución abrupta en este caso se debe a que la bomba de calor con CO_2 pasa de un ciclo transcrítico a uno completamente supercrítico, en que la presión de baja no cambia. También, con el aumento de la eficiencia de las turbomáquinas se produce un aumento de la relación de presión, lo cual es negativo considerando mayores costos de compresión. Sin embargo, en las configuraciones con Argón el efecto es mínimo.

En la Fig 4. se presenta la distribución por componente de los costos de inversión de las configuraciones estudiadas. Para las configuraciones con bomba de calor únicamente, los mayores costos fueron obtenidos en la configuración con CO_2 como fluido de trabajo. En este caso, los costos del compresor y turbina tuvieron gran impacto por operar en mayores relaciones de presión. Adicionalmente, el costo del intercambiador principal es significativamente alto. Por otro lado, los menores costos fueron obtenidos en la configuración con aire. A pesar de trabajar a mayor relación de presión que el sistema con argón y tener un costo de compresor mayor, este no es significativo. En la configuración con argón, el costo de la turbina se ve afectado por el mayor flujo másico requerido. Además, mayor área de transferencia de calor es también requerida en los intercambiadores de calor, resultando en un aumento considerable de costos.

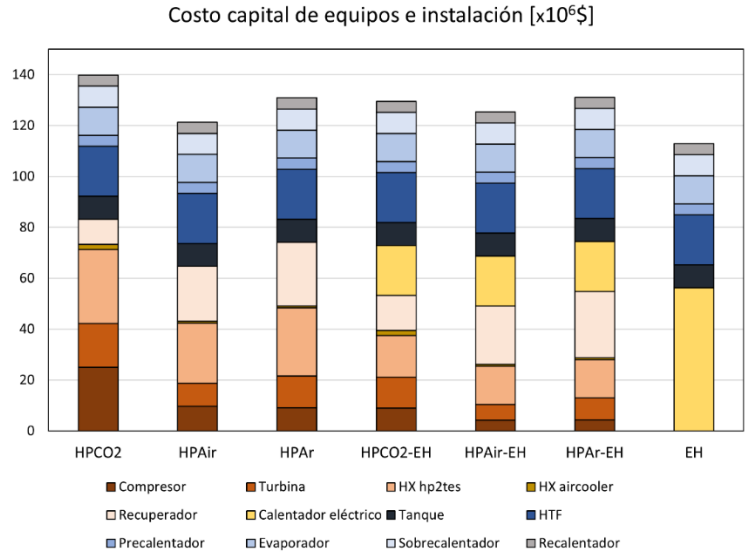


Fig. 4. Distribución del costo de inversión capital por componente para distintas configuraciones de integración

En las configuraciones con calentador eléctrico en serie, contrario el esperado, no se produce una disminución de costos, salvo por el sistema con CO_2. Aunque los costos de turbomaquinarias disminuyen, estos son compensados por los costos de intercambiadores de calor que aumentan por mayor área de transferencia de calor requeridas. Los menores costos fueron obtenidos en la configuración con calentador eléctrico únicamente. Sin embargo, la diferencia no es considerablemente grande, y teniendo en cuenta los hallazgos en la RTE, las configuraciones con bomba de calor con aire y argón podrían ser opciones interesantes y más competitivas. Además de lo anterior, el costo del TES y bloque de generación de vapor es aproximadamente la mitad, pero puede variar de acuerdo con la escala en potencia y horas de almacenamiento de la planta estudiada. Hay que destacar que los resultados obtenidos son preliminares y son sensibles a las funciones de costo implementadas. En otros escenarios, las turbomaquinarias podrían tener mayor relevancia en los costos y los resultados y conclusiones serían completamente distintos.

La Figura 5 presenta el análisis paramétrico del impacto de utilización de las resistencias eléctricas.

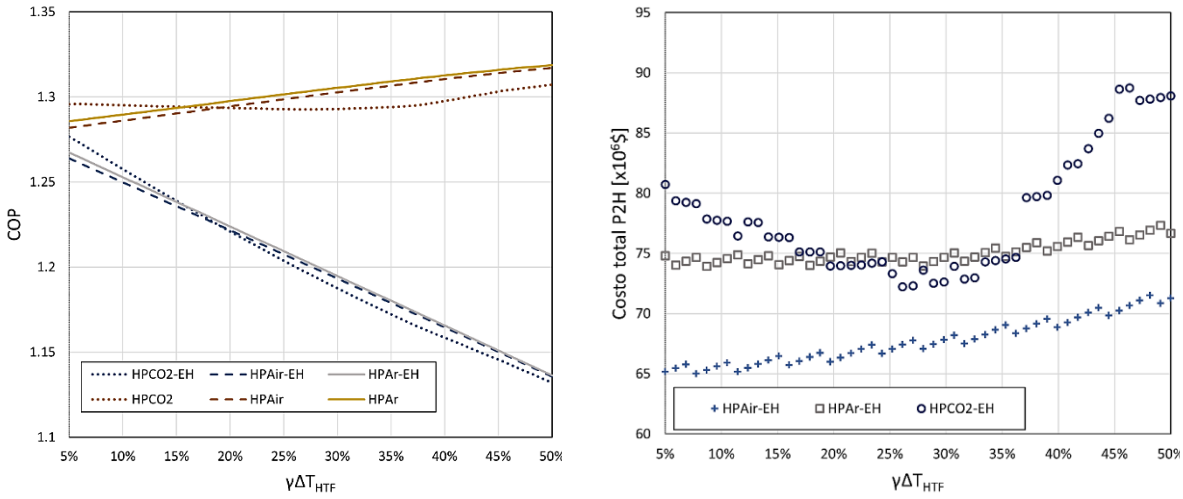


Fig. 5. Análisis paramétrico del impacto del rango de temperatura del HTF cubierto por calentadores eléctricos en el desempeño termodinámico (izquierda) y costos de inversión (derecha) del sistema de carga, sin tener en cuenta el TES y el bloque de generación de vapor.

Con estos resultados, se pueden observar con mayor claridad los hallazgos mencionados anteriormente. A nivel de desempeño termodinámico en la figura de la izquierda, con la introducción de mayor rango de temperatura del HTF cubierto por las resistencias eléctricas, el COP de la bomba de calor del sistema con CO_2 se ve considerablemente afectado. Por otro lado, el COP de los sistemas con aire y argón aumenta ligeramente. A pesar de esto, el COP conjunto del sistema bomba de calor-calentador eléctrico, disminuye significativamente en todos los casos. Aunque el COP disminuya, se esperaría que a mayor aporte de calentadores eléctricos los costos de inversión disminuyan, pero esto no es lo que se observa en los resultados de la figura de la derecha. En la configuración con CO_2, inicialmente hay una disminución de costos dominada por la reducción de inversión en compresores y turbinas. Sin embargo, a partir de un uso de calentadores eléctricos de 35%, los sistemas cambian de transcríticos a supercríticos, con lo que el costo de los intercambiadores de calor pasa a tener mayor relevancia. Esto último se da en las configuraciones con aire y argón, aunque en menor proporción. En estas configuraciones, de acuerdo con los modelos económicos usados, el uso de calentadores eléctricos no aporta un beneficio económico observable. Por último, se menciona que la disposición escalonada de los resultados se debe a que, aunque el área del intercambiadore principal disminuye en una relación casi lineal, las funciones de costo de este es modular, con un límite de 12000 ft^2 para el área de cada intercambiador.

CONCLUSIONES

En el presente trabajo fueron analizadas distintas configuraciones de batería de Carnot integradas en el ciclo Rankine de plantas termoeléctricas existentes. El uso de bombas de calor resulta en mayores eficiencias de almacenamiento en relación con la implementación de resistencias eléctricas. Las bombas de calor con CO_2 presentan la mayor RTE, pero esta significativamente diferente a la de configuraciones con aire y argón. Por otro lado, estás últimas presenta beneficios considerables en cuanto a relación de presión y densidad de

potencia. En este aspecto, la configuración con argón con una RTE ligeramente mayor y menor relación de presión se presenta como la más atractiva. Sin embargo, los resultados económicos del costo de inversión fueron más favorables para la configuración con aire, debido a menor flujo másico requerido y menor área de transferencia de calor de los intercambiadores de calor. Por otro lado, la adición de calentadores eléctricos en serie no presenta un beneficio económico observable. En comparación con las alternativas con bomba de calor, los sistemas con calentadores eléctricos únicamente presentan menores costos de inversión, pero estos podrían no compensar la baja RTE resultante. Como trabajos futuros, se requiere la implementación y comparación de diferentes funciones de costo de los componentes y el análisis del costo nivelado de almacenamiento de electricidad en simulaciones anuales, para una comparación más precisa de las alternativas.

REFERENCIAS

AES Chile. (2023, November). AES Andes logra unánime aprobación ambiental para proyecto de reconversión de central termoeléctrica a carbón. https://www.aeschile.com/es/press-release/aes-andes-logra-unanime-aprobacion-ambiental-para-proyecto-de-reconversion-de-central

Aga, V., Conte, E., Carroni, R., Burcker, B., & Ramond, M. (2016). Supercritical CO2-based heat pump cycle for electrical energy storage for utility scale dispatchable renewable energy power plants. 5th International Symposium - Supercritical CO2 Power Cycles.

Benato, A., & Stoppato, A. (2018). Pumped Thermal Electricity Storage: A technology overview. Thermal Science and Engineering Progress, 6, 301–315. https://doi.org/10.1016/j.tsep.2018.01.017

Chen, Y.-S., Tian, J., Zhu, H.-H., Xue, J.-Y., Tang, Z.-F., Fu, Y., & Wang, N.-X. (2019). Thermal sizing design and experimental evaluation of molten salt-to-air heat exchanger. Annals of Nuclear Energy, 132, 504–511. https://doi.org/10.1016/j.anucene.2019.06.033

Desrues, T., Ruer, J., Marty, P., & Fourmigué, J. F. (2010). A thermal energy storage process for large scale electric applications. Applied Thermal Engineering, 30(5), 425–432. https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2009.10.002

Dumont, O., Frate, G. F., Pillai, A., Lecompte, S., De paepe, M., & Lemort, V. (2020). Carnot battery technology: A state-of-the-art review. Journal of Energy Storage, 32, 101756. https://doi.org/10.1016/j.est.2020.101756

Garg, P., Kumar, P., & Srinivasan, K. (2013). Supercritical carbon dioxide Brayton cycle for concentrated solar power. Journal of Supercritical Fluids. https://doi.org/10.1016/j.supflu.2013.01.010

Generadoras de Chile. (2023). Generadoras: Vertimiento de energías renovables alcanza 967,3 GWh durante 2023.

Generadoras de Chile. https://generadoras.cl/prensa/generadoras-vertimiento-de-energias-renovables-alcanza-9673-gwh-durante-2023

González-Gómez, P. A., Gómez-Hernández, J., Briongos, J. V., & Santana, D. (2017). Thermo-economic optimization of molten salt steam generators. Energy Conversion and Management, 146, 228–243. https://doi.org/10.1016/j.enconman.2017.05.027

Guccione, S., & Guedez, R. (2023). Techno-economic optimization of molten salt based CSP plants through integration of supercritical CO2 cycles and hybridization with PV and electric heaters. Energy, 283, 128528. https://doi.org/10.1016/j.energy.2023.128528

IEA. (2014). Technology Roadmap: Energy Storage (Issue March, pp. 64–64). https://www.iea.org/reports/technology-roadmap-energy-storage

IEA. (2020). Germany 2020 (CC BY 4.0). https://www.iea.org/reports/germany-2020

IEA-ES-TCP. (2020). IEA-Task 36, Carnot Batteries. https://iea-es.org/task-36/

Liu, P., & Trieb, F. (2021). Transformation of the electricity sector with thermal storage power plants and PV – A first conceptual approach. Journal of Energy Storage, 44, 103444. https://doi.org/10.1016/j.est.2021.103444

McTigue, J. D., Farres-Antunez, P., J, K. S., Markides, C. N., & White, A. J. (2022). Techno-economic analysis of recuperated Joule-Brayton pumped thermal energy storage. Energy Conversion and Management, 252, 115016. https://doi.org/10.1016/j.enconman.2021.115016

McTigue, J. D., Farres-Antunez, P., White, A. J., Markides, C. N., Martinek, J., Jorgenson, J., Neises, T., & Mehos, M. (2022). Integrated Heat Pump Thermal Storage and Power Cycle for CSP (Final Technical Report) (Issue NREL/TP-5700-79806). National Renewable Energy Lab. (NREL), Golden, CO (United States). https://doi.org/10.2172/1855976

Mercangöz, M., Stevanovic, V., Stefanovic, G., Rašković, P., Hemrle, J., Kaufmann, L., Z'Graggen, A., & Ohler, C. (2012). Electrothermal energy storage with transcritical CO2 cycles. Energy, 45(1), 407–415. https://doi.org/10.1016/j.energy.2012.03.013

Ministerio de Energía de Chile. (2020). Plan de Retiro y/o Reconversión de Unidades a Carbón (2020). https://energia.gob.cl/panel/mesa-de-trabajo-descarbonizacion

Montes, M. J., Linares, J. I., Barbero, R., & Moratilla, B. Y. (2020). Optimization of a New Design of Molten Salt-to-CO2 Heat Exchanger Using Exergy Destruction Minimization. Entropy, 22(8), Article 8. https://doi.org/10.3390/e22080883

Montoya, B. (2024, March 6). Vertimiento de energía: El nudo que Chile necesita desatar. Climate Tracker. https://climatetrackerlatam.org/historias/vertimiento-de-energia-el-nudo-que-chile-necesita-desatar/

Nellis, G., & Klein, S. (2008). Heat Transfer. Cambridge University Press. https://doi.org/10.1017/CBO9780511841606

Olympios, A. V., McTigue, J. D., Farres-Antunez, P., Tafone, A., Romagnoli, A., Li, Y., Ding, Y., Steinmann, W.-D., Wang, L., Chen, H., & Markides, C. N. (2021). Progress and prospects of thermo-mechanical energy storage—A critical review. Progress in Energy, 3(2), 022001. https://doi.org/10.1088/2516-1083/abdbba

Rosen, M. A. (2001). Energy- and exergy-based comparison of coal-fired and nuclear steam power plants. Exergy, An International Journal, 1(3), 180–192. https://doi.org/10.1016/s1164-0235(01)00024-3

Schermeyer, H., Studer, M., Ruppert, M., & Fichtner, W. (2017). Understanding Distribution Grid Congestion Caused by Electricity Generation from Renewables. In C. Derksen & C. Weber (Eds.), Smart Energy Research. At the Crossroads of Engineering, Economics, and Computer Science (pp. 78–89). Springer International Publishing. https://doi.org/10.1007/978-3-319-66553-5_6

Seider, W. D., Lewin, D. R., Seader, J. D., engineer), S. W. (Chemical, Gani, R., & Ng, K. M. (2017). Product and Process Design Principles: Synthesis, Analysis, and Evaluation. John Wiley & Sons.

Smallbone, A., Jülch, V., Wardle, R., & Roskilly, A. P. (2017). Levelised Cost of Storage for Pumped Heat Energy Storage in comparison with other energy storage technologies. Energy Conversion and Management, 152, 221–228. https://doi.org/10.1016/j.enconman.2017.09.047

Trieb, F., & Thess, A. (2020). Storage plants – a solution to the residual load challenge of the power sector? Journal of Energy Storage, 31, 101626. https://doi.org/10.1016/j.est.2020.101626

Truong, B., & Bollinger, B. (2022). Repurposing Fossil-Fueled Assets For Energy Storage (FINAL-REPORT-DOE-MALTA INC-FE0032004). Malta Inc., Cambridge, MA (United States). https://doi.org/10.2172/1874051

Vinnemeier, P., Wirsum, M., Malpiece, D., & Bove, R. (2016). Integration of heat pumps into thermal plants for creation of large-scale electricity storage capacities. Applied Energy, 184, 506–522. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.10.045

Xi, K., Xie, Z., Zhao, X., Song, Y., & Liu, H. (2023). Fast Calculation of Supercritical Carbon Dioxide Flow, Heat Transfer Performance, and Mass Flow Rate Matching Optimization of Printed Circuit Heat Exchangers Used as Recuperators. Mathematics, 11(20), Article 20. https://doi.org/10.3390/math11204241

DESENHO DE UM SISTEMA INTEGRADO BASEADO NUM ELETROLISADOR DE ÓXIDO SÓLIDO DE ALTA TEMPERATURA COM ENERGIA SOLAR PARA PRODUZIR H2

Barreto G., Díaz M., Romero M., González-Aguilar J.

Unidade de Processos de Alta Temperatura, IMDEA Energia, Av. Ramón de La Sagra, 3, 28935 Móstoles, Madrid, Espanha, germilly.barreto@imdea.org

RESUMO

Este trabalho apresenta o desenho de uma planta piloto que integra um eletrolisador de óxido sólido (SOE) de alta temperatura com energia solar (térmica e elétrica) para produção de hidrogénio. O protótipo está a ser desenvolvido no âmbito do projeto GREENH2-CM, que está inserido no posicionamento estratégico da comunidade de Madrid em I+D+i de hidrogénio verde. Estes tipos de eletrolisadores operam próximo dos 750ºC e requerem um balanço de planta (BoP) para garantir esta condição. Operar a altas temperaturas requer menos eletricidade, tornando o SOE um dos mais eficientes entre os diferentes tipos de eletrolisadores. O fluxograma de processo (PFD) da planta integrada consiste em dois subsistemas: (i) BoP do SOE e (ii) BoP do campo solar (térmica). A integração destes dois sistemas é feita através de um gerador de vapor. O calor do campo solar é utilizado para gerar o vapor necessário no eletrolisador, e a eletricidade requerida provém da planta PV e da rede elétrica. A planta SOE analisada utiliza um SOE com uma capacidade de 9kWe, consumirá 3.7 kg h^{-1} de vapor e produzirá 0.25 kg h^{-1} de hidrogénio.

PALAVRAS-CHAVE: eletrolisador de óxido sólido, energia solar térmica, armazenamento térmico, balanço de planta

ABSTRACT

This work presents the design of a pilot plant integrating a high-temperature solid oxide electrolyzer (SOE) with solar energy (thermal and electric) for hydrogen production. The prototype is being developed within the framework of the GREENH2-CM project, which is part of the strategic positioning of the Madrid community in R&D of green hydrogen. These types of electrolyzers operate around 750ºC and require a balance of plant (BoP) to ensure this condition. Operating at high temperatures requires less electricity, making the SOE one of the most efficient among different types of electrolyzers. The process flow diagram (PFD) of the integrated plant consists of two subsystems: (i) BoP of the SOE and (ii) BoP of the solar field (thermal). The integration of these two systems is done through a steam generator. The heat from the solar field is used to generate the necessary steam in the electrolyzer, and the required electricity comes from the PV plant and the electrical grid. The analyzed SOE plant uses a SOE with a capacity of 9kWe, consuming 3.7 kg h-1 of steam and producing 0.25 kg h-1 of hydrogen.

KEYWORDS: solid oxide electrolyzer, solar thermal energy, thermal storage, balance of plant

INTRODUÇÃO E DESCRIÇÃO DO FLUXOGRAMA DE PROCESSO

Este trabalho está inserido no âmbito do projeto GREENH2-CM [1], que está alinhado com o posicionamento estratégico da comunidade de Madrid em I+D+i de hidrogeno verde e as células de combustíveis. Figura 1 apresenta o fluxograma de processo desenvolvido para a planta de produção de hidrogénio utilizando eletrolisador de óxido sólido (SOE) de alta temperatura integrado com energia solar (térmica e elétrica). O processo integra dois principais subsistemas: (i) planta do eletrolisador e (ii) planta do campo solar. A integração desses dois sistemas é feita a partir do gerador de vapor (identificado como SG na Figura 1). O calor proveniente do campo solar e do sistema de armazenamento é utilizado para evaporar a água necessária no eletrolisador. O fornecimento de eletricidade aos diferentes componentes (principalmente ao eletrolisador) é proveniente de painéis fotovoltaicos e da rede elétrica.

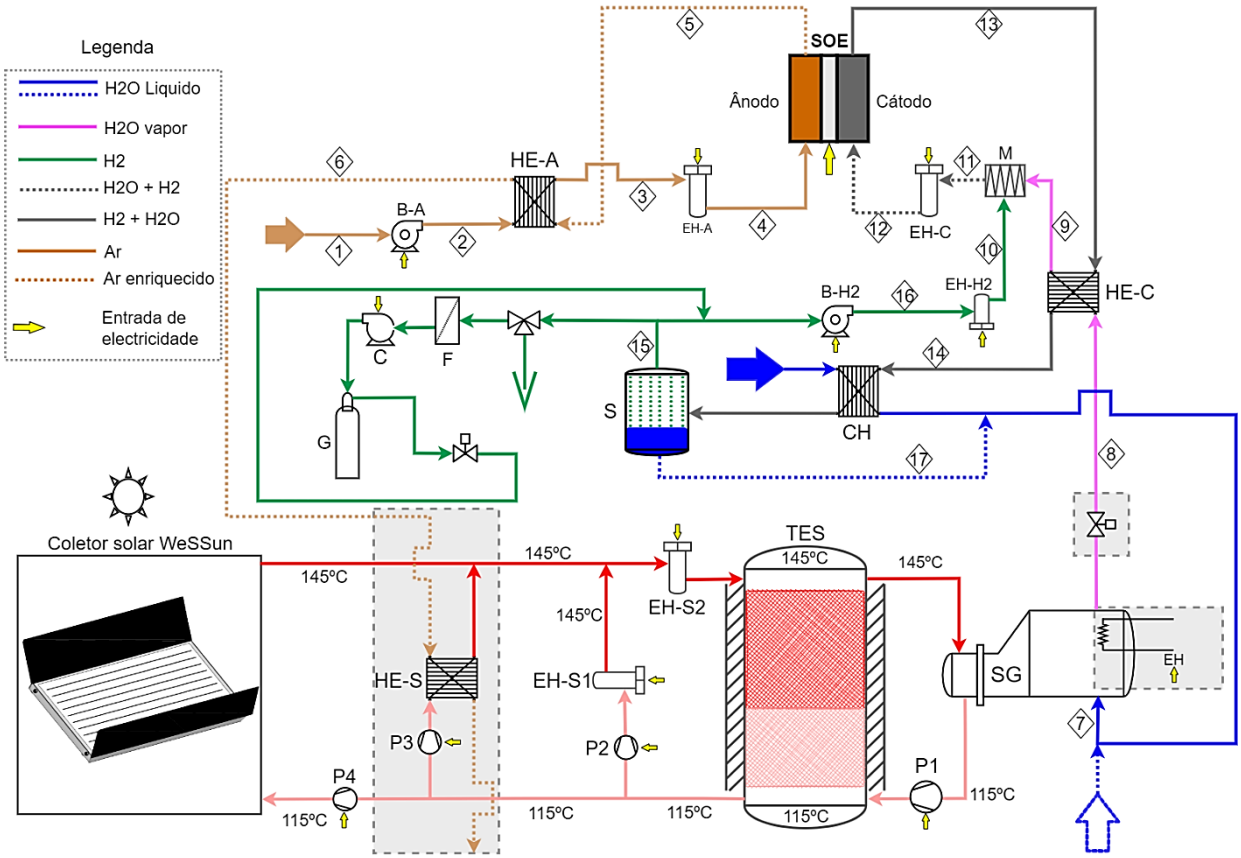


Fig. 1. Fluxograma de processo da integração do eletrolisador de óxido sólido de alta temperatura e energia solar (térmica e elétrica).

A planta utilizará um electrolisador com uma capacidade de 9kWe fabricado pela empresa SolydEra, e no ponto de desenho consumirá 3.7 kg h-1 de vapor e produzirá 0.25 kg h-1 de H2. Tabela 1 sumariza as condições de desenho do SOE. Os coletores solares térmicos estão sendo fabricados e fornecidos pela empresa SEENSO e o sistema de armazenamento está sendo desenvolvido pelo Instituto IMDEA Energia. O caudal mássico no campo solar é ajustado continuamente de modo a manter a temperatura de saída constante. Os aquecerdes elétricos são utilizados em caso de necessidade de ajustes de temperatura e

quando não haja energia disponível no sistema de armazenamento. O protótipo será montado nas instalações de IMDEA Energía em Móstoles, Madrid, Espanha.

Tabela 1. Especificações técnicas do SOE nas condições de desenho (carga total).

ESPECIFICAÇÕES TÉCNICAS	UNIDADE	VALOR
Potência de consumo	kWe	9
Temperatura do gas à entrada	°C	771
Temperatura do gás à saída	°C	751
Entrada de vapor	$kg\ h^{-1}$	3,70
Entrada de H_2	$kg\ h^{-1}$	0,05
Varredura de ar	$kg\ h^{-1}$	28
Temperatura de operação	°C	760
Pressão (máxima)	mbarg	100

Coletor solar

O coletor solar analisado neste trabalho é composto por uma combinação de um coletor solar de tubo evacuado e dois espelhos de seguimento N-S, conforme descrito na Figura 2. O objetivo dos espelhos é adicionar concentração de radiação solar de cerca de 1.7 (dependendo da hora e época do ano), o que permite alcançar temperaturas mais elevadas necessárias para a evaporação da água. Uma vez que a concentração solar é baixa, é possível aproveitar também a componente de radiação difusa. O coletor tem uma área de abertura à incidência normal de 22.5m^2 (superfície absorsora mais projeção dos espelhos no plano de absorção), funciona com uma diferença de temperatura de 30°C (115°C - 145°C) e usa água pressurizada a 4 bar como fluido de trabalho.

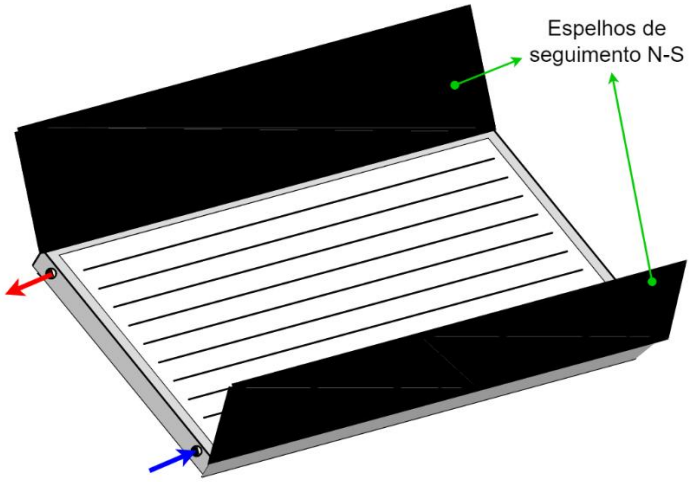


Fig. 2. Coletor solar de tubos de vácuo e com espelhos de seguimento Norte-Sul.

Sistema de armazenamento térmico

O sistema de armazenamento térmico consiste numa termoclina com materiais de mudança de fase encapsulados. Além de armazenar calor, o tanque de armazenamento também desempenha um papel crucial na manutenção da operação estável do gerador de vapor, uma condição imposta pelo SOE.

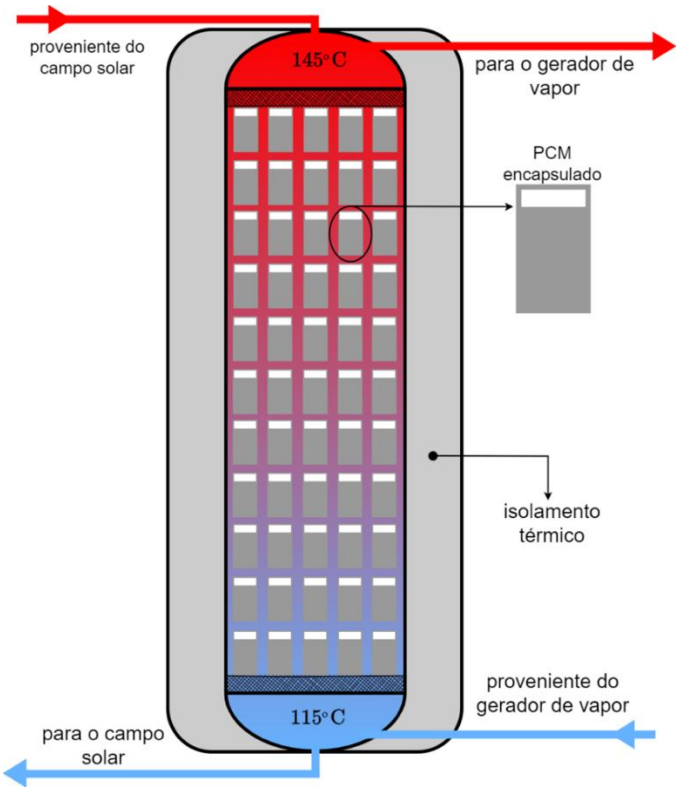


Fig. 3. Sistema de armazenamento térmico (termoclina) com materiais de mudança de fase encapsulados.

METODOLOGIA

Para a construção do protótipo será preciso dimensionar todos os componentes, testá-los e integrá-los. Para isso, primeiro se procedeu a uma análise numérica da planta para poder obter o balanço de energia e massa para todos as correntes do processo. Para simular a planta, o sistema de equações (composto por todas as equações que descrevem a conservação de massa e energia em cada componente) foi resolvido no software EcosimPro [2]. Uma vez tendo o processo simulado e os resultados validados, usou se os valores da simulação como referência para o dimensionamento dos componentes. Para além disso, o dimensionamento foi feito tendo em conta quatro modos de operação do SOE: carga total, carga parcial, modo em espera quente e modo noite.

RESULTADOS

As Tabelas 2, 4, 6 e 8 apresentam a temperatura, pressão e caudal mássico em todas as correntes do BoP do SOE (ver Figura 1) para carga total, carga parcial, espera quente e modo noite, respetivamente. A composição do gás/líquido em cada corrente é apresentada nas Tabelas 3, 5, 7 e 9. Tabela 10 apresenta a potência térmica ou elétrica em cada componente. Para além dessas informações, são também conhecidas todas as propriedades térmicas e de transporte para todas as correntes, que são necessários para o desenho e dimensionamento dos diferentes componentes. A planta do campo solar foi dimensionado de forma a que se obtenha mais de 40% de contribuição solar térmica para a geração de valor.

Carga total (ponto de desenho)

Tabela 2. Temperatura, pressão e caudal mássico em todas as correntes (Carga total).

PARÂMETRO DE CONCEPÇÃO	UNIDADE	NÚMERO DE CORRENTE																
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Temperatura	°C	25	25	604	771	751	225	407	134	643	200	609	771	751	266	60	25	60
Pressão	mbar	1013	1052	1049	1044	1037	1036	3000	3000	1059	1011	1059	1054	1042	1042	1042	1016	1042
Fluxo de massa	$kg\ h^{-1}$	27.92	27.92	27.92	27.92	29.89	29.89	3.70	3.70	3.70	0.04	3.75	3.75	1.77	1.77	0.29	0.04	1.48

Tabela 3. Composição por composto químico (Carga total).

COMPOSTO QUÍMICO	UNIDADE	NÚMERO DE CORRENTE																
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
H_2O	V/V	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.00	1.00	1.00	0.00	0.90	0.90	0.36	0.36	0.00	0.00	1.00
H_2	V/V	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.00	0.10	0.10	0.64	0.64	1.00	1.00	0.00
O_2	V/V	0.22	0.22	0.22	0.22	0.27	0.27	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
N_2	V/V	0.78	0.78	0.78	0.78	0.73	0.73	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Total	V/V	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00

Carga parcial

Tabela 4. Temperatura, pressão e caudal mássico em todas as correntes (Carga parcial).

PARÂMETRO DE CONCEPÇÃO	UNIDADE	NÚMERO DE CORRENTE																
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Temperatura	°C	25	25	604	771	751	225	134	134	643	200	609	771	751	266	60	25	60
Pressão	mbar	1013	1052	1049	1044	1037	1036	3000	3000	1059	1011	1059	1054	1042	1042	1042	1016	1042
Fluxo de massa	$kg\ h^{-1}$	27.92	27.92	27.92	27.92	29.00	29.00	1.73	1.73	1.73	0.02	1.75	1.75	0.67	0.67	0.16	0.02	0.52

Tabela 5. Composição por composto químico (Carga parcial).

COMPOSTO QUÍMICO	UNIDADE	NÚMERO DE CORRENTE																
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
H_2O	V/V	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.00	1.00	1.00	0.00	0.90	0.90	0.27	0.27	0.00	0.00	1.00
H_2	V/V	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.00	0.10	0.10	0.73	0.73	1.00	1.00	0.00
O_2	V/V	0.22	0.22	0.22	0.22	0.25	0.25	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
N_2	V/V	0.78	0.78	0.78	0.78	0.71	0.71	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Total	V/V	1.00	1.00	1.00	1.00	0.96	0.96	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00

Modo de espera quente

Tabela 6. Temperatura, pressão e caudal mássico em todas as correntes (Modo de espera quente).

PARÂMETRO DE CONCEPÇÃO	UNIDADE	NÚMERO DE CORRENTE																
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Temperatura	°C	25	25	566	726	701	174	134	134	604	200	573	726	701	323	60	25	60
Pressão	mbar	1013	1052	1049	1044	1037	1036	3000	3000	1059	1011	1059	1054	1042	1042	1042	1016	1042
Fluxo de massa	kg h^{-1}	27.92	27.92	27.92	27.92	27.92	27.92	0.64	0.64	0.64	0.01	0.65	0.65	0.65	0.65	0.01	0.01	0.64

Tabela 7. Composição por composto químico (Modo de espera quente).

COMPOSTO QUÍMICO	UNIDADE	NÚMERO DE CORRENTE																
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
H_2O	V/V	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.00	1.00	1.00	0.00	0.90	0.90	0.90	0.90	0.00	0.00	1.00
H_2	V/V	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.00	0.10	0.10	0.10	0.10	1.00	1.00	0.00
O_2	V/V	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
N_2	V/V	0.78	0.78	0.78	0.78	0.78	0.78	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Total	V/V	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00

Modo noite

O mesmo ponto de trabalho de modo de espera quente é utilizado no modo noite, mas no lado do cátodo é aplicada um caudal mássica de 0.8 kg h^{-1} de mistura de N_2 enriquecida em H2 (20%). O BoP do lado do cátodo consiste em uma fonte de mistura gasosa formada por N_2 e H_2 a 25ºC (corrente 14* das Tabelas 8 e 9) e um aquecedor elétrico que aumenta a temperatura até 726ºC (entre as correntes 14* e 15*). Este fluxo é então ventilado a alta temperatura (corrente 16*, 701ºC) após passar pelo eletrolisador (ver Figura 1).

Tabela 8. Temperatura, pressão e caudal mássico em todas as correntes (Modo noite).

PARÂMETRO DE CONCEPÇÃO	UNIDADE	NÚMERO DE CORRENTE								
		1	2	3	4	5	6	14*	15*	16*
Temperatura	°C	25	25	566	726	701	174	25	726	701
Pressão	mbar	1013	1052	1049	1044	1037	1036	1059	1054	1042
Fluxo de massa	kg h^{-1}	27.92	27.92	27.92	27.92	27.92	27.92	0.80	0.80	0.80

Tabela 9. Composição por composto químico (Modo noite).

COMPOSTO QUÍMICO	UNIDADE	NÚMERO DE CORRENTE								
		1	2	3	4	5	6	14*	15*	16*
H_2O	V/V	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
H_2	V/V	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.20	0.20	0.20
O_2	V/V	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.00	0.00	0.00
N_2	V/V	0.78	0.78	0.78	0.78	0.78	0.78	0.80	0.80	0.80
Total	V/V	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00

Resumo de potêzcia térmica/elétrica em cada componente por modo de operação

Tabela 10. Potência térmica/elétrica em cada componente para os diferentes modos de operação.

Componente	Descrição	Potência térmica/eléctrica (kW)			
		Carga total	Carga parcial	Modo de espera quente	Modo noite
SOE	Eletrolisador	9.00	4.75	0.00	0.00
EH-A	Aquecedor elétrico de ânodo	1.62	1.43	1.47	1.47
EH-C	Aquecedor elétrico de cátodo	0.43	0.18	0.07	0.22
HE-A	Permutador de calor de ânodo	5.00	4.70	4.67	4.67
HE-C	Permutador de calor de cátodo	1.10	0.48	0.18	-
SG	Gerador de vapor	2.30	1.10	0.39	-
EH-H2	Aquecedor elétrico de hidrogénio	0.04	0.02	0.01	-
CH	Resfriador	-1.38	-0.50	-0.52	-

Energia produzida pelo coletor solar

A Figura 4 apresenta a energia total mensal produzida pelo coletor solar montado na horizontal e usando o ano meteorológico típico (TMY) para a localidade de Cuatro Vientos (Madrid), Espanha [3]. Usaram-se os dados de Cuatro Vientos por não haver dados disponíveis para Móstoles e é a localidade mais próxima com dados disponíveis. Com as simulações obteve-se uma contribuição de calor solar para a geração de vapor de 43%, correspondente a uma produção de calor anual de 8700 kWh com uma eficiência térmica de 23%.

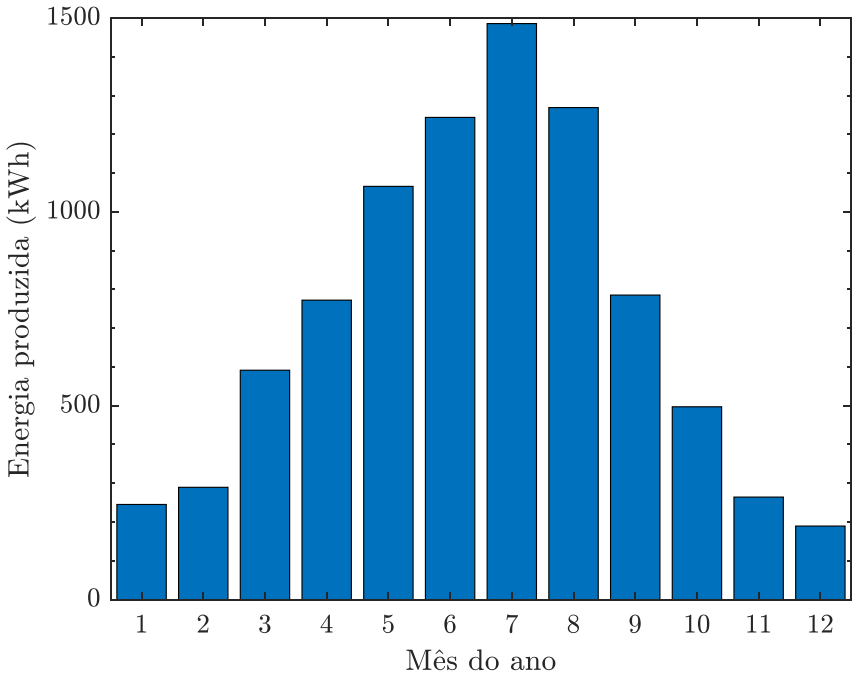


Fig. 4. Energia térmica mensal produzida pelo coletor solar montado na horizontal para a localidade de Cuatro Vientos (Madrid), Espanha.

CONCLUSÃO

O campo solar e o sistema de armazenamento térmico foram dimensionados com o objetivo de garantir que o número de horas em que o SOE foi alimentado com calor diretamente descarregado do TES em relação ao total de horas seja superior a 40%. Verificou-se que a pressão a que a água é evaporada no gerador de vapor desempenha um papel crucial na integração do calor solar (campo solar, sistema de armazenamento e gerador de vapor). A pressão requerida no eletrolisador é limitada a cerca de 40 mbarg e deve permanecer muito estável. Para garantir esta condição, verificou-se que a água deve ser evaporada a uma pressão superior à pressão requerida no SOE. Este valor deve considerar a queda de pressão do vapor em todos os componentes entre o gerador de vapor e o SOE, e também deve considerar um processo de laminação após o gerador de vapor para evitar a condensação.

AGRADECIMIENTOS

Os autores agradecem o apoio financeiro e as contribuições do projeto GREENH2 – CM, entidades financiadoras Comunidade de Madrid e MCIN através do Plano de Recuperação de Transformação e Resiliência, financiado pela União Europeia - NextGenerationEU (PRTR-C17.I1).

REFERÊNCIAS

[1] GREENH2-CM - Strategic positioning of the Community of Madrid in R&D&i of green hydrogen and fuel cells. https://energia.imdea.org/en/porfolio/greenh2-cm-strategic-positioning-of-the-community-of-madrid-in-rdi-of-green-hydrogen-and-fuel-cells/ (16-05-2024).

[2] EcosimPro | PROOSIS - Modelling and Simulation Toolkits and Services. https://www.ecosimpro.com/ (16-05-2024).

[3] Repository of free climate data for building performance simulation. https://climate.onebuilding.org/ (20-05-2024).

ANÁLISE EXPERIMENTAL DE UM CONCENTRADOR FRESNEL LINEAR DE PEQUENA ESCALA

Scalco P.*[1], Copetti J. B.*[2], Macagnan M. H.*[3], Mizuta M. R. B.*4, Oliveira J. D.**5, Passos J. C.***6

*Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, LER - Laboratório de Energias Renováveis, Universidade do Vale do Rio dos Sinos (UNISINOS), 93022-750, Brasil.

**SISEA – Laboratório de Sistemas Energéticos Alternativos, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo (USP), 05508-900, Brasil.

***Departamento de Engenharia Mecânica, LEPTEN – Laboratórios de Engenharia de Processos de Conversão e Tecnologia de Energia, Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), 88040-900, Brasil.

[1]patrscalco@edu.unisinos.br; [2]jcopetti@unisinos.br; [3]mhmac@unisinos.br; 4 maurobm@edu.unisinos.br; 5 jef.diehl@usp.br; 6 julio.passos@lepten.ufsc.br.

RESUMO

O uso de concentradores do tipo Fresnel Linear é uma das alternativas para aproveitamento de radiação solar para a geração de energia de forma sustentável. Assim, esse artigo apresenta uma análise experimental de um concentrador Fresnel linear de pequena escala localizado no sul do Brasil, para caracterização de seu desempenho. Essa caracterização foi feita utilizando a norma ISO 9807:2017, que estabelece as condições de teste para coletores solares. Testes experimentais foram realizados nos dias 20 e 21 de fevereiro de 2024 em que os valores médios de irradiância no meio-dia solar foram 1120 W/m^2 e 1106 W/m^2, respectivamente. Óleo térmico é utilizado como fluido de trabalho e as vazões médias consideradas foram 7,5 l/min e 5 l/min, para os respectivos dias testados. Dados de temperatura na entrada e na saída do óleo no tudo absorvedor e velocidade do vento foram registradas para a determinação da eficiência e da potência térmica do concentrador. Os resultados mostraram uma eficiência média de 24% e 35% nos dias 20 e 21, respectivamente. Esses valores evidenciam a influência dos fatores analisados e, a partir disso, são avaliadas possíveis melhorias no desempenho do concentrador em estudo.

PALAVRAS-CHAVE: refletor Fresnel Linear, análise experimental, Norma ISO 9807:2017

ABSTRACT

Linear Fresnel concentrators are one of the alternatives for using solar radiation to generate energy sustainably. Therefore, this article presents an experimental analysis of a small-scale linear Fresnel concentrator located in southern Brazil to characterize its performance. This characterization was made using the ISO 9807:2017 standard, which establishes the test conditions for solar collectors. Experimental tests were carried out on February 20 and

21, 2024, where the average irradiance at solar noon were 1120 W/m^2 and 1106 W/m^2, respectively. Thermal oil is used as the working fluid, and the average flow rates were 7.5 l/min and 5.0 l/min for the respective days tested. The inlet and outlet oil temperature in the absorber tube and wind speed were recorded to determine the efficiency and thermal power of the concentrator. The results showed an average efficiency of 24% and 35% on days 20 and 21, respectively. These values highlight the influence of the analyzed factors and, based on this, possible improvements in the performance of the concentrator under study are evaluated.

KEYWORDS: Linear Fresnel Reflector, experimental analysis, ISO 9807:2017

INTRODUÇÃO

O uso de concentração solar, seja para a produção de calor em processos industriais ou para a geração de eletricidade, é uma das formas de se utilizar a radiação solar como uma alternativa sustentável para suprir a demanda energética, especialmente diante do impacto das mudanças climáticas. Uma das tecnologias nesse contexto, é a de refletores Fresnel lineares, LFR (*Linear Fresnel Reflector)*, os quais consistem em um conjunto de espelhos levemente curvados que refletem a radiação solar para um receptor, onde ocorre a troca térmica. O receptor possui um ou mais tubos absorvedores por onde escoa o fluido de trabalho – que pode ser óleo térmico, água, sais fundidos ou ar (Colares-Pereira et al., 2017). Além disso, o receptor possui uma segunda superfície coletora com a finalidade de maximizar o fluxo de calor absorvido pelos tubos absorvedores no processo de troca térmica, e pode ser configurada de duas formas distintas: (I) concentrador secundário ou (II) cavidade receptora.

O concentrador secundário permite melhorar a eficiência nos sistemas LFR, pois consiste em uma segunda superfície reflexiva posicionada de tal forma que o seu ponto focal seja o tubo absorvedor, para onde a radiação incidente é redirecionada, garantindo que um maior fluxo térmico seja absorvido pelo sistema. O concentrador secundário pode ser projetado em diferentes geometrias, dependendo das demandas de cada projeto, como a parabólica, ou *Compound Parabolic Concentrator* (Ma et al. 2021, Boccalatte et al. 2022, Garg et al. 2023) e a elíptica, ou *Compound Elliptical Concentrator* (Canavarro et al., 2016), além de outras geometrias mais complexas.

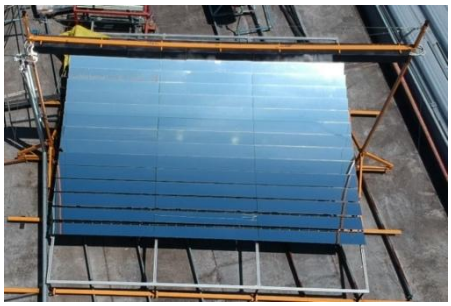
Nos casos em que se emprega uma cavidade receptora, as superfícies internas são pintadas com uma tinta com propriedades seletivas e resistente a altas temperaturas. A geometria mais utilizada para as cavidades é a trapezoidal (de Sá et al. 2021, Facão e Oliveira 2011), pois viabiliza a colocação de múltiplos tubos absorvedores em seu interior (Montes et al. 2022). A vantagem deste tipo de configuração é que ela não requer uma precisão óptica tão elevada quanto aquela demandada pelos concentradores secundários, em contraponto, a sua eficiência é inferior a observada em concentradores secundários.

Essa versatilidade dos concentradores Fresnel permite que diferentes configurações, tanto no campo de espelhos, como no receptor, sejam aplicadas. A configuração depende do projeto do coletor – tanto em termos estruturais como em termos de geração – e da localização geográfica da instalação. Considerando esses fatores, são necessários estudos que aprofundem e que permitam ampliar a compreensão dos fatores que influenciam na eficiência e no funcionamento desse tipo de sistema. Nesse sentido, esse artigo, tem como objetivo apresentar uma análise experimental de um coletor Fresnel linear de pequena escala, localizado no sul do Brasil (latitude: -29,79º, longitude: -51,15º). Para isso, foi utilizada a norma ISO 9807:2017, que estabelece parâmetros de teste para caracterizar coletores solares, como a temperatura de entrada, a vazão de fluido através do tubo absorvedor, temperatura ambiente e irradiância. Além disso, para caracterizar o coletor, foram avaliadas a temperatura de saída do fluido no tubo absorvedor e a velocidade do vento. Por fim, A padronização do teste, garante a confiabilidade dos resultados, permitindo extrapolar os resultados para uma escalar maior e para a validação de modelos teóricos.

BANCADA DE TESTES – REFLETOR FRESNEL LINEAR

O concentrador LFR possui uma área de 26 m^2 (largura de 4,3 m e comprimento de 6 m). O campo de espelhos possui 14 fileiras de espelhos, espaçados entre si de 1 cm. O receptor está posicionado à 3 m de altura e é do tipo cavidade receptora, de formato trapezoidal com um tubo absorvedor, com um diâmetro de 33,4 mm, em forma de serpentina com 4 voltas. As paredes internas da cavidade receptora são pintadas com uma tinta resistente à alta temperatura e isoladas com lã de vidro.

A Figura 1 mostra o coletor descrito, com a vista superior do campo de espelhos (Figura 1a) e a vista lateral do concentrador Fresnel (Figura 1b), com o receptor.



(a)



(b)

Figura 3. (a) vista superior do concentrador Fresnel. (b) vista lateral do concentrador Fresnel.

A Figura 2 mostra o detalhamento do receptor de cavidade trapezoidal com o tubo absorvedor (Figura 2a) e o seu posicionamento na cavidade em forma de serpentina (Figura 2b).

(a) (b)

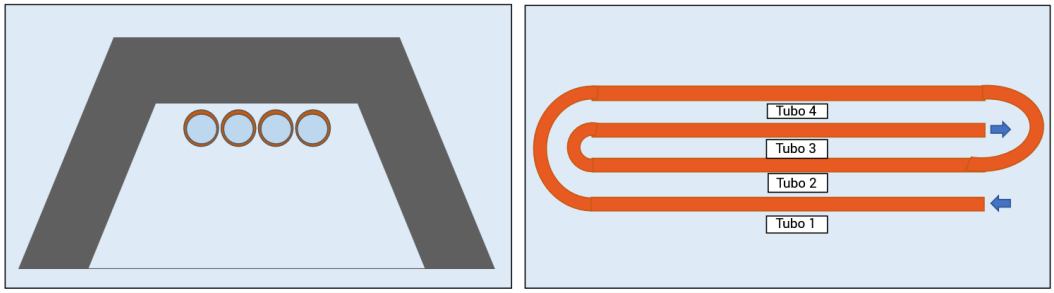


Figura 4. Configuração do receptor: a) vista frontal do receptor e do tubo absorvedor; b) forma como o tubo absorvedor está posicionado no interior cavidade receptora.

O fluido de trabalho utilizado é o óleo térmico Paratherm HE, que possui propriedades e condições de operação que se adaptam às condições de funcionamento do coletor. Além disso, o óleo circula em um sistema que permite controlar a temperatura de entrada do óleo no absorvedor.

A bancada foi instrumentada para medidas de temperatura e vazão do óleo. Sensores do tipo PT100, classe AA a quatro fios (*Ômega*) com precisão de ± 0,2 °C, permitem medir as temperaturas de entrada e saída do fluido no absorvedor e a temperatura ambiente. A medição da vazão é feita a partir de um medidor de pressão diferencial (*ABB*

Instrumentation, modelo 600T), com precisão de ± 0,1 %, e ajustada por um inversor de frequência. Os dados de irradiância e velocidade do vento durante os testes foram obtidos da estação meteorológica localizada junto ao concentrador Fresnel. A obtenção dos dados experimentais é feita através de sistema de aquisição de dados (Agilent). Além disso, o comportamento da temperatura na superfície do tudo absorvedor é verificado utilizando uma câmera termográfica (*FlirOne*).

A movimentação dos espelhos acontece tanto de maneira manual como automática: o controle manual é feito através de botões que movimentam os espelhos para a esquerda ou para a direita; e o controle automático é feito através de microcontrolador, que calcula a posição solar instantânea e posiciona os espelhos de modo que os raios solares incidam nos refletores. A movimentação, tanto no modo manual como no automático, é feita utilizando um motor de passo.

PROCEDIMENTO EXPERIMENTAL DO COLETOR FRESNEL

O procedimento experimental segue a normativa do Método Quase-Dinâmico, definido pela ISO 9807:2017 e que define que a performance do sistema deve ser verificada em condições estacionárias de operação. O método busca determinar os parâmetros que caracterizam o desempenho do concentrador Fresnel, como a potência térmica (Eq. 1) e a eficiência (Eq. 2) do sistema e, a partir das medidas de vazão do fluido e as temperaturas ambiente e de entrada e saída do fluido. Também será analisada a conformidade do coletor com a norma técnica, verificando se os parâmetros de teste variam dentro da tolerância permitida: a variação máxima da temperatura ambiente de 1 °C e a máxima variação de temperatura do fluido de ± 2%.

Os testes foram realizados para os dias 20 e 21 do mês de fevereiro de 2024 ao meio-dia solar. O fluxograma da Figura 3 mostra o procedimento de teste para o sistema LFR analisado. Ao iniciar o teste, é ajustada a posição dos espelhos e a vazão de fluido, então são acionadas as bombas para que o óleo Paratherm HE e a água, do sistema de arrefecimento, passem a circular no sistema. Os fluidos circulam até que a temperatura de entrada do óleo no tubo absorvedor e a sua vazão estabilizem, nesse momento, inicia-se a aquisição dos dados. Ao fim do teste, as propriedades térmicas são definidas a partir dos valores médios obtidos. Com isso, são calculadas a potência térmica e a eficiência instantâneas e médias.

A potência térmica útil, ou a taxa de calor recebida pelo fluido, é definida pela Eq. 1, em que $\dot{m}$ é vazão mássica (kg/s), c_p é o calor específico (J/kg-K) e ΔT é a diferença entre as temperaturas de saída e entrada do fluido de trabalho no tubo absorvedor.

$$Q = \dot{m} c_p \Delta T \tag{1}$$

A eficiência é definida como a razão entre a potência térmica útil e a potência térmica total da irradiância incidente no campo de espelhos (Eq. 2):

$$\eta = \frac{Q}{Q_{total}} \tag{2}$$

A potência térmica total da irradiância é definida pela área do campo de refletores e pela irradiância. Além disso, como os testes foram realizados sem incidência normal, é necessário acrescentar o fator do efeito cosseno (F_{cos}), que é definido pelo cosseno do ângulo entre a reta normal da superfície do campo de espelhos e a direção da radiação. O efeito é uma redução da potência refletida pelo campo de espelhos e é definido a partir da posição solar em cada um dos dias de teste. A potência térmica total é definida pela Eq. (3).

$$Q_{total} = A_{espelhos} DNI . F_{cos} \quad (3)$$



Figura 5. Fluxograma do procedimento de teste do sistema LFR.

ANÁLISE DOS RESULTADOS

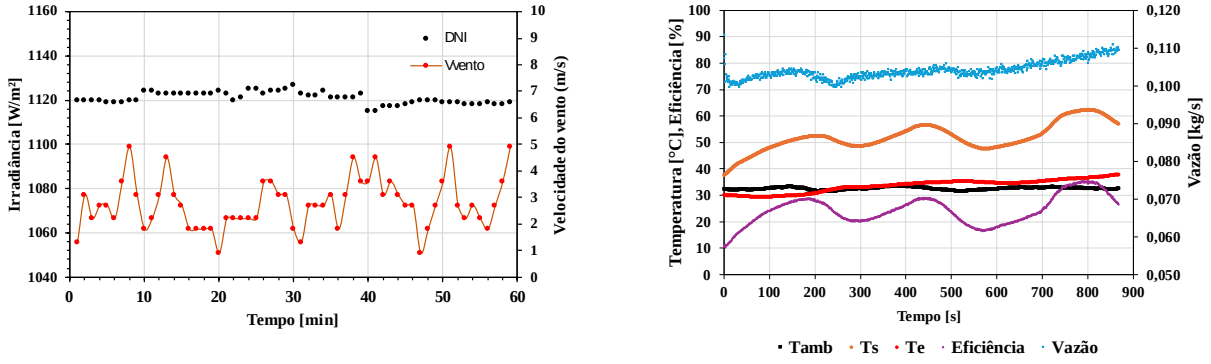
A Tabela 1 apresenta os valores médios e máximos das variáveis registradas durante os testes realizados nos dias 20 e 21 de fevereiro de 2024, ao meio-dia solar. Conforme os desvios de cada parâmetro de teste atestam que os testes foram executados de acordo com a ISO 9807:2017. Além disso, é possível observar que os desvios padrão médio das grandezas não foram significativos perto das medições, garantindo a estabilidade dos parâmetros medidos ao longo do teste – temperatura ambiente, de entrada e de saída, irradiância e vazão mássica de fluido.

Tabela 1. Condições e valores médios de operação para os dias de medição.

	20/02/2024			21/02/2024		
Parâmetros	**$Valor_{Médio}$**	**Máximo**	**$Desvio_{Máximo}$**	**$Valor_{Médio}$**	**Máximo**	**$Desvio_{Máximo}$**
Irradiância (W/m^2)	1120,86	1127	2,234	1105,81	1110	1,32
Vazão mássica (kg/s)	0,103	0,113	0,00174	0,069	0,078	0,00216
$T_{ambiente}$ (°C)	32,42	33,45	0,414	32,38	31,47	0,369

$T_{entrada_óleo}$ (°C)	33,43	37,65	2,06	32,88	33,09	0,349
$T_{saída_óleo}$ (°C)	51,83	62,16	4,02	73,48	91,18	13,59
ΔT (ºC)	18,4			40,6		

A Figura 4 mostra os resultados das variações dos parâmetros analisados: a irradiância e velocidade do vento em função do tempo (Figura 4a), a eficiência, vazão e temperaturas de entrada, saída e ambiente (Figura 4b) para o teste realizado em 20 de fevereiro de 2024. A vazão mássica média para o dia 20, foi de 0,103 kg/s (~7,5 l/min), e para o dia 21, 0,07 kg/s (~5 l/min), o que – para ambos os dias – é caracterizado como regime laminar de escoamento.



(a) (b)

Figura 6. Variações da irradiância e velocidade do vento (a) e eficiência, vazão mássica e temperaturas de entrada, saída e ambiente (b) ao longo do teste realizado no dia 20/02/2024.

Na Figura 5 são apresentados os resultados obtidos para o dia 21 de fevereiro de 2024. São mostrados os gráficos da variação da irradiância e velocidade do vento (Figura 5a) e da vazão mássica, eficiência e temperaturas (Figura 5b) em função do tempo de duração do teste. Comparando as medições de vazão para os dois dias de teste, verifica-se que houve um controle maior da vazão no dia 21, mesmo que tenha se utilizado uma vazão menor – isso é perceptível pela diferença de oscilação na curva para cada um dos dias, tanto da eficiência como da temperatura de saída do fluido. Ademais, é importante ressaltar que a velocidade do vento também interfere na eficiência do sistema LFR, uma vez que o sistema analisado possui um receptor aberto, ou seja, sem uma cobertura de vidro fechando o receptor e os tubos não são do tipo evacuados. Para o dia 20/02/2024 a velocidade média do vento foi 2,76 m/s e para o dia 21 foi de 1,04 m/s.

Na Figura 5, nota-se que houve um controle maior dos parâmetros, mesmo que o ajuste dos espelhos ao longo do teste tenha sido feito manualmente. Isso se deve, principalmente, às condições climáticas mais favoráveis que as do dia anterior – tanto em termos de velocidade do vento, como de temperatura ambiente – que praticamente não teve muitas variações em relação à temperatura de entrada do fluido, como se verifica na Figura 5b.

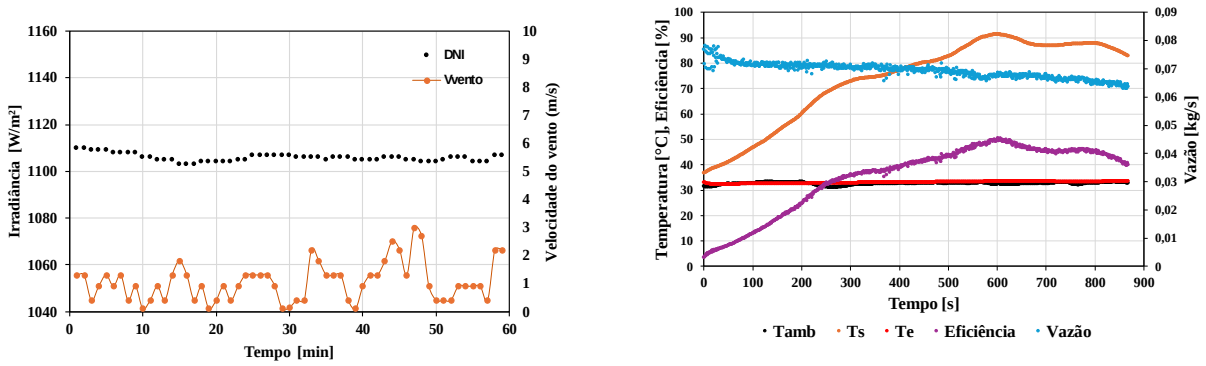


Figura 7. Variações da irradiância e velocidade do vento (a), e eficiência, vazão mássica e temperaturas de entrada, saída e ambiente (b) ao longo do teste realizado no dia 21/02/2024.

Para os dois dias de teste, a irradiância foi semelhante, para o dia 20 o valor médio foi de 1120,86 W/m^2 e para o dia 21, 1105,81 W/m^2. A Figuras 4a e 5a mostram a curva da irradiância durante o teste. Mesmo que tenham ocorrido variações ao longo do teste, elas não foram significativas a ponto de influenciarem nas oscilações na temperatura de saída, como é mostrado na Figura 4b. Como esse comportamento não se repete na curva do teste realizado no dia 21 (Figura 5b), as oscilações se devem às condições de vento e o problema poderia ser mitigado caso o receptor possuísse uma placa de vidro ou se os tubos fossem evacuados.

Na Figura 6 são apresentados os resultados para a potência térmica útil, para os dois dias de teste. Da mesma forma que para o dia 20 de fevereiro houve uma oscilação na eficiência, esse mesmo comportamento se reflete na curva de potência instantânea, cujo valor médio foi de 3835 W. Para o dia 21 de fevereiro, em função dos fatores já mencionados, os resultados de potência instantânea se apresentaram de maneira mais estável e o valor médio foi 5539 W, maior que o dia anterior associado à menor vazão de fluido, que resulta em uma maior variação de temperatura, conforme Tabela 1.

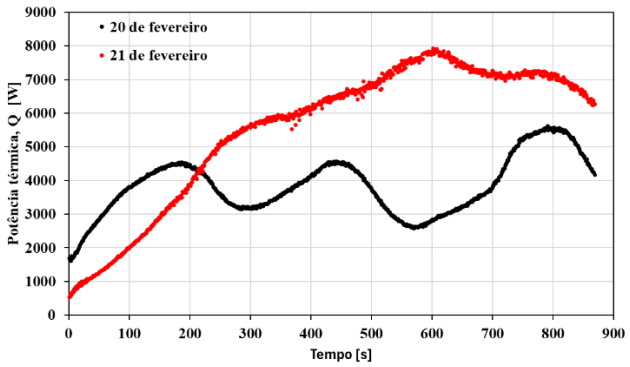


Figura 8. Potência térmica instantânea do concentrador Fresnel nos dias 20 e 21 de fevereiro de 2024.

CONCLUSÕES

Neste artigo foram descritos os procedimentos de teste de um coletor Fresnel de acordo com a norma ISO 9806:2017. Nesse sentido, os testes realizados foram bem-sucedidos, uma vez que cumpriram os requisitos da norma, em termos de controle de temperatura e vazão de fluido. Os testes foram realizados ao meio-dia solar dos dias 20 e 21 de fevereiro de 2024 e apresentaram uma eficiência média de 24,16 % e 35,11 %, respectivamente.

A eficiência média de cada teste, tem relação direta com o projeto do concentrador Fresnel testado, além das condições de operação e climáticas para o dia testado. Fatores como o receptor de cavidade aberta, diminuem a eficiência do coletor, uma vez que o conjunto fica exposto às variações da velocidade do vento. Nesse sentido, a utilização de uma placa de vidro, ou de tubos evacuados mitigariam esse problema. Além desses fatores, compreender como a perda de carga do fluido influencia na eficiência, também permite prever o comportamento do sistema, bem como fazer algumas inferências sobre o regime de operação do coletor, uma vez que o regime para as condições de teste apresentadas foi laminar. Logo, é interessante compreender como a perda de carga no escoamento do fluido e a eficiência do sistema funcionariam para o escoamento em regime turbulento no absorvedor.

Além disso, algumas melhorias são necessárias para a execução de novos testes, como por exemplo a operação automática do campo de espelhos. Isso reduzirá os erros relacionados ao posicionamento e movimentação dos espelhos. Novos testes já estão em execução para verificar o comportamento do coletor LFR sob condições reais de operação e para a validação de um modelo teórico.

AGRADECIMENTOS

A autora Patricia Scalco gostaria de agradecer à Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - CAPES pela bolsa concedida (Código financeiro 001). Os autores agradecem ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - CNPq pelo apoio financeiro ao projeto de pesquisa (Processo 408129/2022-0, Chamada CNPQ/MCTI 25/2022 - Linha 2/CH Setor Elétrico Na).

REFERÊNCIAS

Boccalatte, A., Fossa, M., & Ménézo, C. (2022). Calculation of the incidence angle modifier of a Linear Fresnel Collector: The proposed declination and zenith angle model compared to the biaxial factored approach. Renewable Energy, 185, 123-138.

Canavarro, D., Chaves, J., & Collares-Pereira, M. (2016). A novel Compound Elliptical-type Concentrator for parabolic primaries with tubular receiver. Solar Energy, 134, 383-391.

Collares-Pereira, M., Canavarro, D., & Guerreiro, L. L. (2017). Linear Fresnel reflector (LFR) plants using superheated steam, molten salts, and other heat transfer fluids. In Advances in concentrating solar thermal research and technology (pp. 339-352). Woodhead Publishing.

de Sá, A. B., Pigozzo Filho, V. C., Tadrist, L., & Passos, J. C. (2021). Experimental study of a linear Fresnel concentrator: A new procedure for optical and heat losses characterization. Energy, 232, 121019.

Facão, J., & Oliveira, A. C. (2011). Numerical simulation of a trapezoidal cavity receiver for a linear Fresnel solar collector concentrator. Renewable Energy, 36(1), 90-96.

Famiglietti, A., & Lecuona, A. (2021). Small-scale linear Fresnel collector using air as heat transfer fluid: Experimental characterization. Renewable Energy, 176, 459-474.

Garg, A., Ray, B., Jain, S. (2023). Development of Nusselt number correlation for solar CPC with a tubular receiver. Thermal Science and Engineering Progress, 37, 101553.

Ma, J., Wang, C. L., Zhou, Y., & Wang, R. D. (2021). Optimized design of a linear Fresnel collector with a compound parabolic secondary reflector. Renewable Energy, 171, 141-148.

Montes, M. J., Abbas, R., Barbero, R., & Rovira, A. (2022). A new design of multi-tube receiver for Fresnel technology to increase the thermal performance. Applied Thermal Engineering, 204, 117970.

ANÁLISIS DEL IMPACTO DEL ENSUCIAMIENTO DE LOS ESPEJOS Y TUBOS DE VIDRIO DE CAPTADORES CILINDROPARABÓLICOS MEDIANTE UN FACTOR DE LIMPIEZA VARIABLE EN UN MODELO DE CENTRAL TERMOSOLAR

J.Vargas *, M.Biencinto*, L.González*, J.Muñoz-Antón**

*Tecnologías Termosolares de Foco Lineal, CIEMAT – Plataforma Solar de Almería, Av. Complutense, 40, Madrid, 28040, España, joaquin.vargas@ciemat.es, mario.biencinto@ciemat.es, lourdes.gonzalez@ciemat.es

**Grupo de Investigaciones Termoenergéticas (GIT), UPM-ETSII, C. José Gutiérrez Abascal 2, 28006 Madrid, España, javier.munoz.anton@upm.es

RESUMEN

El ensuciamiento de los espejos y tubos de vidrio en los captadores cilindroparabólicos es un fenómeno poco estudiado para la influencia que tiene en términos de eficiencia y costes en las centrales termosolares de este tipo de captadores. Para tratar de entender mejor su efecto y ensayar diferentes estrategias de operación y limpieza, se ha desarrollado una herramienta de simulación de central termosolar de colectores cilindroparabólicos con almacenamiento térmico. Esta herramienta ha sido validada con datos reales de operación de planta.

Se ha realizado un modelo de ensuciamiento teniendo en cuenta valores meteorológicos como lluvias y concentración de aerosoles. Este modelo se ha incluido en el modelo global de central y se ha evaluado su efecto realizando una simulación anual. El modelo de ensuciamiento se puede considerar como una nueva utilidad que enriquece el modelo global de planta, haciéndolo más detallado y permitiendo ensayar el efecto de distintas estrategias de limpieza, manteniéndose flexible de cara a la simulación de distintas centrales ubicadas en cualquier emplazamiento.

PALABRAS CLAVE: Central Termosolar, Captadores Cilindroparabólicos, Simulación, Ensuciamiento.

ABSTRACT

Parabolic trough mirror and tube soiling is an understudied phenomenon for its influence in terms of efficiency and costs of parabolic trough concentrating solar plants. In order to reach a better understanding of soiling effect on the plant performance and to test different operation and cleaning strategies, a simulation tool for parabolic trough plants with thermal storage has been developed. This tool has been validated with real plant operation data.

A soiling model has been developed based on meteorological values such as rainfall and aerosol concentration. This model has been included in the global model of the plant and its effect has been evaluated by performing an annual simulation. The soiling model obtained can be considered as a new utility that enhances the global plant model, making it more detailed and allowing the effect of different cleaning strategies to be tested, while remaining flexible for the simulation of different plants located at any site.

KEYWORDS: Concentrating Solar Plant, Parabolic Trough, Simulation, Soiling.

INTRODUCCIÓN

En las centrales de energía solar térmica de concentración el ensuciamiento de los captadores es un factor que influye de manera notable en el aspecto tecnoeconómico. A medida que se depositan partículas en suspensión del aire en las superficies de los captadores se reduce su rendimiento óptico y por consiguiente la eficiencia de la central completa. Para evitar esta disminución de la eficiencia se realizan procesos periódicos de limpieza. En el caso concreto de las centrales de captadores cilindroparabólicos la limpieza de los mismos supone en torno al 20% de los costes de O&M (Picotti et al., 2020).

Este fenómeno es en gran medida dependiente de la climatología de la ubicación concreta de la planta, por lo que es interesante incluir un modelo de ensuciamiento en los modelos globales de planta de cara a aumentar la fiabilidad del modelo global y ayudar a optimizar la toma de decisiones en cuanto a estrategias de limpieza en las centrales dependiendo de su emplazamiento. La variacion en las estrategias de limpieza pueden llevar a valores muy distintos de eficiencia del campo solar y en costes de O&M.

En la mayoría de modelos de centrales termosolares de concentradores cilindroparabólicos, el factor de limipeza se toma como un valor constante, utilizándose un valor representativo de la media anual basado en las mediciones de la pérdida de reflectancia en los espejos. Aunque existen algunos modelos de ensuciamiento (Picotti et al., 2018) sigue siendo un aspecto con gran margen de mejora. Además, los modelos de ensuciamiento actuales consideran el efecto sobre los espejos de los captadores, pero no el efecto del ensuciamiento de los tubos de vidrio de los receptores.

En los captadores cilindroparabólicos el rendimiento óptico se ve reducido por el ensuciamiento de dos superficies. Por una parte, la superficie reflectora de los espejos parabólicos y por otra la superficie cilíndrica de los tubos de vidrio que forma parte del tubo receptor. La superficie externa de los tubos de vidrio suele llevar aplicada una capa de material anti-reflectante y otra anti-ensuciamiento para aumentar el rendimiento óptico. Para no deteriorar dichos tratamientos superficiales, la limpieza de los tubos de vidrio se realiza únicamente vertiendo agua, mientras que en los espejos, además de verter agua, la maquinaria de limpieza frota las superficies, alcanzándose una mayor limpieza. Además, en condiciones de operación se suelen realizar medidas en planta de la reflectancia de los espejos, pero no es posible realizar medidas de la transmitancia de los tubos de vidrio al no existir aparatos de medida en campo que lo permitan. Todo esto aumenta la complejidad de cuantificar el fenómeno del ensuciamiento en ambas superficies.

Ante la dificultad de medir el ensuciamiento en los tubos de vidrio, se puede estimar el factor de limipeza total dependiendo únicamente de la pérdida de reflectividad en los espejos mediante la siguiente expresión recogida en la norma IEC 62862-3-2 (IEC, 2018).

$$F_c = \left(\chi_{reflector}\right)^{1.5} = \left(\frac{\rho_{test}}{\rho_{nom}}\right)^{3/2} \quad (1)$$

Donde F_c es el factor de limpieza, que toma valor 1 cuando las superficies están totalmente limpias. ρ_{test} es la reflectancia medida ρ_{nom} la reflectancia nominal de los espejos completamente limpios. En la Ec. (1) se asume que el ensuciamiento en los tubos se da con

la misma intensidad que en los espejos y se introduce un exponente de 1.5 debido a que la luz solar atraviesa dos veces los espejos al reflejarse y solo una los tubos de vidrio al atravesarlos.

En el contexto del proyecto INTECSOL se pretende determinar de manera empírica una correlación entre el ensuciamiento de los espejos y los tubos y trasladar dicha correlación a un modelo de central termosolar de captadores cilindroparabólicos. Un aumento en la precisión de los datos de ensuciamiento puede ayudar no solo con las estrategias de limpieza, sino a evaluar de manera más precisa el efecto de los tratamientos superficiales anti-ensuciamiento y anti-reflectante que se aplican en los tubos de vidrio, mejorando la calidad del modelo de simulación.

En primer lugar se desarrollará y validará un modelo de central termosolar de captadores cilindroparabólicos para poder simular el comportamiento de una planta a lo largo de todo un año con factor de limpieza constante. Este resultado se tomará como resultado base.

En segundo lugar se desarrollará y validará un modelo de ensuciamiento en los espejos a partir de medidas en operación de reflectancia en los mismos y datos meteorológicos y se incluirá en el modelo global de planta. Se extenderá a los tubos de vidrio utilizando la Ec. (1) obteniéndose el factor de limpieza total.

Por último, se realizarán dos simulaciones anuales completas. Una primera simulación en la que se usará un factor de limpieza constante de 0.97 y una segunda simulación en la que el factor de limpieza será dependiente del modelo de ensuciamiento obtenido y por lo tanto variable. Se comparán los resultados y se analizará su influencia.

MODELO DE PLANTA

El modelo de planta desarrollado es un modelo físico y dinámico en lenguaje Python. Se ha utilizado programación orientada a objetos con bloques independientes para tratar de mantener un modelo flexible y que se pueda adaptar con facilidad a distintas características de la planta a simular. Los bloques principales en los que se ha dividido el modelo de planta son: el campo solar, el almacenamiento térmico y el bloque de potencia; como se muestra en la Figura 1.

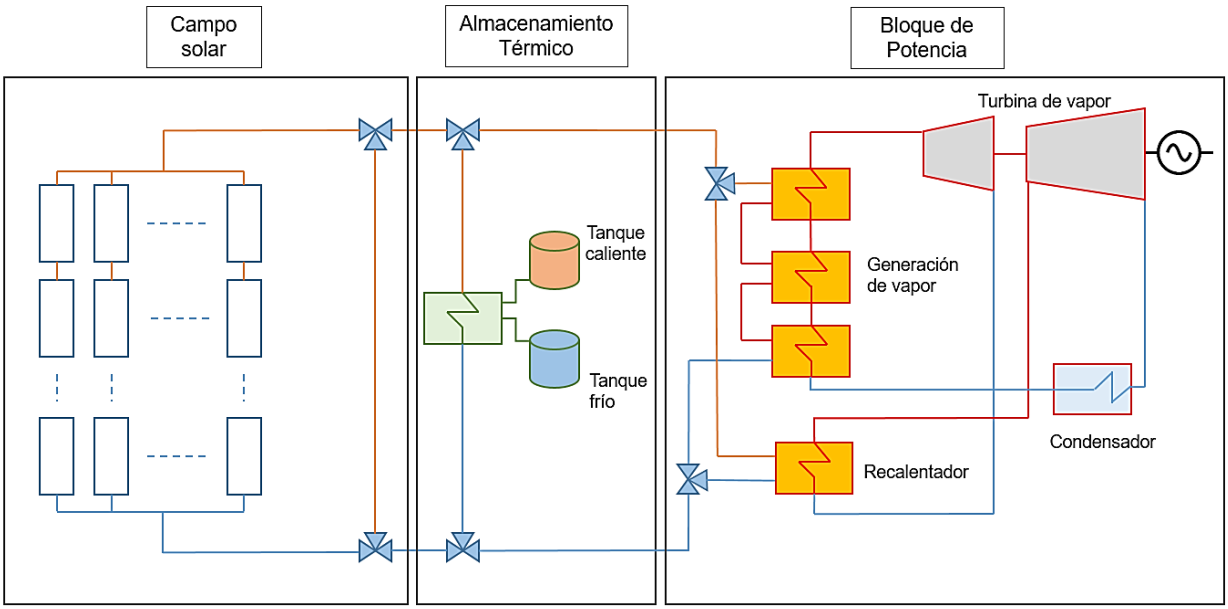


Fig. 1. Esquema de planta utilizado en el modelo de simulación

Todos los bloques se comunican entre sí con sus respectivos datos de entrada y de salida (principalmente temperatura y caudal del fluido). El modelo se alimenta de datos de entrada geográficos y de las variables meteorológicas, además de los valores de inicialización de las temperaturas y nivel de almacenamiento. Los bloques se subdividen a su vez en cada objeto representativo, como por ejemplo los captadores cilindroparabólicos dentro del campo solar o las tuberías de distribución presentes en todos los bloques. Estos objetos almacenan el valor de las variables de interés. La estrategia principal del modelo de simulación se basa en establecer un paso temporal y actualizar las variables almacenadas en cada objeto y la comunicación entre los distintos objetos y bloques, tal y como se realiza en modelos ya existentes (Biencinto et al., 2022).

En el bloque del campo solar, concretamente en el fluido que atraviesa los tubos receptores se produce el balance energético correspondiente a la captación de la energía radiante, siguiendo la Ec. (2) (Biencinto et al., 2022).

$$\dot{Q}_{net,SF} = \eta_{opt,0^\circ} F_S \; F_C \, K(\theta) \, DNI \cos(\theta) \, A_{net,SF} - \dot{Q}_{loss,SF} \tag{2}$$

Donde $\dot{Q}_{net,SF}$ es el calor neto del campo solar, $\eta_{opt,0^\circ}$ el rendimiento óptico pico, F_S el factor de sombreado, F_C el factor de limpieza, $K(\theta)$ el modificador del ángulo de incidencia, DNI la radiación normal directa, $A_{net,SF}$ el área neta de captación de los captadores del campo solar y $\dot{Q}_{loss,SF}$ las pérdidas térmicas debidas a la diferencia de temperatura entre el fluido caloportador y la temperatura ambiente. Es aquí donde entra en juego el factor de limpieza; si se mantiene constante, las variables meteorológicas de entrada necesarias son únicamente la DNI y la temperatura ambiente, mientras que si se realiza un modelo de ensuciamiento variable, más variables meteorológicas serán de interés, como la lluvia o el espesor óptico de los aerosoles. De esta manera la climatología de la ubicación influye de manera más rica en el modelo de simulación.

El bloque de almacenamiento recibe como entradas la temperatura y el caudal de salida del bloque del campo solar y en función de esos datos y las condiciones energéticas previas

del almacenamiento se simula el modo de operación correspondiente. Los límites entre distintos modos de operación son parámetros fácilmente modificables, con lo que se pueden evaluar los resultados de distintas estrategias de operación.

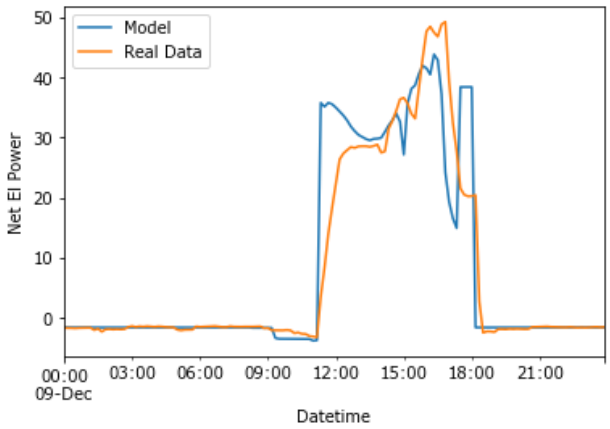
El bloque de potencia cuando el modo de operación correspondiente determina que debe estar activo simula un ciclo de Rankine con turbina de vapor tal y como se ha representado en la Figura 1.

Por último, se estiman las pérdidas de carga en las tuberías de todos los bloques para poder calcular la potencia de bombeo necesaria y estimar las pérdidas parásitas eléctricas totales de la planta en cada momento. Esto permite obtener la potencia neta eléctrica producida por la planta en cada paso temporal.

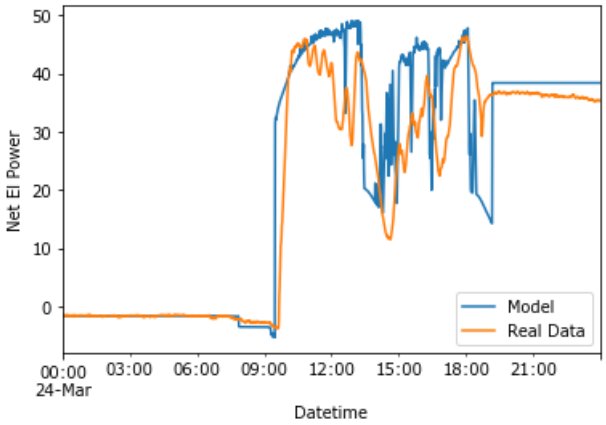
VALIDACIÓN DEL MODELO DE PLANTA

El modelo se ha validado usando datos reales de operación de tres días característicos en una central española típica de 55 MW_e. Estos son el 9 de diciembre, el 24 de marzo y el 8 de julio. De esta manera es posible comprobar el correcto comportamiento del modelo en situaciones muy diferentes. En un día de invierno, el almacenamiento apenas se llenará. En el día de verano, todo lo contrario, puede llenarse completamente el almacenamiento y ser necesario el desenfoque de una fracción de los captadores del campo solar para evitar un peligroso aumento de las temperaturas. El día de marzo por su parte representa otro reto de cara a la simulación, la aparición de nubes y por consiguiente transitorios bruscos.

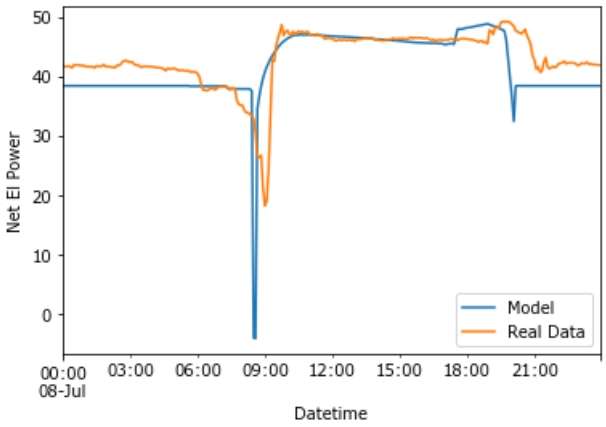
Los valores de los parámetros, tanto de configuración de planta como de operación, se han ajustado para que los resultados de las simulaciones se ajusten lo máximo posible a los de la planta que sirve como referencia para la validación. Esta misma planta se utilizará para realizar las simulaciones anuales completas que permitan comparar las distintas aproximaciones al factor de limpieza. En la Figura 2 se muestra la diferencia obtenida entre la evolución diaria de la potencia neta real y del modelo.



(a) Día 9 de diciembre



(b) Día 24 de marzo



(c) Día 8 de julio

Fig. 2. Potencia eléctrica neta en MW en los tres días simulados

Otras variables de interés son la temperatura de salida y caudal total del campo solar. En la Figura 3 se detalla la evolución de la temperatura en el día 9 de diciembre y en la Figura 4 la evolución del caudal para el día 24 de marzo.

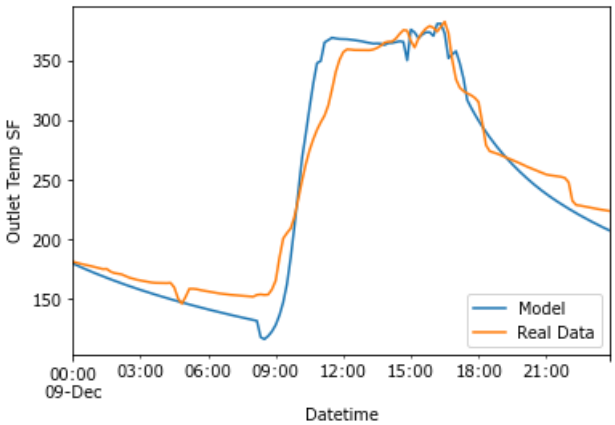


Fig. 3. Temperatura del fluido en °C a la salida del campo solar el día 9 de diciembre

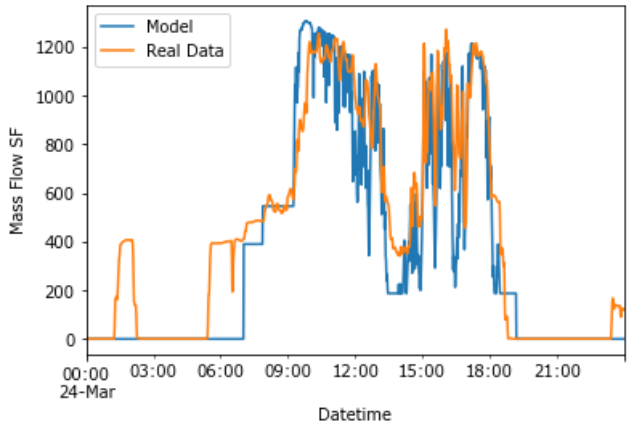


Fig. 4. Caudal total del campo solar en kg/s el día 24 de marzo

La Raíz del Error Cuadrático Medio (RMSE) obtenida para la producción de energía eléctrica neta es de 6.73 MW en el día 9 de diciembre; en el día 24 de marzo el RMSE es de 8.44 MW y el día 8 de julio es de 5.04 MW.

En las figuras anteriores es importante indicar que el paso temporal empleado ha sido distinto para los 3 días. En concreto se ha utilizado un paso temporal de 1 minuto para el día 24 de marzo, un paso temporal de 5 minutos para el día 8 de julio y un paso temporal de 10 minutos para el día 9 de diciembre. Esto se ha realizado para comprobar que el modelo es flexible también en ese aspecto y se comporta correctamente para distintos pasos temporales, con objeto de optimizar el tiempo de cálculo y las variaciones de las diferentes variables de interés, utilizando tiempos más cortos cuando el comportamiento es muy variable y tiempos más largos cuando el comportamiento presenta menos variaciones.

También se observa en las anteriores figuras que el modelo alcanza las condiciones nominales de operación más rápidamente que la planta real y que el modelo de almacenamiento térmico no permite demasiada flexibilidad de producción energética cuando la central opera en modo de descarga, se observa en las primeras y últimas horas del día de verano. Aun teniendo en cuenta estos dos aspectos, la aproximación de la curva de potencia eléctrica neta producida se considera correcta para el alcance de este trabajo. En términos de energía eléctrica neta producida en el total de cada uno de los tres días, la aproximación a los valores por parte del modelo es bastante buena, tal y como se puede apreciar en la Figura 5.

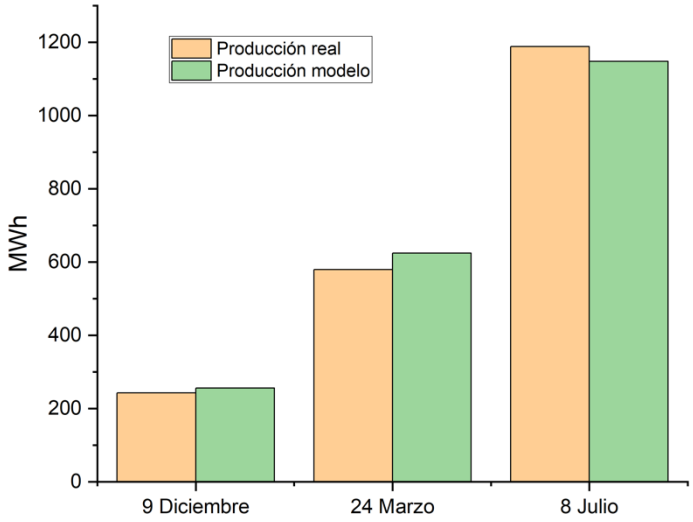


Fig. 5. Resultados de la validación en términos de energía eléctrica producida en cada día

MODELO DE ENSUCIAMIENTO

De la misma planta que se ha utilizado para realizar la validación se dispone de datos de las medidas de reflectancia en los espejos y por lo tanto se puede determinar un factor de limpieza. Para realizar un modelo de ensuciamiento sencillo y flexible se han utilizados datos de satélite (Copernicus) del espesor óptico de aerosoles (AOD), que es el indicador principal de la turbiedad del aire y también se han utilizado datos de registro de lluvia y viento (AEMET) en la localización de la central.

Con estas tres variables meteorológicas, obtenidas con una frecuencia diaria, se realiza una regresión lineal para tratar de ajustar los valores reales medidos de reflectancia de los espejos. En los datos disponibles de medición en planta, se tiene una gráfica ajustada, pero no se ha medido todos los días. Por lo tanto, para obtener los coeficientes del modelo de regresión lineal se ha marcado como criterio reducir al máximo el error en los puntos concretos de medida. La Ec. (3) es la expresión resultante del ajuste de la variación diaria del factor de limpieza de los espejos.

$$\Delta\chi_{reflector} = C_{AOD} AOD_{550} + C_{Rain} V_{Rain} + C_{Wind} v_{wind,max} \quad (3)$$

Donde $\Delta\chi_{reflector}$ es la variación diaria de la fracción entre la reflectancia medida y la reflectancia máxima en condiciones de limpieza, lo que corresponde al factor de limpieza de los espejos. AOD_{550} es el valor medio diario del espesor óptico de aerosoles a 550 nm. V_{Rain} es el volumen de agua acumulado en un día en l/m² y $v_{wind,max}$ es la velócidad máxima de viento registrada en un día en m/s. Los coeficientes C_{AOD}, C_{Rain} y C_{Wind} son el resultado del ajuste mediante regresión lineal. Los valores utilizados para estos coeficientes son respectivamente de $-3.5 \cdot 10^{-3}$, $2 \cdot 10^{-4}$ m²/l y $3 \cdot 10^{-6}$ s/m. Con esta expresión se calcula el factor de limpieza para todo el año, incluyendo 6 días en los que se han igualado los datos del modelo a los valores medidos, para tratar de reproducir episodios de limpieza general. Los resultados se muestran en la Figura 6 donde se han marcado con un triángulo esos 6 puntos de reinicio.

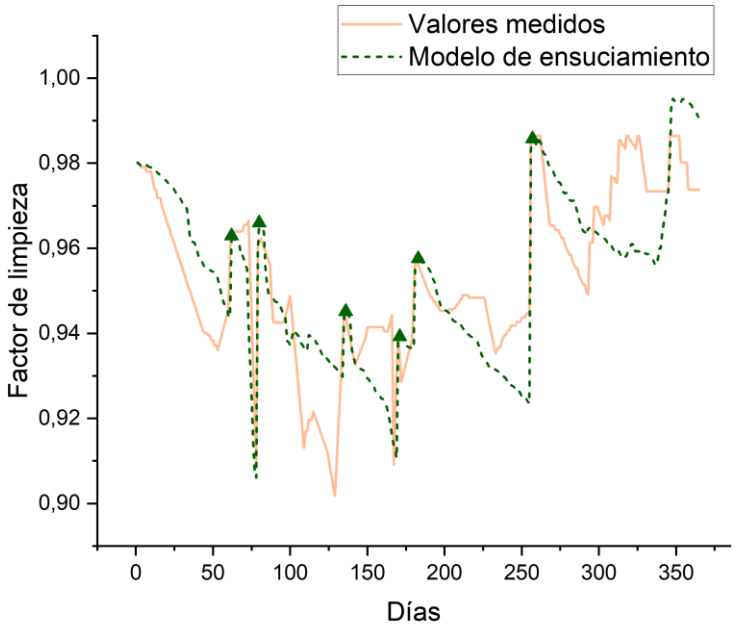


Fig. 6. Comparación entre datos reales de factor de limpieza y obtenidos con el modelo de ensuciamiento

En la Figura 6 se observa que hay zonas que se ajustan mejor que otras. Esto se debe al criterio previamente mencionado de reducir al máximo el error en los puntos concretos de medida. El RMSE obtenido para los días que se ha medido es 0.0097.

SIMULACIÓN ANUAL

Se realiza la simulación completa para todo el año utilizando los dos métodos descritos para el factor de limpieza. En primer lugar, se realiza la simulación con un factor de limpieza constante de 0.97, este valor es el mismo que se ha utilizado en la validación del modelo global de central termosolar de colectores cilindroparabólicos. En segundo lugar, se aplica el modelo de ensuciamiento descrito en la Ec. (3) para calcular el factor de limpieza de los espejos y se eleva a 1.5 según la Ec. (1) para calcular el factor de limpieza total y actualizar dicho valor en cada paso temporal. En ambas simulaciones se ha usado un paso temporal de 10 minutos.

Los resultados de las dos simulaciones se muestran en la Figura 7. Se puede observar como en los meses de invierno la diferencia es menor, mientras que en los meses de verano en los que los valores de AOD son típicamente más elevados se aprecia una mayor diferencia entre ambas simulaciones.

Otro hecho destacable que se observa en la Figura 7 es que en todos los meses menos en enero y en diciembre la producción eléctrica neta es mayor utilizando el factor de limpieza constante de 0.97. Aunque se trate únicamente de una simulación anual de una central termosolar, este hecho puede indicar que el valor de 0.97 como media del factor de limpieza anual puede estar sobreestimando.

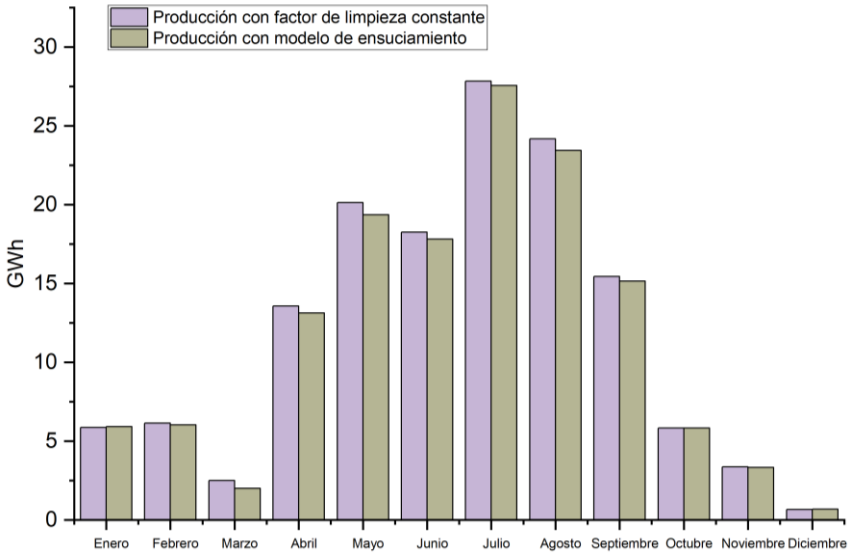


Fig. 7. Efecto del empleo del modelo de ensuciamiento en la simulación anual

CONCLUSIONES Y LÍNEAS FUTURAS

Se ha desarrollado una herramienta de simulación de central termosolar de captadores cilindroparabólicos con almacenamiento térmico y se ha implementado el comportamiento del ensuciamineto de los captadores. En el modelo global se pueden mejorar aspectos como la limitación en el arranque del bloque de potencia y un modelo de almacenamiento más flexible, así como extender la validación del modelo a otras plantas de geografía peninsular. Esta herramienta se puede utilizar para ensayar diferentes estrategias de operación y simular de nuevos diseños. Por otra parte, en el contexto del proyecto INTECSOL el siguiente paso es la obtención de una correlación empírica entre el ensuciamiento de los espejos y los tubos que sustituya a la teórica de la norma IEC 62862-3-2 representada en la Ec. (1). Una vez finalizados los ensayos se incluirá dicha correlación al modelo de ensuciamiento y se evaluará.

AGRADECIMIENTOS

Este trabajo es parte del proyecto de I+D+i INTECSOL, PID2021-126664OB-I00, financiado por MCIN/AEI/ 10.13039/501100011033 y por el Fondo Europeo de Desarrollo Regional.

REFERENCIAS

G. Picotti, L. Moretti, M. E. Cholette, M. Binotti, et al. (2020). Optimization of cleaning strategies for heliostat fields in solar tower plants. Solar Energy, 204, 501-514.

International Electrotechnical Commission. IEC 62862-3-2, 2018. https://webstore.iec.ch/publication/31914

G. Picotti, P. Borghesani, G. Manzolini, M.E. Cholette, R. Wang. (2018). Development and experimental validation of a physical model for the soiling of mirrors for CSP industry applications. Solar Energy 173, 1287-1305.

M. Biencinto, L. González, L. Valenzuela. (2022). Using time-windowed solar radiation profiles to assess the daily uncertainty of solar thermal electricity production forecasts. Journal of Cleaner Production, 379-2, 134821.

Copernicus. Climate Data Store. https://cds.climate.copernicus.eu/

Agencia Estatal de Meteorología (AEMET). https://www.aemet.es/es/datos_abiertos/AEMET_OpenData

ANÁLISIS DE EMPAQUETAMIENTO Y EFICIENCIA ÓPTICA EN CAMPOS DE HELIOSTATOS PARA CENTRALES DE CUARTA GENERACIÓN

Romero M*, González-Aguilar J*, González-Esteban C*.

*Unidad de Procesos de Alta Temperatura, IMDEA Energía, Av. Ramón de La Sagra, 3, 28935 Móstoles, Madrid, España, manuel.romero@imdea.org

RESUMEN

Se analiza la evolución de los parámetros de rendimiento óptico y la densidad de empaquetamiento de un campo de heliostatos, entendida como factor de ocupación del terreno, al aumentar la irradiancia sobre el receptor solar y la potencia de una central termosolar. El estudio ha sido realizado para distintas concentraciones ópticas, entre las que se incluyen las del estado actual del arte, denominado generación 2, y las de las generaciones 3 y 4, desde valores promedio de 500x a 4.000x. Se identifica que, en altos flujos de radiación, la optimización de las pérdidas por desbordamiento es crucial. Para pequeñas plantas modulares con una potencia de 500 kW se alcanza un óptimo de rendimiento a 40% de densidad de campo. Por el contrario, para una potencia de 100 MW se obtiene en valores de 25-30%. En cuanto a la comparativa entre campos polares y campos circulares, se obtiene que por encima de 350 MW es más eficiente utilizar campos circulares para una concentración de 500 kW/m^2, 280 MW para una concentración de 1000 kW/m^2, y de unos 240 MW para concentraciones superiores.

PALABRAS CLAVE: Energía Solar Térmica de Concentración; Sistemas de Receptor Central; Campo de Helióstatos; Pérdidas Interceptación Óptica

ABSTRACT

The evolution of the optical performance parameters and the packing density of a heliostat field, understood as a factor of land occupation, is analysed as the irradiance on the solar receiver and the power of a solar thermal power plant increase. The study has been carried out for different optical concentrations, including those of the current state of the art, known as generation 2, and those of generations 3 and 4, from average values of 500x to 4,000x. It is identified that, at high radiation fluxes, optimisation of spillage losses on receiver aperture is crucial. For small modular plants with a power of 500 kW, optimum efficiency is achieved at 40% field density. In contrast, for a power of 100 MW, values of 25-30% are obtained. A comparison between polar and circular fields shows that above 350 MW it is more efficient to use circular fields for a concentration of 500 kW/m^2, 280 MW for a concentration of 1000 kW/m^2, and about 240 MW for higher concentrations.

KEYWORDS: Concentrating Solar Power; Central Receiver Systems; Heliostat Layout; Receiver Spillage Losses.

INTRODUCCIÓN

Con el objetivo de reducir el coste de producción de electricidad de las centrales comerciales con energía solar de concentración, se han propuesto hojas de ruta planteando una serie de desarrollos tecnológicos, los cuales persiguen aumentar la eficiencia del proceso mediante la operación de receptores solares y ciclos termodinámicos a temperaturas más elevadas (Romero y González-Aguilar, 2016). En el caso de sistemas termosolares de receptor central, se habla de desarrollar centrales de tercera generación (siendo las actuales centrales termosolares basadas en las sales fundidas y ciclo Rankine, la segunda generación). Entre las centrales de tercera generación un objetivo importante son aquellas que pretenden la integración del campo solar con ciclos termodinámicos basados en CO_2 supercrítico, operando en la turbina a temperaturas por encima de 700ºC y con irradiancias en la apertura del receptor alrededor de 1.500 kW/m^2 (Chen et al., 2022). En aquellas aplicaciones no eléctricas, destinadas a la producción de H_2 y de combustibles solares, estaríamos hablando de centrales de cuarta generación que persiguen temperaturas muy elevadas (superiores a 1200 °C) y flujos sobre el reactor solar >2.500 kW/m^2, en el ámbito de la termoquímica solar (Romero y Steinfeld, 2012).

Por otra parte, todo parece indicar que los primeros proyectos de demostración que tendrán lugar en un futuro próximo para la solarización del uso de ciclos basados en sCO_2 y para la producción de hidrógeno tendrán potencias modestas en el rango de las decenas de MW térmicos. Es por esto que el diseño de pequeños campos de heliostatos modulares que permitan un despliegue fácil de la tecnología, pero que al mismo tiempo alcancen las elevadas prestaciones ópticas y energéticas que precisan estas aplicaciones, es un reto importante. Hasta que punto es posible abordar con sistemas de receptor central de pequeñas dimensiones estos objetivos y el diferencial con respecto a plantas convencionales de cientos de MW, es un análisis de gran utilidad. Un elemento esencial para que los campos de heliostatos consigan las temperaturas y flujos de radiación deseados es el factor de empaquetamiento (Segal y Epstein, 2020). Basándose en esta estrategia, Romero, González-Aguilar y Luque, 2017 proponen un concepto de campo solar que duplica el factor de empaquetamiento convencional situándose en valores del 47%, dando lugar a la instalación de alto flujo solar ACES ubicada en IMDEA Energía y que ha acogido la primera demostración mundial integrada de producción de queroseno solar a partir de agua y CO_2 (Zoller et al., 2022).

El objetivo principal que se pretende alcanzar en este trabajo, es establecer las condiciones de un campo ideal para centrales termosolares de tercera y cuarta generación, mediante el análisis paramétrico de campos de heliostatos optimizados. En primer lugar, se busca realizar un análisis de los campos de heliostatos en función de la densidad de dichos campos, y en segundo lugar examinar la variación del rendimiento global de un campo de heliostatos en función de la potencia de la central termosolar y la concentración en el receptor. Con este análisis también se pretende estudiar el escalado de las centrales termosolares de campo norte y compararlo con las de campos circulares, con el objetivo de definir la potencia óptima de diseño en función de la concentración. Por lo tanto, el estudio del diseño óptico del campo de heliostatos tiene como meta establecer la escala a la que se puede trabajar, especialmente importante en las plantas termosolares con un menor nivel de desarrollo, como lo son las centrales de tercera y cuarta generación.

METODOLOGÍA

El objetivo principal del estudio es analizar la evolución de los efectos ópticos y la densidad de empaquetamiento de un campo (entendida como factor de ocupación del terreno) al aumentar la concentración y la potencia de una central termosolar. Los parámetros se van a dividir en función de si pertenecen a la generación de la disposición del campo, a las características propias de los heliostatos, o al receptor. Como nota adicional, es importante señalar que los campos de heliostatos han sido simulados para el equinoccio de primavera, reduciendo así el tiempo de simulación. Es un detalle clave pues, de otro modo, los análisis paramétricos tardarían demasiado tiempo en realizarse. Utilizando el software SolarPILOT (Wagner y Wagner, 2019), se ha seguido una metodología de optimización que se centra en maximizar la eficiencia óptica total de los campos, realizando para este fin una serie de análisis paramétricos que varían la separación radial, azimutal, y diversos factores de la generación de un campo de heliostatos mediante el método 'Radial Stagger o tresbolillo radial'. El estudio ha sido realizado para distintas concentraciones ópticas, entre las que se incluyen las del estado del arte y las de las generaciones 3 y 4, desde valores de 500x a 4.000x. Las temperaturas y concentraciones que se van a utilizar se recogen en la siguiente tabla.

Tabla 1. Concentración solar en función de la temperatura del absorbedor.

Temperatura (°C)	Concentración (kW/m^2)	Descripción
600	500	Estado del Arte
800	1000	Generación 3
1000	2000	
1200	3000	Producción de combustibles (Generación 4)
1400	4000	

A modo de ejemplo, se muestra la optimización de un campo de heliostatos con una potencia de 500 kW, y una concentración de 4000 kW/m^2. Para ello se realiza un análisis paramétrico. En este caso concreto, se han variado los siguientes parámetros:

Tabla 2. Parámetros variados en el análisis paramétrico para optimizar el campo de ejemplo.

Parámetro	Valor mínimo	Intervalo	Valor máximo	Unidades
Factor de separación azimutal	1	0,05	2,5	-
Factor de reinicio azimutal	1	0,05	2	-
Límite de empaquetamiento	0	0,1	1	-
Altura de la torre	15	0,5	25	m
Inclinación del receptor	-55	2,5	-35	°

Entre los parámetros que se han variado, se han incluido además la altura de la torre y la inclinación del receptor, que no fueron detallados anteriormente al no necesitar de explicación. Algunas variables que se han mantenido fijas en esta simulación son las siguientes:

Tabla 3. Parámetros más importantes que se mantienen fijos en la optimización del campo.

Parámetro		Valor	
Dimensión heliostato	Ancho/Alto	2/1,5	m
Dimensiones receptor plano	Ancho=Alto	0,353	m
Ángulos incidencia receptor	Horizontal y Vertical	85	°
Error óptico de los heliostatos		2,5	mrad
Factor de radio mínimo del campo		0,2	
Irradiancia en el punto de diseño		800	W/m^2
Potencia de diseño		500	kW
Concentración de diseño		4000	kW/m^2

Debido a que se fija la potencia que se quiere en el receptor, la ventana tiene unas dimensiones fijas para asegurar que se alcanza la concentración de diseño (0,353 metros de largo y alto). Una vez se ha realizado el análisis paramétrico, los datos son exportados a Matlab para seleccionar el punto con mayor eficiencia óptica. Los resultados que se han obtenido para este campo se recogen en la siguiente tabla:

Tabla 4. Valores obtenidos de las variables empleadas tras realizar el análisis.

Parámetro	Valor	
Factor de separación azimutal	2,05	
Factor de reinicio azimutal	1,6	
Límite de empaquetamiento	1	
Altura de la torre	22	m
Inclinación del receptor	-50	º

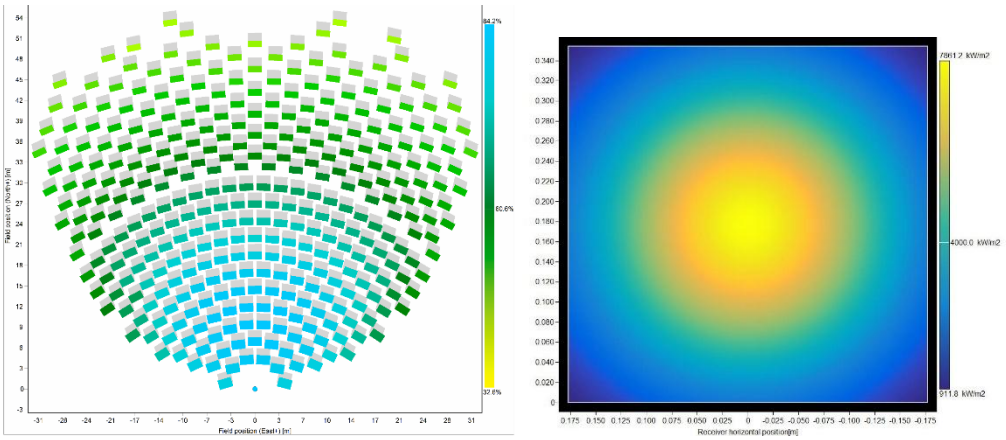


Figura 1. Izq. Layout del campo solar con valores de eficiencia óptica para una potencia de 500 kW y para 4000 kW/m^2. Dcha Distribución de flujo sobre el receptor.

En la Figura 1 (izq.), se puede apreciar el campo de heliostatos optimizado, con los heliostatos en posición de apunte para el equinoccio de primavera. Se puede observar en la leyenda las eficiencias mínima y máxima del campo, así como su valor medio que es que se utilizará en el análisis de los datos (60,8%). A la derecha, se aprecia que el valor medio de irradiancia es de 4000 kW/m^2. Gracias a que las focales de los heliostatos son lo más ideal posibles, se consiguen tanto un pico de potencia muy alto, como una gran concentración general en el plano del receptor. En la realidad, los heliostatos no tienen esta focal ideal, pero

de cara a realizar este estudio es necesario considerar este criterio para determinar la máxima concentración alcanzable en un determinado campo de heliostatos, y el rendimiento del mismo.

Para obtener la densidad del campo, se han representado los centros de todos los heliostatos. Utilizando Matlab®, se ha seleccionado el contorno que forman los centros de los heliostatos que están situados en las posiciones límites del campo (Figura 2). De esta forma, utilizando un factor de corrección que tiene en cuenta el ancho y alto de los heliostatos, se obtiene el área total del campo:

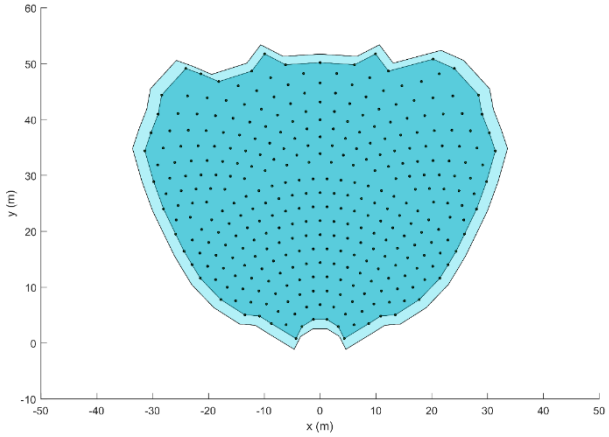


Figura 2. Representación del contorno del campo optimizado para una potencia de 500 kW.

Teniendo el área del campo, con el área total de los heliostatos se puede calcular la densidad del campo utilizando la siguiente expresión:

Densidad campo heliostatos = Área heliostatos *100/Area total del campo = 344*2*1,5*100/2727,1 = 38,5%

RENDIMIENTO FRENTE A LA CONCENTRACIÓN Y A LA DENSIDAD DEL CAMPO

El primer estudio que se ha realizado tiene el objetivo de analizar cómo varía la eficiencia óptica de un campo solar con el empaquetamiento del mismo. Para este fin, se ha realizado el análisis de campos generados variando paramétricamente la distancia de separación azimutal, la distancia a la que se reinicia dicha separación azimutal, y el factor límite de empaquetamiento (y su separación correspondiente). Se identifica que, en estos altos flujos, la optimización de las pérdidas por desbordamiento es crucial. Realizando simulaciones que estudian la eficiencia frente a la concentración y la densidad del campo para una potencia de 500 kW (en la ventana del receptor), se obtiene que los bloqueos para todos los campos son mínimos, y que la eficiencia de desbordamiento aumenta con la densidad del campo (Figura 3-Izq), pero en términos de rendimiento total el producto de ambos (bloqueos y desbordamiento) alcanza un máximo en aproximadamente un 40% de densidad de campo (Figura 4 Izq.). Repitiendo el estudio para una potencia de 100 MW, se observa que se tiene un mayor porcentaje de bloqueos, con la misma tendencia en la eficiencia de desbordamiento (Figura 3 Dcha). Esto genera que la eficiencia total de los campos optimizados para esta potencia se encuentre entre un 25-30% de densidad de

campo (Figura 4 Dcha), debido a que los campos son más grandes, y por ello la distancia de separación radial es cada vez más notable para evitar los bloqueos.

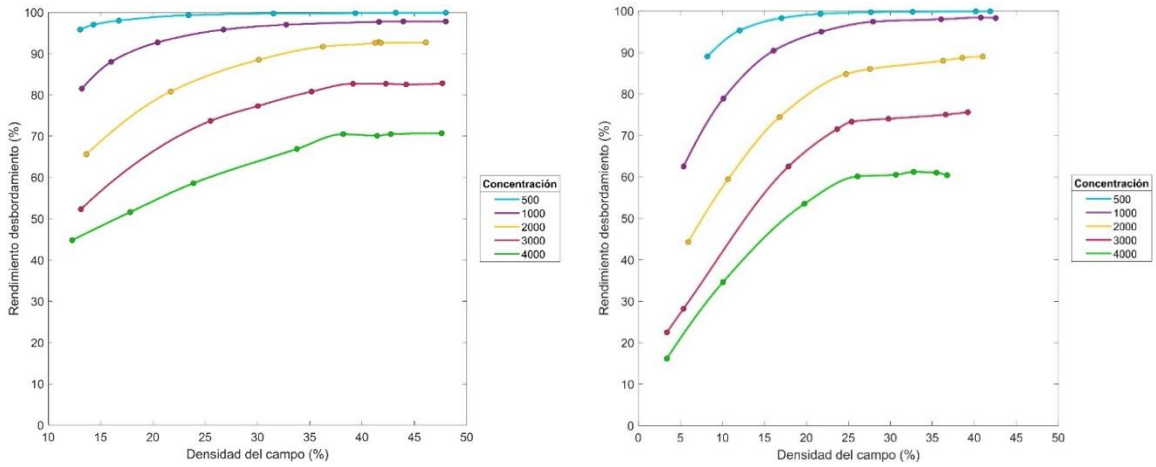


Figura 3. Pérdidas por desbordamiento en la apertura del receptor en función de la densidad de empaquetamiento del campo de helióstatos para un pequeño campo modular de 500kW (izquierda) y 100MW (derecha) para distintos niveles de concentración solar.

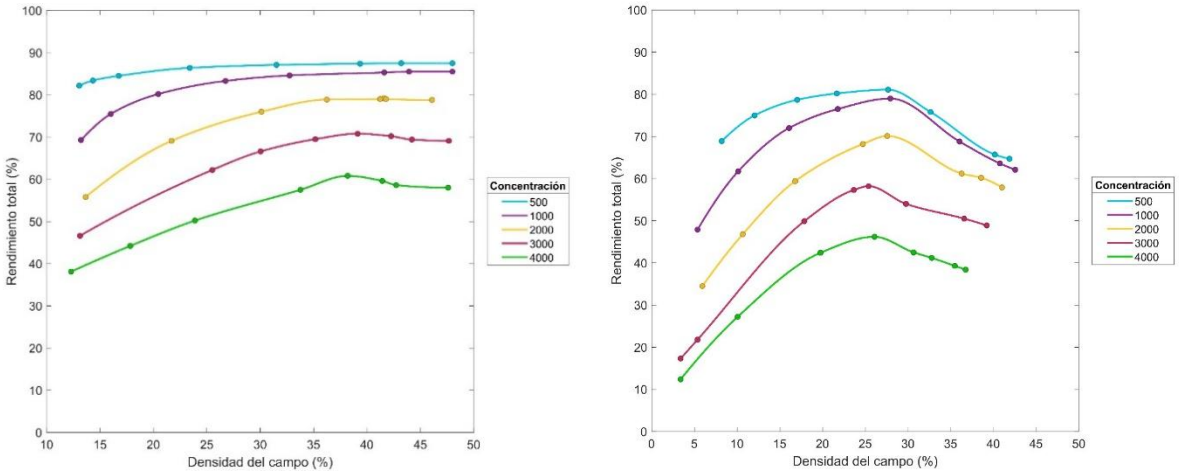


Figura 4. Rendimiento óptico total de campos de heliostatos en función de la densidad de empaquetamiento para un pequeño campo modular de 500kW (izquierda) y 100MW (derecha) para distintos niveles de concentración solar.

RENDIMIENTO FRENTE A LA CONCENTRACIÓN Y A LA POTENCIA

Para analizar el comportamiento de un campo de heliostatos en función de su concentración y su potencia, se han optimizado y simulado los campos de heliostatos correspondientes a unas potencias de 0,5, 20, 100, 300 y 600 MW.

De entre estos datos se van a representar las eficiencias que aportan mayor información al estudio que se ha realizado.

Estudio para un receptor plano o de cavidad

En primer lugar, se ha hecho el estudio variando la potencia para un receptor de cavidad, mediante la simulación de su ventana, como se ha realizado hasta el momento. Cabe destacar que el análisis que se ha realizado es únicamente para estudiar el comportamiento óptico del campo de heliostatos optimizado que se tiene como resultado, ya que los campos de heliostatos de 300 y 600 MW son inviables tecno-económicamente para un receptor de cavidad debido a que para que se tenga un óptimo óptico es necesaria una altura de torre y un tamaño del receptor de cavidad que superan los límites constructivos aceptables para que la central sea realmente factible.

A medida que se diseña la central termosolar para una mayor potencia, la eficiencia debida a la atenuación atmosférica es cada vez menor. Esto es especialmente importante si se requieren altas concentraciones como para las centrales termosolares de cuarta generación (las cuales necesitan una concentración de 3000-4000 kW/m^2), pues se necesitan campos muy grandes para obtener dichas concentraciones tan altas, lo que genera eficiencias medias por atenuación menores al 70% para una potencia de 600 MW (es decir, se tienen heliostatos que están muy lejos de la torre que apenas son eficientes). Como era de esperar, la eficiencia de desbordamiento disminuye de forma prácticamente lineal con la potencia, siendo menor en campos de heliostatos que requieren de una mayor concentración (y por lo tanto mayor superficie del campo).

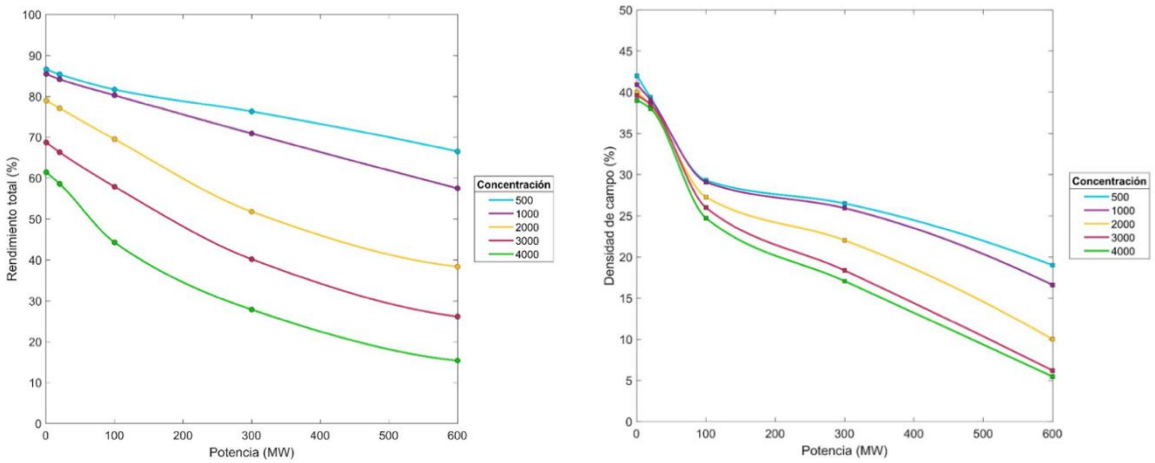


Figura 5. Eficiencia total media en función de la potencia para los campos norte optimizados (Izq.). Variación de la densidad del campo frente a la potencia para distintas concentraciones (Dcha).

Analizando las curvas de las eficiencias medias que se encuentran en la Figura 5-Izq, se llega a la conclusión final de que la eficiencia disminuye de manera muy notable en función de la potencia, principalmente debido al tamaño del campo. La tendencia que muestran estas curvas es claro indicador de que los campos norte más sensibles a disminuir su eficiencia al aumentar la potencia son aquellos cuya concentración es mayor, dando lugar a eficiencias ópticas excesivamente bajas cuando se trabaja a muy elevadas potencias. Esto se debe a que los campos con concentraciones muy altas necesitan de un gran número de heliostatos para alcanzar la potencia de diseño. Puesto que para ubicar más heliostatos en el campo es necesario alejarlos cada vez más de la torre, llega un punto en el que las eficiencias de

dichos heliostatos son demasiado bajas como para que no merezca realmente la pena ubicar los heliostatos tan lejos. Este es uno de los motivos que lleva a la utilización de campos de heliostatos circulares con receptor cilíndrico, además de lo que es comentó previamente con respecto a las dimensiones tanto del receptor de cavidad como las de la torre. Por este motivo, se va a analizar también las eficiencias de dichos campos.

Por último, para complementar el estudio sobre la eficiencia óptica de los campos en función de la densidad del campo, se han calculado las densidades de los campos óptimos. En la Figura 5-Dcha se aprecia claramente cómo, a medida que aumenta la potencia, la densidad de los campos de heliostatos es menor. El motivo de una menor densidad es que, a medida que aumenta la potencia y los campos de heliostatos son más grandes, la separación radial entre las filas es mayor a mayor distancia desde el heliostato hasta la torre, lo cual, inevitablemente, da lugar a una mayor superficie del terreno en función del área de los heliostatos. Este hecho también explica el por qué la diferencia de la densidad óptima de campo aumenta con la potencia para los distintos valores de concentración solar, pues los campos que se obtienen para alcanzar altas concentraciones son de mayor tamaño que para bajas concentraciones, especialmente para las altas potencias. A su vez, también da explicación a que, para las potencias más bajas, las densidades de campo óptimas sean más similares, debido a que no hay tanta diferencia en la separación radial al no existir la necesidad de llevar los heliostatos a distancias muy lejanas a la torre.

Estudio para un receptor cilíndrico

Para comparar los resultados previamente obtenidos para el receptor de cavidad con un campo de heliostatos circular, se repitió la optimización de los campos para las mismas potencias y concentraciones que el apartado anterior, con la salvedad de que en esta ocasión se utilizó un receptor solar cilíndrico.

Las eficiencias por atenuación atmosférica también disminuyen al aumentar la potencia y el tamaño del campo de heliostatos circular. Sin embargo, a diferencia del receptor de cavidad, sí se observa en este caso una caída mucho menor de dicha eficiencia, nunca por debajo del 90%. Esto es gracias a que, al poder ubicar los heliostatos a lo largo de toda la superficie radial alrededor de la torre, no es necesario colocar estos heliostatos a una distancia tan lejana a la misma, con lo cual, las pérdidas por atenuación se ven muy beneficiadas, y, por lo tanto, los campos de 300 y 600 MW serían viables tecno-económicamente. En cambio, en los campos circulares, se aprecia que, a una mayor concentración en el receptor, la eficiencia debida al factor coseno es menor debida a dos motivos, pues para conseguir unas concentraciones muy elevadas es necesario ubicar un mayor número de heliostatos en la parte sur de la central, ya que es necesario distribuir convenientemente la potencia en toda la superficie radial del receptor cilíndrico. El hecho de que más heliostatos se ubiquen en las partes meridionales del campo (en hemisferio norte), es un motivo por el cual la eficiencia del factor coseno disminuye especialmente para estos heliostatos.

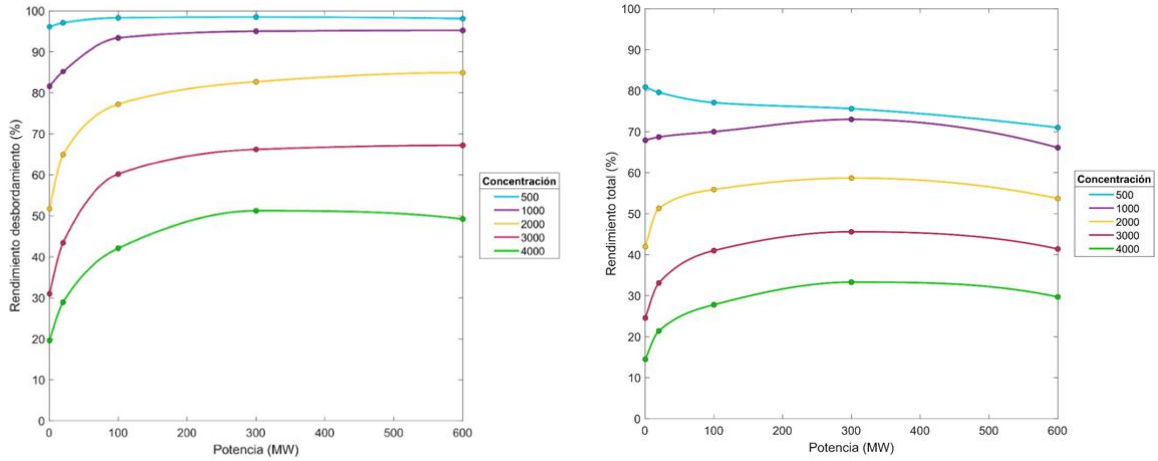


Figura 6. Eficiencia por desbordamiento en los campos circulares optimizados en función de la pontencia y distintas concentraciones solares (Izq.). Rendimiento total de los campos de heliostatos circulares en función de la potencia (Dcha).

Como se observa en la figura anterior izquierda, la eficiencia por desbordamientos es especialmente baja a bajas potencias y elevadas concentraciones, manteniéndose en un valor prácticamente estable para el resto de potencias, teniendo en cuenta que la eficiencia por desbordamiento siempre es mayor a bajas concentraciones al ser más sencillo introducir tanta potencia en el receptor. Que la eficiencia por desbordamientos sea baja a pequeñas potencias y altas concentraciones se debe principalmente a la geometría del receptor. Puesto que este se diseña para una potencia determinada, el área del mismo está definida por la concentración de la energía solar incidente. Esto quiere decir que, para una potencia pequeña, el área de dicho receptor será también pequeña. Este hecho no es un problema en los receptores de cavidad pues todos los heliostatos enfocan a un único plano del receptor, la ventana. No obstante, en un receptor circular, la concentración se tiene que repartir a lo largo de toda su área perimetral, por lo que heliostatos de distintas posiciones apuntan a puntos del receptor distintos. Por lo tanto, para receptores cilíndricos que sean pequeños, las pérdidas por desbordamiento son mucho mayores, lo que genera las tendencias de las curvas que se pueden observar en la Figura 6-Izq., en donde, a mayor concentración, más acusado es este efecto.

En cuanto a la eficiencia total, esta será combinación de las anteriores (Figura 6-Dcha), observándose:

- Un factor coseno mayor en potencias y concentraciones bajas da lugar a que el rendimiento óptico total para una concentración de 500 kW/m^2 sea inicialmente mayor, disminuyendo únicamente con la potencia.
- La eficiencia total en campos circulares de baja potencia es más baja que para potencias mayores, debido al ya comentado efecto de las pérdidas de radiación por desbordamiento.
- Las eficiencias totales, para todas las concentraciones en general, tienen un máximo en la potencia de 300 MW (aunque no muy lejano a la eficiencia a 600 MW). Esto se debe a la disminución de las eficiencias por atenuación y factor coseno con la

potencia, manteniéndose la eficiencia por desbordamiento prácticamente constante entre 300 y 600 MW.

CONCLUSIONES

Combinando las figuras de rendimientos totales anteriores, se obtiene la siguiente gráfica:

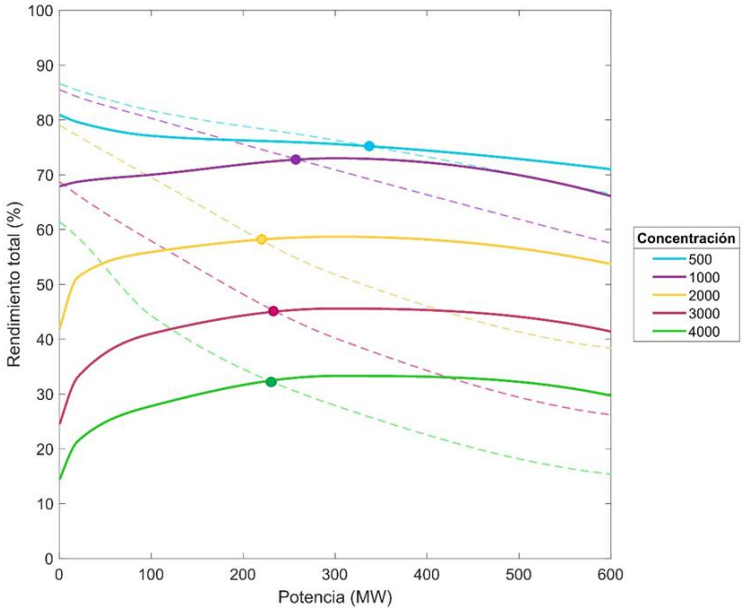


Figura 7. ficiencia total en función de la potencia para todos los campos optimizados.

Como se aprecia en la Figura 7, las eficiencias de un campo norte para un receptor de cavidad son mayores cuando la potencia es más baja, ocurriendo al contrario para los campos circulares de receptores cilíndricos. Este hecho permite determinar la potencia a la que, según el estudio que se ha realizado, un campo de heliostatos circular pasa a ser ópticamente más eficiente que un campo de heliostatos norte (sin tener en cuenta la parte tecno-económica). Esta potencia es de unos 350 MW para una concentración de 500 kW/m^2, de unos 280 MW para una concentración de 1000 kW/m^2, y de unos 240 MW para concentraciones superiores.

Cabe destacar, además, que, tanto para los campos norte como los circulares, la eficiencia óptica está muy penalizada al aumentar la potencia de la central. Este hecho da lugar a que, para una posible aplicación comercial de las centrales termosolares de tercera y cuarta generación, se deba recurrir a la utilización de algún tipo de sistema que sea ópticamente más eficiente que los analizados, ya que no es viable operar con centrales que no superan en su punto de diseño un 30-40% de eficiencia óptica. Es por ello que quizá la solución comercial sea operar conjuntamente varios camposnorte y acudir a sistemas modulares de alto empaquetamiento, por encima del 40%.

AGRADECIMIENTOS

Esta publicación es parte de proyecto “Sistemas de alta concentración solar de torre modulares y de alta eficiencia” / HECTOR (PID2020-119693RB-C31), financiado por Ministerio de Ciencia e Innovación / Programa Estatal de Investigación, Desarrollo e Innovación Orientada a los Retos de la Sociedad. Retos Investigación 2020.

REFERENCIAS

Chen, R., Romero, M., González-Aguilar, J., Rovense F., Rao, Z., Liao, S. (2021) Design and off-design performance comparison of supercritical carbon dioxide Brayton cycles for particle-based high temperature concentrating solar power plants. Energy Conversion and Management, 232, 113870

Romero M., González-Aguilar J., (2016) High-flux/high-temperature solar thermal conversion: technology development and advanced applications, Renew. Energy Environ. Sustain. 1, 26-32.

Romero M., Steinfeld A. (2012) “Concentrating solar thermal power and thermochemical fuels”. Energy & Environmental Science, 5, 9234-9245

Romero, M., González-Aguilar, J., Luque, S. (2017) Ultra-modular 500m^2 heliostat field for high flux/high temperature solar-driven processes, AIP Conference Proceedings, 1850, 030044.

Segal A., Epstein M. Optimized working temperatures of a solar central receiver. Solar Energy 75 (2003) 503–510

Wagner M, Wagner M.J. , (2019) «SolarPILOT : A power tower solar field layout and characterization tool», Solar Energy, vol. 171, pp. 185-196

Zoller S, Koepf E, Nizamian D, Stephan M, Patané A, Haueter P, Romero M, González-Aguilar J, Lieftink D, De Wit E, Brendelberger S, Sizmann A, Steinfeld A. (2022) A solar tower fuel plant for the thermochemical production of kerosene from H2O and CO2. Joule, 6, 7, 20,1606-1616

ESTUDIO DE TRANSFERENCIA DE CALOR EN UN RECTOR AUGER PARA PIRÓLISIS

Cisneros-Cárdenas, N.A.*, Anguera-Romero, E.*, Aspiazu-Méndez, A.*, Pizarro-Medina, Pablo**, Estrada-Gasca, C.A.*

*Instituto de Energías Renovables, Universidad Nacional Autonóma de Mexico, Xochicalco S/N, Temixco, C.P. 62580, México, ncisca@ier.unam.mx
**Green Oil Energy Systems, Travesía de la Cruz Verde nº 2. 45002 Toledo, España, pablopizarro.ingenieria@gmail.com

RESUMEN

En este trabajo se presentan los resultados de la evaluación térmica experimental de un reactor de tornillo sinfín, también conocido como reactor Auger, destinado a la pirólisis y gasificación de biomasa. El reactor, que será operado en un horno solar, fue evaluado a bajas temperaturas utilizando un arreglo de resistencias eléctricas para calentar el aire que fluye a través de una cámara de transferencia de calor, cediéndolo al interior del reactor donde se llevará a cabo la reacción. En esta experimentación en particular, no se utilizó biomasa; en su lugar, se realizó una evaluación térmica sin movimiento del tornillo para determinar el comportamiento térmico del dispositivo. Para la evaluación, se establecieron dos tipos de experimentos para medir las temperaturas a lo largo de la superficie del reactor y en su interior, con la finalidad de determinar su distribución. Dentro del reactor se alcanzó una temperatura máxima de 145 °C, mientras que en la superficie del arreglo de resistencias se registró 230 °C y, el flujo másico máximo fue de 11.8 kg/s. Además, se determinó que, bajo estas condiciones, el reactor debe someterse a un proceso de precalentamiento no mayor a 20 minutos.

PALABRAS CLAVE: Reactor Auger, Estudio térmico, Concentración Solar.

ABSTRACT

This study presents the results of experimental thermal evaluation of a screw conveyor reactor, also known as an Auger reactor, intended for pyrolysis and gasification of biomass. The reactor, which will be operated in a solar furnace, was evaluated at low temperatures using an arrangement of electric resistances to heat the air flowing through a heat transfer chamber, transferring it to the interior of the reactor where the reaction will take place. In this experiment, biomass was not used; instead, a thermal evaluation was conducted without the movement of the screw. For this evaluation, two types of experiments were established to measure temperatures along the reactor's surface and inside it, with the aim to determining their distribution. Inside the reactor, a maximum temperature of 145°C was reached, while the surface of the resistance array registered 230°C, and the maximum mass flow was 11.8 kg/s. Additionally, it was determined that under these conditions, the reactor should undergo preheating process of no more than 35 minutes.

KEYWORDS: Auger Reactor, Thermal study, Solar Concentrating System.

INTRODUCCIÓN

A nivel mundial, México es considerado un importante productor y exportador de alimentos por lo que el sector agroindustrial realiza aportaciones significativas al PIB (Secretaria de Agricultura y Desarrollo Rural, 2023) y con ello, un incremento considerable en la generación de residuos aunado a un tratamiento inapropiado de estos lleva a la liberación de metano y gases de efecto invernadero, por lo que es conveniente el desarrollo de proyectos que aborden este tipo de problemáticas (Nair et al., 2022). La cascara de nuez y la poda de nogal son residuos orgánicos que se producen por la intensa producción de nuez pecanera en el norte de México por lo que abordar esa problemática resulta deseable y se plantea la revalorización de los residuos para su posterior uso impulsando así la economía circular y los procesos sustentables.

Una forma de aprovechar estos residuos orgánicos es la producción de combustibles a partir de la pirólisis, que es un tratamiento termoquímico en ausencia de oxígeno para la producción de gas de síntesis y biocarbón, principalmente (Campuzano et al., 2019). En la literatura, la reacción de pirólisis de biomasa se ha estudiado ampliamente. Algunos autores la describen como la superposición de tres mecanismos de reacción principales y mecanismos de reacción secundarios (Collard & Blin, 2014) lo que hace complejo su estudio, además de las diversas discusiones sobre el propio mecanismo de reacción de pirólisis (Buskirk & Baradaran, 2009). Al margen de lo anterior, la reacción de pirólisis es una reacción endotérmica, esto es, requiere del suministro de energía. Generalmente, este suministro se realiza a partir de fuentes de energía convencionales que favorecen la crisis energética actual. El acoplamiento de un reactor pirolítico con fuentes renovables de energía, como la solar, se considera una alternativa factible de estudiar. En particular, el uso de energía solar concentrada para producir potencia térmica que favorezca la reacción de pirólisis puede hacerse con tecnologías de foco puntual, como un horno solar (Villafán-Vidales et al., 2017).

La pirólisis se realiza en reactores especialmente diseñados y construidos para asegurar las condiciones de operación de la conversión termoquímica. El reactor es la parte principal de una planta termoquímica, y existen diferentes tipos de reactores cuya selección está en función de la distribución de los productos finales, además los parámetros como la temperatura de operación, el tiempo de residencia y el tamaño de particula, también tienen un efecto sobre la distribución de los productos finales (Demirbaş & Arin, 2002) (Aspiazu-Méndez et al., 2024).

En este trabajo, se presentan los resultados experimentales con caracter preliminar del estudio térmico a baja temperatura para un reactor de tornillo de Arquimedes diseñado para la pirólisis de biomasa. El objetivo de este trabajo es estudiar la distribución de temperaturas en la superficie del reactor, asi como en su interior a partir del suministro de potencia térmica proveniente de un arreglo de resistencias eléctricas para el posterior desarrollo de un modelo de transferencia de calor del reactor que permitirá conocer el comportamiento térmico del dispositivo. El reactor, que será operado en un horno solar, fue evaluado a bajas temperaturas utilizando un arreglo de resistencias eléctricas para calentar el aire que fluye a través de una cámara de transferencia de calor, cediéndolo al interior del reactor donde se llevará a cabo la reacción.

En la Figura 1 se muestra una fotografía del reactor, mientras que en la Figura 2 se señalan las partes principales de éste. La biomasa es transportada desde la parte posterior del reactor mediante el movimiento del tornillo sinfín. La transformación fisicoquímica se produce cuando se eleva la temperatura del reactor. Para alcanzar la temperatura de reacción, se recibe radiación solar concentrada sobre el receptor volumétrico que se encuentra en la parte frontal, que a su vez cede el calor al aire atmosférico que pasa a través del receptor. El aire caliente se transporta por la cámara de transferencia de calor y aumenta la temperatura de la superficie del reactor, dejando la cámara por la parte posterior debido a la succión generada por una bomba. Una vez que se alcanza la temperatura de reacción y la reacción ocurre, la biomasa se transforma en biocarbón y vapores condensables. El biocarbón es recolectado en un depósito y los vapores condensables salen por la parte superior, pasando por el sistema de condensación para separar los vapores en líquidos pirolíticos y gas de síntesis.



Fig 1. Reactor de tornillo sinfín.

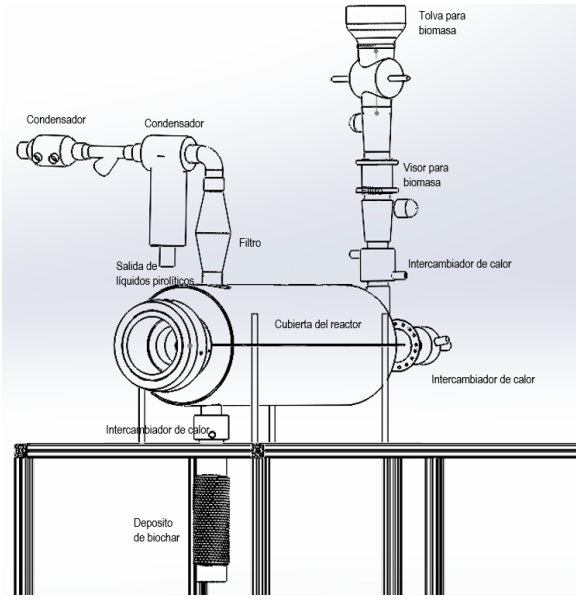


Fig 2. Esquema de las partes principales del sistema.

METODOLOGÍA

Arreglo Experimental

Sobre un elemento de acero inoxidable de geometría cónica y acoplado a la parte frontal del reactor, se instaló un arreglo de resistencias eléctricas para elevar la temperatura del aire atmosférico que pasa a través de él, reemplazando así el receptor volumétrico.

Para este estudio, se instalaron 13 termopares tipo K distribuidos a lo largo del reactor (Figura 3). De los termopares, cuatro se localizan en la parte superior del reactor (T0 al T3) y cuatro en la inferior (T4 al T7) en la cámara de transferencia de calor, mientras que se distribuyeron equidistantemente tres termopares (T8 al T10) en el interior del reactor y sobre el tornillo sinfín. En la cámara de transferencia de calor, cerca de del arreglo de

resistencias eléctricas, se colocó un termopar para medir la temperatura del aire (T11) y otro sobre la superficie de dicho arreglo (T12). En la parte posterior del reactor, se instaló un termopar dentro del reactor para censar la temperatura del aire en la salida (T13).

El flujo másico de aire es medido en la salida del reactor por un caudalímetro que se encuentra sobre una tubería conectada a una bomba de vacío que genera la succión para el transporte de aire.

Elementos del arreglo experimental

Para este experimento, se requirió de tres resistencias eléctricas de 1500 W cada una instalados sobre un elemento de acero inoxidable de geometría cónica que se acopla a la parte frontal del dispositivo de estudio (Figura 4). Se utilizó una bomba de vacío para la succión de aire atmosférico que pasa por las resistencias circulando por el interior de la cámara de transferencia de calor y un caudalímetro para censar el flujo másico del aire.

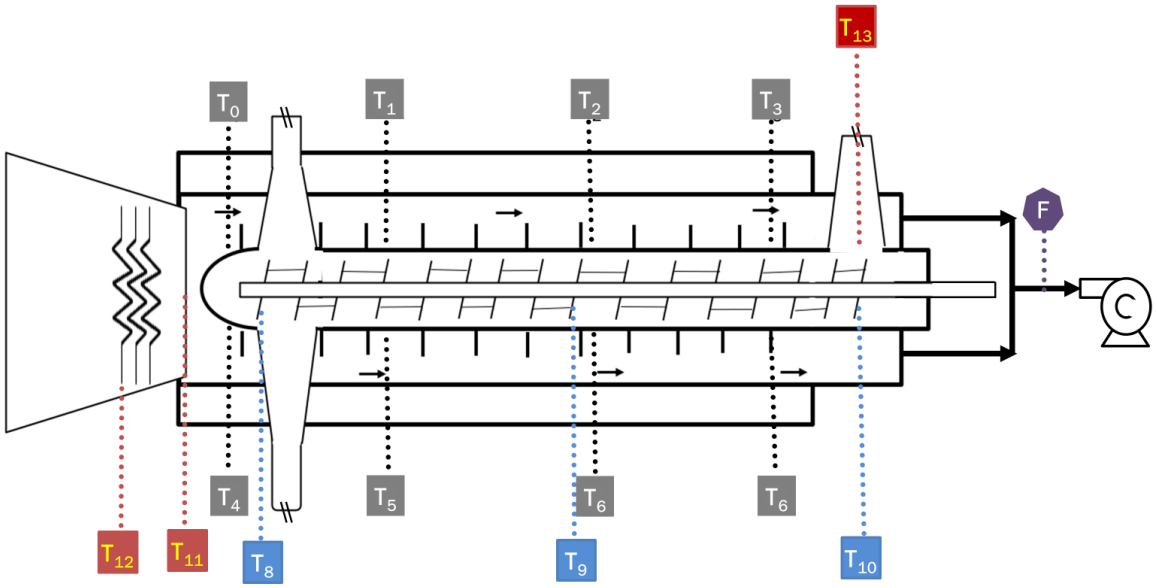


Fig 3. Arreglo experimental para el estudio experimental de la transferencia de calor.



Fig 4. Fotografía del reactor mostrando el acoplamiento de la pieza de acero inoxidable al dispositivo pirolítico.

Metodología Experimental

Para el desarrollo de este estudio experimental, se cambiaron las posiciones de los termopares, lo que generó dos tipos de experimentos, S y A. El tipo S se refiere a la posición en la que los termopares dentro de la cámara de transferencia de calor (T0 al T7) tocan la superficie del reactor, midiendo la temperatura del metal, los resultados de estos experimentos se presentan con el subíndice s. El tipo A se refiere a la posición en que los termopares se encuentran a 1 cm de la superficie del reactor, lo que permite medir la temperatura del aire en ese punto y se representan con el subíndice a.

Para ambos tipos de experimentos, se establecieron tres períodos de duración. El primer período se denomina inicial, en este período se conectan las resistencias y la bomba de vacío se mantiene apagada, es decir que se genera un proceso de calentamiento sin flujo de aire. En el segundo período, se enciende la bomba de vacío generando un flujo de aire desde el exterior hacia el interior de la cámara de transferencia de calor, pasando por el arreglo de resistencias eléctricas que ya han alcanzado cierta temperatura; a este período se le denomina calentamiento por convección forzada. En el tercer período, se apaga el arreglo de resistencias y se mantiene encendida la bomba de vacío, denominándolo enfriamiento por convección forzada. La duración de los períodos se presenta en la tabla 1.

La finalidad con la que se establecieron los períodos de los experimentos es reproducir las condiciones de calentamiento y enfriamiento en el horno solar.

Tabla 1. Descripción de los períodos de los experimentos

Orden	Período	t (min)
1	Inicial	0 – 15
2	Calentamiento por convección forzada	16 – 240
3	Enfriamiento por convección forzada	241 - 346
	Flujo másico máximo (kg/s)	11.8

RESULTADOS

En la Figura 5 se presentan las temperaturas T0, T4, T11, y T12 en conjunto con el flujo másico. Las líneas verticales rojas punteadas separan las secciones descritas anteriormente. Para ambas figuras, 5 (a) y 7 (b), se observa que el flujo másico cambia con respecto a la temperatura en los períodos de calentamiento y enfriamiento por convección forzada. En el período de calentamiento, el flujo másico presenta un aumento repentino debido al encendido de la bomba de succión y, disminuye por efecto del aumento de la temperatura. En el período inicial, la temperatura T12 alcanza un valor de 230 °C y disminuye abruptamente en el inicio del período de calentamiento al mismo tiempo que, la temperatura T11 aumenta de forma repentina, observando el mismo fenómeno en ambos tipos de experimentos. Por lo anterior, se considera que la transferencia de calor del arreglo de resistencias al aire es efectiva. En el período inicial, para ambos tipos de experimentos, se aprecia un aumento significativo de las temperaturas T0 y T4, siendo mayor T0 que T4; mientras que, en el período de calentamiento por convección forzada, se

aprecia que T0 es menor que T4, y que se trata de un comportamiento no esperado debido a que ambos se encuentran a la misma distancia de la fuente de calor. En el período de enfriamiento de las Figuras 5 (a) y (b), se aprecia una disminución significativa de las temperaturas mientras que el flujo másico aumenta.

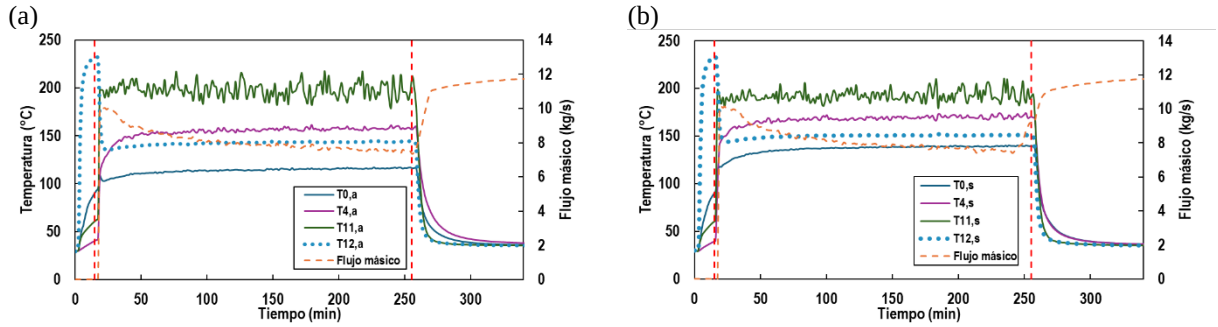


Figura 5. Historias de las Temperaturas T0, T4, T11 y T12 y flujo másico de (a) Experimento tipo A, y (b) Experimento tipo S.

En la Figuras 6 y 7, para ambas figuras, en el período de inicial se aprecia un aumento rápido de la temperatura en T12, alcanzando 230 °C en 15 minutos. Por otra parte, mientras que T0 y T4 aumentan, el resto de las temperaturas no se eleva significativamente porque los termopares se encuentran a mayor distancia de la fuente de calor.

En el experimento tipo A (Figura 6(a) y (b)), en el mismo período de estudio, se aprecia que las temperaturas de T0 a T3 son menores que las de T4 a T7; porque, dentro de la cámara de reacción y por la parte inferior, se encuentra una cama de cerámica que funciona como soporte para el tornillo sinfín, dificultando la transferencia de calor desde la cámara de transferencia de calor hacia el interior del reactor. Este mismo fenómeno se presenta en el experimento tipo S (Figura 7 (a) y (b)).

En el período de calentamiento de la Figura 6 (a), del minuto 16 al minuto 50, las temperaturas se comportan como se esperaría (T0≥T1≥T2≥T3), sin embargo, después del minuto 50, se aprecia un alza en la temperatura T3 superando al resto. En la Figura 7 (a), en el mismo periodo, T0 se mantiene por encima del resto de las temperaturas durante todo el período de estudio; no obstante, en el minuto 70, T3 supera a T1 y T2. En la Figura 6 (b), las temperaturas presentan el comportamiento esperado (T4≥T5≥T6≥T7), este mismo comportamiento se observa en la Figura 7 (b).

Para el período de enfriamiento por convección forzada, en las Figuras 8 y 9, se aprecia un descenso pronunciado en todas las temperaturas.

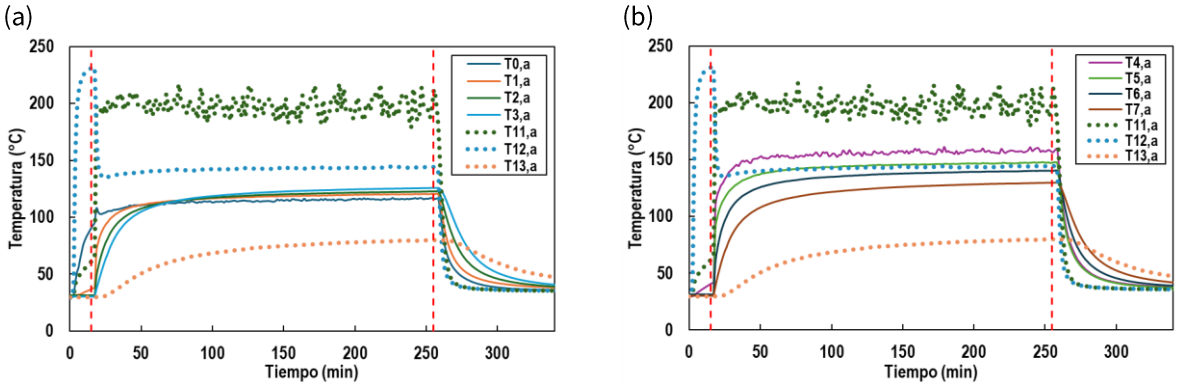


Figura 6. (a) Historias de temperaturas del aire en la parte superior, y (b) historias de las temperaturas del aire en la parte inferior.

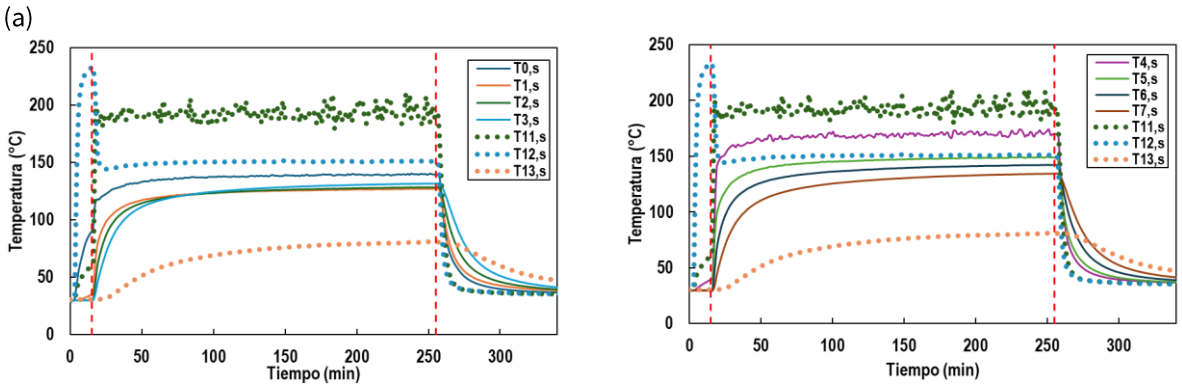


Figura 7. (a) Historias de temperaturas de la superficie en la parte superior, (b) Historias de temperaturas de la superficie en la parte inferior.

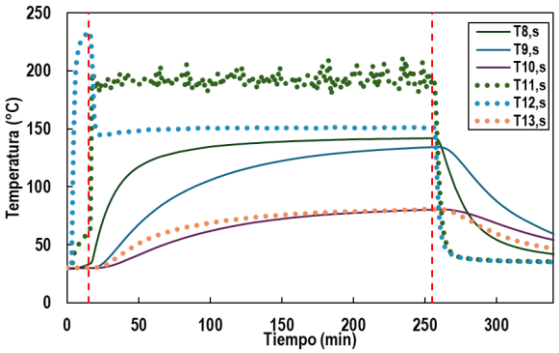


Figura 8. Historias de temperaturas del interior del reactor con temperaturas de referencia (T11, T12 y T13).

En la Figura 8, se muestra el comportamiento de las temperaturas en el interior del reactor para el experimento tipo S. Las temperaturas en el interior son temperaturas del aire cerca del tornillo sinfín. En el período inicial, este tipo de calentamiento no afecta significativamente a las temperaturas en el interior, pero en el período de calentamiento por convección forzada, se observa un aumento de la temperatura, principalmente, para el termopar cerca de la fuente de calor (T8). T8 se acerca a T12 (temperatura del arreglo de resistencias) al final del período de calentamiento, mientras que T9 y T10 se mantienen por

debajo de T12. Hacia el final del período de calentamiento por convección, T8 y T9 tiene una diferencia de menos de 5°C. En el período de enfriamiento, se observa una disminución de la temperatura en el interior del reactor presentan inercia térmica.

Para estos experimentos, se calculó el cambio de temperatura con respecto al tiempo en los tres periodos. Lo anterior, para establecer el tiempo requerido para el calentamiento y enfriamiento del reactor con el valor de flujo másico reportado. Se estableció que dT/dt debe mantenerse en el intervalo de [-2.5, 2.5] (línea gris horizontal punteada) para considerar que la temperatura no presenta variaciones significativas en estos experimentos en particular. En la Figura 9 (a) y (b), se aprecia que para el minuto 30, dT/dt se mantiene por abajo del valor establecido y acercándose hacia el final del período de calentamiento. En la misma figura, para el período de enfriamiento, en el minuto 270 la variación de temperatura con respecto al tiempo se mantiene por debajo del valor establecido.

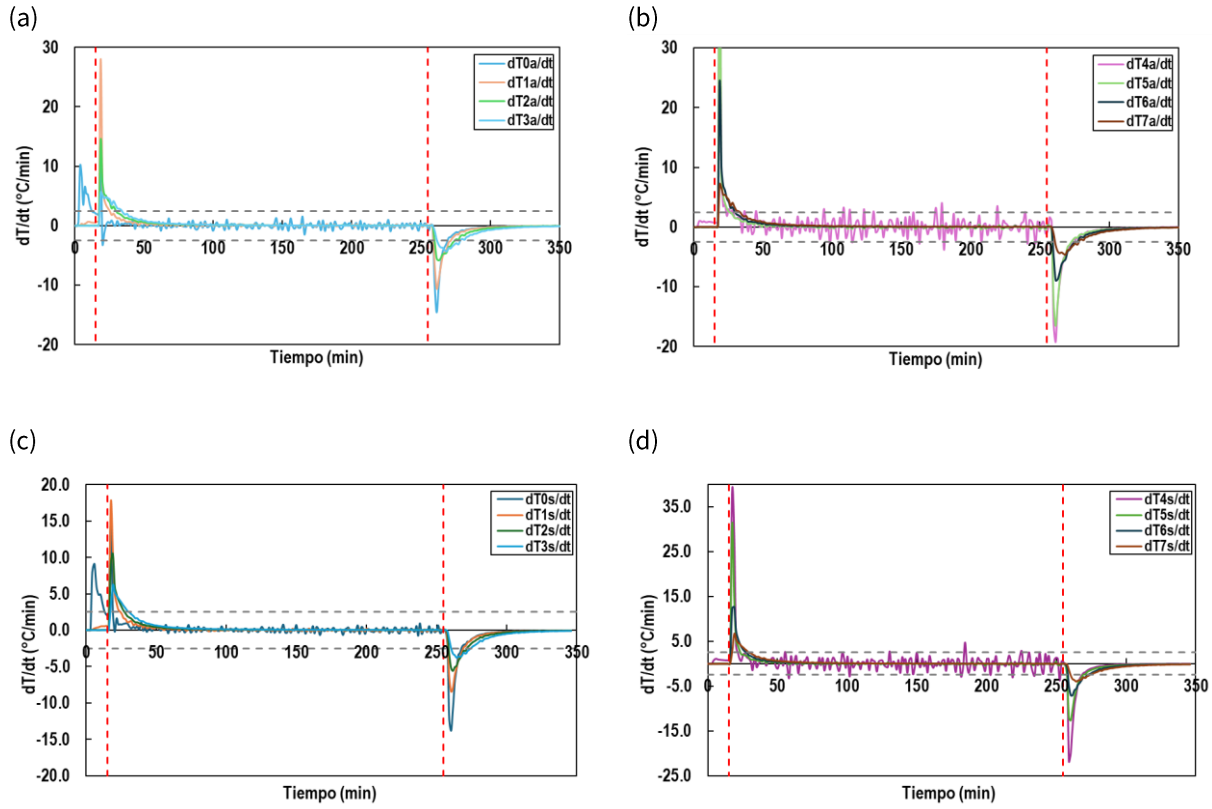


Figura 9. Cambio de temperatura con respecto al tiempo para el experimento tipo A (a) T0 a T3 y (b) T4 a T7. Cambio de temperatura con respecto al tiempo para el experimento tipo S (c) T0 a T3 y (d) T4 a T7.

Para la Figura 9 (c) y (d), el cambio de temperatura con respecto al tiempo en el período de calentamiento se mantiene por debajo del valor establecido a partir del minuto 32 y se acerca a cero conforme aumenta el tiempo. Para el período de enfriamiento en el minuto 270, la dT/dt es menor que 2.5. Por otra parte, dT4/dt para los experimentos S y A, presenta variaciones significativas en la sección de calentamiento, lo que puede deberse a la turbulencia generada por el flujo másico.

CONCLUSIONES

Se realizaron experimentos térmicos estáticos para el estudio de distribución de temperaturas en la superficie del reactor, así como en su interior, utilizando un arreglo de resistencias eléctricas como suministro de potencia térmica. Para los dos tipos de experimentos, las temperaturas de T4 a T7 son superiores a las de T0 a T3, debido a la cama cerámica que está dentro del reactor y por la parte inferior de este. Se asume como una resistencia térmica que dificulta la transferencia de energía desde la cámara de transferencia de calor hacia el interior del reactor. La temperatura más elevada de la superficie fue de 174 °C en T4 y, 161 °C para el aire en la misma posición, mientras que al interior del reactor se registró como temperatura máxima 145 °C. Por lo anterior, se concluye que la transferencia de calor desde la cámara hacia el interior del reactor sucede por la parte superior del reactor debido a la cama cerámica.

Para estos experimentos, no se requiere un tiempo de calentamiento por convección forzada mayor a 20 minutos con el flujo másico reportado, debido a que, la variación de temperatura con respecto al tiempo es menor de 2.5 °C/min.

La distribución de temperaturas, para ambos tipos de experimentos, no es homogénea al final del periodo de calentamiento y, de acuerdo con la distribución de temperaturas en el interior del reactor, se ha establecido que la distancia que se encuentra entre T10 y T9 puede considerarse como una sección de precalentamiento de la materia prima que se pirolizará en este reactor.

AGRADECIMIENTOS

Este estudio fue apoyado por el fondo DGAPA UNAM en el proyecto IG101422, además de la beca posdoctoral otorgada a N. Aracely Cisneros Cárdenas.

REFERENCIAS

Aspiazu-Méndez, A., Cisneros-Cárdenas, N. A., Pérez-Rábago, C., Pat-Espadas, A. M., Manzini-Poli, F., & Estrada, C. A. (2024). Analysis of the Solar Pyrolysis of a Walnut Shell: Insights into the Thermal Behavior of Biomaterials. *Energies*, *17*(6). https://doi.org/10.3390/en17061435

Buskirk, A., & Baradaran, H. (2009). Can Reaction Mechanisms Be Proven? *Journal of Chemical Education*, *86*(5), 551. https://doi.org/10.1021/ed086p551

Campuzano, F., Brown, R. C., & Martínez, J. D. (2019). Auger reactors for pyrolysis of biomass and wastes. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *102*(December 2018), 372–409. https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.12.014

Collard, F. X., & Blin, J. (2014). A review on pyrolysis of biomass constituents: Mechanisms and composition of the products obtained from the conversion of cellulose, hemicelluloses and lignin. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *38*, 594–608. https://doi.org/10.1016/J.RSER.2014.06.013

Demirbaş, A., & Arin, G. (2002). An overview of biomass pyrolysis. *Energy Sources*, *24*(5), 471–482. https://doi.org/10.1080/00908310252889979

Nair, L. G., Agrawal, K., & Verma, P. (2022). An overview of sustainable approaches for bioenergy production from agro-industrial wastes. *Energy Nexus*, *6*, 100086. https://doi.org/10.1016/J.NEXUS.2022.100086

Secretaria de Agricultura y Desarrollo Rural. (2023). *México, estrella productora y exportadora*. https://www.gob.mx/agricultura/articulos/mexico-estrella-productora-y-exportadora

Villafán-Vidales, H. I., Arancibia-Bulnes, C. A., Riveros-Rosas, D., Romero-Paredes, H., & Estrada, C. A. (2017). An overview of the solar thermochemical processes for hydrogen and syngas production: Reactors, and facilities. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *75*(August 2016), 894–908. https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.11.070

INTEGRAÇÃO DE SISTEMAS DE TRIGERAÇÃO RENOVÁVEL E ARMAZENAMENTO COMBINADO DE CALOR/FRIO/ENERGIA NA MICRO-REDE DE EDIFÍCIOS PÚBLICOS ESPECIFICAMENTE SUJEITOS A SUSTENTABILIDADE, CONFORTO E PADRÃO NZEB.

Correia J.*, Loureiro D.*, Facão J.*, Anacleto M. **, Estanqueiro A.*

*UEREE – Unidade de Energias Renováveis e Eficiência Energética, LNEG, 1649 – 038 LISBOA, Portugal,

**FCUL – Faculdade de Ciências da Universidade de Lisboa, 1749-016 LISBOA, Portugal

joao.correia@lneg.pt

RESUMO

O trabalho aqui apresentado é uma solução integrada de base renovável, incorporando sistemas de trigeração com armazenamento térmico e elétrico, para micro-redes elétricas, com capacidade de gerir diferentes tipos de cargas existentes, de forma a adaptar o consumo de energia à geração local sem sacrificar o conforto e a qualidade do ar recomendados.

Esta nova unidade dispõe de um Sistema de Supervisão, Controlo e Aquisição de Dados, capaz de registar e processar informações relevantes sobre as condições de conforto, térmicas e elétricas, existentes, de modo a controlar o estado de uma área utilizada como piloto de demonstração. Permite também parametrizar e programar modos de funcionamento específicos, garantindo a máxima eficiência energética.

O conjunto de soluções desenvolvidas e implementadas na unidade de demonstração permite converter edifícios públicos existentes em edifícios com necessidades quase nulas de energia (nZEB).

PALAVRAS CHAVE: nZEB (edifícios com necessidades quase nulas de energia), Solar Térmico, Armazenamento, Energia Renovável, Trigeração, Micro-rede.

ABSTRACT

The work described here is an integrated renewable-based solution, incorporating trigeneration systems with thermal and electrical storage for electrical microgrids, with the capacity to manage different types of existing loads, in order to adapt energy consumption to local generation without sacrificing the recommended comfort and air quality.

This new unit has a Supervision Control and Data Acquisition System, capable of recording and providing relevant information about the existing comfort, thermal and electrical conditions, in order to control the status of an area used as a demonstration pilot. It also allows parameterizing and programming specific operating modes, ensuring maximum energy efficiency.

The set of solutions developed and implemented in the demonstration unit makes it possible to convert existing public buildings into nearly zero-energy buildings (nZEB).

KEYWORDS: nZEB (nearly zero-energy buildings), Solar Thermal, Storage, Renewable Energy, Trigeneration, Microgrid.

INTRODUÇÃO

Os edifícios de padrão nZEB, com elevado desempenho energético , têm merecido a atenção dos estados membros da União Europeia, em face do potencial e importante contributo do parque imobiliário para a redução do impacto no ambiente, através da iniciativa da Diretiva de Desempenho Energético dos Edifícios (EPBD, 2023), com o "*objetivo de alcançar um parque imobiliário totalmente descarbonizado até 2050 e contribuir diretamente para os objetivos da UE em matéria de energia e clima"*.

O parque imobiliário é o maior consumidor de energia na Europa (Maduta et al., 2023) sendo o padrão nZEB um requisito cada vez mais crítico para todos os intervenientes do setor da construção (Tsemekidi et al., 2023). O edificado representa cerca de 40% do consumo de energia final total, do qual 27% constitui consumo energético em edifícios residenciais e 13% edifícios em edifícios não residenciais.

As condições climatéricas típicas e a elevada vulnerabilidade aos efeitos das alterações climáticas, provocam na "região SUDOE", uma classificação europeia, onde estão incluídos Portugal e Espanha, para além de invernos frios e verões extremamente quentes, com necessidades elevadas de ar condicionado no verão e de moderado aquecimento no inverno, bem como uma geração de energia renovável fortemente dependente da sazonalidade.

Diversos projetos e iniciativas públicas europeias e nacionais pretendem contribuir para incentivar a modernização do edificado em direção a um novo padrão ZEB (*zero emissions buildings),* passando dos atuais edifícios com necessidades quase nulas de energia para edifícios com emissões nulas, alinhando o requisito de desempenho energético dos novos edifícios com o objetivo de neutralidade climática. Portugal assumiu o compromisso de atingir a neutralidade carbónica até 2050 mediante o roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC 2050, 2019), com a adoção do Programa Nacional de Energia e Clima (PNEC 2030) aliado à implememtação até 2030 ,da Estratégia de Longo Prazo para a Renovação de Edifícios (ELPRE, 2020) com o objetivo de aumentar a eficiência energética de 65% dos edifícios residenciais existentes, construídos antes de 1990 e que tenham o menor desempenho energético.

OBJETIVOS E ENQUADRAMENTO DO TRABALHO

A participação do LNEG com uma unidade piloto (Lisboa nZEB) no projeto Improvement SUDOE (Improvement, 2023), centrou-se em atividades de investigação e desenvolvimento de soluções tecnológicas sustentáveis, a nível energético, económico e ambiental que possam ser replicáveis na conversão de edifícios públicos existentes em edifícios de elevada eficiência energética, tendentes ao padrão nZEB com recurso a micro-redes, produção renovável local e sistemas ativos de gestão de energia, através da gestão do consumo, produção local e armazenamento (Improvement Sudoe Project, 2023).

Os principais objetivos do projeto Improvement foram:

- Melhorar a eficiência energética em edifícios públicos, através de sistemas de geração renovável para aquecimento e arrefecimento solar, e integração de

técnicas ativas/passivas em edifícios com necessidades energéticas quase nulas (nZEB);

- Garantir o controlo de potência e gestão do binómio produção/consumo de energia em micro-redes/sistemas isolados resistentes a falhas, de acordo com critérios exigentes de qualidade de energia;
- Implementar sistemas de gestão de energia para micro-redes com fontes renováveis (micro-eólica e fotovoltaica) equipadas com sistema híbrido de armazenamento de energia elétrica segundo critérios de degradação mínima, máxima eficiência e prioridade na utilização de energias renováveis;

Para a implementação física das atividades desenvolvidas foi selecionado um edifício público construído na década de 80 - o edifício "C" do "LNEG no Campus do Lumiar" em Lisboa, com diversas necessidades energéticas e potencial para instalação de sistemas de geração renovável no local.

Por limitações de ordem orçamental, não foi intervencionado todo o edifício, tendo sido selecionado um volume de teste situado no piso térreo do edifício com uma área de 200 m^2, mostrada na Fig. 9, e que se designou por "Zona Piloto" utilizada como teste de consumo com "carga controlada". Este espaço inclui uma zona de acesso, três gabinetes, cada um com 11 m^2, uma sala de reuniões com 22 m^2, e uma sala maior de 90 m^2 utilizada para reuniões, apresentações de trabalhos científicos, podendo acomodar cerca de 30 pessoas. Nas proximidades existe também um laboratório experimental de sistemas inteligentes, onde foram testadas e aplicadas as soluções desenvolvidas para tornar este espaço autossustentável em termos elétricos e térmicos, com boa qualidade do ar e conforto. Na instalação, inclui-se a cobertura do edifício, na qual foram instalados os sistemas de aproveitamento de recursos renováveis e sua conversão em energia elétrica e calor (Fig. 9).

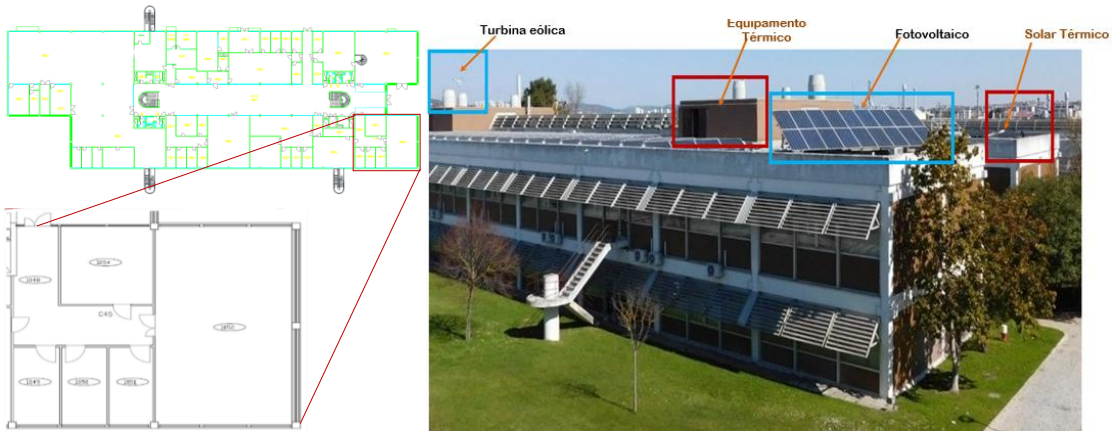


Fig. 9 "Edifício C" – Zona piloto no edifício público "Campus do Lumiar - C" e sistemas de conversão de fontes renováveis instaladas

IMPLEMENTAÇÃO DE ESTRATÉGIAS ATIVAS

O sistema de conversão de fontes renováveis em energia elétrica tem por base um conjunto de painéis fotovoltaicos (5 kW) e uma microturbina eólica urbana (T.Urban 2,5 kW). Estas

unidades são ligadas à micro-rede local de distribuição de energia, através de inversores dedicados. Nesta, foi também instalado um inversor bidirecional de 6 kW com capacidade de operação em regime isolado da micro-rede, i.e. garantindo, se necessário, o equilíbrio entre a energia produzida (Eólica e Fotovoltaica) e a energia consumida, usando para tal um sistema de armazenamento, como forma de equilibrar o binómio produção/consumo. O armazenamento elétrico é assegurado por um conjunto de baterias chumbo-ácido C100 de 660 Ah com tensão nominal de 48 V.

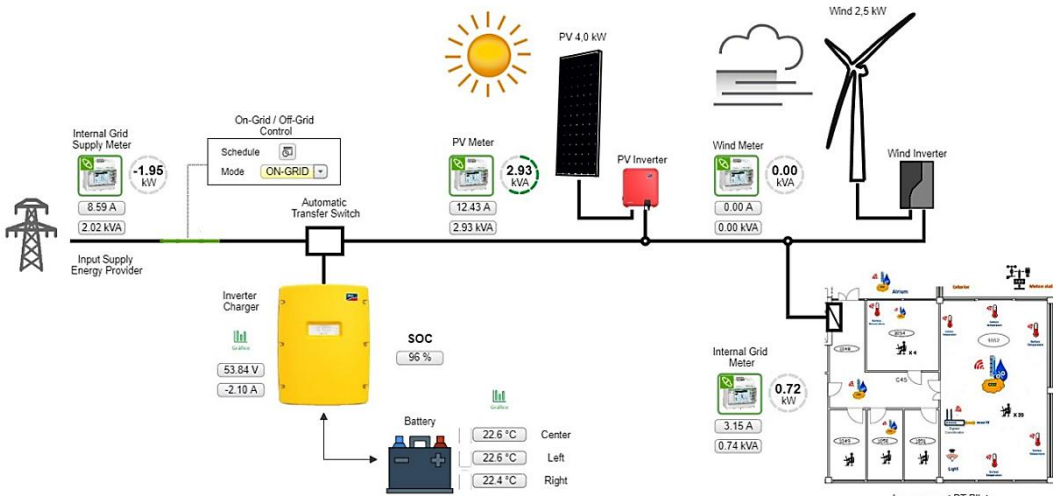


Fig. 10 Esquema unifilar da micro-rede elétrica, com geração local de base renovável , unidade de armazenamento e gestão de consumo.

O sistema de produção de energia térmica (Fig. 11) é constituído por uma bomba de calor ar/água de elevada eficiência e potência térmica de 14,5 kW, para aquecimento ou arrefecimento ambiente, assistida por energia solar, através de coletores solares de tubos de vácuo com área de abertura de 4,8 m^2 e um acumulador térmico de 300 L que transfere energia térmica para um acumulador de inércia de 1000 L de água. Toda a climatização da área piloto é feita através de um anel de água fechado que percorre todos os ventiloconvetores da zona piloto fornecendo água quente ou fria consoante a estação do ano (verão ou inverno) e assim manter o espaço a uma temperatura agradável. O projeto térmico conta ainda com um segundo sistema solar composto por coletores híbridos PV-T, com área de abertura de 4,2 m^2 e acumulador térmico de 300 L, para preparação de água quente no edifício.



Fig. 11 Sistema de base renovável para produção de energia elétrica e térmica

No que diz respeito à ventilação e renovação do ar existente, esta operação pode ser realizada de forma manual ou automática. Estas áreas possuem janelas de fácil abertura, que podem permitir ventilação natural sempre que necessário. Como alternativa, foi instalado um sistema de ventilação com recuperação de calor, que pode funcionar em períodos do dia previamente programados. A ventilação dos espaços é uma ação muito importante porque permite controlar os níveis de CO_2 em zonas onde a taxa de ocupação é significativa. Além deste aspeto, permite regular a temperatura e a humidade e reduzir os efeitos indesejáveis de condensação provocados por diferenças localizadas de temperatura.

O circuito térmico é apoiado por uma bomba de calor ar-água para produção de calor e frio necessários à climatização de todo o espaço. De forma a mitigar o consumo de energia elétrica necessária à bomba de calor, optou-se pela instalação de um acumulador de água com a finalidade de funcionar como acumulador inercial de aquecimento ou arrefecimento dependendo da estação do ano. Assim, o circuito térmico dispõe de dois modos de funcionamento, o modo direto (Fig. 12) em que a água circula diretamente entre a bomba de calor e o circuito dos ventiloconvetores, e um modo económico (Fig. 13), em que a água circula pelos ventiloconvetores a partir do acumulador de inércia 1000L.

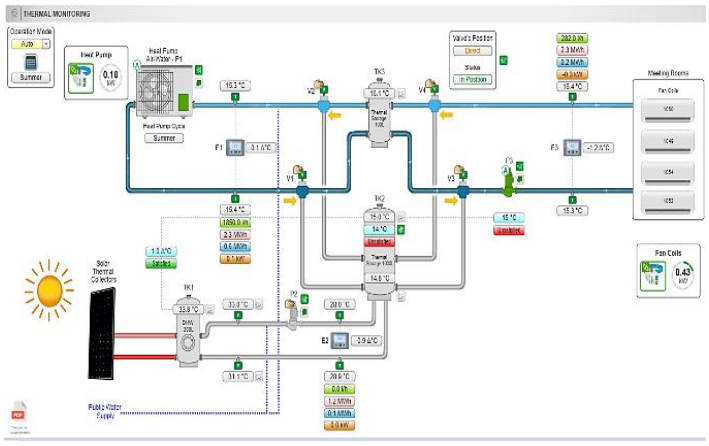


Fig. 12 Modo térmico direto

Sempre que a temperatura do acumulador de inércia se desviar da temperatura desejada, a bomba de calor trabalhará para restaurar a mesma. Os resultados da monitorização permitiram constatar que o modo económico não tem vantagens durante o período de verão, quando será necessário manter a água arrefecida no acumulador à temperatura de 15ºC. Durante o período de inverno, o acumulador inverte a sua função e irá manter a água do seu interior a 40 graus Celsius para fornecer o calor através do anel de água aos ventiloconvetores instalados na área piloto.

A assistência de energia solar da bomba de calor, consiste num sistema solar de circulação forçada cujo circuito primário liga dois coletores com tubos de vácuo e um depósito de 300L, circuito solar térmico em circuito fechado no qual é aquecido um acumulador de água de 300L de fonte renovável. Quando a temperatura deste acumulador é superior à do acumulador de inércia, abre-se a circulação de água para este último, tentando mantê-la na temperatura desejada e assim reduzir o tempo de funcionamento da bomba de calor,

atenuando os picos de consumo e reduzindo os custos de eletricidade. Estes dois modos podem ser escolhidos através de uma operação muito simples de realizar.

Toda a área piloto recebeu nova instalação elétrica e circuitos de proteção, criando uma ilha de energia elétrica. Nesta nova instalação houve a preocupação de criar segmentos individualizados para alimentação de tomadas elétricas, ventiladores, iluminação, permitindo um melhor controlo das diversas cargas existentes. Esta nova topologia permitiu criar uma micro-rede capaz de funcionar em modo *on-grid* (ligada à rede pública) ou em modo *off-grid* (isolada da rede pública) alimentada exclusivamente por recursos renováveis (Fig. 14). Sendo um único ponto responsável por assegurar o fornecimento elétrico, este pode ser facilmente alimentado pela rede pública de distribuição ou exclusivamente por eletricidade proveniente de fontes renováveis através de um sistema de comutação dedicado.

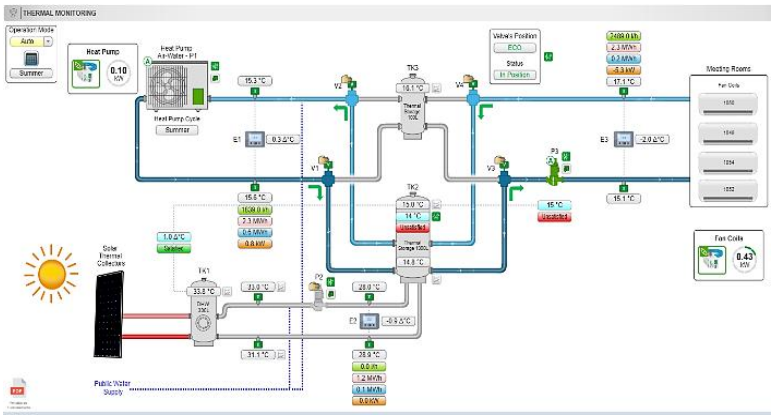


Fig. 13 Modo térmico económico

Para racionalizar a energia elétrica utilizada e evitar que os limites máximos de fornecimento sejam atingidos, foram criados vários circuitos elétricos para tomadas elétricas tipo *schuko* e iluminação nas diversas salas. Existem grupos de tomadas elétricas de cor diferente, designadas por prioritárias e não prioritárias, que serão desligadas automaticamente caso sejam detetados valores de consumo acima do valor programado nesse grupo. Assim que esse consumo voltar a parâmetros aceitáveis, esse grupo voltará a ter energia. Caso o consumo global da área piloto esteja próximo do limite e o armazenamento elétrico seja baixo (Estado de Carga nas baterias inferior a 60%), alguns dos circuitos, como tomadas não prioritárias que apresentem maiores valores de consumo, circuitos de ar condicionado e/ou iluminação, serão automaticamente desligados, sequencialmente, de forma a garantir que o limite máximo nunca seja atingido e racionalizando o consumo exagerado de energia elétrica (Fig. 15). O principal objetivo desta modificação foi criar um equilíbrio entre a geração e o consumo renováveis em toda a área piloto.

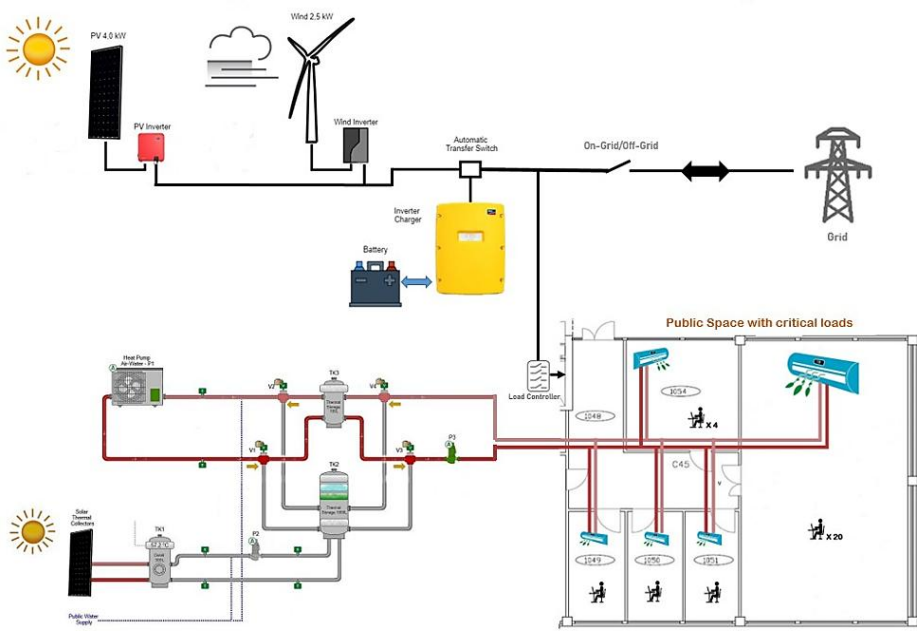


Fig. 14 Visão global – Instalação térmica e elétrica com comutação *on-grid* e *off-grid*

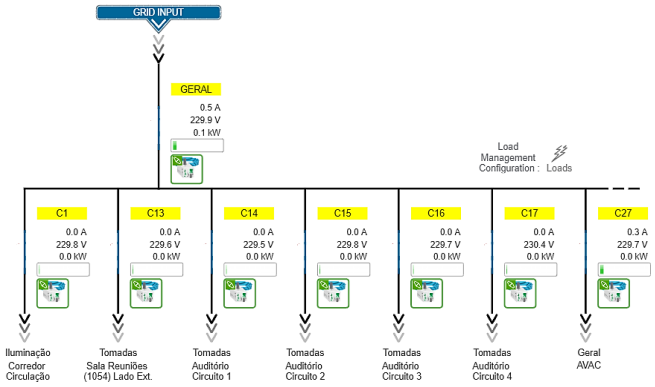


Fig. 15 Sistema dinâmico para gestão de cargas

IMPLEMENTAÇÃO DE ESTRATÉGIAS PASSIVAS

Após a conclusão de um estudo preliminar de toda a área piloto, foi implementada uma estratégia de medidas passivas que atuaram sobre o isolamento térmico, através da criação de uma parede dupla interior às duas paredes da envolvente transparente, mais permissivas ao exterior, através de placas de isolamento com materiais de mudança de fase (PCM), para armazenar ganhos passivos de energia solar e calor latente. Foram instalados sombreadores em todas as janelas em contato com o exterior, regulando a iluminação natural e o excesso de penetração da luz solar. Foi melhorada a ventilação e instalado um sistema de renovação de ar, aumentando a qualidade do mesmo. A área piloto recebeu um sistema de iluminação com regulação de intensidade de tecnologia LED de alta eficiência, reduzindo em 70% o consumo elétrico anterior, bem como um novo teto falso com materiais de fibra mineral, melhorando o seu isolamento térmico e acústico.

INFRAESTRUTURA DE MONITORIZAÇÃO E CONTROLO

Este trabalho inclui três componentes principais: elétrica, conforto e térmica, funcionando, todos eles, de forma integrada. Cada um possui monitorização específica em locais diferentes. Existem diversas redes sensoriais que comunicam entre si através da rede *intranet* existente no edifício (Fig. 16). O elemento central desta infraestrutura é uma unidade SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*) com a particularidade de incorporar um servidor *web*, que permite oferecer ao utilizador informações úteis, através de um conjunto de páginas *web* especialmente desenvolvidas para o efeito, com consulta remota, a qualquer momento, das variáveis relevantes do projeto.

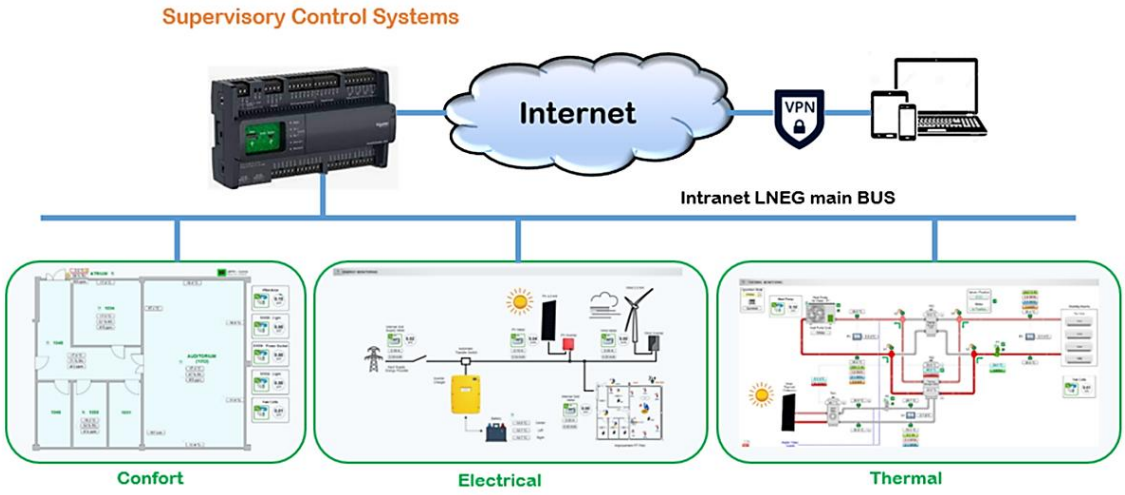


Fig. 16 Arquitetura global para monitorização e control

Esta infraestrutura de monitorização e controlo é um elemento decisivo para o bom desempenho de toda esta solução. Oferece um conjunto de funcionalidades como a monitorização, o estado de funcionamento, a parametrização de cada componente e o registo de dados de todos os sistemas.

Na componente elétrica permite:

- A definição dos limites máximos de consumo elétrico e a tomada de decisões em conformidade;
- A definição dos limites de consumo em cada segmento elétrico existente, e a tomada das ações necessárias, como desligar cargas com maiores valores de consumo.

Na componente térmica, permite:

- A visualização dos parâmetros de temperatura do fluido responsável pela climatização em diferentes pontos, como nos diferentes acumuladores e circuitos existentes;
- A definição de ações configuráveis e automáticas a serem tomadas para o modo direto e o modo económico.

Na componente de conforto, permite:

- A observação das condições de conforto existentes em cada espaço da área piloto, visualizando a temperatura, humidade relativa e níveis de CO_2.

As soluções desenvolvidas para a gestão energética do edifício incluem sistemas ativos e passivos, baseados em energia solar, para geração e armazenamento de frio e calor. Foram especificamente concebidos para serem integrados em micro-redes elétricas, com produção combinada de frio, calor e eletricidade, o que permitirá um balanço de energia quase zero, em direção ao padrão nZEB em edifícios públicos. No exemplo aqui apresentado o resultado da monitorização efetuada mostra que as necessidades de consumo elétrico foram contempladas pela produção renovável, com exceção do mês de dezembro onde se registaram temperaturas do ar exterior baixas o que provocou um aumento do tempo de funcionamento da bomba de calor (Fig. 17).

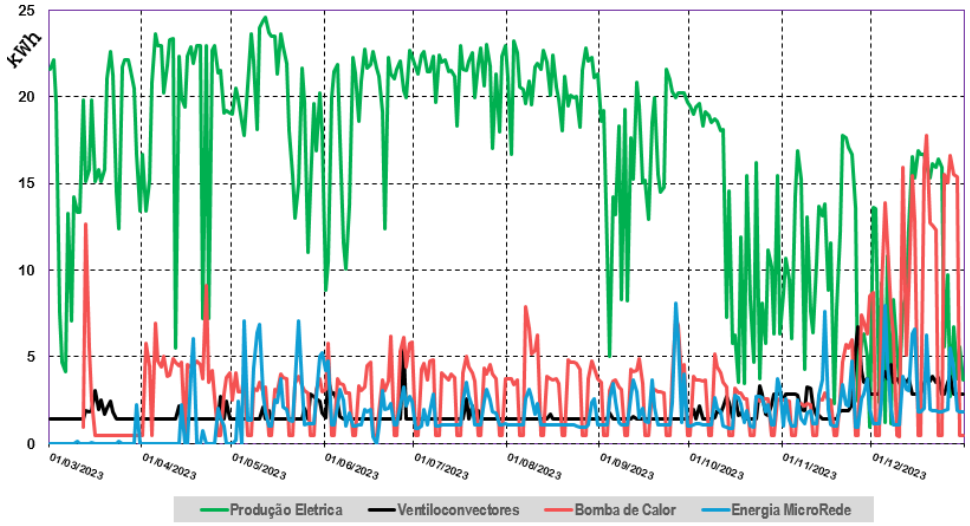


Fig. 17 - Relação entre a produção renovável e os diversos consumos existentes

NOTAS FINAIS

A zona piloto desenvolvida no âmbito do projeto Improvement está instalada no campus do LNEG-Lumiar, em Lisboa, num edifício público com tipologia de edifício de serviços, semelhante a uma unidade de escritórios. Este edifício, tem ocupação nos dias úteis entre as 8h00 e as 20h00. Sendo objetivo deste projeto fazer a demonstração de conceitos e promover a sua disseminação e replicação em edifícios similares com idênticas características climáticas. Esta unidade está equipada e preparada para ser usada como unidade de teste de componentes e apoiar o desenvolvimento e de futuras recomendações para a melhoria da eficiência energética em edifícios públicos, nomeadamente:

- Redução dos consumos no aquecimento e arrefecimento através da incorporação de medidas de eficiência passiva: isolamento térmico, controlo solar com sombreamento, iluminação e ventilação naturais e aplicação de materiais de mudança de fase (PCMs);

- Integração múltipla da produção renovável, para consumo e armazenamento de energia elétrica e calor, otimizando o seu funcionamento;
- Obtenção de elevados níveis de autoconsumo de energia térmica e elétrica – através de instalações solares térmicas, fotovoltaicas e mini-eólicas – permitindo a sua rentabilização;
- Garantir a qualidade da energia elétrica em micro-redes;
- Otimização da operação de um sistema integrado térmico e elétrico, com geração local de base renovável, coordenando as necessidades de conforto com a disponibilidade de energia renovável (gerada e armazenada), aliada à gestão local de consumos não prioritários.
- Monitorização e controlo dos fluxos de energia no edifício através de uma plataforma *web*, permitindo o acesso dos gestores de processos e dos consumidores finais, nas decisões relativas à utilização racional e eficiente da energia e à integração da geração renovável.

AGRADECIMENTOS

Ao projeto SUDOE IMPROVEMENT (SOE3_P3_E0901), cofinanciado pelo Programa Interreg SUDOE e o Fundo Europeu de Desenvolvimento Regional (FEDER), concluído em março de 2023 e ao LNEG.

REFERÊNCIAS

EPBD (2023) Directive (EU) 2023/1791 of the European parliament and of the council of 13 September 2023 on energy efficiency and amending regulation (EU) 2023/955 (recast) disponível em: http://data.europa.eu/eli/dir/2023/1791/oj

Maduta, C., D'Agostino, D.,Tsemekidi, S.,Tzeiranaki, S., Castellazzi Melica, Bertoldi, T. (2023). Towards climate neutrality within the European Union: Assessment of the Energy Performance of Buildings Directive implementation in Member States. https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2023.113716

Tsemekidi, S., Tzeiranaki, P. Bertoldi, M. Economidou, M., Clementi, E.L., Gonzalez Torres, M. (2023). Determinants of energy consumption in the tertiary sector: evidence at European level, Energy Rep. 9 (2023) 5125–5143, https://doi.org/10.1016/j. egyr.2023.03.122

Garcia-Torres, F., Zafra-Cabeza, A., Silva, C., Grieu, S., Darure, T., Estanqueiro, A. (2021). Model Predictive Control for Microgrid Functionalities: Review and Future Challenges. Energies 2021, 14, 1296. https://doi.org/10.3390/en14051296

Mannini, R., Eynard, J., Grieu, S. (2022). A Survey of Recent Advances in the Smart Management of Microgrids and Networked Microgrids. Energies 2022, 15 C(19), 7009. https://doi.org/10.3390/en15197009

Interreg Sudoe Improvement (2023). Guide to good practice on the implementation and use of efficient technologies to reduce energy consumption in public buildings in the Sudoe region. Project publication. https://www.improvement-sudoe.es/

Loureiro, D., Correia, J., Facão, J., Rodrigues, C., Aelenei, L., Estanqueiro, A. (2022). Integração combinada de refrigeração, aquecimento e armazenamento de energia de base renovável em edifício público – projeto Improvement Sudoe, CIES 2022 - XVIII Congresso Ibérico e XIV Congresso Iberoamericano de Energia Solar, 20-22 Junho 2022. Universitat de les Illes Balears, Palma de Maiorca, Espanha. http://hdl.handle.net/11201/161027

Savariego, R., Moreno-Munoz, A., Abascal-Castaneda, I.M., Isabel González-Cuenca, M., Silva, C.S., Tobajas-Blanco, J., López-Alcolea, J., Molina-Martínez, E.J., Mannini, R., Grieu, S., Estanqueiro, A., Loureiro, D. (2023). "Integration of CCHP microgrids in NZEB with critical loads under high PQR requirements, a position paper". 3rd International Conference on Power, Energy and Electrical Engineering (PEEE 2022) 18–20 November 2022. Barcelona (Espanha). Energy Reports Volume 9, Supplement 3. Pages 403-409. https://doi.org/10.1016/j.egyr.2023.01.003

Deliverable Interreg SUDOE-SOE3/P3/P901 - Improvement project WP1.2.1. Global Architecture of the System - Dimensioning and Definition of the Pilot Plan – May 2021

Deliverable Interreg SUDOE-SOE3/P3/P901 - Improvement project WP5.1.1 - Report on Global Test Plan of The Improvement System - June 2022

Deliverable Interreg SUDOE-SOE3/P3/P901 - Improvement project WP5.2.1 – LNEG Pilot Description – September 2022

Deliverable Interreg SUDOE-SOE3/P3/P901 - Improvement project WP5.5.1 – LNEG Pilot Test Report – June 2023

Deliverable Interreg SUDOE-SOE3/P3/P901 - Improvement project WP5.6.1 – Project Final Recommendations – June 2023

PLANTA FRESNEL DE GENERACIÓN DE VAPOR PARA LA FÁBRICA DE HEINEKEN EN VALENCIA

Frasquet M.*, Terruzzi C.*, Martinez J.*

*SOLATOM, Calle Pedro Duque 7, Valencia, 46022, (Valencia) España, miguel.frasquet@solatom.com

RESUMEN

Este artículo da una descripción general de la planta termosolar de óptica Fresnel, construida y puesta en funcionamiento en las instalaciones de la fábrica Heineken de Quart de Poblet (Valencia). La instalación cuenta con 5,925 m^2 de espejos, haciéndola la termosolar de este tipo más grande del mundo. La planta tiene una potencia nominal de 3,5 MWt, lo que le permite cubrir el 10% de la demanda anual de vapor de la fábrica. La planta ha sido diseñada y construida por la empresa CSIN, quien además opera la planta, y vende el vapor generado a Heineken mediante un contrato de venta de energía a 15 años.

PALABRAS CLAVE: Energía Solar, Fresnel Lineal, Calor de Proceso, Industria

ABSTRACT

This article provides an overview of the Fresnel solar thermal plant, built and put into operation at the Heineken factory in Quart de Poblet (Valencia). The installation features 5,925 m^2 of mirrors, making it the largest solar thermal plant of its kind in the world. The plant has a nominal power of 3,5 MWt, allowing it to cover 10% of the factory's annual steam demand. The plant was designed and built by the company CSIN, which also operates the plant and sells the generated steam to Heineken through a 15-year energy sales contract.

KEYWORDS: Solar Energy, Linear Fresnel, Process Heat, Industry

INTRODUCCIÓN

La energía es vital para el sector industrial. Representa entre el 7% y el 10% de los costos de producción, con tasas que llegan hasta el 40% en los sectores de mayor intensidad energética. El consumo de energía en la industria se divide principalmente entre energía eléctrica y térmica (calor). La demanda térmica representa alrededor de 2/3 del uso total de energía consumida en la industria (FoodDrinkEurope, 2021).

Actualmente, la generación de calor industrial depende casi exclusivamente de combustibles fósiles, lo que se traduce en que la industria es la responsable del 7% de las emisiones globales de efecto invernadero (European Parliament, 2023). Esto no sólo presenta una grave amenaza ambiental, también plantea un riesgo reputacional creciente, y dificulta el cumplimiento del marco regulatorio ambiental, cada vez más estricto.

Adicionalmente, el uso intensivo de combustibles fósiles deja a las fábricas a merced de la volatilidad del coste de combustible, y pone en peligro su cuota de mercado, en una sociedad cada vez más concienciada con la responsabilidad ambiental de sus compras.

Es por ello, que muchas industrias están llevando a cabo ambiciosos planes de descarbonización en toda su cadena de suministro. Es el caso de la multinacional holandesa Heineken, quien está trabajando en que sus procesos de fabricación de cerveza, sean neutrales en carbono para 2030 (Heineken, 2021).

Descarbonización de la demanda térmica en Heineken

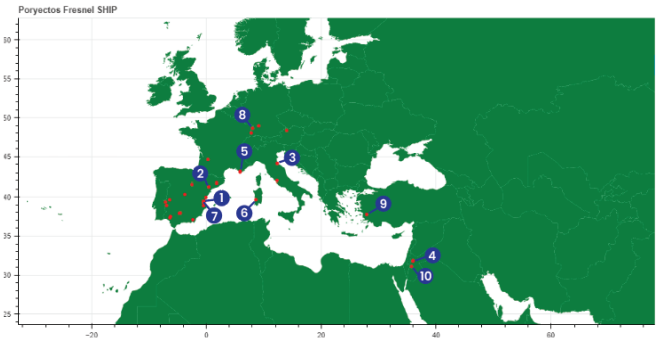
Al contrario que pasa con la energía eléctrica, donde existe una amplia gama de opciones renovables ya comerciales, las opciones para descarbonizar el calor industrial son más limitadas. De hecho, Heineken ya ha descarbonizado el 100% de su demanda eléctrica mediante una planta fotovoltaica de 50 MW (Heineken, 2020).

Las soluciones capaces de generar calor industrial a alta temperatura, como las calderas de biomasa o biogás, se utilizan generalmente cuando la fábrica genera su propia biomasa o biogás como subproducto. Otras alternativas renovables como las bombas de calor o la solar térmica de baja temperatura, no alcanzan el rango alto de las temperaturas necesarias para las aplicaciones industriales. Es por ello que Heineken ha decidido instalar sistemas de concentración solar para descarbonizar su demanda térmica de alta temperatura. Esta tecnología ha sido adaptada de las grandes plantas termosolares de producción de electricidad, para conseguir diseños que puedan integrarse en aplicaciones industriales.

LA PLANTA TERMOSOLAR DE HEINEKEN QUART DE POBLET

El proyecto construido es una planta termosolar de óptica Fresnel para la generación de vapor saturado a 8 bar. El vapor solar generado por la planta se inyecta en la red de distribución de la fábrica de Heineken en Quart de Poblet (Valencia, España). Esta planta es propiedad de la empresa CSIN (Compañía Solatom Indertec S.L), quien vende a Heineken el vapor generado a través de un contrato de venta de energía durante 15 años. La potencia

nominal de la planta es de 3,5 MWt y cubre el 10% de la demanda anual de vapor de la fábrica. La inversión en la planta ha sido cercana a los 3 M€ y ha contado con una subvención del IDAE de 1,427,400 €, y una financiación privada llevada a cabo por el fondo francés de energías renovables Kyotherm. Con 5,925 m^2 de espejos, la planta Quart de Poblet es además la termosolar Fresnel de uso industrial más grande del mundo. La figura 1 muestra las 10 termosolares Fresnel de uso industrial de mayor tamaño.



Listado de las 10 mayores termosolares Fresnel de uso industrial

Nombre del proyecto	País	Área de apertura aproximada m²
1. Heineken Quart de Poblet	España	5,925
2. Mafrica	España	2,800
3. Laterizi Gambettola	Italia	2,700
4. JTI Manufacturing Co	Jordania	1,254
5. La Seyne su Mer	Francia	989
6. Nuova Sarda Industria Casearia	Italia	986
7. Importaco	España	520
8. Fischer Fautenbach	Alemania	506
9. Demo Feranova	Turquía	480
10. RAM Pharma	Jordania	396

El listado no incluye instalaciones Fresnel para generación de electricidad, ni para climatización

Fig. 1. Listado de las mayores plantas termosolares Fresnel de uso industrial (ref: SOLATOM, SHIP Plants Database AEE-intec)

CARACTERÍSTICAS DE LA PLANTA

Tabla 1. Principales características de la planta

Característica	unidades	valor	Comentarios
Latitud		39,47404	
Longitud		-0,51028	
Offtaker		Heineken	
Promotor		CSIN	Compañía Solatom Indertec S.L
Campo solar			
Óptica		Fresnel lineal	
Número de módulos		182	Módulos FLT20XL - Solatom
Área de apertura	m^2	5.925,92	
Área ocupada	m^2	10.350	
Distancia pasillo	m	3	Distancia pasillo de mantenimiento
Separación entre filas	m	0,9	Separación entre filas consecutivas de módulos
Reflectores primarios		Vidrio	Reflectores de 2ª superficie 0.94 %
Tubo absorbedor		Tubo con vacío	
Fluido de transferencia		Agua presurizada	
Balance of Plant (BOP)			
Tipo de integración		SL_S_PI	
Almacenamiento	m^3	30	
Distancia al punto de entrega	m	~350	
Condiciones de diseño	bar	8	Vapor saturado

Condiciones de operación	bar	6-7	Vapor saturado
Balance of Plant (BOP)			
Potencia de diseño	MWt	3,5	
Energía anual neta	GWh	3,48	
Cobertura solar anual	%	~10%	

Configuración general de la planta

La planta termosolar está formada por un campo solar y un bloque hidráulico de integración llamado BOP (por sus siglas en inglés, Balance of Plant). En el campo solar se refleja y concentra la energía solar incidente, calentando un fluido de transferencia de calor que posteriormente permite generar vapor saturado en el BOP. Desde el BOP, se transporta el vapor solar hasta la sala de calderas donde se inyecta en la red de distribución. La figura 2 muestra un diagrama con las partes más importantes de la planta.

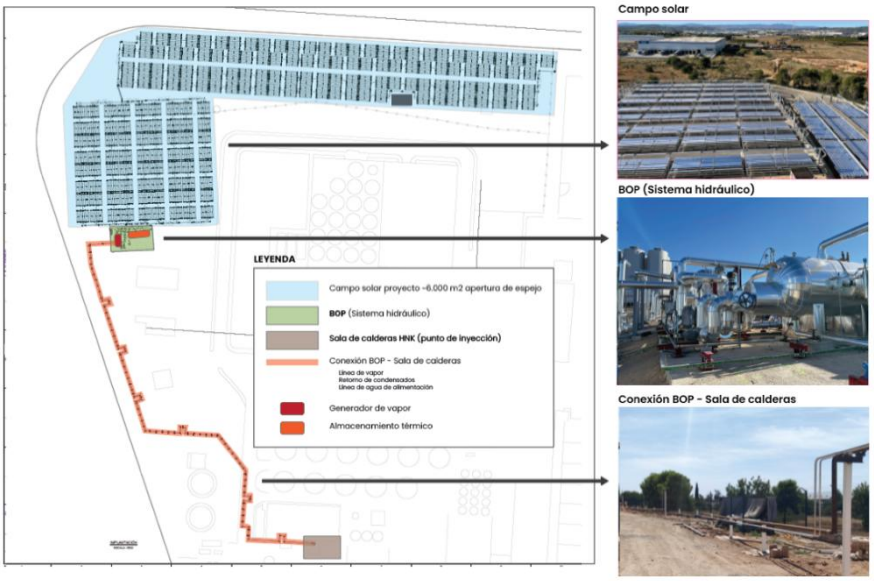


Fig. 2. Principales partes de la planta termosolar

Campo solar

El campo solar de la planta de Quart de Poblet utiliza concentradores solares de tipo Fresnel lineal. Este tipo de concentradores está formado por filas de espejos ligeramente curvos, que siguen la trayectoria del sol, reflejando la radiación solar en un tubo absorbedor ubicado por encima de los espejos. El modelo de captador solar utilizado es el FLT20XL desarrollado por la empresa Solatom. La planta cuenta con 182 módulos dispuestos en 91 tandems, consiguiendo un área de apertura de espejos cercana a 5,925 m^2. El campo solar está ubicado en el interior de la parcela de Heineken, y está formado por dos áreas: Norte y Sur. El área Sur está formada por 9 filas de 8 módulos en serie (72 en total) con orientación Norte-Sur. El área Norte está formada por 4 filas, 3 de ellas con 28 módulos en serie y una con 26, con orientación Este-Oeste (110 módulos en total). La figura 3 muestra la configuración del campo solar.

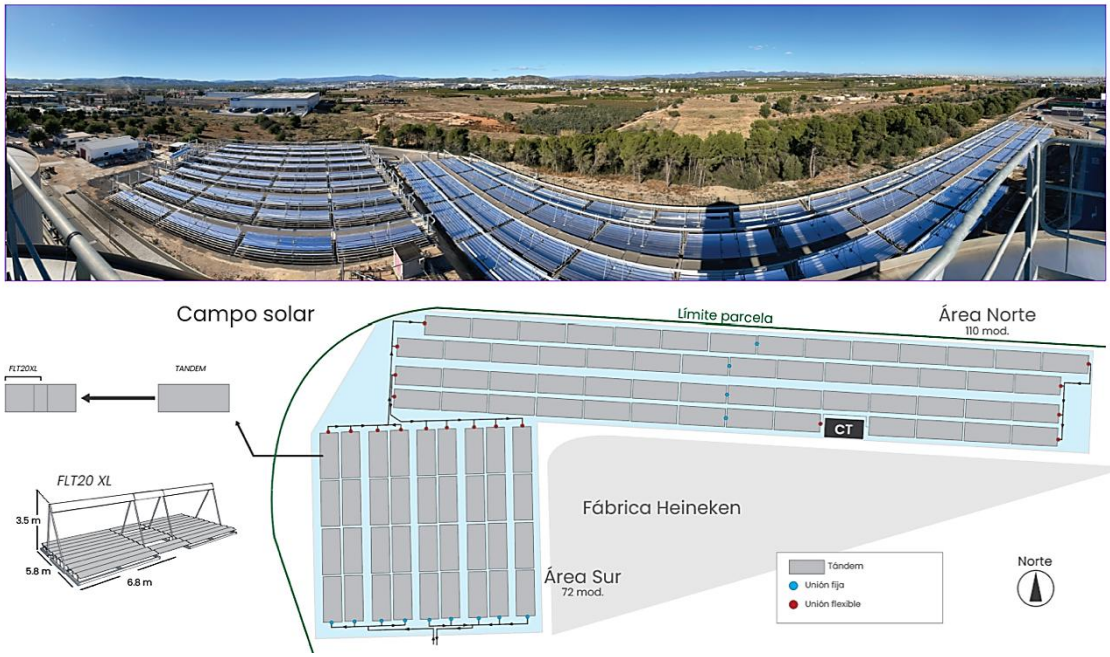


Fig. 3. Configuración del campo solar

Las filas de módulos están agrupadas en parejas dejando entre parejas contiguas una distancia de 3 m de pasillo de mantenimiento. La superficie total de terreno ocupada por el campo solar es de aproximadamente 10,350 m^2.

Tipo de integración

La planta está diseñada para dar suministro a la red de distribución de vapor de la fábrica de Heineken Quart de Poblet. Actualmente la red se alimenta mediante dos calderas de gas natural, que suministran vapor saturado a una presión máxima de 8 bar. El esquema de integración de la planta es de generación indirecta de vapor, SL_S_PI, según la denominación utilizada en la task 49 de la IEA (Muster B., 2015). En este tipo de integración la generación de vapor se realiza en un generador de vapor (kettle reboiler) que independiza el circuito solar y el circuito de generación de vapor. El vapor saturado generado en el kettle reboiler se conduce al punto de entrega, ubicado a aproximadamente 350m de distancia. El circuito solar es de agua presurizada. La planta incorpora un pequeño almacenamiento térmico de 30m^3 que hace además de sistema de expansión. La figura 4 muestra un esquema simplificado de la integración utilizada en el proyecto. Los componentes en el interior del recuadro puntuados son los existentes en la sala de calderas de la fábrica de Heineken.

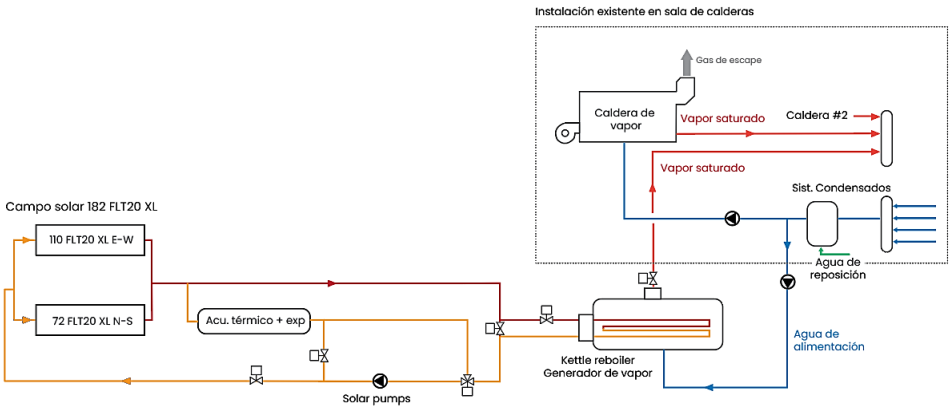


Fig. 4. Esquema simplificado de la integración hidráulica del proyecto

Proceso de construcción

La construcción de la planta comenzó en enero de 2023, con la adecuación de los terrenos, y se puso en operación el 29 de septiembre de ese mismo año (1 día antes de la fecha límite establecida como límite por el IDAE). La construcción de la planta la llevó a cabo la empresa CSIN. CSIN es una Joint Venture entre dos empresas de la comunidad Valenciana, Indertec (empresa propiedad del Grupo Simetría), responsables de la construcción, y Solatom, responsables de la tecnología del campo solar.

Las dos áreas del campo solar se ubican en dos plataformas contiguas: área Norte y área Sur. En ambos casos se realizó un movimiento significativo de terreno para compensar el desnivel inicial de 3m entre los puntos extremos de la plataforma. La plataforma Sur está 0,5m por encima de la plataforma Norte, por lo que se ha tenido en cuenta accesos de comunicación entre plataformas para las tareas de mantenimiento. El desbrozado, nivelado y compactación del campo solar duró 3 meses. La figura 5 muestra 3 imágenes tomadas durante la preparación del terreno.



Fig. 5. Imágenes de la preparación del terreno durante el proyecto

Posteriormente se procedió a la colocación de las zapatas de apoyo de los módulos FLT20XL. Los módulos no requieren cimentación, disponen de unos pies calibrados que reposan directamente en los apoyos. Para garantizar la seguridad del campo solar en escenarios de fuerte viento, el diseño de los módulos se ensayó a tamaño real en el túnel de viento más grande de España, ubicado en la Universidad Politécnica de Valencia.

En paralelo a la colocación de los apoyos, los módulos solares se transportaron pre-ensamblados a un área de acopio cercana al campo solar. Los 182 módulos del campo solar

se desplegaron durante el mes de mayo, fijando la entrada y salida de los lazos del campo solar. Esto permitió la entrada de las empresas encargadas de las líneas hidráulicas a principios de junio.

Para alcanzar el objetivo de poner la planta en operación antes del 30 de septiembre, se dividió el campo solar en 3 zonas, y tres empresas trabajaron en paralelo durante el verano. Debido a las elevadas temperaturas durante los meses de julio y agosto fue necesario trabajar en un turno de día y uno de noche, y en varias ocasiones se tuvieron que interrumpir los trabajos por el calor excesivo. No en vano, Valencia registró durante ese mes de agosto el récord de temperatura medido en el aeropuerto (Las Provincias, 2023), el cual está a tan solo 1,5 km de distancia.



Fig. 6. Fotografías durante el despliegue de los módulos en el campo solar

En agosto de 2023 se finalizó el conexionado hidráulico del campo solar y se realizaron la mayor parte de las pruebas hidráulicas. La entrega del tanque de almacenamiento-expansión sufrió un retraso muy significativo, llegando a Valencia en septiembre (2 meses más tarde de lo previsto). Esto forzó a que durante agosto se realizaran todos los ensayos en frío dejando los ensayos en caliente para septiembre. La planta entró en operación supervisada el 29 de septiembre. La figura 7 muestra una imagen de la planta en operación.



Fig. 7. Fotografía área de la planta en operación

La instalación continuó en operación supervisada hasta el 30 de noviembre en el que se comenzó la operación 100% automática sin supervisión. El 28 de febrero de 2024 fue la inauguración oficial.

Modelo de negocio

Esta planta utiliza un modelo de negocio de venta de energía. Aunque este tipo de modelos de negocio están muy extendidos en proyectos fotovoltaicos para generación eléctrica, no lo es así para la generación renovable térmica. Este proyecto es uno de los primeros en España en utilizar es modelo, llamado HPA (por sus siglas en inglés de Heat Purchase Agreement) con sistemas de concentración en aplicaciones industriales. Bajo el acuerdo de venta de energía, CSIN es la encargada del diseño, la construcción y operación de la planta. El vapor generado por la planta se vende a la fábrica de Heineken Quart de Poblet durante los 15 años de duración del contrato.

OPERACIÓN INICIAL DE LA PLANTA

Inyección de vapor

La figura 8 muestra el esquema de operación normal de la planta durante la inyección de vapor de un día normal de operación. En la parte superior se muestra la producción solar en kW durante el día de operación (línea negra). La línea roja muestra la GHI medida en la estación meteorológica de la planta. La instalación no dispone de un pirheliómetro para obtener medidas de DNI en tiempo real, por lo que para el post proceso de los datos y monitorización del rendimiento, se utilizan las medidas de DNI del aeropuerto de Valencia (situado a 1,5 km). La línea verde muestra la disponibilidad del campo solar durante el día de operación. En operación normal, la disponibilidad media del campo suele estar entre el 97 y el 98%.

La parte baja de la figura 8 muestra la inyección del vapor al suministro. El fluido caliente del campo solar se lleva al kettle reboiler donde se genera el vapor. Como se puede observar, la radiación disponible durante las primeras horas del día se utiliza para llevar el kettle reboiler a la presión de operación. A partir de las 10:45 la válvula de descarga abre de manera lineal para extraer el condensado existente en la línea de distribución (fría del día anterior). Alrededor de las 11:10 el sistema ha llegado a la presión de operación y la válvula comienza a descargar en la red de vapor de la fábrica. La línea roja muestra la presión de la red de vapor de Heineken. La línea verde muestra la presión en el punto de entrega. Como se ve en la figura 8, la presión de entrega sigue la demanda de fábrica, siempre con un pequeño delta para asegurar la entrega. A partir de las 19:30, la presión del kettle y consecuentemente la de entrega, caen por debajo de la de la red de fábrica y se interrumpe la inyección.

El nivel del kettle reboiler viene marcado por la línea color salmón. A medida que se genera y entrega vapor el nivel del kettle disminuye. Cuando el nivel cae por debajo del umbral de operación, se activa la bomba de alimentación la cual inyecta agua al kettle proveniente

del circuito de condensados de fábrica (línea amarilla). Este proceso se repite durante el día y se puede apreciar en la forma de “dientes de sierra” del nivel (línea salmón).

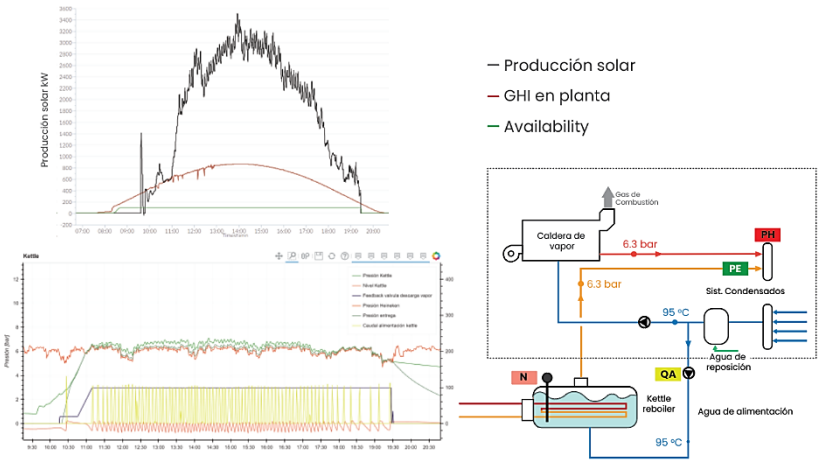


Fig. 8. Esquema de operación normal de la planta durante la inyección de vapor

La operación de la planta ha demostrado ser satisfactoria, consiguiendo inyectar vapor solar a la línea de fábrica según diseño. La fase de arranque de la planta ha durado 4 meses, consiguiendo en abril de 2024 alcanzar los valores de producción de diseño.

CONCLUSIONES

La planta termosolar de Heineken en Quart de Poblet es una referencia importante en las aplicaciones de concentración solar para uso industrial. Además de por su tamaño, la más grande de tecnología Fresnel en industria, por la novedad del modelo de negocio utilizado (venta de energía a 15 años). La evolución tecnológica de este tipo de sistemas, principalmente los diseños pre-ensamblados, ha demostrado conseguir tiempos de construcción y despliegue muy reducidos, así como adaptarse a parcelas irregulares para aprovechar el terreno disponible.

La operación de la planta ha demostrado ser satisfactoria cumpliendo con las estimaciones de diseño, sin embargo, los tiempos de puesta en marcha necesarios hasta alcanzar el 100% de producción todavía son largos (4 meses), por lo que es necesario explorar soluciones que consigan reducir estos tiempos.

REFERENCIAS

FoodDrinkEurope (2021) Decarbonisation road map for the European food and drink manufacturing sector. In Press.

Betina M., et al. (2015) Integration Guideline. IEA SHC Task 49

European Parliament (2023) Greenhouse gas emissions by country and sector. Directorate General for Communication

Heineken (2021) https://aetcm.es/heineken-anuncia-nuevos-objetivos-de-descarbonizacion-aspira-a-ser-neutral-en-carbono-en-produccion-en-2030-y-en-toda-su-cadena-de-valor-en-2040/ Accedido el 15/04/2024

Heineken (2020) https://www.compromisorse.com/rse/2020/02/18/heineken-espana-elaborara-sus-productos-con-energias-100-renovables-en-2020/ Accedido el 15/04/2024

Las Provincias (2023) https://www.lasprovincias.es/comunitat/record-historico-aeropuerto-valencia-456-grados-20230810154159-nt.html?ref=https%3A%2F%2Fwww.google.com%2F Accedido el 16/04/2024

CARACTERIZACIÓN EXPERIMENTAL DE UN INTERCAMBIADOR DE CALOR ADAPTADO A UN MÓDULO FOTOVOLTAICO

Leyton M.A.*, Pigozzo Filho V.C.**, Tachon L.***, Busson B.O.*, Passos J.C.*

*Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Universidade Federal de Santa Catarina, R. Eng. Agronômico Andrei Cristian Ferreira, Florianópolis, 88040535, (SC) Brasil,

*alexander.leyton@lepten.ufsc.br

*julio.passos@lepten.ufsc.br

**victorpigozzo@gmail.com

***loic.tachon@soluzenergia.com

RESUMEN

En el presente trabajo, se realizó un estudio experimental sobre un intercambiador de calor de polipropileno, PP, adaptado a un módulo fotovoltaico en su parte posterior, formando un sistema fotovoltaico–térmico, FV–T. El intercambiador de calor es una lámina alveolar de 5.2 mm de espesor y una superficie de 1.80 m^2. Su geometría es de múltiples canales rectangulares, con diámetro hidráulico interno de 4.24 mm. El fluido de transferencia de calor utilizado fue agua, buscando ser aplicado en sistemas de agua caliente sanitaria (ACS). Para la caracterización térmica, se realizaron ensayos a un caudal promedio de 3.52 l/min y variando la temperatura de operación en días de cielo despejado, obteniéndose en promedio, una eficiencia e incertidumbre térmica de 31.4% y 2.8%, respectivamente. La diferencia de temperatura entre la entrada y la salida del intercambiador de calor fue en promedio de 2.6 °C. La eficiencia eléctrica del sistema FV-T y del módulo FV promedió en 16.1% y 15.7%, respectivamente. Esa ligera diferencia fue debida a que el módulo FV con el intercambiador de calor mantuvo una temperatura, en promedio, de aproximadamente 7 °C más baja que la del módulo FV de referencia.

PALABRAS CLAVE: Energía Solar, Sistema FV-T, Energía Fotovoltaica, Energía Térmica, ACS

ABSTRACT

In the present work, an experimental study was carried out on a polypropylene, PP, heat exchanger, adapted to a photovoltaic module in its rear part, forming a photovoltaic-thermal system, PV-T. The heat exchanger is a honeycomb sheet 5.2 mm thick and a surface area of 1.80 m^2. Its geometry is multiple rectangular channels, with an internal hydraulic diameter of 4.24 mm. The heat transfer fluid used was water, seeking to be applied in domestic hot water (DHW) systems. For thermal characterization, tests were carried out at an average flow rate of 3.52 l/min and varying the operating temperature on clear sky days, obtaining, on average, a thermal efficiency and uncertainty of 31.4% and 2.8%, respectively.

The temperature difference between the inlet and outlet of the heat exchanger was on average 2.6 °C. The electrical efficiency of the PV-T system and the PV module averaged 16.1% and 15.7%, respectively. This slight difference was due to the fact that the PV module with the heat exchanger maintained a temperature, on average, approximately 7 °C lower than that of the reference PV module.

KEYWORDS: Solar Energy, PV-T System, Photovoltaic Energy, Thermal Energy, DHW

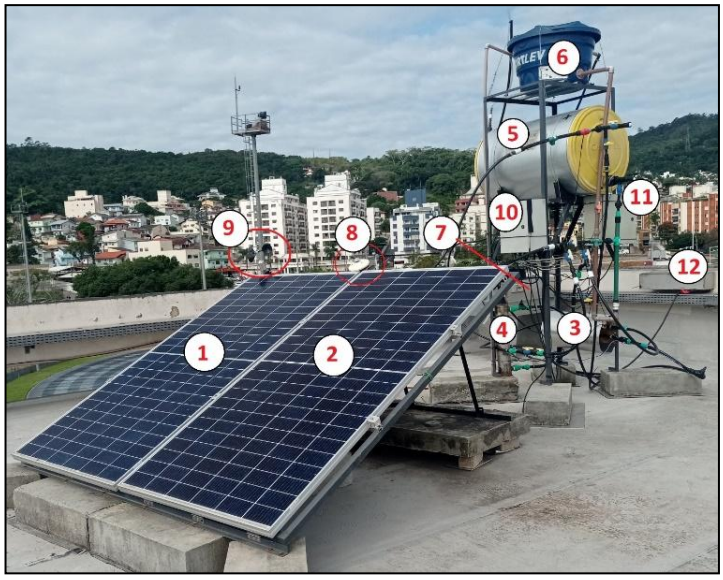
INTRODUCCIÓN

Cuando los módulos fotovoltaicos entran en funcionamiento, al tiempo en que convierten la radiación solar en electricidad, las células solares aumentan de temperatura. Esto último, afectando negativamente la eficiencia de conversión de energía al reducir la tensión de circuito abierto, del orden de 2.3 mV/°C en las células de silicio, lo que se traduce en una pérdida de eficiencia eléctrica de hasta un 0.5 % por cada grado aumentado (Blakesley et al., 2020). De esta manera, se han planteado diversas propuestas en un intento de reducir el calentamiento de los módulos fotovoltaicos a través de sistemas de enfriamiento, tales como: rociar agua sobre los módulos FV, instalarlos sobre cuerpos de agua, instalar intercambiadores de calor, entre otros. Este último, combina las tecnologías solares fotovoltaica y térmica en un único sistema, conocido como captador fotovoltaico-térmico, FV-T (Chow, 2010). Una de las ventajas que presentan estos sistemas es la maximización de la generación de energía por área instalada (Al-Waeli et al., 2019). Con el objetivo de dar visibilidad a esta tecnología, la agencia internacional de energía, IEA, lanzó en 2018 la TASK60. En una de sus publicaciones presentaron el desempeño de diferentes sistemas en funcionamiento, e identificaron sus campos de aplicación, e.g.: calentamiento de piscinas, de agua de uso residencial y comercial, en la agricultura, siendo instalados en invernaderos. Además, tiempos de retorno de la inversión o payback, en el rango de 4 a 8 años, para latitudes de ± 40° fueron reportados (*IEA SHC TASK 60 | PVT SYSTEMS Existing PVT Systems and Solutions*, n.d.). Entre los sistemas FV-T disponibles en el mercado, el diseño de referencia es el de placa y tubo, fabricado en metal, principalmente en cobre. Con dos desventajas, el coste y el peso del sistema. Herrando et al., (2019), evaluaron 26 diseños alternativos de intercambiadores de calor para el sistema FV-T, siendo la geometría de caja plana o de múltiples canales rectangulares, fabricados en termoplásticos, como una alternativa prometedora para la sustitución de los metálicos, dado que consigue reducir el peso en 9% y el coste de inversión en 21%. Además, la menor conductividad térmica del termoplástico, se compensa al tener una mayor área de contacto con el módulo FV.

Este estudio, explora la viabilidad de instalar un intercambiador de calor de PP en la parte posterior de un módulo FV, cuantificando la generación y eficiencia térmica y eléctrica del sistema FV-T conformado. La caracterización térmica fue realizada con ensayos externos de acuerdo a la norma ABNT NBR 15747. Los resultados obtenidos fueron comparados con la curva de eficiencia térmica de un sistema FV-T de iguales características que el estudiado aquí, obtenida en un simulador solar. La caracterización eléctrica fue realizada comparando los resultados del sistema FV-T con los de un módulo FV de referencia.

MATERIALES Y MÉTODOS

Para llevar a cabo este estudio, fue construido el banco de pruebas de la Fig. 1, situado en la azotea del laboratorio Boiling/LEPTEN de la Universidade Federal de Santa Catarina – UFSC.

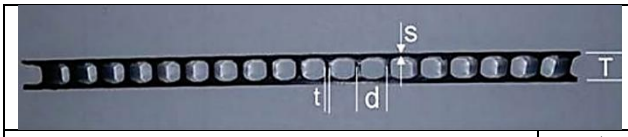


1. Módulo FV
2. Sistema FV-T
3. Bombas de recirculación
4. Resistencia eléctrica
5. Reservatorio térmico
6. Tanque de agua
7. Enfriador
8. Piranómetro
9. Anemómetro
10. Cuadro eléctrico – QDC
11. Cuadro de control – QC
12. Alimentación trifásica

Fig. 1. Banco de pruebas construido

Los módulos fotovoltaicos son de la marca CanadianSolar, modelo HiKu CS3W-400, de silicio policristalino, con una potencia de 400 W y eficiencia eléctrica de 18.1%. El área de cada módulo es de 2.2 m^2. Fueron instalados con una inclinación de 27° y azimut de 0° para favorecer la generación eléctrica. Los generadores fotovoltaicos son conectados a la red eléctrica con uso de un microinversor de la marca Deye modelo SUN 1300G-US-220.

El sistema FV-T está compuesto por: un módulo fotovoltaico, un intercambiador de calor de PP y una manta de aislamiento térmico, como se muestra en la Fig. 2. El intercambiador de calor consta de seis láminas alveolares, cada una con las dimensiones mostradas en la Tabla 1, interconectadas con tuberías soldadas por termofusión y fijadas al módulo FV por medio de varillas ligeramente curvadas en el centro. La conductividad térmica y la espesura de la manta elastomérica son mostradas en la Tabla 2.



Espesura de la lámina, T	5.2 (0.1) mm
Espesura de la capa superficial, s	0.7 (0.1) mm
Espesura de las paredes, t	0.5 mm
Distancia entre paredes, o anchura del canal, d	6 mm
Número de canales por lámina	50
Largo	900 mm
Ancho	300 mm

Tabla 1. Dimensiones de la lámina alveolar

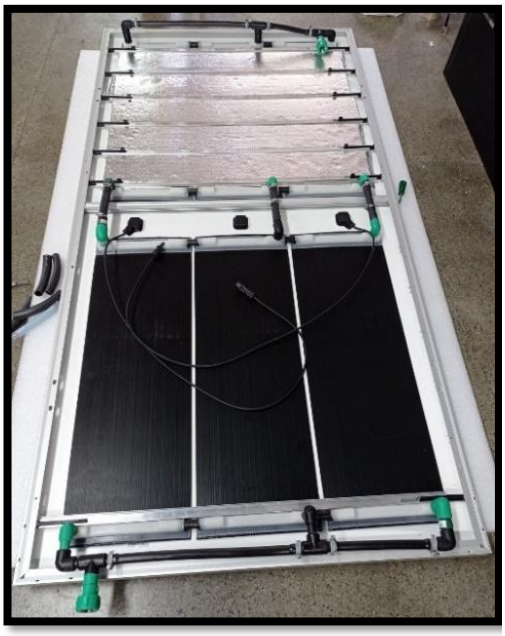


Fig. 2. Intercambiador de calor instalado en la parte posterior del módulo FV

Tabla 2. Propiedades de la lámina alveolar y del aislamiento térmico

PROPIEDAD	VALOR
Conductividad térmica del PP	0.21 $Wm^{-1}K^{-1}$
Emisividad del PP	0.95
Conductividad térmica del aislamiento	0.035 $Wm^{-1}K^{-1}$
Espesura del aislamiento	30 mm

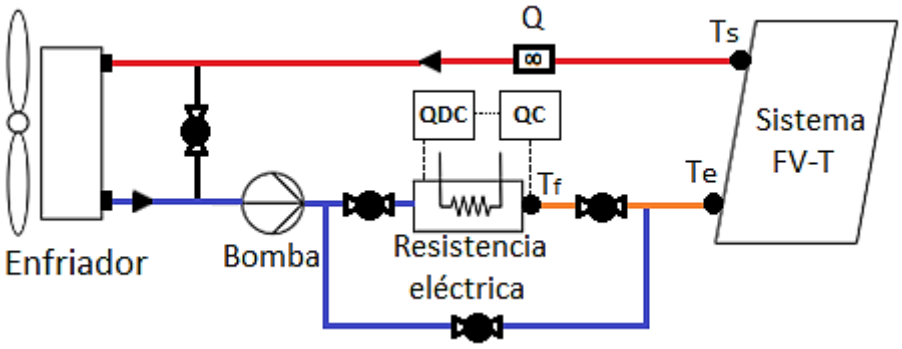
La resistencia eléctrica es tubular de acero inoxidable de 10kW de potencia, utilizada para los ensayos en que es fijada la temperatura del agua a la entrada del intercambiador de calor. El enfriador es del fabricante Refrio modelo FCR16D61H, del tipo tubo con aletas con flujo de aire horizontal. La irradiancia que incide en el plano de los módulos fotovoltaicos, I_T, fue medida con un piranómetro del fabricante Kipp&Zonen Holland modelo CM10. La velocidad del viento, ω_s, medida con un anemómetro del fabricante Dualbase modelo VSensDB-V de tipo concha. El caudal, Q, medido con un sensor YF-B5 y las temperaturas con sensores Pt-100.

Para realizar la caracterización del sistema FV-T, fueron planteados los siguientes objetivos:

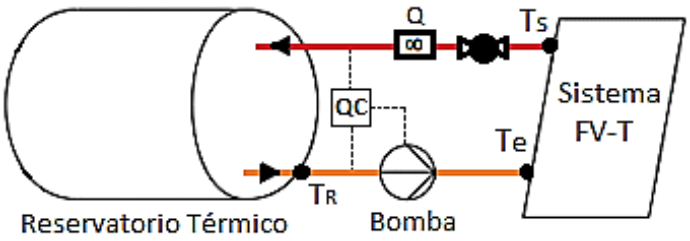
- Determinar la generación y el rendimiento térmico del intercambiador de calor.
- Determinar la generación y rendimiento eléctrico del sistema FV-T y del módulo FV de referencia.

De esta manera, dos tipos de ensayos fueron realizados:

- Ensayos en que la temperatura del agua a la entrada del intercambiador de calor es constante, Fig. 3 (a).
- Ensayos en que el intercambiador de calor es alimentado desde el reservatorio térmico, Fig. 3 (b).



(a)



(b)

Fig. 3. Diagramas de los modos de operación del banco de pruebas. (a) Ensayos a temperatura del agua constante (b) Ensayos en que el sistema FV-T es alimentado desde el reservatorio térmico

Los modos de operación en el banco de pruebas y el caudal son fijados con uso de válvulas manuales. El tiempo requerido para que el sistema FV-T estuviese estabilizado fue de 15 min. La frecuencia de muestreo de los datos de temperatura, caudal y velocidad del viento fue de 10 segundos, de la irradiancia de 1 min y de las potencias eléctricas de 6 min, estos últimos, proporcionados por el fabricante del microinversor. Para el análisis térmico, el área de abertura del sistema FV-T, fue tomado como el área del módulo FV, A_{FV}.

En los ensayos a temperatura constante, la temperatura del agua es fijada en un controlador PID de temperatura, que recibe la señal del sensor T_f, ubicado a la salida de la resistencia eléctrica. El agua que sale del sistema FV-T es llevada a la temperatura ambiente en el enfriador y enviada a la resistencia eléctrica. En el caso en que la temperatura fijada sea igual a la temperatura ambiente, T_{amb}, la resistencia eléctrica no es utilizada. Durante todo el ensayo, la bomba permanece activada, y son medidas las temperaturas del agua a la entrada, T_e, y a la salida, T_s, del sistema FV-T. Además, fueron medidas la temperatura del módulo FV, T_{FV}, con un sensor ubicado en la parte posterior y del sistema FV-T, $T_{FV\text{-}T}$, con un sensor ubicado entre el módulo FV y el intercambiador de calor.

En los ensayos en que el sistema FV-T es alimentado desde el reservatorio térmico, la bomba es activada automáticamente siempre que la temperatura del agua a la salida del reservatorio térmico, T_R, sea mayor que la temperatura del agua a la salida del sistema FV-T, T_s, en 1.5 °C.

Los datos térmicos fueron tratados como mostrado en (Duffie & Beckman, 2006). La energía térmica transferida para el agua en el intercambiador de calor, $\dot{Q}_{th}$, es calculada con la Ec. (1):

$$\dot{Q}_{th} = \dot{m}\, c_p\, (T_s - T_e) = \rho Q c_p\, (T_s - T_e) \quad (1)$$

En que, T_e y T_s son la temperatura del agua a la entrada y a la salida del intercambiador de calor. La densisdad, ρ, y el calor especidifico, c_p , del agua, son determinados con uso de tablas termodinamicas en base a la temperatura media del agua en el intercambiador de calor, T_m, calculada con la Ec. (2):

$$T_m = \frac{T_e + T_s}{2} \quad (2)$$

La eficiencia térmica del sistema FV-T, fue calculada con la Ec. (3):

$$\eta_{th} = \frac{\dot{Q}_{th}}{A_{FV} I_T} = \frac{Q"_{th}}{I_T} \quad (3)$$

La eficiencia eléctrica del módulo FV, η_{FV}, y del sistema FV-T, η_{FV-T}, fueron estimadas con uso de la Ec. (3), sustituyendo $Q"_{th}$ por las potencias eléctricas del módulo FV, P_{FV}, y del sistema FV-T, $P_{FV\text{-}T}$.

La incerteza del flujo de la energía térmica, $\mu Q"_{th}$, y de la eficiencia termica, $\mu\eta_{th}$, fueron estimadas al aplicar la Ec. (4) a las Ecs. (1) y (3).

$$uf(x_1, x_2, \ldots x_3) = \sqrt{\left(\frac{\delta f}{\delta x_1} u x_1\right)^2 + \left(\frac{\delta f}{\delta x_2} u x_2\right)^2 + \cdots + \left(\frac{\delta f}{\delta x_n} u x_n\right)^2} \quad (4)$$

En un simulador solar de una institución externa a la UFSC, fue realizada la caracterización térmica a un sistema FV– T de idénticas características al estudiado en este trabajo, siguiendo la norma ABNT NBR 15747, cuja expresión para la eficiencia térmica instantánea es dada por la Ec. (5).

$$\eta = \eta_0 - a_1 T_m{}^* - a_2 I_T (T_m{}^*)^2 \quad (5)$$

En que, $T_m{}^*$, es la temperatura reducida, dada por la Ec. (6).

$$T_m{}^* = \frac{T_m - T_{amb}}{I_T} \quad (6)$$

Los coeficientes η_0, a_1 y a_2 de la Ec. (5), fueron obtenidos al aplicar el método de mínimos cuadrados, mostrados en la Tabla 3. Con esos resultados es graficada la curva de ajuste de la eficiencia térmica instantanea que sirvió de base para comparar los resultados térmicos de los ensayos de este trabajo.

Tabla 3. Coeficientes de ajuste de la curva de eficiencia térmica instantánea del sistema FV-T obtenidos en ensayos realizados en un simulador solar

COEFICIENTE	VALOR	UNIDAD
η_0	0.40	
a_1	9.75	[W°C^{-1}m^{-2}]
a_2	0	

RESULTADOS

Los datos fueron analizados alrededor del mediodía solar en periodos de 10 min. Sin embargo, debido a la frecuencia de muestreo de los datos eléctricos de 6 min, estes fueron analizados en periodos de 12 min. De esta manera, los resultados corresponden al promedio de 10 mediciones en el caso de la irradiancia, de 60 mediciones para los datos de temperatura, caudal y velocidad del viento, y de 3 medidas para las potencias del módulo FV y del sistema FV-T.

En total, fueron realizados 10 ensayos durante el mes de agosto del año 2022, en días con cielo despejado, a excepción de los días 14 y 15, en que hubo ligeros pasajes de nubes, y, por tanto, se midieron los menores valores de la irradiancia, como mostrado en la Tabla 4. Tres de los ensayos fueron a temperatura constante de 25 °C, 24 °C y 29 °C. En cuanto que temperaturas del agua de 20.6 °C a 33.6 °C fueron medidas en los ensayos en que el sistema FV-T fue alimentado desde el reservatorio térmico. La diferencia entre las temperaturas del agua a la salida y a la entrada del sistema FV-T fue, en promedio, de 2.9 °C en los ensayos a temperatura constante, y de 2.5 °C en los ensayos sin fijar la temperatura. Además, esa diferencia de temperaturas también tiende a disminuir conforme aumenta la temperatura del agua a la entrada del sistema FV-T. Las irradiancias variaron de 757 W/m^2 a 1034 W/m^2, promediando en 938 W/m^2. La velocidad del viento varió de 0.87 m/s a 2.23 m/s. El caudal fijado estuvo alrededor de 3.52 l/min, variando de 3.41 l/min a 3.62 l/min.

Tabla 4. Resultados térmicos de los ensayos realizados en el banco de pruebas

Fecha y medio dia solar	I_T [W/m^2]	Te [°C]	Ts [°C]	T_{amb} [°C]	Q [l/min]	Q''_{th} [W/m^2]	$\mu Q''_{th}$ [W/m^2]	η_{th} -	$\mu\eta_{th}$ -	$(Tm-T_{amb})/I_T$ [°C.m^2/W]	ω_s [m/s]
01/08/2022 12:20:00 **	904	24.9	27.9	22.5	3.62	340	23	37.7%	3.2%	0.004	
05/08/2022 12:20:16 **	907	23.9	26.8	21.8	3.41	316	22	34.8%	2.9%	0.004	
14/08/2022 12:19:04 *	757	26.3	28.5	23.9	3.57	250	22	33.4%	3.4%	0.005	1.10
15/08/2022 12:18:53 *	885	26.9	29.3	24.2	3.60	274	22	31.6%	3.0%	0.004	1.70
19/08/2022 12:18:03 *	1034	20.6	23.6	16.3	3.51	327	22	31.6%	2.7%	0.006	1.19
20/08/2022 12:17:49 **	999	29.0	31.7	19.2	3.47	297	22	29.7%	2.6%	0.011	0.87
25/08/2022 12:16:31 *	974	31.1	33.6	24.4	3.51	277	22	28.5%	2.6%	0.008	2.23
26/08/2022 12:16:14 *	955	33.1	35.7	25.3	3.50	279	22	29.2%	2.7%	0.010	1.37
27/08/2022 12:15:57 *	949	33.6	36.2	25.4	3.48	278	21	29.3%	2.7%	0.010	1.26
29/08/2022 12:15:20 *	1017	26.2	28.6	17.5	3.53	266	22	26.1%	2.5%	0.010	1.84

(*) Ensayos a temperatura constante. (**) Ensayos con realimentación desde el reservatorio térmico.

El flujo de la energía térmica transferida a el agua en el intercambiador de calor fue 250 W/m^2 a 340 W/m^2, con un promedio de 290 W/m^2 e incerteza de 22 W/m^2. El mayor flujo térmico fue obtenido en el ensayo del día 01, a una temperatura fija de 25 °C y el menor flujo

térmico en el ensayo del día 14, en realimentación desde el reservatorio térmico, siendo este último, el que presentó la irradiancia más baja, 757 W/m^2. En cuanto que las eficiencias térmicas calculadas están en el rango de 26% a 38%, promediando en 31.2% e incerteza de 2.8%. La mayor eficiencia térmica fue alcanzada en el ensayo en que fue mayor el flujo térmico, sin embargo, la menor eficiencia térmica corresponde con el ensayo del día 29. En ese ensayo, la temperatura del agua medida a la entrada del sistema FV-T es la misma que fue registrada en el ensayo del día 14, en que se obtuvo el menor flujo térmico. Además, la diferencia de temperaturas entre la salida y la entrada del sistema FV-T son aproximadamente iguales. Analizando los otros parámetros de la Tabla 4, se observa que el de mayor variación es la temperatura ambiente, así que la menor eficiencia térmica del día 29 es debida a la mayor perdida térmica del sistema FV-T para el ambiente, ya que, la diferencia de temperaturas entre la temperatura media del agua en el intercambiador de calor y la temperatura ambiente, fueron de 3.5 °C y de 9.9 °C, en los ensayos de los días 14 y 29, respectivamente.

Para verificar los resultados obtenidos en los ensayos realizados, fueron graficadas las eficiencias térmicas y sus incertezas, mostradas en la Tabla 4, en función de la temperatura reducida, como mostrado en la Fig. 4. La línea punteada en rojo, corresponde a la curva de ajuste obtenida en un simulador solar, se obtiene sustituyendo los valores de los coeficientes de la Tabla 3, en la Ec. 5.

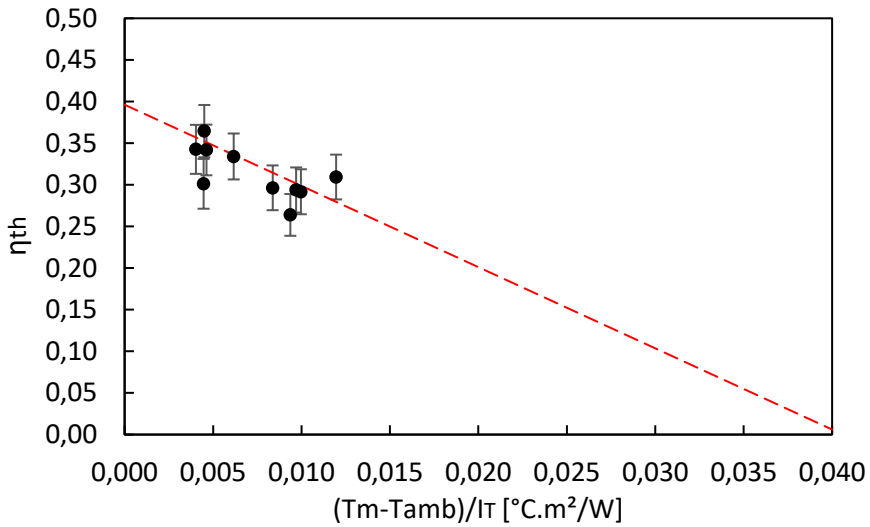


Fig. 4. Comparación de las eficiencias térmicas calculadas en este estudio con la curva de ajuste de la eficiencia térmica obtenida en los ensayos realizados en un simulador solar

De los 10 ensayos realizados, 2 quedan por fuera de la curva de ajuste, siendo estes, los ensayos de los días 14 y 29, que corresponden a los días con menor irradiancia y mayor pérdida térmica para el ambiente, respectivamente. Por lo tanto, los resultados obtenidos son adecuados y coherentes con los ensayos realizados en el simulador solar.

Los resultados eléctricos del sistema FV-T y del módulo FV presentaron poca diferencia, como se puede observar en la Tabla 5. La potencia eléctrica del sistema FV-T estuvo en el rango de 127 W/m^2 a 167 W/m^2, mientras que el módulo FV de referencia fue de 129 W/m^2 a 162 W/m^2. Las mayores generaciones de electricidad ocurrieron en los ensayos del día 19, y

corresponden con las menores temperaturas medidas en el módulo FV y en el sistema FV-T, correspondientes a 39.6 °C y 33.1 °C, respectivamente. Las eficiencias electicas promediaron en 15.7% para el módulo FV y en 16.1% para el sistema FV- T. Las temperaturas medidas en el módulo FV fueron de 39.6 °C a 50.4 °C, mientras que en el sistema FV-T fueron de 33.1 °C a 44.4 °C. Esto quiere decir, que el intercambiador de calor de PP instalado disminuyó, en promedio, la temperatura de operación del módulo FV en aproximadamente 7 °C.

Tabla 5. Resultados eléctricos de los ensayos realizados en el banco de pruebas

Ensayo	Fecha	I_T [W/m²]	P_{FV} [W/m²]	η_{FV}	P_{FV-T} [W/m²]	η_{FV-T}	T_{FV} [°C]	T_{FV-T} [°C]	T_{amb} [°C]
1	01/08/2022	904	145	16.0%	153	16.9%		38.3	22.5
2	05/08/2022	907	146	16.1%	158	17.4%	42.2	36.3	21.8
3	14/08/2022	757	131	17.3%	128	17.0%	48.4	38.2	23.9
4	15/08/2022	885	129	14.6%	127	14.3%	45.6	37.7	24.2
5	19/08/2022	1034	162	15.7%	167	16.1%	39.6	33.1	16.3
6	20/08/2022	999	155	15.5%	155	15.5%	49.9	40.9	19.2
7	25/08/2022	974	147	15.1%	154	15.8%	48.3	42.1	24.4
8	26/08/2022	955	144	15.1%	153	16.0%	49.8	44.0	25.3
9	27/08/2022	949	149	15.7%	152	16.0%	50.4	44.4	25.4
10	29/08/2022	1017	159	15.6%	163	16.0%	40.3	36.0	17.5

En la Fig. 5, se puede observar la relación de la temperatura de operación del módulo FV y del sistema FV-T en la eficiencia de generación de electricidad. A pesar de la poca diferencia en los resultados eléctricos, si se observa el comportamiento esperado de que el sistema FV-T consigue una mejor eficiencia eléctrica por presentar temperaturas de operación mas bajas que el módulo FV de referencia.

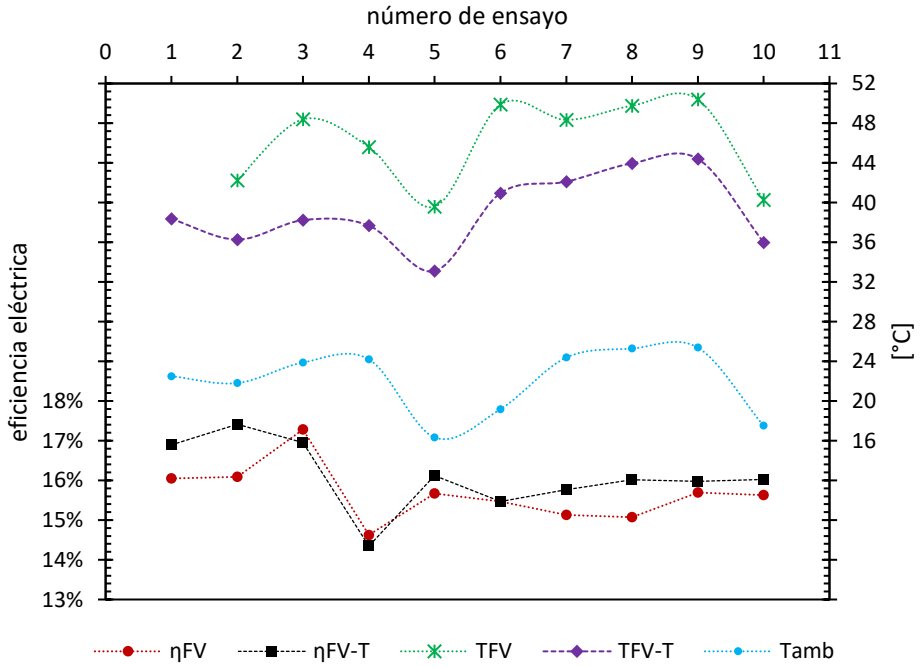


Fig. 5. Eficiencias eléctricas y temperaturas del sistema FV-T y del módulo FV de referencia

CONCLUSIONES

- En condiciones externas de operación, el sistema FV-T estudiado presentó una generación y eficiencia térmica de (290±23) W/m² y de (31.3±2.9) %, respectivamente.
- La temperatura del agua al interior del trocador de calor es elevada, en promedio, en 2.6 °C.
- La eficiencia térmica del sistema FV-T se mostró independiente con la velocidad del viento, siempre que esta sea menor a 2.5 m/s.
- La temperatura del sistema FV-T, en promedio, se mantuvo aproximadamente 7 °C más baja que en el módulo FV de referencia, reflejándose en una ganancia de aproximadamente 3% en la eficiencia eléctrica del sistema FV-T.

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen al CNPq y CAPES y a la compañía ENGIE-Brasil por el apoyo financiero a través del proyecto PD-00403-0049/2020 de la ANEEL y al IATI, administrador del proyecto.

REFERENCIAS

Al-Waeli, A. H. A., Kazem, H. A., Chaichan, M. T., & Sopian, K. (2019). Photovoltaic/Thermal (PV/T) Systems. In *Photovoltaic/Thermal (PV/T) Systems*. https://doi.org/10.1007/978-3-030-27824-3

Blakesley, J. C., Huld, T., Müllejans, H., Gracia-Amillo, A., Friesen, G., Betts, T. R., & Hermann, W. (2020). Accuracy, cost and sensitivity analysis of PV energy rating. *Solar Energy*, *203*, 91–100. https://doi.org/10.1016/j.solener.2020.03.088

Chow, T. T. (2010). A review on photovoltaic/thermal hybrid solar technology. In *Applied Energy* (Vol. 87, Issue 2, pp. 365–379). Elsevier Ltd. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2009.06.037

Duffie, J. A., & Beckman, W. A. (2006). *Solar Engineering Of Thermal Processes* (Third Edit). pp. 290-303. John Wiley & Sons, Inc. www.wiley.com

Herrando, M., Ramos, A., Zabalza, I., & Markides, C. N. (2019). A comprehensive assessment of alternative absorber-exchanger designs for hybrid PVT-water collectors. *Applied Energy*, *235*, 1583–1602. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.11.024

IEA SHC TASK 60 | PVT SYSTEMS Existing PVT systems and solutions. (n.d.). https://doi.org/10.18777/ieashc-task60-2020-0001

IMPACTO DOS INTERVALOS MÉDIOS USADOS NA IDENTIFICAÇÃO DE PARÂMETROS COM O MÉTODO DE ENSAIO QUASI-DINÂMICO (DE ACORDO COM A ISO 9806:2017)

Rodrigues J. C.[*], Facão J.[*], Carvalho M. J.[*]

[*]UEREE/LES, LNEG – Laboratório Nacional de Energia e Geologia, Estr. do Paço do Lumiar, 22, 1600-038 Lisboa, Portugal (joao.carlos@lneg.pt)

RESUMO

Este trabalho apresenta um estudo da influência dos intervalos médios aplicados na análise dos dados medidos em ensaios com o método quase-dinâmico (EQD), utilizando o método de mínimos quadrados pesados (MQP) para identificação de parâmetros e cálculo das respetivas incertezas. A motivação deste estudo resultou da grande diferença entre os intervalos médios sugeridos na norma ISO 9806:2017 e na anterior EN 12975-2:2006. Os parâmetros assim identificados, utilizando os intervalos médios mais restritos sugeridos na norma ISO 9806:2017, apresentam diferenças significativas quando comparados com os parâmetros obtidos com os intervalos médios superiores considerados na norma anterior, EN 12975-2:2006. Com a utilização dos intervalos médios sugeridos na norma ISO 9806:2017 pode ser difícil manter as sequências de amostras do ensaio entre os valores máximo e mínimo, definidos na norma (seção 23.3). Além disso, o número de amostras gravadas durante o ensaio é maior e o tempo para cálculo dos parâmetros é muito superior, com maior influência em coletores de tubo de vácuo. Este estudo sugere também que não há vantagem em utilizar os intervalos médios sugeridos na norma ISO 9806:2017 e que esse intervalo deve ser pelo menos superior à constante de tempo do coletor.

PALAVRAS-CHAVE: Desempenho de coletores solares térmicos, método de ensaio quase dinâmico, ISO 9806:2017, ajuste pelo método dos mínimos quadrados pesados (MQP), coletor plano, coletor de tubos de vácuo.

ABSTRACT

This work presents a study of the influence of the averaging interval applied to the measured data, when applying a weighted least square (WLS) method for parameter identification and calculation of parameter uncertainty. The motivation of this study concerns the less clear requirements of the ISO 9806:2017 in the choice of averaging intervals applied to the measured data. ISO 9806:2017 does not include specific orientation for averaging intervals in data analysis of QDT method. The averaging intervals are assumed to be the ones given in section 23.5.3, leading to parameters identified that show higher differences when compared with parameters obtained with higher averaging intervals closer to the values considered in the previous standard, EN 12975-2:2006. The results presented clearly show the need for introduction, in the next revision of ISO 9806, of a clear

definition of averaging intervals for QDT method data analysis and its parameter identification. The results were obtained according to Quasi-Dynamic Test (QDT) method for a flat plate collector and an evacuated tubular collector.

KEYWORDS: Solar collector’s thermal performance, Quasi-Dynamic test method, ISO 9806:2017, weighted least square (WLS) fit, flat plate collector, evacuated tubular collector.

INTRODUÇÃO

A caracterização do desempenho térmico do coletor solar, é crucial. Desde a década de 70 foram desenvolvidos métodos de ensaio, que foram publicados em normas regionais (CEN, 2006), (ASHRAE, 2003) e internacionais. A ISO 9806, com publicação inicial em 1994 (ISO, 1994), foi revista e a versão mais recente data de 2017 (ISO, 2017). O ensaio de desempenho térmico aplica-se a coletores solares de aquecimento de fluidos claramente indicados no âmbito da norma. A ISO 9806 considera duas metodologias de ensaio equivalentes, o ensaio pelo método estacionário e o ensaio pelo método quase-dinâmico (Rojas, et al., 2008), (Fischer, et al., 2004), (Kratzenberg & Beyer, 2005), (Osório & Carvalho, 2014) e descreve as equações de balanço térmico para os métodos de ensaio de regime estacionário (ERE) e ensaio quase-dinâmico (EQD) (seção 24), indicando quais os parâmetros a ser identificados e sugerindo que esses parâmetros sejam estimados por ajuste estatístico dos dados medidos, utilizando o método dos mínimos quadrados.

A determinação da incerteza dos parâmetros é referida no Anexo D da norma, onde se propõe o ajuste através do método dos mínimos quadrados pesados (MQP). Este método já foi aplicado ao EQD (Osório & Carvalho, 2014) considerando os requisitos da EN 12975-2:2006.

O presente trabalho foca-se em coletores de aquecimento de líquidos e apresenta resultados de ensaios segundo o método do EQD para um coletor plano e para um coletor de tubos de vácuo, discutindo aspetos relacionados ao uso do ajuste pelo MQP para identificação de parâmetros e cálculo das respetivas incertezas, usando diversos intervalos para cálculo da média dos dados adquiridos.

DESEMPENHO DO COLETOR SOLAR TÉRMICO

A norma ISO 9806:2017 considera dois tipos de métodos de ensaio para a caracterização do desempenho térmico de um coletor solar, o método do ERE e o método do EQD. O método ERE foi o primeiro a ser desenvolvido e foi o método de ensaio considerado na primeira versão da ISO 9806 (ISO, 1994) e, também, na ASHRAE 93:2003 (ASHRAE, 2003), e noutras normas nacionais. O método EQD foi desenvolvido posteriormente (Perers, 1993), (Perers, 1997) e foi considerado pela primeira vez na norma EN 12975-2:2006 (CEN, 2006). Posteriormente foi introduzido na ISO 9806:2013, substituindo a Norma Europeia.

O método QDT permitiu uma melhor caracterização dos coletores concentradores, pois permite considerar as duas componentes da irradiância solar, a irradiância direta e a difusa.

Quando comparado qualitativamente, o método EQD apresenta algumas vantagens sobre o método ERE. As condições exigidas para o EQD são semelhantes às condições reais de operação de um coletor, já que inclui dias de ensaio com radiação difusa. Por outro lado, dado que as condições de ensaio são menos restritivas, o EQD pode ser aplicado a um maior número de coletores num mesmo período de tempo (Osório & Carvalho, 2014), permitindo ao mesmo tempo uma caracterização precisa e completa do desempenho do coletor.

Os dois métodos de ensaio foram estudados e comparados (Osório & Carvalho, 2014), (Rojas, et al., 2008) e são considerados equivalentes. A ISO 9806:2017 reformula as equações

de balanço térmico para ambos os métodos tornando-os formalmente equivalentes se considerarmos uma incidência normal da irradiância.

O Método EQD

Para coletores com uma taxa de concentração inferior a 20, a equação de balanço térmico para o EQD, descrita na ISO 9807:2017, é:

$$\frac{\dot{Q}}{A_G} = \eta_{0,b} K_b(\theta_L, \theta_T)\, G_b + \eta_{0,b} K_d G_d - a_1(\vartheta_m - \vartheta_a) - a_2(\vartheta_m - \vartheta_a)^2 - a_5 \frac{d\vartheta_m}{dt} \quad (1)$$

A Eq. (1) considera os dois componentes da irradiância solar, a irradiância direta e a irradiância difusa, com os correspondentes modificadores do ângulo de incidência. O modificador de ângulo de incidência (MAI) é por definição a razão entre a eficiência de pico num determinado ângulo de incidência e a eficiência de pico geralmente para uma incidência normal. Os dois componentes, são assim, o MAI da direta:

$$K_b(\theta_L, \theta_T) = \frac{\eta_{0,b}(\theta_L, \theta_T)}{\eta_{0,b}(\theta_L = 0, \theta_T = 0)} \quad (2)$$

e o MAI da difusa, K_d. Se a irradiância difusa for considerada isotrópica ela o será, de acordo com:

$$K_d = \frac{1}{W} \int_{\gamma=0°}^{\gamma=90°} \int_{\theta=0°}^{\theta=90°} K_b(\theta) \sin\theta \cos\theta \, d\theta \, d\gamma; \qquad \text{com } W = \int_{\gamma=0°}^{\gamma=90°} \int_{\theta=0°}^{\theta=90°} \sin\theta \cos\theta \, d\theta \, d\gamma \quad (3)$$

onde θ é o ângulo de incidência na abertura do coletor e γ é o azimute solar (Hess & Hanby, 2014), (Brandemuehl & Beckman, 1980).

Note-se que as Eqs. (1) e (2) são válidas se a geometria do coletor for considerada simétrica nos planos transversal e longitudinal. Para geometrias não simétricas, os limites de integração podem necessitar de ajustes. Para a Eq. (1), tanto o MAI quanto a capacitância térmica do coletor são determinados simultaneamente com os restantes parâmetros que caracterizam o seu desempenho térmico.

Para caracterizar o MAI em coletores com geometria biaxial, é necessário medir adequadamente os efeitos do ângulo de incidência em mais de uma direção, que pode ser estimado pelo produto de dois modificadores de ângulo de incidência, K_T e K_L para os planos transversal e longitudinal respetivamente, de acordo com (McIntire, 1982):

$$K_b(\theta_t, \theta_l) = K_b(\theta_t, 0) \times K_b(0, \theta_l) \quad (4)$$

A ISO 9806:2017 permite a identificação do MAI como uma lista de valores individuais, em intervalos de 10º, mas também com expressões analíticas. Neste trabalho a componente longitudinal é descrita pela expressão proposta em (Safwat & Souka, 1996):

$$K_b(\theta) = \left[1 - b_0 \left(\frac{1}{\cos\theta} - 1\right)\right] \quad (5)$$

onde $b_0 > 0$ é o coeficiente do modificador do ângulo de incidência e é ajustado aos dados experimentais. Esta expressão é usada para expandir o primeiro termo da Eq. (1):

$$\frac{\dot{Q}}{A_G} = \eta_{0,b} G_b - \eta_{0,b} b_0 \left(\frac{1}{cos\,\theta} - 1\right) G_b + \eta_{0,b} K_d G_d - a_1(\vartheta_m - \vartheta_a) - a_2(\vartheta_m - \vartheta_a)^2 - a_5 \frac{d\vartheta_m}{dt} \quad (6)$$

Uma das abordagens para modelar o MAI em coletores biaxiais é utilizar a Eq. (6) considerando que K_L é dado pela Eq (6), substituindo ϑ por ϑ_L, e fatorizando K_T. A Eq. (6) virá:

$$\frac{\dot{Q}}{A_G} = \eta_{0,b} K_b(\theta_t, \theta_l) G_b + \eta_{0,b} K_d G_d - a_1(\vartheta_m - \vartheta_a) - a_2(\vartheta_m - \vartheta_a)^2 - a_5 \frac{d\vartheta_m}{dt} \quad (7)$$

onde:

$$K_b(\theta_t, \theta_l) = K_b(\theta_l) + K_b(\theta_l) K_t(5 - 10^o) + K_b(\theta_l) K_t(10 - 15^o) + \cdots \quad (8)$$

Esta abordagem baseia-se na utilização de variáveis *dummy* na regressão multilinear clássica (McIntire, 1982) que foi introduzida para o método EQD por (Perers, 1997) e é a metodologia aqui utilizada no tratamento dos dados de ensaio em coletores biaxiais pelo método quase dinâmico.

IDENTIFICAÇÃO DE PARÂMETROS E AVALIAÇÃO DE INCERTEZA

Método dos mínimos quadrados pesados

Para a determinação dos parâmetros do coletor pode ser aplicado um método de regressão multilinear às Eqs (1) e (7). Essas equações têm uma única variável dependente, $\dot{Q}/A_G$ e múltiplas variáveis independentes. Uma descrição do método dos mínimos quadrados (MQ) pode ser encontrada em (Weisberg, 2005) e uma descrição do método dos MQP, pode ser encontrada em (Press, et al., 1996). A aplicação do método dos MQP no EQD foi demonstrada em (Kratzenberg, et al., 2006) e (Osório & Carvalho, 2014). As vantagens da aplicação do método dos MQP podem ser encontradas em (Kratzenberg, et al., 2006). A ISO 9806:2017, inclui uma descrição deste método no anexo D.

No método dos MQP os valores dos parâmetros são estimados a partir da minimização da soma quadrática dos resíduos:

$$X^2 = \sum_{i=1}^{n} \left[\frac{[y(i) - (m_1 x_1(i) + m_2 x_2(i) + \cdots + m_n x_n(i)]^2}{\sigma_i}\right] \quad (9)$$

Uma das vantagens deste método em relação ao método dos MQ simples é que este permite um ajuste não apenas quantitativo, mas também qualitativo, uma vez que é atribuída uma ponderação (σ_i) à influência de cada ponto nas estimativas dos parâmetros. Isto permite incluir as incertezas das medições na avaliação dos parâmetros e na avaliação das respetivas incertezas.

Para determinar as incertezas resultantes do processo de medição foram seguidas as orientações do GUM, (JCGM100, 2008).

No caso do método EQD (ver Eq. (7)), todas as grandezas de entrada vêm de diferentes instrumentos de medição. Considerando que todos os dados do ensaio são independentes entre si a incerteza padrão combinada é obtida pela expressão:

$$u_c^2(y) = \sum_{i=1}^{n} \left(\frac{\partial f}{\partial x_i}\right)^2 u^2(x_i) \quad (10)$$

Aplicando esta expressão aos termos independentes da Eq. (7), obtêm-se as incertezas associadas aos respetivos termos.

A norma ISO 9806:2017 estabelece uma incerteza padrão máxima para medições. Uma incerteza pode ser obtida atribuindo-se uma distribuição triangular simétrica a estas quantidades, uma vez que é realista assumir que valores próximos dos limites, onde a incerteza é maior, são menos prováveis do que aqueles mais próximos do ponto médio. A Tabela 1 apresenta os valores calculados da incerteza com base nos limites máximos de incerteza padrão definidos pela norma e com base em uma distribuição triangular.

Tabela 2 Incerteza padrão máxima de acordo com a ISO 9806:2017 e incerteza a ser considerada na identificação dos parâmetros.

	Incerteza padrão máxima	Incerteza para identificação dos parâmetros
$A_G\,[m^2]$	0,3%	0.1%
$G\,[W/m^2]$	2,45%	1%
$\dot{m}\,[kg/s]$	1%	0,4%
$\vartheta_{in}\,[K]$	0,1	0,04
$\vartheta_{out}\,[K]$	0,1	0,04
$T_a\,[K]$	0,5	0,2
$\Delta T\,[K]$	0,05	0,02
$v\,[m/s]$	0,25	0,1
$\Delta t\,[s]$	0,2%	0,08%

A Eq. (11) apresenta, como exemplo, a expressão para a incerteza que caracteriza a potência experimental por unidade de área do coletor na Eq. (7).

$$(\dot{Q}/A_G)_i = \frac{\dot{m}_i C_p (\vartheta_{out} - \vartheta_{in})_i}{A} \Rightarrow$$

$$u(\dot{Q}/A_G)_i = \sqrt{\left(\frac{C_p(\vartheta_{out}-\vartheta_{in})_i}{A_G}\right)^2 u^2(\dot{m}_i) + \left(\frac{C_p \dot{m}_i}{A_G}\right)^2 u^2(\vartheta_{out} - \vartheta_{in})_i + \left(-\frac{C_p \dot{m}_i (\vartheta_{out}-\vartheta_{in})_i}{{A_G}^2}\right)^2 u^2(A_G)} \qquad (11)$$

Os resultados das incertezas assim calculadas representam as incertezas padrão para cada ponto *i* e são as utilizados no cálculo dos parâmetros pelo método dos MQP.

RESULTADOS E DISCUSSÃO

1.

2.

3.

4.

4.1.

Influência do valor da Média nos resultados do EQD

Para o EQD, a ISO 9806:2017 indica o período de amostragem máximo de 10 s e um intervalo máximo para cálculo dos valores médios de 30 s (ver seção 23.5.3). A norma de ensaio anterior EN 12975-2: 2006 indicava uma taxa de amostragem entre 1 a 6 s e um intervalo para cálculo dos valores médios de 5 min a 10 min.

É prática do LNEG adquirir e registar todos os dados com uma taxa de amostragem de 3 s, o que está de acordo com a norma ISO 9806:2017. Para o tratamento dos dados, uma média de 30 s corresponde ao cálculo da média de 10 amostras e usando uma média de 5 min corresponde ao cálculo da média de 100 amostras.

Decidiu-se estudar a influência do intervalo da média na identificação dos parâmetros, usando o método dos MQP. Foram consideradas médias entre 30 s e 300 s, com passos de 30 s e também a média de 15 s.

Coletor Plano. A Tabela 3 apresenta os parâmetros obrigatórios (eq. (14)) estimados (e suas incertezas) obtidos com o método dos MQP, para diferentes intervalos da média. Foram utilizados os resultados do ensaio de um coletor plano.

Tabela 3. Parâmetros e respetivas incertezas calculados com o método dos MQP para diferentes médias para um coletor plano.

Média:	*15*	*30*	*60*	*90*	*120*	*150*	*180*	*210*	*240*	*270*	*300*
η_0	0,669	0,665	0,669	0,671	0,671	0,673	0,672	0,672	0,672	0,671	0,672
$u(\eta_0)$	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002
b_0	0,047	0,042	0,059	0,062	0,072	0,068	0,076	0,079	0,078	0,078	0,073
$u(b_0)$	0,013	0,008	0,008	0,008	0,008	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,008
K_d	0,96	0,98	0,97	0,96	0,96	0,95	0,95	0,95	0,96	0,96	0,94
$u(K_d)$	0,013	0,012	0,012	0,011	0,010	0,010	0,009	0,010	0,010	0,009	0,010
a_1	3,55	3,52	3,48	3,48	3,46	3,45	3,45	3,43	3,42	3,43	3,44
$u(a_1)$	0,16	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,06	0,07	0,07	0,07	0,07
a_2	0,010	0,010	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012
$u(a_2)$	0,0024	0,0011	0,0011	0,0011	0,0010	0,0010	0,0010	0,0010	0,0010	0,0010	0,0010
a_5	10257	10074	12754	12671	13764	13969	14686	15456	15604	15615	13819
$u(a_5)$	238	203	210	215	230	281	281	283	309	322	385
$u(Q/A_G)$	1,982	3,018	3,486	3,523	3,246	3,178	2,774	2,663	2,726	2,478	2,613

Como pode ser observado os valores dos parâmetros para as médias de 15 s e 30 s apresentam maiores diferenças quando comparados com os valores dos parâmetros obtidos para médias maiores que apresentam tendência a um valor assintótico. Isto é claramente observado nos parâmetros b_0 , a_2 e a_5. Também se observam maiores incertezas dos parâmetros para a média de 15 s.

Contudo as diferenças observadas nos parâmetros não afetam significativamente a potência do coletor como pode ser visto na Fig. 1, que representa a curva de potência por área bruta do coletor de acordo com o SRC (Standard Reporting Conditions) (seção 24.3 da ISO9806:2017). Considerou-se representar apenas as curvas de potência correspondentes aos intervalos médios de 15, 30, 60, 180 e 300 s, mas foram incluídos todos os SRC (Blue Sky; Haze Sky e Gray Sky). Para cada limite de SRC foram traçadas curvas correspondentes aos limites de incerteza calculados pela seguinte expressão e para a curva obtida com os parâmetros correspondentes ao tempo médio de 300s:

$$u\left(\frac{Q}{A_G}\right) = \sqrt{(G_b + K_d G_d)^2 u^2(\eta_0) + (\eta_0 G_d)^2 u^2(K_d) + (\vartheta_m - \vartheta_a)^2 u^2(a_1) + (\vartheta_m - \vartheta_a)^4 u^2(a_2)} \quad (12)$$

onde $u(\eta_0)$, $u(K_d)$, $u(a_1)$ e $u(a_2)$ são as incertezas dos respetivos parâmetros.

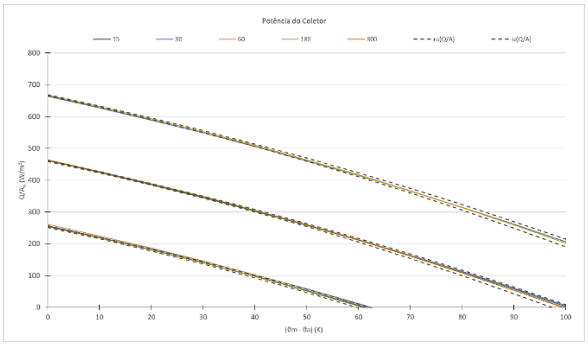


Fig. 4. Curvas de potência para um coletor plano para condições de Blue Sky, Haze Sky e Gray Sky (de cima para baixo, respetivamente) para intervalos médios em segundos. Os limites de incerteza são apresentados para a média de 300 s.

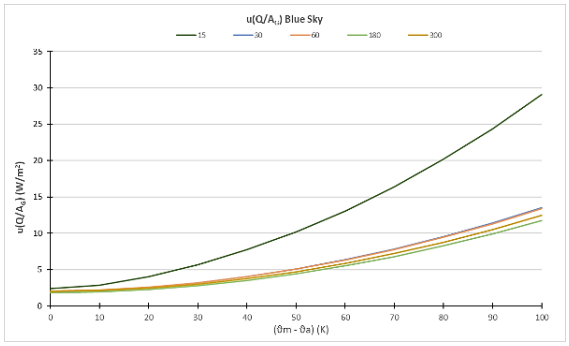


Fig. 5. Variação da incerteza para a potência do coletor plano, para as diferentes médias.

Pode-se observar também que existem poucas diferenças na variação da incerteza para as curvas de potência do coletor plano para os diferentes períodos médios, exceto para o caso de 15 s, conforme mostrado na Fig. 5.

A incerteza da curva de potência é maior para temperaturas mais altas e é maior para intervalos da média, mais baixos, porém existem poucas diferenças entre as médias de 30 s e 300 s.

Para uma melhor avaliação do impacto dos intervalos médios, a Fig. 6 mostra a correlação entre a potência térmica do coletor calculada com dados dos ensaios experimentais e com os parâmetros estimados (simulados) considerando a equação de balanço de calor (Eq. (7)), para um coletor plano para a média de 300 s (à esquerda) e para a média de 30 s (à direita). Nota-se uma maior dispersão dos valores para a média de 30 s e parece mais difícil simular a potência térmica do coletor com médias menores.

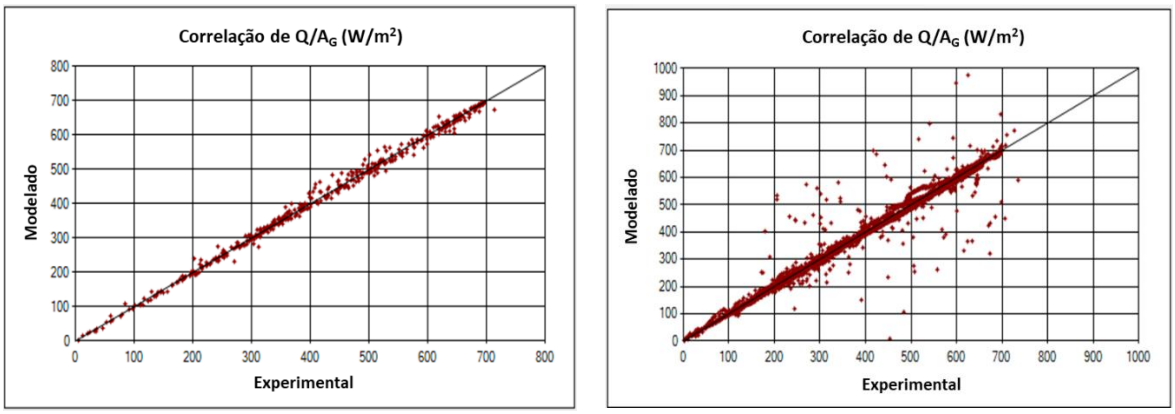


Fig. 6. Correlação entre curvas de potência calculadas com dados experimentais e calculadas com os parâmetros estimados pelo método dos MQP (simulado), para um coletor plano. À esquerda para a média de 300 s e à direita para a média de 30 s.

Coletor de tubos de vácuo

O mesmo estudo foi realizado para um coletor de tubos de vácuo que se caracteriza por uma geometria biaxial com a correspondente necessidade de identificar o MAI longitudinal e o MAI transversal. Os resultados são apresentados na Tabela 4. Estes resultados foram calculados utilizando a abordagem das variáveis *dummy* (McIntire, 1982). O valor de b_0 ótimo será aquele que fornecer o Qui-quadrado mínimo (Eq. 7) no conjunto de parâmetros estimados, obtido iterativamente para cada valor de b_0 considerado. O valor ótimo calculado para o parâmetro b_0 fica entre 0,12 e 0,15,.

Como pode ser observado as maiores diferenças ocorrem para os valores médios de 15 s e 30 s, principalmente para os parâmetros η_0, a_1 *and* a_2.

Tabela 4. Parâmetros e respetivas incertezas calculados com o método dos MQP para diferentes médias para um coletor de tubos de vácuo (geometria biaxial).

Média:	*15*	*30*	*60*	*90*	*120*	*150*	*180*	*210*	*240*	*270*	*300*
η_0	0,480	0,491	0,498	0,504	0,501	0,502	0,504	0,504	0,503	0,505	0,502
$u(\eta_0)$	0,002	0,003	0,003	0,002	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,004
b_0	0,130	0,140	0,150	0,150	0,140	0,140	0,140	0,130	0,130	0,120	0,120
$u(b_0)$	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
K_d	1,17	1,18	1,19	1,16	1,18	1,18	1,16	1,16	1,16	1,15	1,17
$u(K_d)$	0,016	0,014	0,016	0,013	0,017	0,017	0,016	0,016	0,016	0,017	0,020
a_1	1,01	1,22	1,33	1,36	1,30	1,31	1,32	1,30	1,32	1,30	1,30
$u(a_1)$	0,05	0,04	0,05	0,04	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,06
a_2	0,004	0,002	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001
$u(a_2)$	0,001	0,001	0,001	0,000	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001
a_5	14797	17081	11287	19745	14392	14984	21588	22754	22052	22185	16522
$u(a_5)$	317	331	319	377	404	439	474	537	541	542	583
$u(Q/A_G)$	1,105	1,783	4,453	3,057	4,558	4,696	3,768	3,819	3,885	3,851	4,757

A Fig. 7 apresenta a curva de potência do coletor por área bruta do coletor de acordo com o SRC (Standard Reporting Conditions) (seção 24.3 da ISO9806:2017). Considerou-se representar apenas as curvas de potência correspondentes aos intervalos médios de 15, 30, 60, 180 e 300 s, mas foram considerados todos os SRC (Blue Sky, Haze Sky e Gray Sky). Para cada limite de SRC foram traçadas curvas correspondentes aos limites de incerteza calculados conforme Eq. (22) para os parâmetros correspondentes ao tempo médio de 300s.

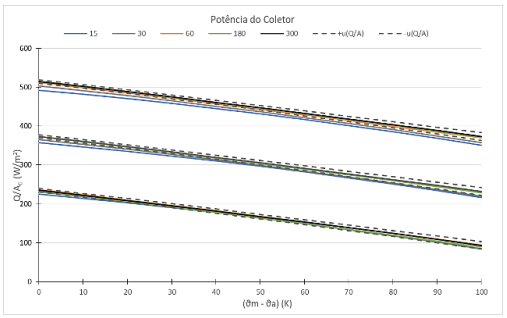


Fig. 7. Curvas de potência para um coletor de tubos de vácuo para condições Blue Sky, Haze Sky e Gray Sky (de cima para baixo, respetivamente) para intervalos médios em segundos.

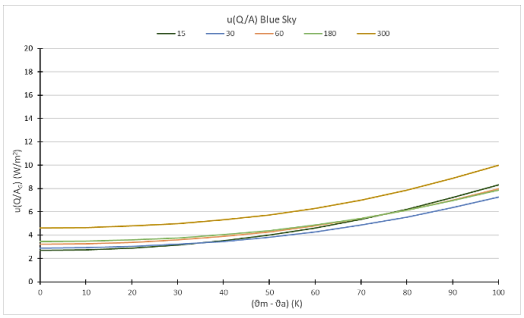


Fig. 8. Variação da incerteza para a potência do coletor de tubos de vácuo, para as diferentes médias.

Para o coletor de tubos de vácuo, pode-se observar também que existem poucas diferenças na variação da incerteza para as curvas de potência para as diferentes médias, conforme mostrado na Fig. 8. Como já observado para o coletor plano, a incerteza da curva de potência é maior para temperaturas mais altas, porém para este coletor a incerteza da curva de potência é maior para valores da média maiores, principalmente para a média de 300 s. É interessante notar a incerteza da curva de potência para a média de 15 s que cruza as demais curvas médias (exceto a de 300 s) à medida que a temperatura aumenta.

Para uma melhor avaliação do impacto dos intervalos médios, a Fig. 9 mostra a correlação entre a potência térmica do coletor de tubos de vácuo calculada com os dados experimentais e com os parâmetros estimados (modulado) considerando a equação de balanço térmico (Eq. 14), para a média de 300 s (à esquerda) e para a média de 30 s (à direita). Nota-se uma maior dispersão dos valores para a média de 30 s e parece que é mais difícil simular a potência térmica do coletor para médias menores. Observamos também que as médias menores têm maior efeito no coletor de tubos de vácuo do no coletor plano.

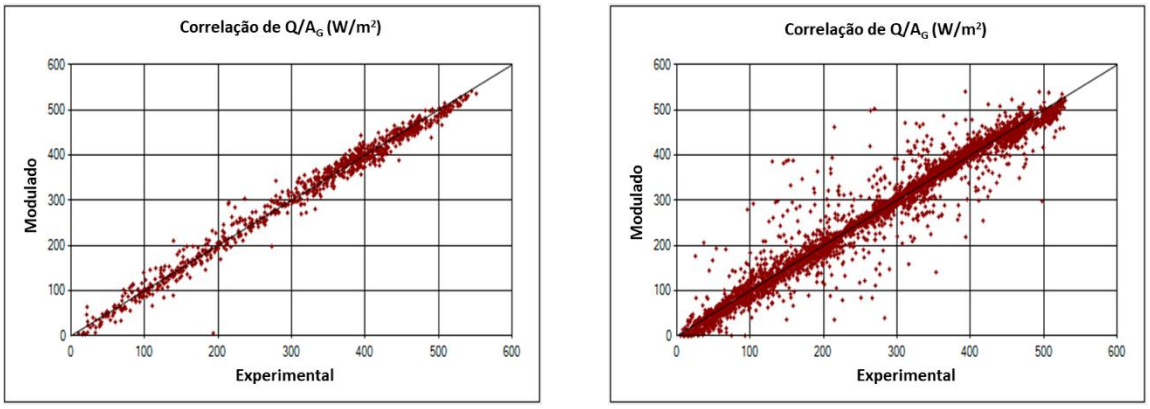


Fig. 9. Correlação entre curvas de potência calculadas com dados experimentais e calculadas com os parâmetros estimados (modulado), usando o método dos MQP, para um coletor de tubos de vácuo. À esquerda para a média de 300 s e à direita para a média de 30 s.

O mesmo estudo foi feito para outro coletor plano e para outro coletor de tubos de vácuo e os resultados observados são semelhantes.

COMENTÁRIOS FINAIS

Conforme mostrado, os resultados alcançados com médias de 30 e 15 s são diferentes daqueles alcançados com médias mais elevadas. Principalmente para coletores de tubos de vácuo é possível observar maiores diferenças entre as curvas de potência obtidas utilizando os parâmetros calculados com estas médias e as curvas de potência obtidas utilizando os parâmetros calculados com médias mais altas. Para além disso as médias de 30 s e 15 s tornam mais difícil, durante um ensaio, manter sequências de amostras (valores de ϑ_{in}, $\dot{m}$ e u) entre os valores máximo e mínimo definidos na norma (seção 23.3), principalmente para os valores de u. Além disso, para essas médias, o número de amostras é maior e o tempo para cálculo dos parâmetros é muito maior (para a média de 300 s com 927 amostras foi de 9089 ms e para a média de 30 s com 4754 amostras foi de 45159 ms).

Este estudo mostra que não há vantagem em utilizar médias menores principalmente entre 15 s e 30 s, e que o valor médio deve ser pelo menos superior à constante de tempo do coletor. Para o coletor plano utilizado neste estudo a constante de tempo é de aproximadamente 60 s. Para coletores de tubos de vácuo a constante de tempo pode estar entre o intervalo de 5 a 10 min (Osório & Carvalho, 2014), o que requer um tratamento com médias superiores.

AGRADECIMENTOS

Este trabalho é resultado do projeto desenvolvido no âmbito do IAScheme Project "Experimental testing of evacuated tube collector with semicircular mirror" desenvolvido no âmbito do INSHIP - Integrating National Research Agendas on Solar Heat for Industrial Processes, Grant Agreement número: 731287.

REFERÊNCIAS

100, J., 2008. Evaluation of measurement data — Guide to the expression of Uncertainty in Mesurement (GUM), s.l.: JCGM.

ASHRAE, 2003. ASHRAE Standard 93 Methods of Testing to Determine Thermal Performance of Solar Collectors. s.l.:ANSI/ASHRAE.

Brandemuehl, M. J. & Beckman, W. A., 1980. Transmission of diffuse radiation through CPC and flat plate collector glazings. Solar Energy, Volume 24, pp. 511-513.

CEN, 2006. EN 12975-2. Thermal solar systems and components – Solar collectors – Part 2: Test methods. s.l.:European Committee for Standardization.

Fischer, S. et al., 2004. Collector test method under quasi-dynamic conditions according to the European Standard EN 12985-2. Solar Energy, Volume 76, pp. 117-123.

Hess, S. & Hanby, V. I., 2014. Collector simulation model with dynamic incidence angle modifier for anisotropic diffuse irradiance. Energy Procedia, Volume 48, p. 87–96.

ISO, 1994. ISO, 1994. ISO 9806-1 Test methods for solar collectors. Part 1: thermal performance of glazed liquid heating collectors including pressure drop. International Organization for Standardization. s.l.:s.n.

ISO, 2017. ISO 9806 Solar Energy – Solar thermal collectors – Test methods.. s.l.:International Organization for Standardization.

Kratzenberg, M., Beyer, H. & Colle, S., 2006. Uncertainty calculation applied to different regression methods in the quasi-dynamic collector test. Solar Energy, Volume 80, pp. 1453-1462.

Kratzenberg, M. & Beyer, H. G., 2005. Assessment of the partial model stability of the quasi-dynamic collector test under outdoor conditions EN 12975 by the application of uncertainty analysis. s.l., International Solar Energy Conference.

Mathioulakis, E., Panaras, G. & Belessiotis, V., 2012. Uncertainty in estimating the performance of solar thermal systems. Solar Energy, Volume 86, pp. 3450-3459.

Mathioulakis, E., Voropoulos, K. & Belessiotis, V., 1999. Assessment of uncertainty in solar collector modelling and testing. Solar Energy, 66(5), p. 337–347.

McIntire, W. R., 1982. Factored approximations for biaxial incident angle modifiers. Solar Energy, 29(4), p. 315–322.

Norman R. Draper, H. S., s.d. Applied Regression Analysis, Second Edition. s.l.:Wiley.

Osório, T. & Carvalho, M. J., 2014. Testing of solar thermal collectors under transient conditions. Solar Energy, Volume 104, pp. 71-81.

Perers, B., 1993. Dynamic method for solar collector array testing and evaluation with standard database and simulation programs. Solar Energy, 50(6), p. 517–526.

Perers, B., 1997. An improved dynamic solar collector test method for determination of non-linear optical and thermal characteristics with multiple regression. Solar Energy, 59(4-6), p. 163–178.

S., W., 2005. Applied linear regression. s.l.:John Wiley and Sons.

Sabatelli, V., Marano, D., Braccio, G. & Sharma, V., 2002. Efficiency test of solar collectors: uncertainty in the estimation of regression parameters and sensitivity analysis, Energy Conversion and Management. Volume 43, p. 2287–2295.

Safwat, A. & Souka, H., 1996. Determination of the optimum orientations for the double-exposure, flat-plate collector and its reflectors. Solar Energy, 10(4), pp. 170-174.

INFLUÊNCIA DA METODOLOGIA EXPERIMENTAL DE REMOÇÃO DE ÓXIDOS NA AVALIAÇÃO DA VELOCIDADE DE CORROSÃO DE AÇOS INOXIDÁVEIS EM CONTACTO COM SAIS FUNDIDOS

Pedrosa F., Diamantino T.C., Gil M., Paiva T., Figueira I.

Laboratório Nacional de Energia e Geologia, I.P. (LNEG), Estrada do Paço do Lumiar, 22, 1649-038 Lisboa, Portugal, fatima.pedrosa@lneg.pt, teresa.diamantino@lneg.pt, mafalda.gil@lneg.pt, teresa.paiva@lneg.pt, isabel.figueira@lneg.pt

RESUMO

Um dos pontos fulcrais na utilização de sais fundidos como fluidos de armazenamento de energia térmica nas tecnologias de concentração de energia solar é a sua compatibilidade com os materiais estruturais metálicos. A corrosão dos materiais metálicos, tanto ao nível dos tanques de armazenamento de energia térmica, como ao nível das tubagens onde circulam estes fluídos, é um dos grandes desafios destas centrais, principalmente pelos custos envolvidos na utilização de materiais resistentes à corrosão e pelos riscos de funcionamento das centrais devido aos entupimentos provocados pelos óxidos formados no processo corrosivo ao longo do tempo.

Assim, nos últimos anos têm-se realizado muitos estudos de avaliação de velocidades e dos mecanismos de corrosão- de várias ligas metálicas em contacto com sais fundidos a altas temperaturas [1,2], que demonstram uma enorme disparidade de resultados publicados devido às diferentes metodologias experimentais e aos diferentes tempos de ensaio testados a nível laboratorial.

Com este trabalho, pretende-se esclarecer a influência que a metodologia experimental tem no cálculo da velocidade de corrosão e qual é que deve ser seguida para obter resultados fidedignos que possam contribuir para uma adequada seleção de materiais aquando da construção e manutenção de uma central de concentração solar.

Assim, e para melhor compreender a influência da preparação de superfícies e dos métodos de remoção dos produtos de corrosão na determinação da velocidade de corrosão foram utilizadas dois tipos de preparações de superfícies e várias metodologias normalizadas de decapagem (ISO 17425 e a ISO 8704) (Tabela 1) aplicadas a um aço inoxidável austenítico (AISI 316L) e a um aço ferrítico (AISI 430) em contacto com duas misturas diferentes de sais fundidos (Sal Solar a 550ºC, e mistura de carbonatos de Li-Na-K a 650 ºC).

Tabela 1. Metodologias aplicadas para a remoção dos produtos de corrosão, após contacto dos aços inoxidáveis com as diferenças misturas de sais fundidos.

Método	Referencial normativo	Metodologia utilizada
1	ISO 17245 (C.7.10)	Os óxidos foram removidos em duas etapas sequenciais: Na 1ª utilizou-se uma solução aquosa em ebulição de hidróxido de sódio (180 g/L) e permanganato de potássio (30 g/L), durante 30-40 min, e na 2ª etapa utilizou-se uma solução aquosa de citrato de amônio (100 g/L), a ferver durante 30-40 minutos.
2	ISO 8407 (C.7.2)	Os óxidos foram removidos utilizando uma solução aquosa de 200 ml de ácido nítrico (HNO_3, ρ = 1,42 g/ml) em 1000 ml de água a 20º-25ºC, durante 60 minutos.
3	ISO 8704 (C.7.8)	Os óxidos foram removidos utilizando uma solução de 100 ml de ácido nítrico (HNO_3, ρ = 1,42 g/ml) e 20 ml de ácido fluorídrico (HF, ρ = 1,155 g/ml) em 1000 ml de água a 20º-25ºC, durante 1-20 minutos.
4	ISO 8407 (C.7.5)	Os óxidos foram removidos utilizando uma solução aquosa de 100 g/L de ácido oxálico a 40ºC, durante 60 minutos

Verificou-se que as preparações de superfícies têm pouca influência na velocidade de corrosão, o que não acontece com as metodologias de remoção dos óxidos. Na figura 1 é possível observar como os métodos e o número de processos de decapagem afetam os resultados obtidos.

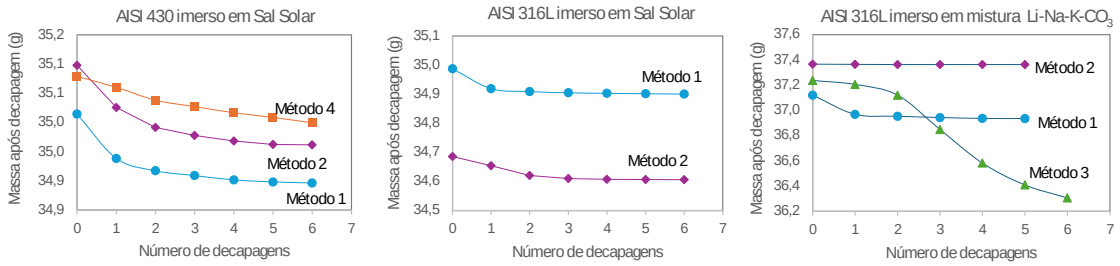


Fig. 1 Evolução da massa dos provetes de aço em função do número de decapagens.

Neste trabalho ficaram definidas as metodologias experimentais e os tempos de ensaio que devem ser adotados nos ensaios de corrosão para que se possam obter resultados fiáveis das velocidades e dos mecanismos de corrosão dos aços inoxidáveis em contacto com sais fundidos.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem o apoio financeiro do programa de investigação e inovação H2020 da União Europeia ao abrigo do acordo de subvenção n.º 823802 para o projeto SFERA III e dos fundos nacionais através da FCT – Fundação para a Ciência e a Tecnologia, I.P., no âmbito do projeto NEWS4CSP (2022.05021.PTDC). (https://doi.org/10.54499/2022.05021.PTDC).

REFERÊNCIAS

[1] F. Sutter, C. Oskay, M. C. Galetz, T. Diamantino, F. Pedrosa, I. Figueira, S. Glumm, A. Bonk, A. Agüero, S. Rodríguez, T. Reche-Navarro, S. Caron (2021), Dynamic corrosion testing of metals in solar salt for concentrated solar power, Solar Energy Materials & Solar Cells 232 111331 https://doi.org/10.1016/j.solmat.2021.111331

[2] P. Audigié, S. Rodriguez, A. Aguero, F. Pedrosa, T, Paiva, T.C. Diamantino (2022), Comparison of descaling methods to study the corrosion kinetics of ferritic steels after dynamic exposure to molten carbonates, Corrosion Science, 209 Article 110740, https://doi.org/10.1016/j.corsci.2022.110786.

PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO VERDE MEDIANTE CICLOS TERMOQUÍMICOS EMPLEANDO ENERGÍA SOLAR DE CONCENTRACIÓN A TRAVÉS DE UNA PEROVSKITA $LA_{0,8}AL_{0,2}NIO_{3\pm\Delta}$ SINTETIZADA POR MOLIENDA REACTIVA

A. Pérez*, M. Orfila, M. Linares, R. Sanz, J. Marugán, R. Molina, J.A. Botas

*Grupo de Ingeniería Química y Ambiental (GIQA), Universidad Rey Juan Carlos, Móstoles (Madrid), España

alejandro.perezd@urjc.es

RESUMEN

La situación energética actual derivada tanto del crecimiento demográfico como del desarrollo industrial hace que la alta demanda requerida sea cubierta mayoritariamente por combustibles de origen fósil (> 80 %). En este contexto el hidrógeno (H_2), y más concretamente el hidrógeno obtenido a través de fuentes renovables (H_2 verde), se presenta como una potencial alternativa para poder alcanzar una economía neutra en carbono. En esta línea, este trabajo se centra en el estudio de la producción de H_2 verde mediante ciclos termoquímicos de dos etapas empleando una perovskita tipo $La_{0,8}Al_{0,2}NiO_{3\pm\delta}$ (LANi82) sintetizada mediante un método de molienda reactiva. Por otro lado, en lo referido a la producción de H_2 mediante ciclos termoquímicos, estos fueron llevados a cabo a una temperatura isoterma de 800 ºC, con una producción estable de 4,80 ± 0,04 cm^3 STP/$g_{material}$·ciclo. Además la perovskita sintetizada se conformó en forma de estructura macroporosa tipo espuma reticulada (RPC) para obtener el relleno de un reactor solarizado que pueda escalarse posteriormente para una aplicación a nivel industrial. Con el material conformado se consiguió aumentar la producción de H_2 hasta 8,29 ± 0,02 cm^3 STP /$g_{material}$·ciclo gracias al mejor contacto entre los reactivos y productos de la fase gaseosa y el óxido metálico.

PALABRAS CLAVE: Energía Solar, Hidrógeno Verde, Ciclos Termoquímicos, Conformado Macroscópico, Perovskitas

ABSTRACT

The current energy situation derived from both demographic growth and industrial development means that the high demand required is mostly covered by fossil fuels (> 80 %). In this context, hydrogen (H_2), and more specifically hydrogen obtained by renewable sources (green H_2), is presented as a potential alternative to achieve a carbon neutral economy, reducing the high dependence on fossil fuels. In this line, this work focuses on the study of the production of green H_2 by thermochemical cycles using a perovskite type $La_{0.8}Al_{0.2}NiO_{3\pm\delta}$ (LANi82) synthesized by reactive grinding. On the other hand, regarding H_2 production through thermochemical cycles, both thermal reduction and oxidation with H_2O were performed isothermally at 800 °C, obtaining a stable production of 4.80 ± 0.04 cm^3

STP/$g_{material}$·cycle. In addition, the synthesized perovskite was shaped into a macroporous structure (RPC) to obtain a fixed bed for a solarized reactor so the process could be scaled up for an industrial application. The H_2 production obtained with the shaped material was 8.29 ± 0.02 cm^3 STP/$g_{material}$·cycle thanks to the better contact between the reactants and products in gas phase and the active metal oxide.

KEYWORDS: Solar Energy, Green Hydrogen, Thermochemical Cycles, Macroscopic Shaping, Perovskites

INTRODUCCIÓN

Actualmente más del 80 % de la demanda energética es cubierta mediante el uso de combustibles fósiles con la consecuente emisión de gases nocivos, especialmente gases de efecto invernadero que agravan el cambio climático. Ante esta situación y con la creciente preocupación por las consecuencias derivadas del calentamiento global, la sociedad se encuentra ante el reto de conseguir una transición hacia un sistema energético neutro en carbono. Una de las soluciones es la incorporación del hidrógeno (H2) como vector energético ya que puede ser obtenido mediante fuentes renovables, lo que se conoce como H2 verde. En España, el fomento de la producción de H2 se recoge en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima, en la Ley de Cambio Climático y Transición Energética para la reducción de emisiones específicas en el sector transporte, en la Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo 2050 y en la Hoja de Ruta del Hidrógeno (2020). Entre las tecnologías desarrolladas actualmente para la producción de H2 verde se encuentra la disociación térmica del H2O mediante ciclos termoquímicos de dos etapas. Este proceso consiste en reacciones consecutivas de reducción térmica de un óxido metálico y su posterior reoxidación con un agente oxidante (Fig. 1), como puede ser el H2O (Haeussler y col., 2020).

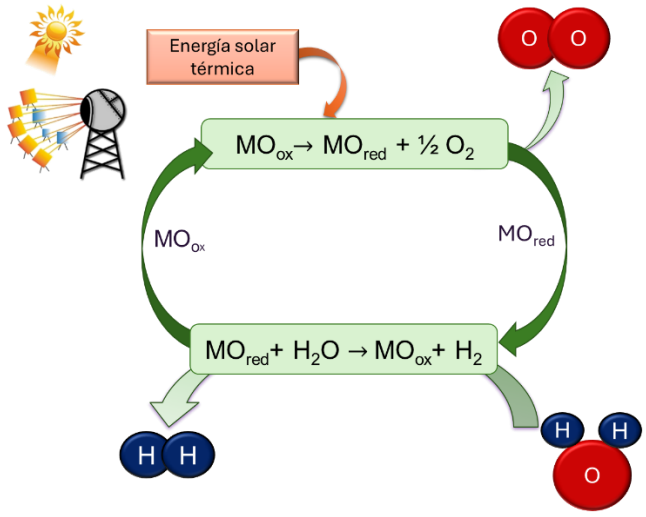


Fig. 1. Esquema general de un ciclo termoquímico de dos etapas para la producción de H_2.

Sin embargo, los óxidos metálicos recogidos en literatura requieren temperaturas de operación > 1300 °C, lo que implica problemas de estabilidad térmica. Como solución, se está estudiando el uso de óxidos metálicos no estequiométricos, ya que tienen menores requerimientos energéticos. En este contexto, destacan los materiales tipo perovskita, óxidos metálicos con estructura $ABO_{3\pm\delta}$ y con buenas propiedades redox gracias a su versatilidad al poder sustituir los metales localizados en las posiciones A y B (Orfila y col., 2016) y a la presencia de vacantes de oxígeno que favorecen la movilidad de éste a través de la estructura, haciendo que estos materiales muestran buena actividad en los procesos redox. No obstante, para poder escalar el proceso a niveles industriales, los materiales estudiados en forma de polvo deben ser conformados en estructuras macroscópicas para obtener lechos fijos, con el fin de poder adaptar estos materiales en forma de relleno a las cavidades solares desarrolladas hasta el día de hoy. Existen diferentes estructuras

reportadas para esta aplicación en bibliografía: pellets, espumas cerámicas porosas tipo RPC (Reticulated Porous Ceramic), monolitos, entre otros (Figura 2) (Furler y col., 2012; Bulfin y col., 2013; Haeussler y col., 2020; Abanades & Haeussler, 2020; Karatza y col., 2021).



Fig. 2. Ejemplo de un conformado macroscópico: espuma tipo RPC. Fuente: Furler y col., 2012.

Este trabajo se ha centrado en la optimización de la síntesis de una perovskita tipo $La_{0,8}Al_{0,2}NiO_{3\pm\delta}$ (LANi82) mediante molienda reactiva a partir de sus respectivos óxidos metálicos y su posterior conformado macroscópico en forma de estructura macroporosa tipo RPC para la producción de H_2 mediante ciclos termoquímicos.

METODOLOGÍA

Síntesis y Caracterización del material LANi82

La perovskita estudiada, LANi82, ha sido sintetizada mediante molienda reactiva a partir de los respectivos óxidos metálicos. Para ello se han optimizado las condiciones de síntesis estudiando la velocidad de giro del molino (rpm), así como el tiempo total de síntesis (min) mientras que la obtención de la estructura característica de la perovskita $ABO_{3\pm\delta}$ se utilizó como variable respuesta del estudio de optimización planteado. El equipo utilizado ha sido un molino de bolas tipo planetario PM 100 (Retsch).

Una vez sintetizada la perovskita, la composición exacta se verificó por espectroscopía de emisión atómica de plasma acoplado por inducción (ICP-AES), con un equipo modelo Varian Vista AX Pro; la estructura cristalina se determinó mediante difracción de rayos X (DRX) empleando un equipo PW3040 X'Pert MPD/MRD (Philips); y la morfología de los materiales se observó mediante microscopía electrónica de barrido (SEM) empleando un microscopio TM1000 (Hitachi).

Evaluación de la producción de H_2 con el material LANi82 en polvo

La evaluación de la actividad de la perovskita sintetizada en la producción de hidrógeno mediante ciclos termoquímicos se llevó a cabo en un horno tubular capaz de alcanzar temperaturas de operación de hasta 1500 ºC, conectado a un analizador de gases en línea para cuantificar la cantidad de oxígeno e hidrógeno producido en cada etapa del ciclo. Tanto la etapa de reducción térmica como la oxidación con H_2O se llevaron a cabo de manera isoterma a 800 °C. En la etapa de reducción se usó un caudal de N_2 (50 $NL \cdot h^{-1}$) como

gas portador y para mantener una atmósfera inerte en el reactor. Por otra parte, para llevar a cabo la oxidación, la corriente de N_2 fue saturada en agua a 80 ºC antes de ser alimentada al reactor. Este proceso se repitió durante 15 ciclos consecutivos.

Conformado macroscópico y evaluación de la producción de H_2 del material LANi82-RPC

Una vez evaluada la actividad del material en polvo, se sintetizó una mayor cantidad de perovskita para conformarla macroscópicamente. Para ello se siguió el procedimiento descrito en bibliografía (Orfila y col., 2020), en el que la perovskita en polvo se mezcla con agua, un agente aglutinante, un agente defloculante y un agente antiespumante, para formar una suspensión homogénea del polvo, que se impregna sobre las paredes de una espuma cilíndrica de poliuretano de 40 ppi mediante inmersión en la misma. El proceso se repite varias veces para asegurar una buena deposición de la perovskita sobre la espuma, y el material resultante se calcina a 1000 ºC para eliminar la espuma orgánica y garantizar la sinterización del material. Con este procedimiento se obtiene una réplica inversa de la estructura original, pero formada por la perovskita.

Tras realizar el conformado macroscópico del material éste fue probado en reacción durante ciclos consecutivos utilizando las mismas condiciones experimentales que en el caso de los materiales en polvo, pero introduciendo 15 g de la espuma rígida a modo de lecho fijo dentro del horno tubular.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Síntesis y Caracterización del material LANi82

La caracterización mediante DRX de la perovskita sintetizada mediante molienda reactiva mostró que el material presenta las señales características de una perovskita cúbica ideal tipo ABO_3 (Figura 3a). Además, a través de la técnica de ICP-AES se confirmó que las composiciones planteadas inicialmente corresponden a la del material final obtenido tras la síntesis.

En la Figura 3b se muestra una imagen SEM de la perovskita LANi82. Como se puede observar el material sintetizado por el método de molienda reactiva muestra la morfología típica de los materiales sintetizados mediante este método.

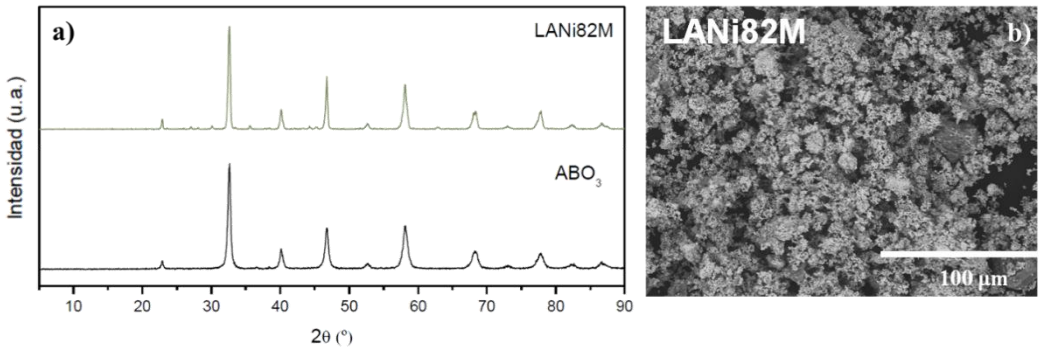


Figura 3. a) Difractogramas de la perovskita sintetizada y una perovskita patrón y b) imagen SEM de la perovskita sintetizada mediante molienda reactiva.

Evaluación de la producción de H_2 con el material LANi82 en polvo

Una vez caracterizada la perovskita sintetizada por molienda reactiva se ha evaluado su actividad en la producción de hidrógeno mediante ciclos termoquímicos. Los resultados de O_2 y H_2 obtenidos con el material en forma de polvo se muestran en la Fig. 4, pudiendo observar que la perovskita presenta un comportamiento estable durante un considerable número de ciclos (15 ciclos), con una producción de H_2 de 4,80 ± 0,04 $cm^3STP/g_{material}$·ciclo y una relación molar H_2/O_2 de 1,99 ± 0,02, valor que confirma la disociación de la molécula de agua.

Estos resultados son muy prometedores tanto en lo que actividad como estabilidad del material se refiere para la aplicación del proceso a mayor escala. Por este motivo se procede a conformar el material en forma de estructura macroporosa, para obtener un lecho fijo que introducir en la cavidad de un reactor solar.

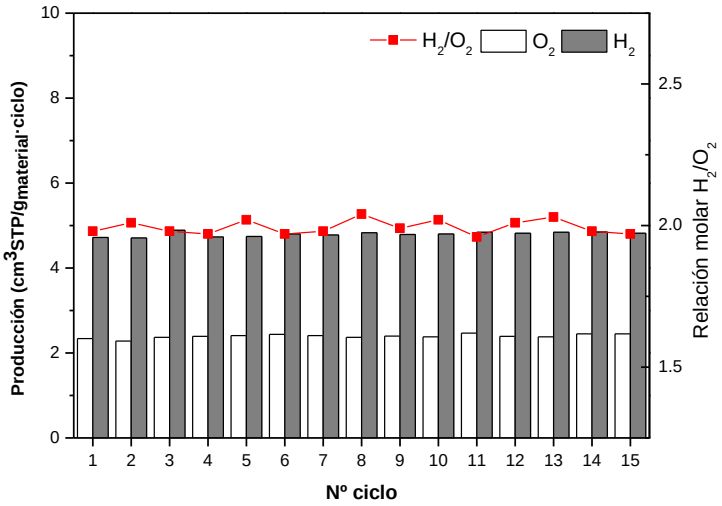


Figura 4. O_2 e H_2 producido durante la etapa de reducción térmica y oxidación con H_2O y relación H_2/O_2 obtenida operando a una temperatura isoterma de 800 ºC para el material LANi82 en polvo.

Conformado macroscópico y evaluación de la producción de H_2 del material LANi82-RPC

Una vez analizada la estabilidad y producción de H_2 de la perovskita LANi82 sintetizada mediante el método de molienda reactiva en forma de polvo, ésta fue conformada en forma de una espuma macroporosa tipo RPC. En la Figura 5 se observa el aspecto final que tiene la perovskita conformada en una estructura tipo espuma RPC previamente a su evaluación en el horno tubular de alta temperatura para la producción de H_2 mediante ciclos termoquímicos.



Figura 5. Perovskita sintetizada por molienda reactiva LANi82 conformada en estructura espuma tipo RPC.

Los resultados de producción de O_2 e H_2 se muestran en la Figura 6. Como se puede observar, en este caso la producción de H_2 es de 8,29 ±0,02 $cm^3STP/g_{material}$·ciclo, con una relación de H_2/O_2 de 1,99 ±0,02.

La producción de H_2 obtenida con la estructura tipo RPC fue superior a la obtenida con el material en polvo debido a que, en este último caso, el proceso está controlado por la transferencia de calor y de materia. Sin embargo, la macroporosidad abierta que presenta la estructura porosa permite una mejor transmisión de calor y una mayor difusión de los reactivos y productos.

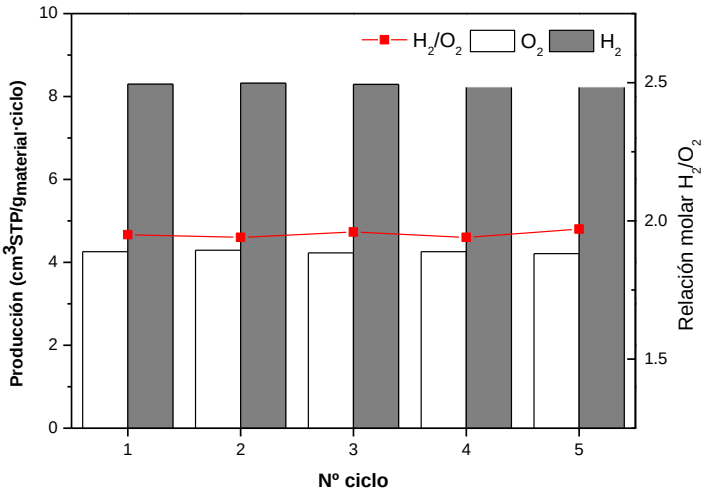


Figura 6. O_2 e H_2 producido durante la etapa de reducción térmica y oxidación con H_2O y relación H_2/O_2 obtenida operando a una temperatura isoterma de 800 ºC para el material LANi82-RPC.

CONCLUSIONES

Los resultados obtenidos permiten concluir que la perovskita $La_{0,8}Al_{0,2}NiO_{3\pm\delta}$ sintetizada mediante molienda reactiva y conformada en una espuma cerámica porosa tipo RPC es un firme candidato para la producción de H_2 libre de CO_2 mediante ciclos termoquímicos en reactores solares, debido a su considerable producción de H_2 a una temperatura de operación isoterma de 800 °C. Esto permite sentar las bases para una nueva generación de centrales termosolares.

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen a MCIN/AEI/10.13039/501100011033 y a los fondos "NextGenerationEU"/PRTR de la Unión Europea por el apoyo financiero a través del proyecto RHYDROGENALTES (TED2021-132540B-I00), y a la "Comunidad de Madrid" por la cofinanciación en el marco del Convenio Plurianual con la Universidad Rey Juan Carlos en la línea de actuación 1, "Fomento a la investigación de Jóvenes Doctores" a través del proyecto de I+D de Jóvenes Doctores ONEHYDRO (M-2733).

REFERENCIAS

A. Haeussler, S. Abanades, A. Julbe, J. Jouannaux and B. Cartoixa (2020). Two step CO_2 and H_2O splitting using perovskite-coated ceria foam for enhanced green fuel production in a porous volumetric solar reactor, *J. CO_2 Util.*, 41, 101257.

A. Haeussler, S. Abanades, F.A. Costa Oliveira, M.A. Barreiros, A.P.F. Caetano, R.M. Novais, R.C. Pullar (2020). Solar Redox Cycling of Ceria Structures Based on Fiber Boards, Foams, and Biomimetic Cork-Derived Ecoceramics for Two-Step Thermochemical H_2O and CO_2 Splitting. *Energy Fuels*, 34 (7), 9037–9049.

B. Bulfin, A.J. Lowe, K.A. Keogh, B.E. Murph, O. Lübben, S.A. Krasnikov, I.V. Shvets (2013). Analytical model of CeO_2 oxidation and reduction. *J. Phys. Chem.*, 117 (46), 24129–24137.

D. Karatza, C. Konstantopoulos, S. Chianese, S. Diplas, P. Svec, E. Hristoforou, D. Musmarra (2021). Hydrogen production through water splitting at low temperature over Fe_3O_4 pellet: Effects of electric power, magnetic field, and temperature. *Fuel Process. Technol.*, 211, 106606.

M. Orfila, M. Linares. R. Molina, R. Sanz, J. Marugán, J.A. Botas (2016). Perovskite materials for hydrogen production by thermochemical water splitting, *Int. J. Hydrogen Energy*, 41 (42), 19329-19338.

M. Orfila, D. Sanz, M. Linares. R. Molina, R. Sanz, J. Marugán, J.A. Botas (2021). H_2 production by thermochemical water splitting with reticulated porous structures of ceria-based mixed oxide materials, *Int. J. Hydrogen Energy*, 46 (33), 17458-17471.

Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, Hoja de Ruta del Hidrógeno: Una apuesta por el hidrógeno renovable (2020).

P. Furler, J. Scheffe, M. Gorbar, L. Moes, U. Vogt, A. Steinfeldv(2012). Solar thermochemical CO_2 splitting utilizing a reticulated porous ceria redox system. *Energy Fuels*, 26 (11), 7051–7059.

UN SISTEMA INNOVADOR DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA TÉRMICA POR CALOR LATENTE PARA PLANTAS TERMOSOLARES CON *POWER TO HEAT*

Cabeza L.F.*, Martínez Alcocer R.F.*, Borri E.*, López-Román A.**, Prieto C.**

*Grupo de Investigación GREiA, Universidad de Lleida, Pere de Cabrera s/n, 25001-Lleida, España, luisaf.cabeza@udl.cat

**Universidad de Sevilla, Departamento de Ingeniería de la Energía, Camino de los Descubrimientos s/n, 41092, Sevilla, España, cprieto@us.es

RESUMEN/RESUMO

En este trabajo se presenta un sistema innovador de almacenamiento de energía térmica (TES del inglés) que puede implementarse en plantas de concentración solar de potencia CSP de última generación, capaz de alcanzar temperaturas de funcionamiento de hasta 610 ^{o}C y que permite el uso de ciclos de energía de CO_2 supercrítico. En el nuevo concepto desarrollado, se utilizaron lanas metálicas dentro del PCM para mejorar la transferencia de calor, formando un compuesto de lana metálica y sal inorgánica para ofrecer una solución de bajo costo. El concepto HYBRIDplus se puede cargar tanto con energía eléctrica como con energía térmica. La descarga se realiza con energía térmica utilizando el HTF para alimentar el ciclo de energía de sCO_2. Cuando se utiliza electricidad, el almacenamiento se puede cargar mediante el uso de calentadores de inmersión utilizando los conceptos de calentamiento óhmico y carga magnética. Para reducir el gradiente térmico entre el TES y el ciclo de energía, se utiliza un TES basado en un concepto de cascada. La cascada se realiza seleccionando el PCM a travers de una metologia desarolada an el projecto incluyendo una detallada caracterizacion experimental. El concepto HYBRIDplus TES se diseñará para probarlo a escala piloto y alcanzar un TRL final de 5-6.

PALABRAS CLAVE/PALABRAS CLAVE: Almacenamiento de energía térmica; plantas de CSP; materiales de cambio de fase (PCM); Mejora de la transferencia de calor

ABSTRACTO

This paper presents an innovative thermal energy storage (TES) system that can be implemented in state-of-the-art CSP power concentrated solar power plants, capable of reaching operating temperatures of up to 610 ^{o}C and allowing the use of supercritical CO2 energy cycles. In the newly developed concept, metallic wools were used within the PCM to improve heat transfer, forming a composite of metallic wool and inorganic salt to offer a low-cost solution. The HYBRIDplus concept can be charged with both electric and thermal energy. The discharge is done with thermal energy using the HTF to power the sCO2 power cycle. When electricity is used, storage can be charged through the use of immersion heaters using the concepts of ohmic heating and magnetic charging. To reduce the thermal

gradient between the TES and the power cycle, a TES based on a cascade concept is used. The cascade is made by selecting the PCM through a methodology developed in the project including a detailed experimental characterization. The HYBRIDplus TES concept will be designed to be tested on pilot scale and achieve a final TRL of 5-6.

PALABRAS CLAVE: Thermal energy storage; CSP plants; phase change materials (PCM); heat tranfer enhancement

INTRODUCCIÓN/INTRODUÇÃO

Con el fin de reducir el calentamiento global, las tecnologías renovables se han convertido en una tendencia importante. La tecnología de energía solar concentrada (CSP) con almacenamiento de energía térmica (TES) es una tecnología renovable que puede respaldar mecanismos de seguridad de la red, como el control de frecuencia, el cambio de tiempo o el alivio de la congestión de la transmisión, y también puede actuar como un aplazamiento de actualización o utilizarse para el almacenamiento de energía de larga duración.

Hoy en día, la tecnología CSP se ha implementado ampliamente, pero su coste es demasiado alto para competir con otras tecnologías renovables no gestionables (IRENA, 2022). No obstante, la CSP tiene el potencial de reducir su coste cuando se combina con ciclos térmicos avanzados para la generación de electricidad. En el proyecto HYBRIDplus (GA 101084182), financiado con fondos europeos dentro del programa *Horizon Europe*, se está desarrollando un almacenamiento de energía térmica innovador que puede implementarse en plantas termosolares de última generación, capaz de alcanzar temperaturas de operación de hasta 610 ºC y que permite el uso de ciclos de potencia de CO_2 supercrítico. Este TES se basa en la tecnología de material de cambio de fase (PCM) mejorada con lanas metálicas para mejorar la conductividad térmica y para su uso como calentadores eléctricos incorporados, lo que permite que la capacidad del sistema TES funcione como un depósito de energía para calentar y aumentar aún más el factor de capacidad de la planta al tiempo que mejora los servicios de estabilidad de la red al mismo tiempo. Estos calentadores eléctricos otorgan a la planta termosolar la capacidad de hibridarse con otras tecnologías renovables colocadas, normalmente fotovoltaicas, o incluso de la red.

CONCEPTO DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA TÉRMICA

Fluido de transferencia de calor y medios de almacenamiento

Para poder implementar la solución TES propuesta en plantas CSP de última generación, se utilizan sales fundidas tradicionales (40/60% en peso de $KNO_3/NaNO_3$) como fluido de transferencia de calor (HTF). Esta sal binaria ha sido ampliamente utilizada a nivel comercial, pero siempre limitando su temperatura máxima a 565 ºC para evitar fenómenos de degradación. El concepto propuesto en el projecto HYBRIDplus utiliza la sal solar como HTF, almacenando la energía en un PCM. Esto permite aumentar la temperatura máxima operativa de las sales hasta 610 ºC durante pequeños periodos de tiempo sin degradación. Las temperaturas típicas de operación de una planta termosolar con ciclo de vapor van desde los 290 ºC (restringidas por la temperatura de solidificación de la sal solar) hasta los 565 ºC restringidas por los fenómenos de degradación descritos anteriormente.

Para la implementación de ciclos de CO_2 supercrítico se requieren temperaturas de hasta 610 ºC, lo que implica un gradiente térmico de 320 ºC. Este alto gradiente térmico impone una penalización a un sistema de almacenamiento de calor latente, por lo que se propone una configuración en cascada (Prieto & Cabeza, 2019). La cascada se realiza seleccionando

el PCM adecuado con una temperatura de fusión adecuada en un rango de temperaturas de fusión de 300 ºC a 600 ºC. Cada módulo PCM es responsable de proporcionar la energía de un gradiente térmico más pequeño y, aprovechando la configuración de termoclina, esta energía es proporcionada por el calor latente y sensible en todo el rango de temperatura de trabajo del módulo (Fig. 10). Como se puede ver en esta figura, la configuración en cascada permite una diferencia de temperatura mucho menor entre las fases de carga y descarga.

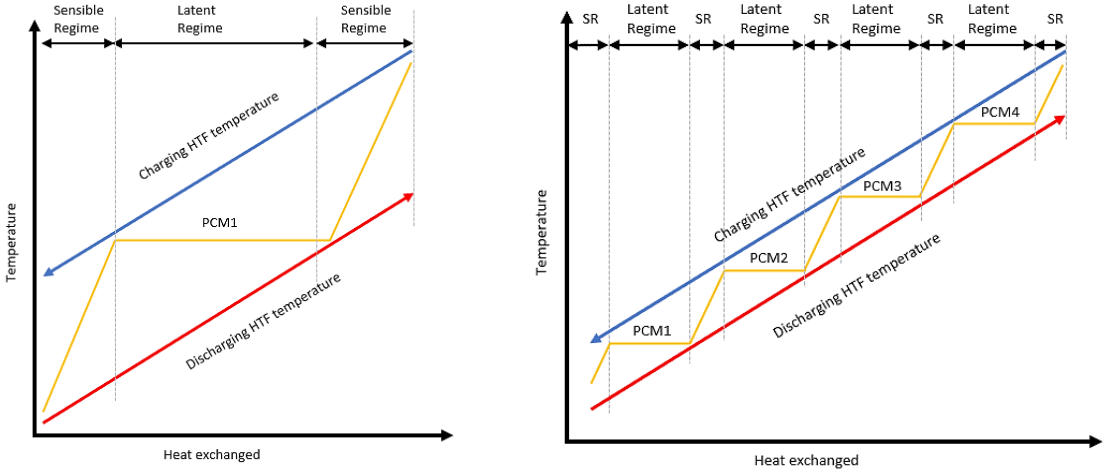


Fig. 10. Distribución de calor sensible y latente en un intercambiador de calor PCM. Izquierda, solo un PCM. Derecha, cuatro módulos PCM para el mismo rango de temperatura

Esta configuración también resuelve el problema de los choques térmicos en el módulo al reducir la diferencia de temperatura entre el HTF y los medios de almacenamiento. Cada módulo PCM -definido por la temperatura de fusión del PCM- puede estar compuesto por un número diferente de depósitos para hacer frente a la diferente entalpía de fusión por masa de cada material seleccionado. Cada depósito sigue una configuración vertical de un intercambiador de calor tradicional de carcasa y tubos, con el HTF fluyendo a través de los tubos y la mezcla PCM-lana metálica almacenada en la carcasa, con una distribución horizontal preferencial de las fibras de la lana metálica. Dependiendo del mecanismo de hibridación seleccionado, la configuración final varía: para los calentadores eléctricos de inmersión tradicionales, la resistencia eléctrica utiliza una parte de los tubos; para el calentamiento óhmico, los electrodos se colocan en los tubos y en la carcasa; Y para la carga magnética, se agrega un elemento externo a la carcasa para generar las corrientes magnéticas.

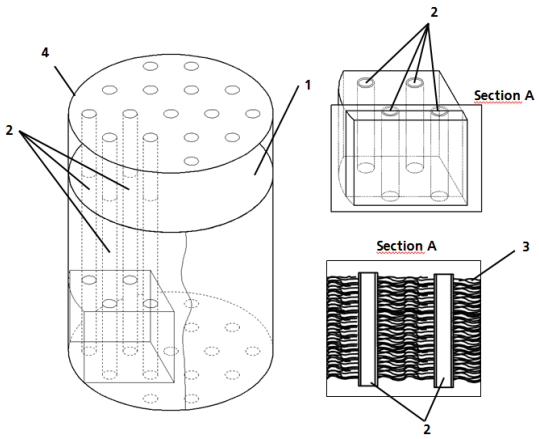


Fig. 11 Configuración del depósito PCM. (1) Gas para cubrir la expansión volumétrica. (2) Registro de tubos. (3) Lana metálica. (4) Encabezado HTF

Mecanismos de carga

Este sistema de almacenamiento se puede cargar tanto eléctrica como térmicamente, y la descarga se realiza térmicamente utilizando el HTF para alimentar el ciclo de potencia de CO_2. Una vez considerado el ciclo de energía, la configuración final se convierte en un sistema de energía a calor a energía, también conocido como batería de Carnot, si se carga eléctricamente o una conversión de calor a energía cuando se carga a través del campo solar.

Carga térmica

Es el mecanismo de carga preferido para el TES es a través del calor proporcionado por el campo solar de la planta solar, transferido utilizando la sal fundida HTF al PCM en cascada. La sal solar fluye a través de los tubos de los módulos, de arriba a abajo, donde se extrae su energía con la ayuda de las lanas metálicas como potenciadores de la transferencia de calor. La cascada PCM se comporta como una configuración paralelo/serie, donde el HTF se distribuye en paralelo entre los diferentes contenedores de un mismo PCM, para luego pasar en serie al siguiente nivel de temperatura del lote de contenedores PCM. Con esta configuración, cada módulo se comporta como una termoclina, mientras que al mismo tiempo, toda la cascada del PCM también se comporta como una termoclina. Para lograr un comportamiento de termoclina sin cambios bruscos de temperatura, cada módulo de nivel de temperatura no se puede cargar por completo. En cada módulo de temperatura está presente un rango completo de temperatura, con la parte inferior del PCM en un estado solidificado a la temperatura más baja del depósito, incluso después de que finalice el proceso de carga. Aunque esto implica una reducción en la cantidad total de energía almacenada por módulo, esta configuración reduce fuertemente los problemas mecánicos de estrés térmico para grandes gradientes de temperatura entre el PCM y el HTF al inicio del proceso de descarga. El mismo principio se aplica en la descarga, donde se considera que el módulo PCM está completamente descargado, aunque una pequeña parte en la parte superior permanezca en estado líquido sobrecalentado.

Carga eléctrica del calentador de inmersión

Los depósito comerciales de sales fundidas de las centrales de CSP utilizan calentadores eléctricos de inmersión para evitar alcanzar temperaturas en las que la sal solar podría empezar a congelarse. Se espera que esta configuración se utilice solo como mecanismo de seguridad. Sin embargo, el mismo principio podría utilizarse para proporcionar energía a calor si se reorganiza la configuración y se mejora el diseño. Esto se hace en el concepto TES propuesto insertando estos calentadores de inmersión como tubos en la configuración del módulo de carcasa y tubos. Gracias al uso de lanas metálicas como potenciadores del calor, se supera el principal reto del diseño de los calentadores de inmersión para la conversión de energía en calor. Sin embargo, el uso del espacio físico para insertar los calentadores de inmersión plantea un desafío en el diseño, reduciendo el área de transferencia efectiva cuando el módulo está cargado térmicamente y aumentando el volumen total de los depósitos, lo que lleva a un aumento en los costos totales tanto por el área requerida como por el uso de material.

Carga eléctrica de calentamiento óhmico

El mecanismo principal detrás de los calentadores de inmersión es pasar una corriente a través de un conductor, generalmente un filamento de metal, para producir calor debido al efecto Joule. Este filamento normalmente está encapsulado en una funda aislada eléctricamente para evitar el deterioro del filamento y garantizar el camino correcto para la electricidad.

Sin embargo, esta encapsulación no es obligatoria si se proporciona la ruta para la corriente. Mediante el uso de los potenciadores de calor lanas metálicas como filamentos, se consigue el mismo efecto Joule, o calentamiento óhmico, cuando se genera una corriente entre la carcasa del módulo y los tubos. Las lanas metálicas deben estar dispuestas de manera que garanticen el camino más corto entre los electrodos, que está en una configuración horizontal en un depósito vertical, la misma que la configuración requerida para la termoclina, y se debe garantizar la continuidad del circuito. Se requiere un contacto directo entre los tubos y las lanas metálicas, al igual que entre las lanas metálicas y la carcasa. Esto supone un reto en sí mismo, ya que un pequeño hueco podría dar lugar a arcos eléctricos, que podrían deteriorar fácil y rápidamente los componentes metálicos. Otro desafío identificado es la diferente conductividad eléctrica del PCM en estado sólido y en estado líquido, y en particular, durante la fase de fusión, lo que dificulta el control de los voltajes requeridos.

Carga magnética

Se puede utilizar un campo magnético alterno para inducir una corriente eléctrica en la lana metálica, que a su vez genera energía térmica por efecto Joule. El campo magnético es generado externamente por una bobina que rodea cada módulo PCM sin requerir contacto directo y, como tal, sin aumentar el volumen interno del depósito. La presencia de la lana metálica asegura una correcta distribución interna de las corrientes inducidas, pero para evitar esas corrientes en la cáscara, es necesario realizar un estudio específico sobre materiales no ferrosos. Otro reto de esta configuración es el requerimiento de electrónica

de potencia. Por un lado, esta electrónica puede compensar el factor de potencia del gid eléctrico mediante la corrección de la distorsión armónica y otras mejoras en la calidad del voltaje, pero por otro lado, la presencia de electrónica de potencia aumenta el costo de TES.

METODOLOGÍA DE SELECCIÓN DE MATERIALES DE CAMBIO DE FASE

La literatura muestra que hay muchos materiales que se pueden utilizar como materiales de cambio de fase en TES, pero los investigadores aún luchan por elegir materiales adecuados. Las metodologías de selección de PCM suelen considerar un número limitado de factores como relevantes, que son la entalpía de fusión, la temperatura de fusión y la cantidad de energía que se puede almacenar y liberar. Sin embargo, desde el punto de vista de la aplicación y el manejo de materiales, otros factores también son cruciales en la metodología de selección de PCM, como la higroscopicidad, la compatibilidad del metal (corrosión), el nivel de peligro, el costo y la estabilidad térmica y atmosférica. Con el fin de seleccionar los PCM adecuados, se desarrolló una nueva metodología que considera un punto de vista más integral y permite identificar en las primeras etapas a los candidatos que no son dignos de caracterizar completamente (Cabeza et al., 2024). La metodología desarrollada para llevar a cabo la selección de PCM tiene los pasos que se muestran en la Figura 3.

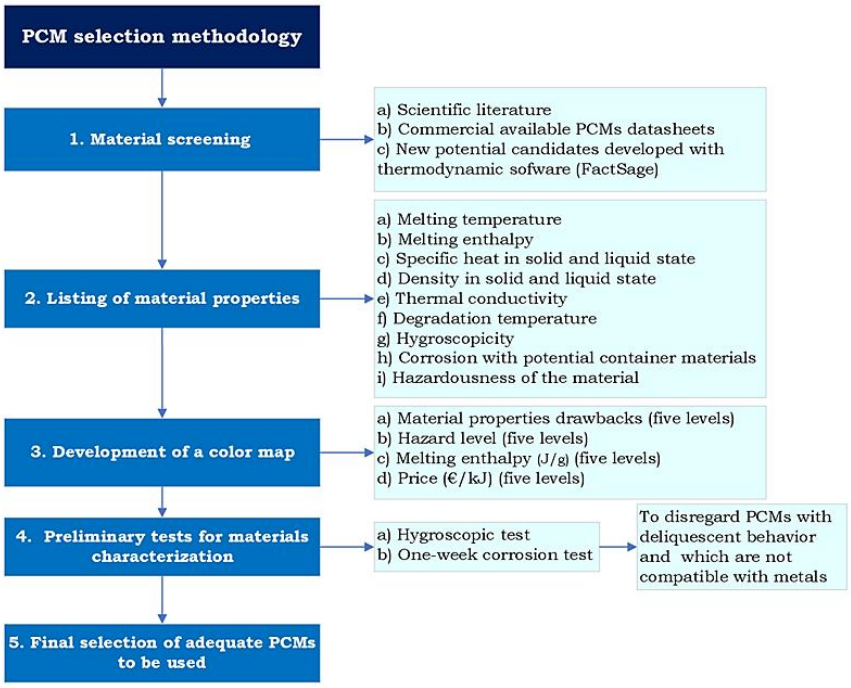


Fig. 3 Metodología de selección de PCM (Cabeza et al., 2024)

Para identificar materiales potenciales para su aplicación como PCM dentro del rango de temperatura de 270 °C a 600 °C para el sistema en cascada, se realizó una búsqueda bibliografica. Esta búsqueda abarcó una revisión exhaustiva de la literatura científica, hojas de datos comerciales de PCM, y la creación de mezclas eutécticas utilizando el software FactSage. A partir de este primer paso, se obtuvieron 67 materiales potenciales, 38 de literatura científica, 10 fueron desarrollados con FactSage Educational versión 8.3 y 19 PCM comerciales disponibles.

En el concepto de cascada desarollado en el project HYBRIDplus, las temperaturas de cambio de fase se dividen en cuatro rangos de temperatura distintos: 270 °C a 300 °C, 301 °C a 400 °C, 401 °C a 500 °C y 501 °C a 600 °C.

Las propiedades se recogieron de la literatura de las fichas técnicas de los materiales. Las propiedades consideradas fueron la temperatura de fusión, la entalpía de fusión, el calor específico en estado sólido y líquido, la densidad en estado sólido y líquido, la conductividad térmica, la temperatura de degradación, la higroscopicidad, la corrosión con posibles materiales de envase y la peligrosidad del material (siguiendo la norma NFPA 704). Para facilitar la selección, se desarrolló un mapa de colores. Para los diferentes parámetros clave, se definieron niveles aceptables y no aceptables, y se desarrolló una clasificación por colores. En la Figura 4 se muestran algunos ejemplos de estos parámetros y niveles.

Inconvenientes de las propiedades de los materiales	
	Fotosensible
	Delincuescente
	Higroscópico
	Ninguno
	No reportado

Nivel de peligro		
	Peligroso para el transporte	H.T.
	Peligro extremo	3
	Peligroso	2
	No peligroso	0
	No reportado	-

ΔFusión (J/g)		
	Muy alto	889–430
	Alto	430–160
	Medio	160–125
	Bajo	125–70
	Muy bajo	<70

Precio (EUR /kJ)		
	Muy bajo	0.10–0.02
	Bajo	0.41–0.10
	Medio	2.20–0.41
	Alto	4.07–2.20
	Muy alto	<4.07

Figura 4. Mapa de colores desarrollado para varios parámetros para resaltar la idoneidad de los materiales potenciales (Cabeza et al., 2024)

Para descartar los materiales que no cumplían con los requisitos establecidos, se realizaron dos ensayos. En primer lugar, se aplicó un análisis higroscópico a los posibles PCM, como las sales inorgánicas, identificadas como higroscópicas o delicuescentes en sus fichas técnicas. Las pruebas higroscópicas consisten en pesar aproximadamente cinco gramos de cada producto químico y dejarlos expuestos a las condiciones atmosféricas (19 ºC, 70 % HR) durante ocho horas. En segundo lugar, se realizó una prueba de corrosión de una semana con los PCM identificados con los metales preseleccionados para ser utilizados en contacto con el PCM. La corrosión estática se evaluó por el método de inmersión. Una muestra (aproximadamente 0,3 g) de lana metálica se colocó en crisoles, que se llenaron con 15 g de PCM sólido. A continuación, todos los crisoles se colocaron en el horno a 50 °C por encima de su temperatura de fusión para garantizar que el PCM estuviera en estado líquido. Las muestras se sumergieron en el PCM líquido durante una semana, un mes y tres meses. La

evaluación de los resultados en este caso es solo cualitativa (inspección visual) (Figura 5) debido a que las fibras utilizadas son muy delgadas y no fue posible limpiar la capa de óxido pasivado como se indica en la norma ASTMG1-03. Como este proceso es muy largo con el gran número de muestras a determinar, inicialmente, se llevó a cabo un primer cribado de una prueba de una semana con fibras de acero inoxidable. Con aquellas muestras que pasan la prueba, se repite la prueba durante una semana, un mes y tres meses. Con las muestras que no pasaron la prueba de los tres meses, se repite el primer cribado de una semana pero con la aleación *Alloy 20*. Con aquellas muestras que pasan la prueba, se repite la prueba durante una semana de nuevo, y se extiende un mes y tres meses. Con las muestras que no pasaron la prueba de los tres meses, se repite todo el proceso pero en atmósfera inerte, primero con acero inoxidable y si es necesario con *Alloy 20*.

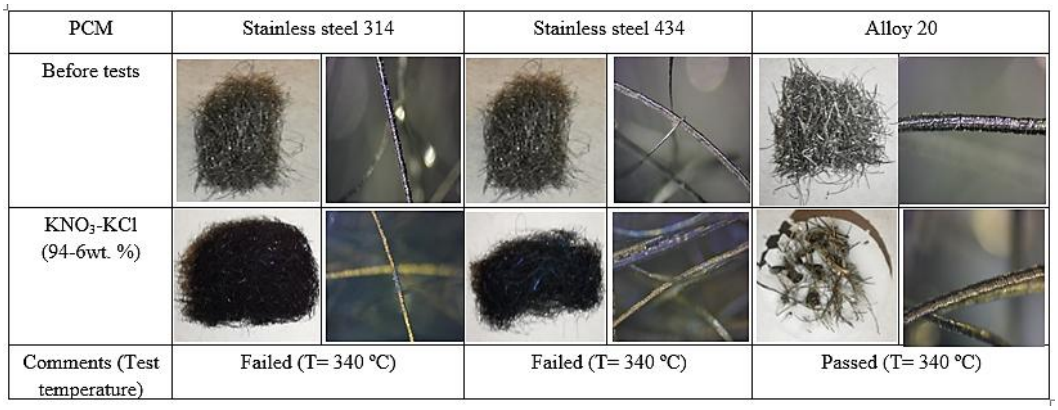
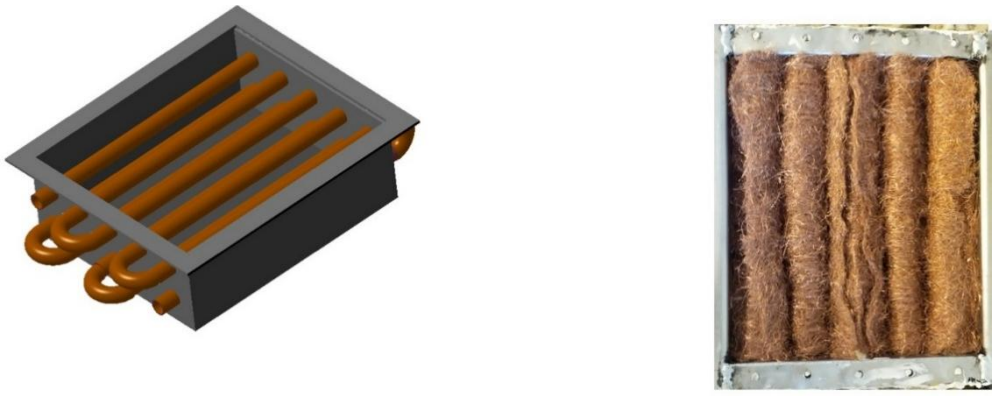


Figura 5. Ejmeplo de los resultados de la prueba de corrosión

MEJORA POR TRANSFERENCIA DE CALOR DE MATERIALES DE CAMBIO DE FASE

Aunque los materiales de cambio de fase han sido ampliamente estudiados por la academia debido a su alta densidad de energía y su potencial bajo costo, hay algunos problemas que deben resolverse antes de su implementación comercial. Uno de los principales problemas es la baja conductividad térmica de estos materiales. Se han estudiado varias opciones, desde el uso de aletas, compuestos metálicos o de grafito hasta nanopartículas o nanoaditivos, pero todas estas soluciones tienen en común un importante incremento de los costes finales. Teniendo esto en cuenta, el concepto seleccionó utilizar fibras metálicas baratas llamadas lanas metálicas dentro del PCM como mejora de la transferencia de calor, formando un compuesto de lana metálica y sal inorgánica. Los resultados preliminares a escala de laboratorio mostraron resultados prometedores. Las pruebas se llevaron a cabo utilizando una carcasa y un tubo. (Gasia et al., 2019) con n-octadecano como PCM que integra fibras metálicas de cobre compradas a STAX, Alemania.



(a) (b)

Figura 1. (a) Representación esquemática del depósito de almacenamiento térmico (TES) sin lana de cobre (b) imagen del depósito TES con lana de cobre

Se utilizaron las instalaciones de investigación disponibles en el grupo de investigación GREiA de la Universidad de Lleida, España, para adquirir datos relacionados con el rendimiento del intercambiador de calor. En particular, las características de carga y descarga se adquirieron para tres configuraciones diferentes de intercambiadores de calor. La primera configuración es un simple intercambiador de calor de carcasa y tubos cargado con n-octadecano como PCM. Las otras dos configuraciones incluyen el uso de lana metálica de cobre como relleno para aumentar la transferencia de calor. Una configuración se distingue de la otra por la forma en que la lana metálica se enreda alrededor de los tubos del intercambiador de calor. Sin embargo, la orientación de la lana metálica se colocó perpendicular a los tubos del intercambiador de calor para aumentar la transferencia de calor en la dirección radial. Figura 12 muestra las tres configuraciones diferentes del intercambiador de calor. La masa de PCM cargada en el intercambiador de calor (~ 2,1 kg) se mantuvo igual para todas las configuraciones. Figura 13 y Figura 14 Muestra la temperatura medida dentro del intercambiador de calor frente al tiempo para las tres configuraciones del intercambiador de calor durante los ciclos de carga y descarga. El termopar se colocó en una parte central del intercambiador de calor con el fin de medir la temperatura media del PCM. El rango de temperatura seleccionado (15 °C a 45 °C) cubre el proceso típico de cambio de fase (sólido a líquido durante la carga y líquido a sólido durante la descarga) del n-octadecano. La inclusión de lana metálica de alta conductividad térmica en la unidad del intercambiador de calor redujo el tiempo de carga y descarga.

El intercambiador de calor con configuración 3 redujo significativamente el tiempo de carga (16%) y el tiempo de descarga (397%) con respecto a la configuración 1 (solo PCM).

La reducción podría deberse a que la lana metálica de la configuración 3 es la que más cubre la pared exterior del intercambiador de calor en comparación con otra configuración.

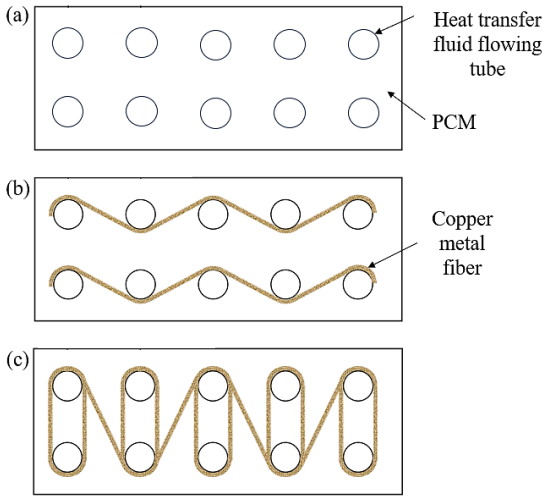


Figura 12. Representación esquemática de la unidad intercambiadora de calor: (a) Configuración 1 - intercambiador de calor solo con PCM, (b) Configuración 2 - intercambiador de calor con lana metálica y PCM en el diseño 1, (c) Configuración 3 - intercambiador de calor con lana metálica y PCM en el diseño 2.

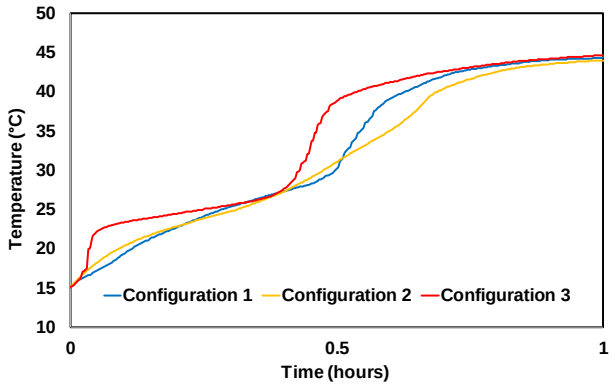


Figura 13. Temperatura vs tiempo durante el ciclo de carga.

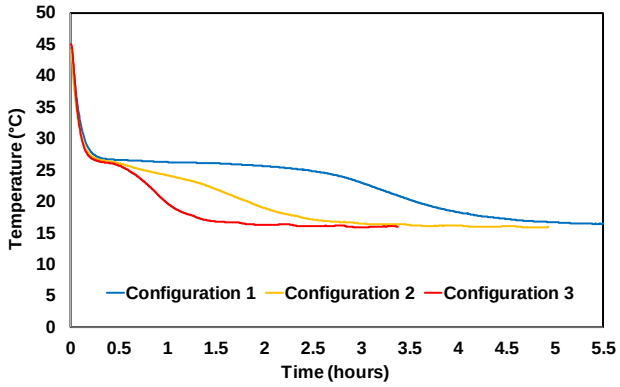


Figura 14. Temperatura vs tiempo durante el ciclo de descarga.

DEMOSTRACIÓN DE CONCEPTO

Con el objetivo de probar el concepto TES aquí explicado, la Universidad de Sevilla tiene previsto construir en sus instalaciones una planta piloto con tres módulos PCM con

diferentes temperaturas de fusión, capaz de demostrar a nivel piloto (TRL5-6) el concepto de cascada acoplado al concepto de termoclina. Los módulos se construirán como se explicó anteriormente, en una configuración de carcasa y tubos con sales fundidas utilizadas como HTF que pasan a través de los tubos y el PCM almacenado en la carcasa. Está previsto que cada módulo se electrifique de una manera diferente, uno con calentadores de inmersión, otro con calentamiento óhmico y el último con carga magnética. Para simular la carga térmica, se instalará un circuito de sal solar, con un depósito frío y caliente, un calentador eléctrico en línea y un enfriador. La planta piloto tendrá diferentes configuraciones de trayectoria para mayor versatilidad, y la temperatura de diseño de todo el sistema será de 600 ºC. A pesar de que se espera que la configuración final pruebe los tres módulos diferentes simultáneamente, la instalación será secuencial, realizando pruebas de forma independiente con cada uno de los módulos antes de la integración de todo el sistema. El orden de implementación seguirá el grado de innovación del sistema de calefacción eléctrica junto con el nivel de temperatura, implementando primero el PCM de baja temperatura de fusión con los calentadores de inmersión mejorados, luego el PCM de temperatura de fusión media con calentamiento óhmico y, por último, el PCM de alta temperatura de fusión con el mecanismo de inducción magnética. Todos los módulos incluirán el elemento potenciador de calor de lana metálica y la lección aprendida en los módulos anteriores se aplicará a los siguientes.

AGRADECIMIENTOS

Este proyecto está financiado por el Programa de Investigación e Innovación Horizonte Europa de la Unión Europea en virtud del acuerdo de subvención 101084182 (HYBRIDplus). Sin embargo, los puntos de vista y opiniones expresados son únicamente los de los autores y no reflejan necesariamente los de la Unión Europea o CINEA. Ni la Unión Europea ni la autoridad otorgante pueden ser considerados responsables de ellos.

Este trabajo cuenta con el apoyo parcial de ICREA en el marco del programa ICREA Academia. Los autores agradecen al Departament de Recerca i Universitats de la Generalitat de Cataluña la acreditación de calidad otorgada a su grupo de investigación (2021 SGR 01615). GREiA es agente TECNIO certificado en la categoría de desarrolladores tecnológicos de la Generalitat de Cataluña.

REFERENCIAS/REFERÊNCIAS

Cabeza, L. F., Martínez, F. R., Borri, E., Ushak, S., & Prieto, C. (2024). Thermal Energy Storage Using Phase Change Materials in High-Temperature Industrial Applications: Multi-Criteria Selection of the Adequate Material. *Materials*, *17*(8). https://doi.org/10.3390/ma17081878

IRENA. (2022). *Renewable Power Generation Costs in 2021*.

Prieto, C., & Cabeza, L. F. (2019). Thermal energy storage (TES) with phase change materials (PCM) in solar power plants (CSP). Concept and plant performance. *Applied Energy*, *254*, 113646. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.113646

ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA E ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

MEDIDA RELATIVA DE IAM EN MÓDULOS FOTOVOLTAICOS COMERCIALES

Ríos F.*, Barrutia L.*, Lorenzo C. *, Lorenzo E.*

*Instituto de Energía Solar—Universidad Politécnica de Madrid, 28031 Madrid, España, felipe.rios.ledesma@alumnos.upm.es

RESUMEN

Este artículo describe una metodología para evaluar las pérdidas por IAM (Incidence Angle Modifier) en módulos fotovoltaicos comerciales, basada en una medida relativa (comparando el módulo a medir con otro de referencia, constituido por un modulo limpio y sin capa AR, cuya IAM es bien conocida) en estructura estática orientada al OESTE, y obteniendo la ratio de Isc. Esta metodología es mucho más sencilla de implementar que las medidas absolutas en seguidor indicadas por la norma IEC 61853-2. Además, se usa el modelo empírico Martín-Ruiz para obtener un único coeficiente de ajuste de las curvas experimentales (el coeficiente a_r) con el que evaluar las pérdidas por IAM. Los primeros resultados muestran una buena repetitividad para distintos días de ensayo, así como diferencias muy pequeñas en términos de energía entre los dos fabricantes considerados (del orden del 0.6% anual).

PALABRAS CLAVE: Energía Fotovoltaica, IAM, Experimental

ABSTRACT

This article describes a methodology for the assessment of IAM (Incidence Angle Modifier) losses in commercial photovoltaic modules. It is based on a relative measurement (comparing the module to be measured with another reference module, consisting of a clean module without an AR coating, whose IAM is well known) on a West-oriented static structure. This methodology is much easier to implement than the absolute measurements with a tracker indicated by the norm. Furthermore, the empiric model of Martín-Ruiz is used to obtain a single coefficient (a_r) for fitting the experimental curves and estimate the IAM losses. First results show a good repetitiveness for different days of experiments, as well as very small differences in terms of energy between the two module manufacturers considered (close to 0.6% annually).

KEYWORDS: Photovoltaic Energy, IAM, Experimental

INTRODUCCIÓN Y METODOLOGÍA

Es bien conocido el progreso exponencial, a nivel mundial, que está teniendo la energía solar fotovoltaica (FV) en el mercado como fuente sostenible, de bajo coste y escalable para convertir la energía solar en electricidad [1,2].

Dicho crecimiento exponencial está suponiendo la aparición continua de nuevos módulos fotovoltaicos en el mercado, todos ellos basados en silicio pero con distintas innovaciones tecnológicas (como por ejemplo la tecnología TOPCon, PERC, HJT...) [3]. Dichas tecnologías llevan pocos años en funcionamiento (el 85% de los módulos actuales tienen menos de 5 años de exposición al sol) y por lo tanto deben ser analizadas. Los distintos parámetros que definen las características y el funcionamiento de un módulo fotovoltaico trabajando a sol real deben de ser estudiadas correctamente para su posterior simulación a la hora de estimar con baja incertidumbre la producción energética de cualquier planta fotovoltaica.

Entre los diversos parámetros a estudiar, este trabajo se ha centrado en el modificador del ángulo de incidencia, IAM, que está relacionado con las pérdidas ópticas que se producen cuando el ángulo entre el rayo incidente sobre una superficie (la superficie frontal del módulo fotovoltaico) y la normal a la superficie, θ, es distinto de cero. Dependiendo de la geometría de la agrupación de los módulos fotovoltaicos y de las condiciones de radiación solar y suciedad, las pérdidas IAM representan entre el 1 y el 5% del rendimiento energético anual de las plantas fotovoltaicas comerciales.

Las pérdidas por IAM tienen dos contribuciones. Por un lado están las pérdidas por reflexión gobernadas principalmente por la interfaz aire - primera capa del módulo fotovoltaico, y por otro lado están las pérdidas gobernadas por el efecto de la acumulación de partículas de polvo en la superficie de los módulos en condiciones reales de operación, conocidas como soiling. La mayoría de los softwares fotovoltaicos incluyen algún modelo matemático para contabilizar estas pérdidas por IAM [4–9], aunque no todos incluyen el efecto de la suciedad. Nuestro trabajo se centra en el Modelo Martin-Ruiz [4], que deriva del manejo matemático de las ecuaciones de Fresnel e incluye soluciones analíticas para las componentes de irradiancia difusa y reflejada, se presenta como un modelo analítico robusto, preciso y fiable que contempla estos dos factores: pérdidas por cambios en los índices de refracción y perdidas por suciedad. Se trata de un modelo empírico, con un parámetro, a_r, que permite el ajuste de la función a resultados experimentales. Este modelo tiene la siguiente expresión:

$$IAM(\theta_i) = 1 - \frac{\exp\left(-\frac{cos\theta_i}{a_r}\right) - \exp\left(-\frac{1}{a_r}\right)}{1 - \exp\left(-\frac{1}{a_r}\right)} \quad \text{(Ec. 1)}$$

Los valores por defecto recomendados para el coeficiente de ajuste son $a_r = 0{,}17$ para vidrio desnudo y $a_r = 0{,}14$ para módulos con revestimiento antirreflectante. Este modelo fue propuesto en 2001 y ha sido ampliamente referenciado en la literatura (419 referencias en google scholar el 10 de mayo de 2024) y se recomienda específicamente en la norma IEC 61853-2 [10] para describir los resultados experimentales de medidas de IAM.

Este trabajo se centra en el estudio de la primera contribución al IAM, pérdidas por cambios en los índices de refracción. Es por eso que se ha considerado en todo momento un módulo limpio (sin la posible exposición a partículas que den lugar a un cierto grado de suciedad).

Prácticamente todos los módulos fotovoltaicos actuales utilizan vidrio con revestimiento antireflectante (AR) como cubierta frontal, y los fabricantes de módulos proporcionan la información IAM correspondiente mediante un conjunto de transmitancias relativas frente a los valores del ángulo de incidencia. Según esta información, algunos módulos son mejores que otros. Como ejemplo, la figura 1 muestra la curva IAM de tres módulos comerciales fotovoltaicos tal y como figuran en el archivo pan.file facilitado por sus respectivos fabricantes. Curiosamente, los tres módulos parecen ser iguales en todo lo demás (PERC, monocristal, Si-n, tamaño de célula, coeficiente de temperatura de potencia, etc.). De modo que, en igualdad de condiciones (precio, garantías, etc.) las diferencias observadas en las curvas IAM llevan a preferir unos módulos a otros. Así pues, la conveniencia de realizar pruebas IAM independientes es indudable.

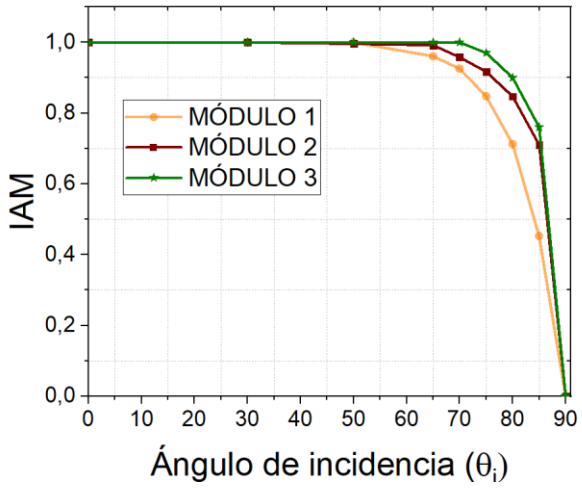


Fig. 1. Comparación de la curva IAM entre tres módulos comerciales fotovoltaicos diferentes. Datos IAM tal y como figuran en el archivo pan.file proporcionado por sus respectivos fabricantes.

Por otro lado, la norma IEC 618532-2 describe los requisitos necesarios para desarrollar las medidas de IAM en exteriores, abordando únicamente las mediciones absolutas, es decir, el resultado de la transmitancia relativa se establece en relación con la irradiancia observada por un piranómetro, cuya cubierta de vidrio abovedada lo hace insensible al IAM. La prueba debe realizarse en días muy claros (la relación entre la irradiancia directa normal y la irradiancia global normal debe ser superior al 85%). Además, se requiere del uso de un seguidor en dos ejes para determinar el ángulo de incidencia con una precisión de al menos $\pm 0.5^{o}$, lo cual supone considerables dificultades.

En este trabajo proponemos una alternativa más sencilla que consiste en una medición relativa. El módulo sometido a prueba está estático y se coloca coplanario con otro módulo cubierto por vidrio desnudo sin recubrimiento, cuya respuesta IAM es bien conocida (módulo de referencia figura 2b), y se establece la transmitancia relativa del módulo sometido a prueba en relación con la correspondiente a este último (ratio entre la Isc de cada uno de ellos). Para conseguir recoger los valores de I_{SC} correspondientes a los ángulos

de incidencia más sensibles al IAM ($50º \leq \theta_i \leq 80º$), se tiene que tener en cuenta la orientación elegida de los dos módulos. En el caso de tener un azimuth orientado al sur ($\alpha = 0$), ángulos de incidencia elevados corresponden a franjas horarias cercanas al amanecer y al atardecer (ver línea discontinua roja figura 2a). Por otro lado, la irradiancia directa recogida por el pirheliómetro presenta su máximo en horas cercanas al mediodía solar (tiempo solar verdadero 0). Por este motivo, esta configuración no es óptima, puesto que no se consiguen fácilmente ángulos de incidencia elevados y valores de directa elevada. Sin embargo, para una configuración con los módulos orientados ESTE / OESTE ($\alpha = \pm 90$) estos dos requisitos se cumplen satisfactoriamente. En la figura 2a se muestra el ejemplo para una configuración de un módulo orientado al OESTE. En este caso, se puede observar cómo los ángulos sensibles al IAM coinciden con los niveles más elevados en irradiancia directa. Dicha configuración fue la que se llevó a cabo durante los experimentos desarrollados en este trabajo (figura 2b).

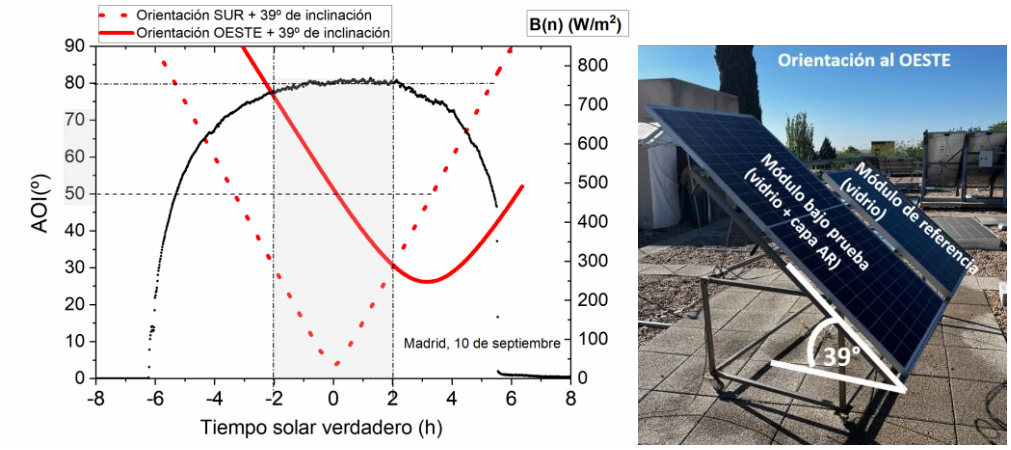


Fig. 2 a). Comparación entre la configuración de un módulo con orientación SUR ($\alpha = 0$) e inclinación 39º y un modulo con orientación OESTE ($\alpha = 90$) e inclinación 39º (línea contínua roja). Evolución a lo largo de un día en Madrid (10 de septiembre) del ángulo de incidencia θi (línea discontínua/continua roja orientación SUR/OESTE respectivamente) y de la irradiancia directa recogida por el pirheliómetro (línea continua negra). El tiempo solar verdadero está expresado en horas, donde cero corresponde a la hora del mediodía solar para el 10 de septiembre. La franja gris pretende centrar el análisis de los valores máximos de irradiancia directa con los ángulos más sensibles al IAM. Fig. 2b) Set-up utilizado para realizar las pruebas de IAM en el IES-UPM basadas en medidas relativas.

Obsérvese que, para una orientación e inclinación conocida, θi se calcula fácilmente mediante las ecuaciones de posición del sol que se encuentran en la radiación solar básica. Por lo tanto, con esta propuesta de medida relativa, el uso de un seguidor preciso es innecesario. Además, la azotea donde se desarrollaron estos experimentos consta de una estación meteorológica estándar dotada de un pirheliómetro y un piranómetro horizontal.

RESULTADOS EXPERIMENTALES

Este estudio de medida relativa de IAM se ha realizado en módulos comerciales diferentes. En este trabajo presentamos los resultados experimentales y el análisis para dos módulos distintos. A partir de ahora, los módulos 1 y 2 de este estudio serán conocidos como DUT 1 y DUT 2 respectivamente.

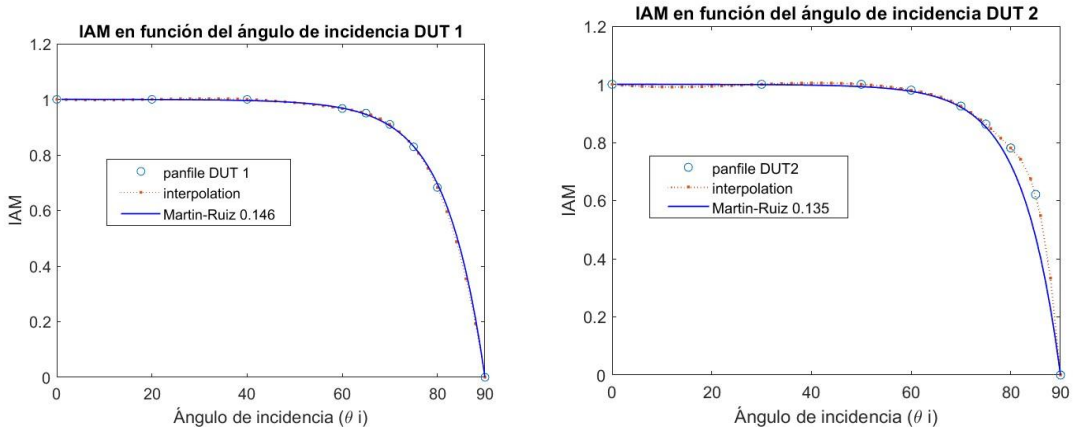


Fig. 3 a). Evolución de la curva de IAM (DUT 1 figura 3a, DUT 2 figura 3b) en función del ángulo de incidencia. Datos proporcionados en el panfile del fabricante. Ajuste de los datos del fabricante mediante el modelo matemático Martín- Ruiz (línea de color índigo). El coeficiente obtenido para el DUT 1 es $a_r = 0.146$. Coeficiente obtenido tras el ajuste al DUT 2 es $a_r = 0.135$.

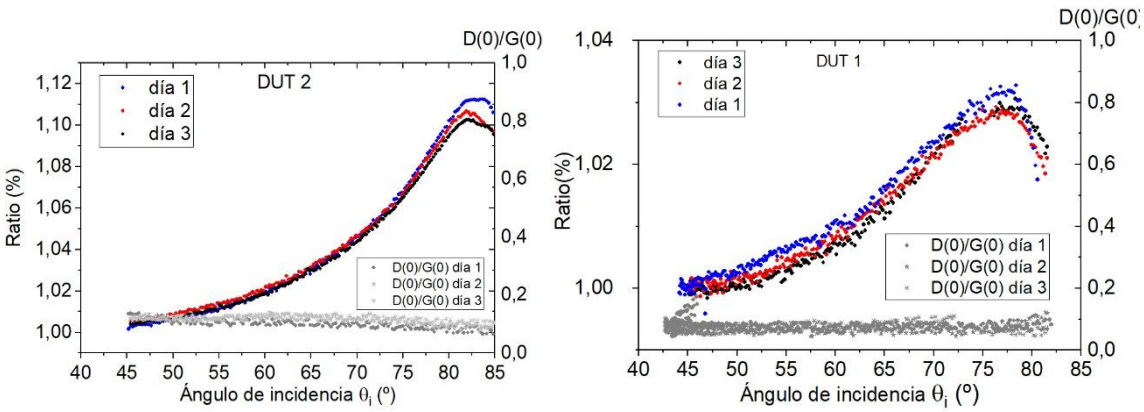


Fig. 4 Ensayo IAM realizado para un mismo módulo en tres días de cielo claro (ver cociente D(0)/G(0) línea gris). La figura muestra la evolución de la relación entre la I_{SC} del módulo de ensayo (con capa de revestimiento AR) y la I_{SC} del módulo de referencia (vidrio desnudo), ambos normalizados a los respectivos valores STC, que es igual a la relación de los correspondientes valores IAM (fig.ab DUT 1 y fig 2.b para DUT 2).

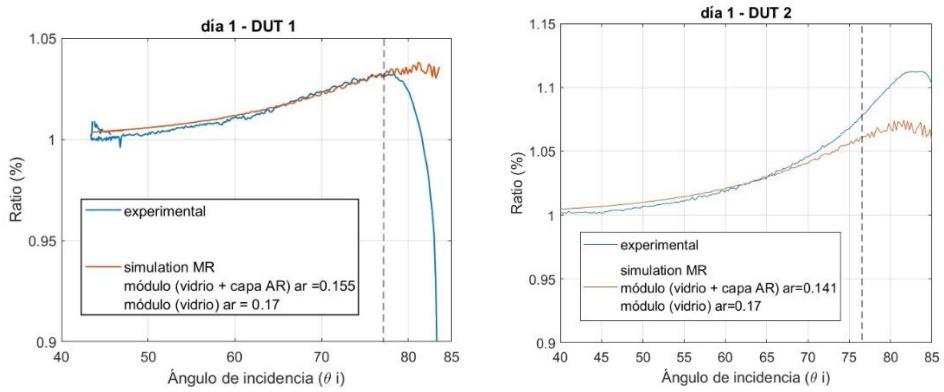


Fig. 5 a). Módulo DUT 1. 5b) Módulo DUT 2. Comportamiento experimental de la relación (línea azul) y ajuste de simulación con el modelo de Martin-Ruiz (línea naranja) entre el módulo de referencia y el sometido a ensayo en función del ángulo de incidencia para un día despejado en Madrid. El modelo de Martin-Ruiz permite ajustar el resultado experimental. La consideración de la componente de irradiancia difusa permite obtener un buen ajuste y, por tanto, una buena precisión del resultado experimental. La estimación de la irradiancia difusa se llevó a cabo a partir de las lecturas de irradiancia directa y global de la estación meteorológica.

La Figura 5 muestra uno de los días ajustados. Para dichos ajustes, se ha seleccionado un $a_r = 0{,}17$ para modelizar el IAM del módulo de referencia y se ha ido variando el coeficiente a_r del módulo a estudiar en cuestión. Para los módulos estudiados en este estudio, la Tabla 1 recoge el mejor ajuste de cada uno de los tres días. Obsérvese que este valor es precisamente el resultado de salida del experimento, que puede utilizarse directamente como dato de entrada para la simulación del rendimiento energético. Las diferencias entre días para un mismo módulo son mínimas, con diferencias sólo en la segunda cifra decimal. Esto muestra una repetitividad en los resultados que avala la metodología de ensayo propuesta en este trabajo.

Tabla 1 Valor del coeficiente a_r resultante de los ajustes al ratio experimental, para los dos módulos con capa AR estudiados y para tres días de ensayo para cada módulo. Para el módulo de referencia sin capa AR, se consideró $a_r = 0{,}17$.

	ar módulo DUT 1 (vidrio + capa AR)	**ar módulo DUT 2 (vidrio + capa AR)**	**ar módulo (vidrio)**
Día 1	0,155	0,141	0,17
Día 2	0,157	0,138	0,17
Día 3	0,159	0,140	0,17

Por otro lado, los ajustes al ratio experimental se han centrado en el rango del ángulo de incidencia comprendido entre $0 \leq \theta_i \leq 70°$ puesto que es el rango donde la distribución de energía anual generada es importante. La energía producida para ángulos superiores a 70° es prácticamente despreciable tal y como ha sido mencionado en varios articulos reportados en la literatura donde las medidas de ángulo de incidencia se tienen en cuenta hasta 70-75º[11,12]. Además, la figura 6 muestra un ejemplo de simulación realizada para una planta fotovoltaica en España donde se representa la distribución de energía anual

acumulada en función del ángulo de incidencia. Siguiendo con este análisis, los ajustes de las ratios experimentales se han basado en centrar los ajustes en el rango de $60° - 70°$del ángulo de incidencia.

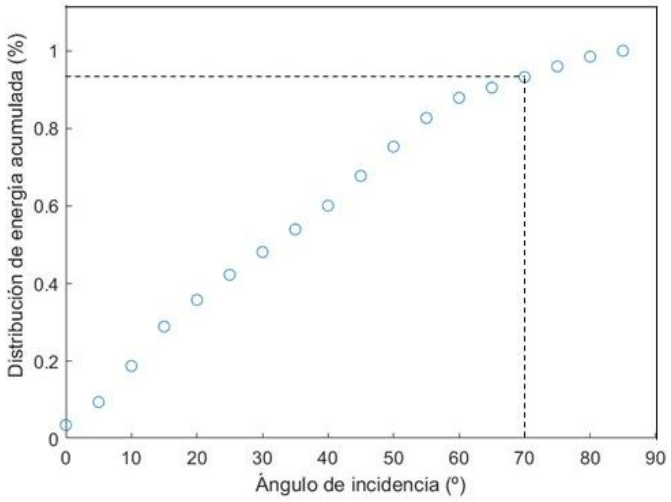


Fig. 6. Ejemplo de distribución de energía anual acumulada en función del ángulo de incidencia. Se observa que la mayor parte de la energía se acumula para ángulos menores a 70º.

De este ajuste se obtiene como resultado el coeficiente a_r del modelo Martín-Ruiz. Dicho modelo ha sido implementado en nuestro software de acceso libre SISIFO [13]. Se realizó un estudio realizado en nuestro grupo (fuera del ámbito de este trabajo) del coeficiente de sensibilidad de la energía que produce anualmente un generador fotovoltaico con el parámetro a_r. Dicho coeficiente de sensibilidad supone un $\sim$ 0.3% en energía por $\Delta ar \sim 0.01$. Para evaluar las diferencias en términos de energía reflejadas en la Tabla 1, consideramos el menor y el mayor a_r de los obtenidos (0,138 y 0,159). Con esto, se obtiene que la diferencia en energía entre el módulo DUT 1 y el DUT 2 es como mucho del 0,63%, con lo que se puede considerar que no hay diferencias significativas entre fabricantes. Por otro lado, comparando los resultados experimentales de medida relativa de IAM con los datos proporcionados por el fabricante, también supone diferencias muy poco significativas de energía $\sim$ 0.2−0.4%.

CONCLUSIONES

Prácticamente todos los módulos fotovoltaicos actuales utilizan vidrio con revestimiento AR como cubierta frontal, y los fabricantes de módulos proporcionan la información IAM correspondiente mediante un conjunto de transmitancias relativas frente a los valores del ángulo de incidencia. Según esta información, algunos módulos son mejores que otros. Por tanto, es necesario realizar ensayos independientes. La norma IEC [5] prescribe requisitos para los ensayos IAM en exteriores, abordando únicamente mediciones absolutas, es decir, el resultado de la transmitancia relativa se establece en relación con la irradiancia observada por un piranómetro, cuya cubierta de vidrio abovedada lo hace insensible a la IAM. Esto conlleva considerables dificultades de aplicación debidas principalmente a los requisitos de seguimiento. Proponemos una alternativa más sencilla consistente en una

medición relativa. El módulo que se está probando está estático y se coloca junto a otro módulo cubierto por un vidrio desnudo sin recubrimiento, cuya respuesta IAM es bien conocida, y la transmitancia relativa de los módulos probados se mide con un piranómetro.

El modelo de Martín-Ruiz, que deriva del manejo matemático de las ecuaciones de Fresnel y tiene un parámetro de ajuste, incluye soluciones analíticas para los componentes de irradiancia difusa y reflejada permite obtener un buen ajuste al resultado experimental. La medida relativa llevada a cabo para tres días distintos muestra una buena reproducibilidad de los resultados (con diferencias en a_r máximas de 0,04 para un mismo módulo para los distintos días de ensayo).

El modelo Martin-Ruiz ha sido implementado en SISIFO, un software de código abierto desarrollado por el IES-UPM. Tras un estudio realizado en nuestro grupo del coeficiente de sensibilidad de la energía con el parámetro a_r, se ha podido concluir que las diferencias en a_r observadas entre los dos fabricantes de módulos considerados es despreciable en términos de energía (del orden de 0,6%) y también para las diferencias obtenidas para los datos de IAM obtenidos por el fabricante y los obtenidos en este trabajo (0.2—0.4%.).

AGRADECIMIENTOS

Los autores están muy agradecidos a Javier Ledesma por su valioso apoyo con el software SISIFO. Este trabajo ha recibido apoyo financiero del MCIN/AEI/10.13039/501100011033 español a través del Proyecto GREASE (Proyectos de I + D + i Retos Investigación 2020), con número de subvención PID2020-113533RB-C31.

REFERENCIAS

[1] EU Market Outlook for Solar Power 2022-2026. SolarPower Europe. 2022

[2] Renevables 2022. Global Status Report. https://www.ren21.net/gsr-2022/

[3] J Liu, Y. Yao, S. Xiao, X. Gu, Review of status developments of high-efficiency crystalline silicon solar cells, J. Phys. D Appl. Phys. 51 (2018), https://doi.org/ 10.1088/1361-6463/aaac6d article id: 123001

[4] N. Martin and J.M. Ruiz, "Calculation of the PV modules angular losses under field conditions by means of an analytical model," Solar Energy Materials and Solar Cells, vol. 70, no. 1, pp. 25-38, 2001.

[5] Gilman, P., Blair, N., Mehos, M., Christensen, C., Janzou, S., and Cameron, C., "Solar Advisor Model User Guide for Version 2.0," United States, 2008. [Online]. Available: https://www.osti.gov/biblio/937349

[6] King, D. L., Boyson, W. E., and Kratochvil, J. A., "Photovoltaic array performance model," United States, 2004. [Online]. Available: https://www.osti.gov/biblio/919131

[7] N. Martin and J.M. Ruiz, "Calculation of the PV modules angular losses under field conditions by means of an analytical model," Solar Energy Materials and Solar Cells, vol. 70, no. 1, pp. 25-38, 2001, doi: https://doi.org/10.1016/S0927-0248(00)00408-6.

[8] Standard, A., "93-77, Methods of testing to determine the thermal performance of solar collectors. American Society of Heating," *Refrigeration and Air Conditioning Engineers, Inc., New York, NY,* vol. 9, 1977.

[9] Gonçalves, A., Rativa, D., & Gómez-Malagón, L. A. (2023). Model-Based Assessment of the Incident Angle Modifier on the Annual Angular Losses and Gain of PV Modules in Tracking Systems. IEEE Journal of Photovoltaics.

[10] IEC-61853-2, "Photovoltaic (PV) module performance testing and energy rating-Part 2: Spectral response, incidence angle and module operating temperature measurements," ed: International Electrotechnical Commission Geneva, Switzerland, 2012.

[11] Riedel-Lyngskær N, Santamaría Lancia AA, Plag F, et al. Interlaboratory comparison of angular-dependent photovoltaic device measurements: Results and impact on energy rating. Prog Photovolt Res Appl. 2021; 29: 315–333. https://doi.org/10.1002/pip.3365.

[12] Guo, B., & Javed, W. Effects of Incidence Angle and Water Condensation-Drying Cycles on Pv Soiling Loss. Available at SSRN 4195369.

[13] IES-UPM. "SISIFO Simulation Software." https://sisifo.info.

ESTRATEGIA DE RECUPERACIÓN DE SILICIO Y CONTACTOS METÁLICOS DURANTE EL RECICLADO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Dasilva-Villanueva N.[*], Caballero L.J.[*], Fuertes Marrón D.[*], Rodríguez A.[**], Díez E.[**], Castro, L.[**], Bermejo, L.[**], Muñoz J.A.[**], Braña A.F.[***], Plaza Canga-Argüelles J.L.[****], Cánovas E.[*****] and del Cañizo C.[*]

[*]Instituto de Energía Solar, ETSI Telecomunicación, Universidad Politécnica de Madrid, Avenida Complutense 40 (28040), Madrid, Spain

[**]Departamento de Ingeniería Química y de Materiales, Universidad Complutense de Madrid, Madrid, Spain

[***]Grupo de Electrónica y Semiconductores, Departamento de Física Aplicada, Universidad Autónoma de Madrid (28049), Madrid, Spain

[****]Laboratorio de Crecimiento de Cristales, Departamento de Física de Materiales, Universidad Autónoma de Madrid (28049), Madrid, Spain

[*****]Instituto Madrileño de Estudios Avanzados (IMDEA) Nanociencia (28049), Madrid, Spain

RESUMEN/RESUMO

A medida que aumenta la capacidad instalada de sistemas fotovoltaicos (FV), crece también la necesidad de hacer frente a la acumulación de residuos procedentes de los módulos desmantelados, un reto que exige el desarrollo de estrategias de reciclaje rentables y eficientes. Este estudio explora estrategias para recuperar el metal de los contactos delanteros y traseros de las células solares, así como para la reutilización en estadios avanzados de su cadena de valor del silicio recuperado. Demostramos que el uso de disoluciones alcalino-orgánicas o ataques microbiológicos permiten la retirada completa de los contactos metálicos causando una pérdida de masa de silicio mínima, lo cual a su vez permite la recristalización de los sustratos recuperados en nuevos lingotes con especificaciones mejor adaptadas a los nuevos requerimientos de la industria. Además, demostramos que las células solares fabricadas con materiales reciclados presentan mejoras en los parámetros de funcionamiento, demostrando la viabilidad de los procesos de recuperación de metales y silicio de módulos retirados del servicio, minimizando así los residuos, maximizando el aprovechamiento de los recursos y contribuyendo a la circularidad de la tecnología FV.

PALABRAS CLAVE: Silicio, Células solares, Reciclado, Recristalización, Recuperación de metales

ABSTRACT

As the installed capacity of photovoltaic (PV) systems increases, so does the need to address the accumulation of waste from decommissioned modules, a challenge that requires the

development of cost-effective and efficient recycling strategies. This study explores strategies to recover metal from front and rear contacts, as well as the potential for recrystallization of the silicon substrate. We demonstrate that the use of alkaline-organic solutions or microbiological attacks allow the complete removal of the metal contacts causing minimal silicon mass loss, which in turn allows the recrystallization of the recovered substrates into new ingots with specifications better suited to new industry requirements. Also, we demonstrate that solar cells made from recycled materials show improvements in operating parameters, demonstrating the feasibility of metal and silicon recovery processes from decommissioned modules, thus minimizing waste, maximizing resource utilization and promoting the circularity of the technology.

KEYWORDS: Silicon, Solar cells, Recycling, Recrystallization, Metal Recovery

INTRODUCCIÓN/INTRODUÇÃO

De acuerdo con las previsiones actuales del alcance de la industria fotovoltaica, se estima que la capacidad instalada alcanzará los 20 TW en el año 2050 (International Renewable Energy Agency, 2023). Incluso contando con una esperanza de vida significativamente mayor que la de muchos productos comerciales, se espera que millones de toneladas de módulos fotovoltaicos – basados mayoritariamente en tecnologías derivadas del silicio – sean desmantelados en las próximas décadas al final de su vida útil, lo que plantea la necesidad de contar con estrategias de reciclaje completas, eficientes, rentables y respetuosas con el medio ambiente.

La mayoría de las estrategias de reciclaje vigentes se limitan a recuperar los componentes de mayor peso de los módulos, principalmente los marcos de aluminio y las cubiertas de vidrio, cumpliendo así con la normativa aplicable a los productos electrónicos (Sica et al., 2018; Tsanakas et al., 2020). Sin embargo, es necesario incluir también el reciclaje de las células solares, ya que son los componentes más costosos de los módulos, tanto desde un punto de vista económico como desde un punto de vista medioambiental.

Establecer rutas prácticas para la reutilización de los sustratos de silicio permitiría reducir en gran medida el consumo de energía y las emisiones de CO_2 en la cadena de valor fotovoltaica al evitar el proceso de ultra-purificación. También es crucial implementar estrategias que permitan la reutilización de materiales valiosos como el aluminio y la plata, al ser la industria fotovoltaica uno de los principales consumidores; por ejemplo, el 12,7% de la producción anual de plata del año 2020 se dedicó a la fabricación de células solares (Hallam et al., 2023). La conservación de estos valiosos y escasos materiales es crucial para mantener su disponibilidad dadas las tendencias de crecimiento de la industria.

En este artículo se evalúa una estrategia de reciclaje de células solares con dos objetivos principales: (i) recuperar las especies metálicas de los contactos y permitir su reutilización; y (ii) minimizar las pérdidas asociadas de sustrato de silicio para reintroducir dicho material recuperado en la cadena de valor fotovoltaica.

PRIMERA FASE DE EXPERIMENTOS: DESMETALIZACIÓN

De acuerdo con la bibliografía, la desmetalización de las células solares puede realizarse por vía hidrometalúrgica, mediante un ataque alcalino o un ataque ácido (Luo et al., 2021; Zante et al., 2022); o mediante un ataque microbiológico en medio ácido ((Corbett & Watkin, 2023; Monneron-Enaud et al., 2020)). En este trabajo se explorará la opción alcalina de la vía hidrometalúrgica y el uso de ataques microbiológicos.

Desmetalización Alcalina

Los estudios preliminares sobre la recuperación de metales de las células solares implicaban un proceso de lixiviación ácida a partir de dispositivos fragmentados (Berger et al., 2010; Lee et al., 2013). Aunque se alcanzaron tasas de éxito considerables (hasta el 94% (Dias et al., 2016)), la tasa de recuperación del sustrato era nula, no permitiendo así su recristalización.

En este trabajo, se ha explorado el uso de disoluciones KOH-etanol-agua, similares a las utilizadas en el texturado de obleas, con el fin de separar físicamente los contactos metálicos. Mediante estas disoluciones se produce una interacción entre las superficies de silicio y aluminio con el agua y el KOH, mientras que el etanol actúa como surfactante, regulando la velocidad de decapado. Las condiciones de procesado (temperatura, tiempo y concentración de la disolución) se optimizan para alcanzar tres objetivos: (i) conseguir la separación completa de los contactos frontales y posteriores; (ii) conseguir la disolución completa de la capa antirreflectante (ARC); y (iii) minimizar la pérdida de material del sustrato de Si.

La optimización se realizó siguiendo la metodología de diseño de experimento, con un diseño experimental 2^3 con replicación de punto central. Tras la optimización, se concluyó que dos condiciones alternativas de procesado permiten alcanzar los objetivos establecidos: (i) 10% KOH y 5% etanol a 60ºC durante 105 minutos; o (ii) 15% KOH y 5% etanol a 65 ºC durante 60 minutos. Ambas opciones permiten el desprendimiento completo de los contactos metálicos delantero y trasero con una pérdida de masa de Si reducida, 13% y 15% respectivamente.

Los experimentos se llevaron a cabo en fragmentos cortados de viejas células solares provistas con ARC de TiO_2 fabricadas por la empresa Isofotón en los años 80, con contactos frontales hechos de una pasta de serigrafía de plata y contactos traseros que presentaban también trazas de aluminio, hierro y plomo. El grosor de los fragmentos tratados antes del procesado era de 350 µm incluyendo los contactos metálicos y su peso era de aproximadamente 1 g. La figura 1 representa el proceso de desmetalización, mostrando el montaje (1a), los fragmentos durante el procesado (1b), y los contactos desprendidos (1d).

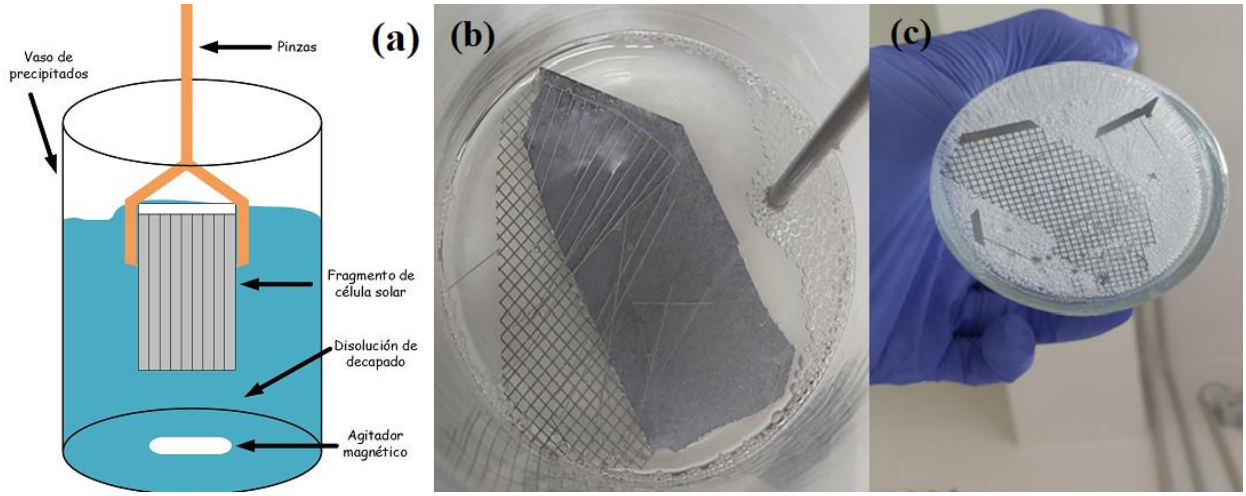


Fig. 18. (a) Esquema del montaje de desmetalización. (b) Muestra desmetalizada. (c) Contactos metálicos desprendidos.

Como medida de calidad de la superficie de los fragmentos desmetalizados, se realizaron medidas cuasi-estacionarias (QSSPC, (Sinton et al., 1996)) de tiempo de vida de portadores de carga. Con pasivación superficial de los fragmentos mediante solución de yodo-etanol (IE), se obtuvieron valores sistemáticamente superiores a 100 µs. Dichos valores de tiempo

de vida de portadores permitirían obtener eficiencias superiores al 20% en células de nueva fabricación de tipo PERC, de acuerdo con la literatura (Hofstetter et al., 2016).

Los contactos metálicos desprendidos se analizaron mediante fluorescencia de rayos X (XRF) para identificar los metales presentes y espectrometría de absorción atómica (AAS) para desterminar la concentración de plata tras la digestión ácida completa con ácido nítrico 3M. Los análisis arrojaron concentraciones muy elevadas de plata (hasta el 100% en los contactos delanteros y el 98% en los traseros).

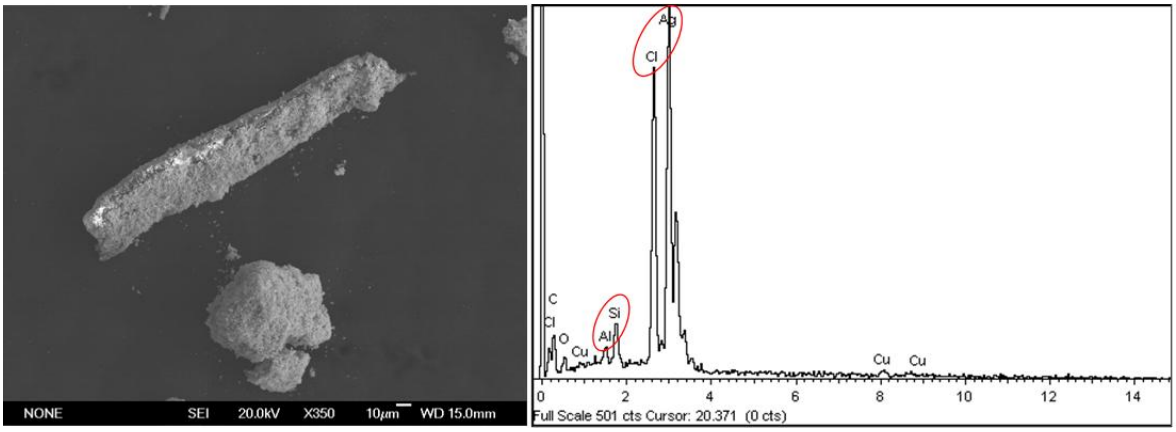


Fig. 19. Medición por FRX de los contactos delanteros y traseros desprendidos.

Desmetalización mediante Ataques Microbiológicos

En los ensayos de biolixiviación se emplearon medios nutrientes de crecimiento descritos en la colección alemana *DSMZ*: el medio 882 para el caso de *Acidithiobacillus ferrooxidans* (4 g/L Fe^{2+} y pH 1,8) y el medio 1321 para *Acidihalobacter prosperus* (2,8 g/L Fe^{2+}, 9 g/L Cl^- y pH 1,8).

Ambos microorganismos tienen la capacidad de utilizar el ion ferroso como fuente de energía oxidándolo a ion férrico, un potente agente oxidante. Sin embargo, la especie *Acidihalobacter* tiene la ventaja de ser capaz de soportar altos niveles de ion cloruro que pueden estabilizar el ion férrico en disolución acuosa evitando su precipitación.

La biolixiviación de las células solares de SiN_x con *Ath. ferrooxidans*, tras 11 días de ataque, resultó en elevados niveles de oxidación microbiana de Fe(II) que condujeron a una sobresaturación del Fe(III) en fase acuosa y su posterior precipitación en forma de hidroxisulfatos tipo jarosita ($KFe_3(SO_4)_2(OH)_6$). Estos precipitados (Fig. 4a) contribuyeron a ralentizar el proceso de desmetalización debido a la formación de una capa de jarositas sobre ambas caras de la célula solar que muy probablemente ejerció un efecto-barrera en el proceso de disolución de los metales (Al y Ag). Adicionalmente, se observó la adhesión de células bacterianas de *Ath. ferrooxidans* a la fase jarosítica; preferentemente en la cara de la célula solar sin antirreflectante (Fig. 4b).

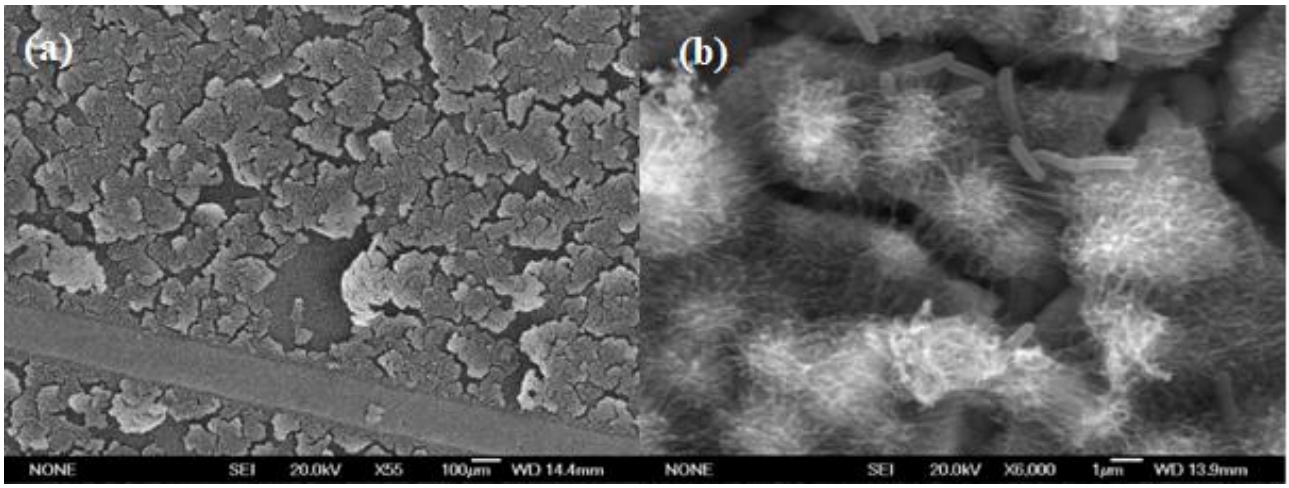


Fig. 20. Ataque microbiológico de la célula solar de SiNx con *Acidithiobacillus ferrooxidans*: a) formación de una capa-barrera de jarositas y b) cara sin antirreflectante mostrando la capa-barrera con células bacterianas adheridas.

La biolixiviación de las células solares de SiNx con Acidihalobacter sp., tras 20 días de ataque, condujo a resultados más prometedores que los obtenidos con el anterior microorganismo. Como se ha comentado, este microorganismo Fe-oxidante tiene la capacidad de crecer en presencia de altas concentraciones de ion cloruro que puede actuar como agente complejante estabilizando iones metálicos en disolución acuosa, incluido el ion férrico. En este caso, el ataque microbiológico permitió la desmetalización de la cara sin antirreflectante (Figura 2a) pero no tuvo efecto alguno sobre el antirreflectante de SiNx (Figura 2b). Cabe destacar que en estos ensayos bióticos no se produjo la precipitación del ion férrico a lo largo de la experimentación y que se disolvieron los siguientes contenidos metálicos: 10 mg Al/g célula; 0,65 mg Si/g célula y 0,09 mg Ag/g célula.

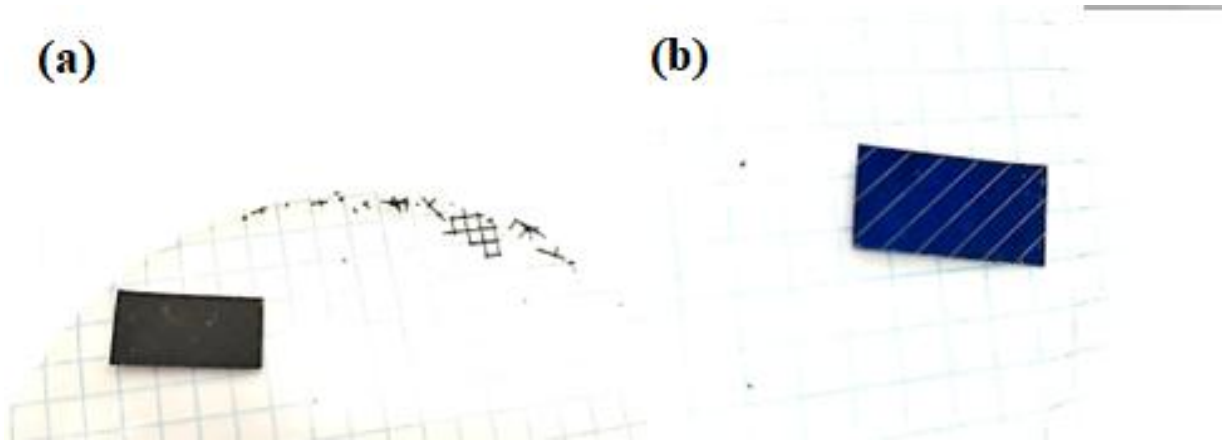


Fig. 21. Ataque microbiológico de la célula solar de SiN_x con *Acididohalobacter prosperus* de la cara: **a)** sin antirreflectante y **b)** con antirreflectante.

A diferencia de las células solares de SiN_x, las células solares de TiO_2 son bastante refractarias al ataque microbiológico. El proceso de biodesmetalización de las células solares, particularmente de SiN_x, ha demostrado ser más efectivo con el cultivo acidófilo halotolerante (*Acidihalobacter* sp.) que con el cultivo acidófilo Fe-oxidante (*Acidithiobacillus ferrooxidans*). Sin embargo, el proceso de biolixiviación requiere tiempos de ataque muy

largos y, además, cuando se tratan fragmentos de mayor tamaño se produce un aumento del pH que induce la precipitación del hierro. Debido a estas dificultades operatorias, se adoptará un proceso de lixiviación química en una disolución ácida de salmuera seguida de un proceso de biolixiviación para la regeneración del agente oxidante (Fe^{3+}) con el cultivo de bacterias halotolerantes.

SEGUNDA FASE DE EXPERIMENTOS: RECRISTALIZACIÓN

La segunda parte de este trabajo se centra en la recristalización de antiguas obleas multicristalinas de tipo p en obleas monocristalinas de tipo p. Los sustratos multicristalinos fueron la base de la industria fotovoltaica durante décadas; sin embargo, el mercado actual está dominado por los sustratos monocristalinos. Con ese objetivo, se creció un lingote (100) Cz-mono (Fig. 5b) a partir de 150 gramos de fragmentos de obleas multicristalinas (Fig. 5a), que luego se cortaron en 80 obleas de 500 µm de espesor (Figuras 5c y 5d) y se caracterizaron mediante mediciones de resistividad y tiempo de vida efectivo de portadores.

Tras el corte del lingote en obleas, las muestras se trataron con acetona e IPA para enjuagarlas y desengrasarlas, así como con un decapado CP4 (HNO_3:HF) y una limpieza RCA1 (NH_3:H_2O_2).

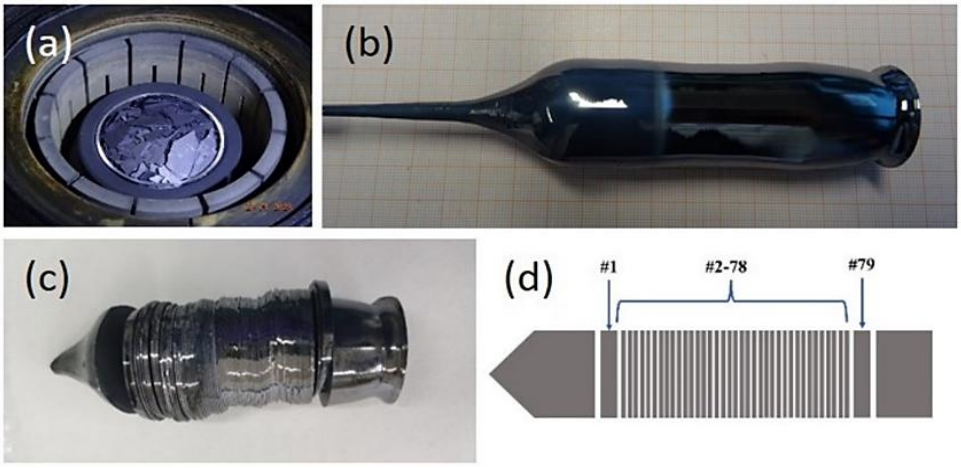


Fig. 22. Pasos del proceso de recristalización: (a) fragmentos multicristalinos introducidos en el crisol, (b) lingote Cz crecido a partir de los fragmentos, (c) lingote cortado en obleas y (d) numeración esquemática.

Se midió la resistividad de las obleas mediante medidas de cuatro puntas a lo largo del lingote para observar el efecto de la segregación de dopantes durante la recristalización. Los valores de resistividad oscilan entre 0.95 y 0.72 Ω·cm de la parte superior a la parte inferior del lingote. Dichos valores de resistividad se ajustaron al modelo de Scheil (Scheil, 1942) de segregación entre las fases líquida y sólida. A partir de este ajuste, se obtiene una concentración de boro entre $1{,}6 \cdot 10^{16}$ cm^{-3} y $2{,}1 \cdot 10^{16}$ cm^{-3} (parte superior e inferior del lingote, respectivamente). Este valor se correlaciona bien con la resistividad original de las muestras multicristalinas utilizadas como material de partida para el crecimiento del lingote. Los valores de resistividad obtenidos, así como el ajuste al modelo se presentan en la Fig. 6a.

Además, se realizaron medidas de FTIR (Espectroscopía Infrarroja mediante Transformada de Fourier) para detectar la presencia de oxígeno intersticial a lo largo del lingote. Las curvas en transmitancia obtenidas en función del número de onda, así como la concentración de oxígeno intersticial calculada a partir de ellas se muestran en la Fig. 6b.

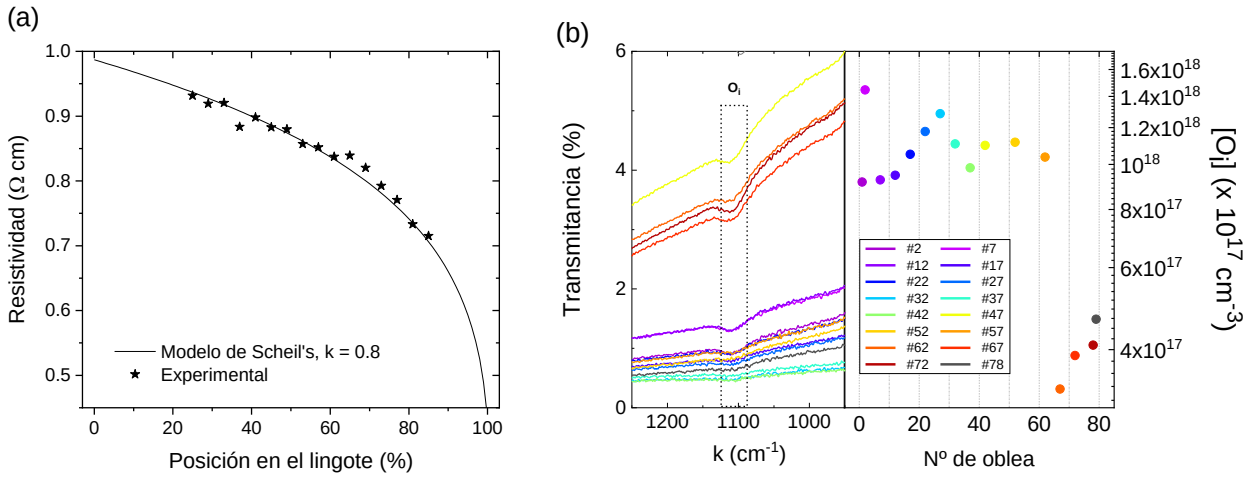


Fig. 23. (a) Medidas de resistividad (estrellas negras) y ajuste al modelo de Scheil de segregación de dopantes. (b) Medidas de FTIR y valores de concentración de oxígeno intersticial.

La figura 7 muestra las medidas de tiempo de vida efectivo de portadores realizadas en las obleas multicristalinas originales y las obleas recristalizadas. Los valores mostrados corresponden a los valores medidos a un nivel de inyección de portadores de $1 \cdot 10^{15}$ cm^{-3}.

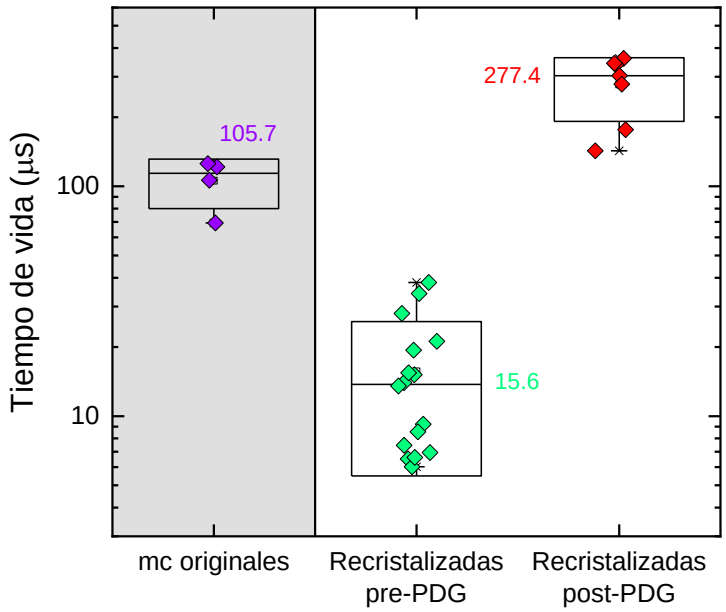


Fig. 24. Tiempo de vida efectivo de portadores medido a un nivel de inyección de $1 \cdot 10^{15}$ cm^{-3} para las muestras multicristalinas originales (violeta), las obleas recristalizadas (verde) y las obleas recristalizadas después de un proceso de difusión de fósforo (rojo). Se añaden los valores medios.

Las obleas multicristalinas originales presentaban valores de tiempo de vida efectivo entre 60 y 114 µs. Tras la recristalización, se observa una disminución de dichos valores, con las obleas monocristalinas recristalizadas mostrando valores entre 5 y 40 µs. La realización

subsiguiente de un proceso de extracción de impurezas (gettering) por difusión de fósforo (PDG) en las obleas, una técnica comúnmente utilizada para mejorar la calidad electrónica mediante la segregación de una capa rica en fósforo en la superficie de la muestra que actúa como sumidero de impurezas y su posterior eliminación, permitió alcanzar valores de tiempo de vida entre 150 y 350 μs, Estos valores certifican que la calidad del material obtenido es compatible con la fabricación de dispositivos de alta eficiencia y suponen una mejora significativa respecto a las muestras multicristalinas originales.

CARACTERIZACIÓN DE LOS DISPOSITIVOS

Se fabricaron células solares de tipo P/Al en seis de las obleas recristalizadas, así como en una de las obleas multicristalinas originales a efectos comparativos. Las medidas de las curvas I-V y de la eficiencia cuántica externa (EQE) de dichas células se muestran en la Figura 8.

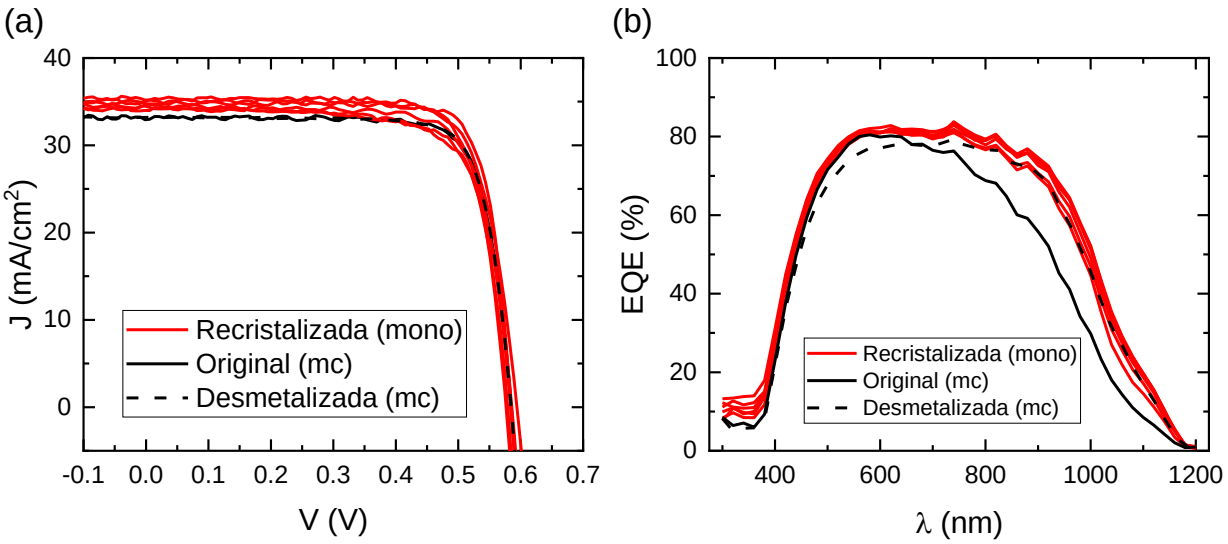


Fig. 25. (a) Mediciones de curvas I-V (espectro AM1.5G) y (b) EQE de células solares seleccionadas en muestras recristalizadas (trazos coloreados), en una muestra multicristalina original representativa (trazo recto negro) y en un fragmento desmetalizado (trazo discontinuo negro).

Como puede observarse, los valores de EQE de las muestras recristalizadas muestran una clara mejora respecto a los dispositivos multicristalinos, tanto los desmetalizados como los originales.

Los valores numéricos extraídos de las características IV en la Figura 8a, muestran valores de tensión de circuito abierto (V_{oc}) similares entre todas las muestras y una mejora en corriente de cortocircuito en (J_{sc}) respecto a la muestra original de referencia, resultando en mejoras en los valores de eficiencia (hasta un 1.3%). Además, se observa que el fragmento desmetalizado y la referencia multicristalina presentan valores de eficiencia muy similares, indicando que no se produce una degradación significativa durante la etapa de desmetalización.

A partir de estos resultados, se puede concluir que, aunque se observan limitaciones en el rendimiento de las células solares fabricadas sobre sustratos desmetalizados y

recristalizados, dichas limitaciones no se pueden atribuir a la degradación del material durante el proceso de desmetalización o recristalización. Los resultados obtenidos sugieren que las principales limitaciones de rendimiento observadas en los dispositivos fabricados a partir de material recristalizado y fragmentos de oblea desmetalizados se deben a problemas encontrados durante la fabricación de las células, que se ponen especialmente de manifiesto por el bajo rendimiento de las difusiones traseras (BSF) detectado en las evaluaciones de QE y en una inadecuada definición de los bordes de las zonas activas en la fase de fotolitografía para el aprovisionamiento de los contactos frontales.

CONCLUSIONES

En este trabajo se ha presentado una ruta eficiente para la desmetalización de células solares de silicio y la reutilización de los sustratos que pueden incorporarse a nuevas estrategias para la recuperación, reutilización y reciclado de los módulos solares al final de su vida útil.

Se han estudiado y optimizado procesos de desmetalización mediante disoluciones alcalino-orgánicas siguiendo un riguroso proceso de diseño de experimentos, permitiendo complementar la eliminación y recuperación de metales de los contactos frontales y posteriores sin dañar la calidad de los sustratos desmetalizados. Se ha estudiado también la disolución de contactos metálicos mediante el uso de microorganismos oxidantes.

Utilizando sustratos de silicio multicristalinos, se ha realizado el crecimiento de un lingote monocristalino. Obleas de dicho lingote han mostrado mejoras considerables en los valores de tiempo de vida efectivo de portadores tras un proceso PDG, haciéndolas compatibles con arquitecturas de células solares de alta eficiencia y demostrando la viabilidad para adherirse a las nuevas tendencias de la industria fotovoltaica.

Sobre dichas obleas se fabricaron células solares básicas mediante la estructura P/Al, con dispositivos sobre substratos recristalizados que mejoraban el rendimiento de sus homólogos originales, asegurando así que no se produce degradación del material ni durante la desmetalización ni durante la recristalización y el procesado posterior.

Estos hallazgos demuestran de que las rutas para la recuperación y reutilización de los elementos más valiosos de las células solares de silicio son tecnológicamente viables y su establecimiento llevaría al establecimiento de la industria fotovoltaica como un buen ejemplo de economía circular.

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen la financiación obtenida de las ayudas TED2021-129624B-C41 y TED2021-129624B-C42 financiadas por MCIN/AEI/10.13039/501100011033 de la Agencia Estatal de Investigación y por “NextGenerationEU”/PRTR, y CT36/22-32-UCM-INV, financiada por el Ministerio de Trabajo y Economía Social.

REFERENCIAS/REFERÊNCIAS

Berger, W., Simon, F.-G., Weimann, K., & Alsema, E. A. (2010). A novel approach for the recycling of thin film photovoltaic modules. *Resources, Conservation and Recycling*, *54*(10), 711–718. https://doi.org/10.1016/j.resconrec.2009.12.001

Corbett, M. K., & Watkin, E. L. J. (2023). Bioprospecting for and the applications of halophilic acidophiles in bioleaching operations. *Microbiology Australia*, *44*(1), 45–48. https://doi.org/10.1071/MA23011

Dias, P., Javimczik, S., Benevit, M., Veit, H., & Bernardes, A. M. (2016). Recycling WEEE: Extraction and concentration of silver from waste crystalline silicon photovoltaic modules. *Waste Management*, *57*, 220–225. https://doi.org/10.1016/j.wasman.2016.03.016

Hallam, B., Kim, M., Zhang, Y., Wang, L., Lennon, A., Verlinden, P., Altermatt, P. P., & Dias, P. R. (2023). The silver learning curve for photovoltaics and projected silver demand for net-zero emissions by 2050. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, *31*(6), 598–606. https://doi.org/10.1002/pip.3661

Hofstetter, J., Cañizo, C., Wagner, H., Castellanos, S., & Buonassisi, T. (2016). Material requirements for the adoption of unconventional silicon crystal and wafer growth techniques for high-efficiency solar cells. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, *24*(1), 122–132. https://doi.org/10.1002/pip.2699

International Renewable Energy Agency. (2023). *Renewable Energy Statistics 2023*. https://www.irena.org/Publications/2023/Jul/Renewable-energy-statistics-2023

Lee, C.-H., Hung, C.-E., Tsai, S.-L., Popuri, S. R., & Liao, C.-H. (2013). Resource recovery of scrap silicon solar battery cell. *Waste Management & Research: The Journal for a Sustainable Circular Economy*, *31*(5), 518–524. https://doi.org/10.1177/0734242X13479433

Luo, M., Liu, F., Zhou, Z., Jiang, L., Jia, M., Lai, Y., Li, J., & Zhang, Z. (2021). A comprehensive hydrometallurgical recycling approach for the environmental impact mitigation of EoL solar cells. *Journal of Environmental Chemical Engineering*, *9*(6), 106830. https://doi.org/10.1016/j.jece.2021.106830

Monneron-Enaud, B., Wiche, O., & Schlömann, M. (2020). Biodismantling, a Novel Application of Bioleaching in Recycling of Electronic Wastes. *Recycling*, *5*(3), 22. https://doi.org/10.3390/recycling5030022

Scheil, E. (1942). Bemerkungen zur Schichtkristallbildung. *International Journal of Materials Research*, *34*. https://doi.org/10.1515/ijmr-1942-340303

Sica, D., Malandrino, O., Supino, S., Testa, M., & Lucchetti, M. C. (2018). Management of end-of-life photovoltaic panels as a step towards a circular economy. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *82*, 2934–2945. https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.10.039

Sinton, R. A., Cuevas, A., & Stuckings, M. (1996). Quasi-steady-state photoconductance, a new method for solar cell material and device characterization. *Conference Record of the Twenty Fifth IEEE Photovoltaic Specialists Conference - 1996*, 457–460. https://doi.org/10.1109/PVSC.1996.564042

Tsanakas, J. A., Heide, A., Radavičius, T., Denafas, J., Lemaire, E., Wang, K., Poortmans, J., & Voroshazi, E. (2020). Towards a circular supply chain for PV modules: Review of today's challenges in PV recycling, refurbishment and re-certification. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, *28*(6), 454–464. https://doi.org/10.1002/pip.3193

Zante, G., Marin Rivera, R., Hartley, J. M., & Abbott, A. P. (2022). Efficient recycling of metals from solar cells using catalytic etchants. *Journal of Cleaner Production*, *370*, 133552. https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2022.133552

DESENVOLVIMENTO E TESTE DE UM MICROSCÓPIO PARA QUANTIFICAR O EFEITO DA DEPOSIÇÃO DE POEIRAS EM TECNOLOGIAS SOLARES

Conceição R.*, Mehdi M.**, Merrouni A. **, González-Aguilar J.*, Romero M.*

*Unidade de Processos de Alta Temperatura, IMDEA Energia, Av. Ramón de La Sagra, 3, 28935 Móstoles, Madrid, Espanha, ricardo.conceicao@imdea.org; jose.gonzalez@imdea.org

**Ciências Materiais, Grupo de Investigação de Novas Energias & Aplicações, LPTPME, Departamento de Física, Faculdade de Ciêcias, Universidade Mohammed 1st, 60000, Oujda, Marrocos, alami.univ.oujda@gmail.com

RESUMO

A problemática da deposição de poeiras (*soiling*) tem vindo a ser cada vez mais tido em conta, tanto na análise de sistemas fotovoltaicos, PV, como de diferentes technologias de concentração solar termica, CSP, devido às potenciais perdas que estes sistemas podem apresentar, resultando em plantas menos eficientes. O deselvolvimento de novos sistemas de deteção e quantificação de *soiling* tem se vindo gradualmente a registar. Como exemplos, tem-se as estações semi/automaticas para medição de soiling, que necessitam sempre de uma referência limpa e que normalmente tem um custo elevado. Sistemas para CSP normalmente são manuais, requerendo um ou mais operadores para realizarem as medidas com um reflectometro portátil. Existe, portanto um vazio no desolvimento de métodos que sejam rapidos, precisos e de baixo custo. Este trabalho vem de encontro a dar respostas ao problemas anteriormente referidos.

INTRODUÇÃO

As tecnologias solares, em particular a energia fotovoltaica, surgiram como contribuintes altamente promissores e significativos para a produção de energia limpa, especialmente em regiões caracterizadas por recursos solares abundantes, comumente designadas por zonas de sol (Ammari et al., 2022). Apesar do seu potencial, estas áreas enfrentam frequentemente condições ambientais difíceis e níveis elevados de poeiras transportadas pelo ar, o que leva a um aumento das taxas de sujidade nas superfícies dos painéis fotovoltaicos (Conceição et al., 2022) e, consequentemente, a uma baixa produção e eficiência. Tendo em conta as considerações acima mencionadas, juntamente com a necessidade de otimizar as decisões de limpeza e maximizar os lucros do investimento, a monitorização e avaliação eficazes da sujidade tornam-se uma prioridade. Têm sido utilizadas várias configurações de medição para monitorizar e avaliar o fenómeno da sujidade nos módulos PV, geralmente categorizadas em duas classes principais de acordo com os seus princípios de medição: sensores eléctricos e sensores ópticos. Este trabalho debruça-se sobre o uso de um sensor ótico, neste caso um microscópio. Uma vez que a sujidade é específica do local e as composições de poeira diferem de um local para outro, o primeiro objetivo da presente investigação é avaliar a eficácia do Microscópio, designado como Microscopio Exterior de *Soiling* (MES) como sensor de monitorização de *soiling* no clima semi-árido da região centro-sul de Marrocos. Este estudo exaustivo baseou-se numa metodologia multifacetada que envolveu a realização, o teste e a validação da configuração do OSM, comparando o seu índice de cobertura da superfície com dados de técnicas convencionais para a quantificação da sujidade: medição eléctrica (rácio de sujidade), medição ótica (perda de transmissividade) e análise da densidade das poeiras acumuladas . A novidade deste estudo reside no desenvolvimento de modelos semi-empíricos que permitem a previsão da perda de sujidade, relacionando estes parâmetros com o índice de cobertura da superfície (SCI), integrando resultados empíricos de dados experimentais com conhecimentos teóricos sobre os mecanismos subjacentes ao fenómeno da sujidade. Além disso, o presente estudo inclui uma análise detalhada das partículas de poeira locais, examinando a sua composição química, que é um processo crítico para a compreensão do comportamento da sujidade e para o desenvolvimento de modelos empíricos.

METODOLOGIA

Para quantificar a extensão de soiling e avaliar a eficácia da configuração do Microscópio Exterior de *Soiling*, foram realizadas experiências nas instalações de teste do *Green Energy Park* (GEP), Marrocos, de 16 a 29 de junho de 2023 (2 semanas). Foram também realizadas medidas adicionais no IMDEA Energia, tal como transmissividade de amostras com particulas da região do GEP. A utilização do MES permite a captura contínua de imagens de uma superfície exposta de amostra de vidro fotovoltaico (5x5 cm^2), Fig. 1a. Estas imagens captam as particulas distribuídas na superfície. As amostras de vidro foram fixadas na superfície superior da caixa, com o microscópio e o circuito eletrónico posicionados no seu interior. Além disso, foi utilizada uma estação de *soiling* como terceira experiência complementar para dispor de um método de referência e padronizado de quantificação.

Para o efeito, foram instalados no campo de ensaios do GEP dois módulos fotovoltaicos policristalinos de 255 W_p, orientados para sul e também inclinados 31°, Fig1. b. Um dos painéis foi limpo todos os dias, enquanto no outro as particulas se foram depositando naturalmente. Os parâmetros eléctricos de ambos os painéis foram continuamente medidos e registados com uma frequência de 10 segundos, utilizando um datalogger ISET®-MPP da Sol. Connect.

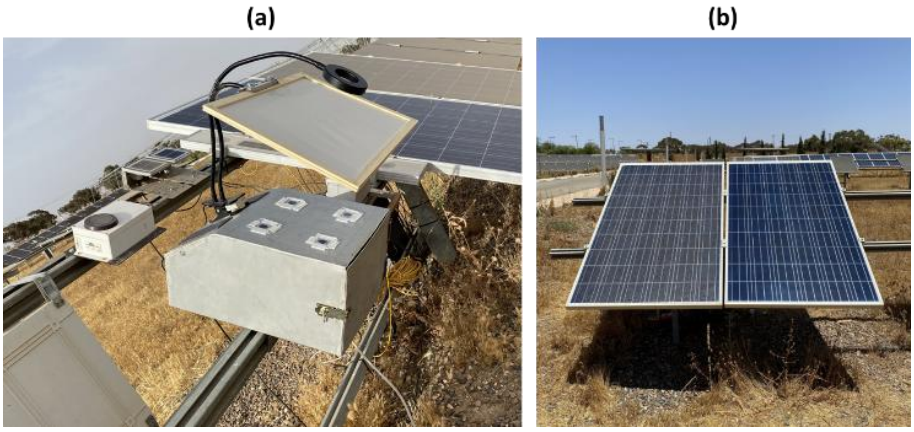


Fig. 1. Experiências de avaliação de *soiling*: (a) Microscópio exterior de *soiling*; e (b) Estação de medição de *soiling* de referência.

O *soiling* foi quantificado através da variável *soiling ratio*, *SR*, que neste caso consiste na normalização da corrente do modulo sujo, Isc_s, em relação à do modulo limpo, Isc_c, entre as 11h e as 14h, à volta do meio dia solar. Depois foi calculada a sua média para o referido intervalo de tempo como na Eq. (1):

$$SR = 100\ \frac{\sum_{11}^{14}[Isc_c(t) - Isc_s(t)]}{\sum_{11}^{14} Isc_c(t)} \qquad \text{Eq. (1)}$$

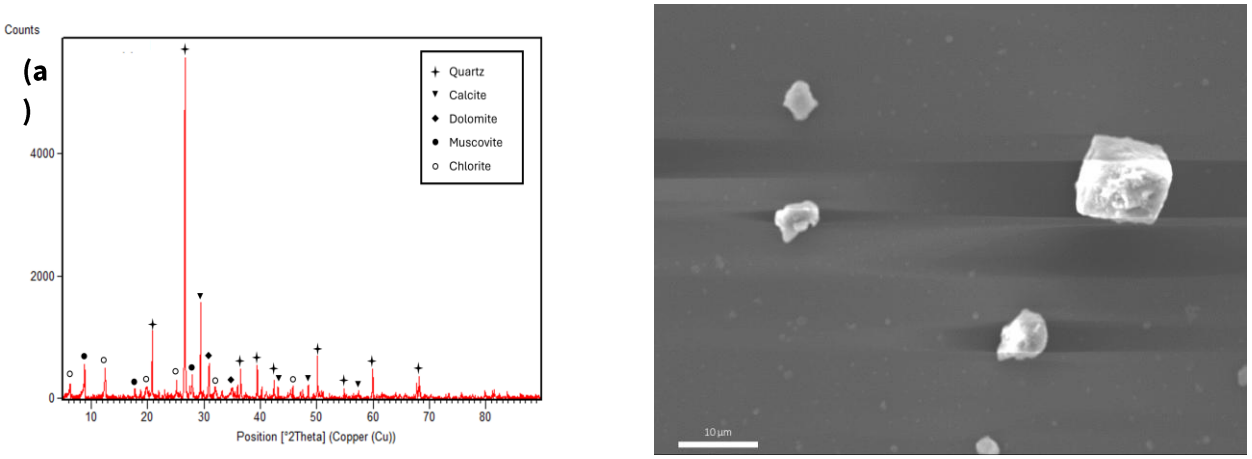
Para analisar a natureza e as propriedades da poeira local, foram utilizados dois métodos distintos. A abordagem inicial envolveu o exame da composição mineral e química através da difração de raios X, um processo que implicou a recolha de amostras de poeiras da superfície de um painel fotovoltaico sujo instalado na GEP. Posteriormente, as amostras foram submetidas a uma análise detalhada utilizando um difratómetro Bruker D8 Advance com precisão (≤0,01°2Θ) em termos de posição de pico, intensidades e resolução. Os resultados foram então examinadis com o software X'Pert HighScore Plus. Simultaneamente, para um exame mais detalhado da forma das partículas de poeira, foi utilizada a análise por microscopia eletrónica de varrimento (SEM), Fig. 2. Este passo envolveu a seleção de algumas das amostras de vidro com poeiras expostas durante a experiência e a sua submissão a microanálise utilizando o SEM JSM-7900F da Jeol.



Fig. 2. Equipamento de medição do laboratório (a) Microscópio eletrónico JSM-7900F utilizado para a caraterização da forma, morfologia e tamanho das poeiras do campo.

RESULTADOS

As poeiras recolhidas no local em estudo foram analisadas exaustivamente quanto à sua composição química e mineral por difração de raios X. Os resultados são apresentados na Fig. 3a. O espetrograma revela picos detectáveis relacionados com a presença de quartzo (SiO2), calcite (CaCO3), dolomite (Ca3Mg3C6O18), clorite ((Mg,Fe,Al)6(Si,Al)4O10(OH)8) e moscovite (KAl2(Si3Al)O10(OH)2). Subsequentemente, as características físicas e as composições elementares das partículas de poeira foram examinadas através de SEM, Fig. 3b.

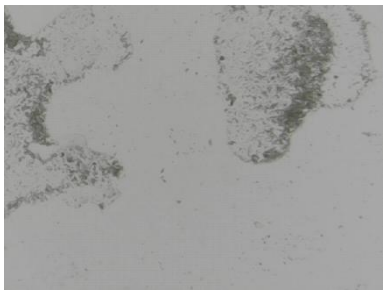


(a) (b)

Fig. 3. a) Resultados de XRD de uma amostra de poeira retirada da superfície de um módulo fotovoltaico no local de exposição; e b) SEM de amostra de vidro com poeiras acumuladas durante a experiência.

No que se refere ao MES, procedeu-se posteriomene à analise de imagens para depois correlacionar os resultados da quantidade de superficie ocupada por particulas com o soiling ratio. Neste caso pose observar-se na Fig. 4a, uma das imagens originais, em RGB, tiradas pelo microscópio. As imagens foram depois convertidas para escala de cinza, processadas para aumentar a nitidez e convertidas para binarias, Fig. 4b.

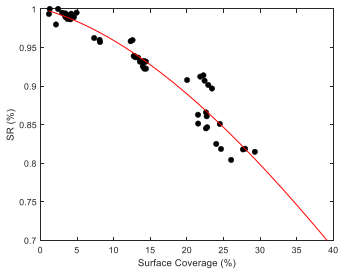
A partir dai foi calculada a percentagem da superficie ocupada pelas particulas para imagem selectionadas de cada dia. Um polinómio de 3 grau foi aplicado aos dados, Fig. 4c, resultando num r2 de 0.99.



(a)



(b)



(c)

Fig. 4. a) Imagem original tirada pelo MES; b) Processamento de imagem até chegar a imagem binaria; e c) Correlação entre *soiling ratio* e superficie ocupada pelas particulas, tal como o fit desenvolvido.

Os resultados do estudo sublinham a aplicabilidade do MES na monitorização e quantificação dos efeitos da sujidade nos painéis fotovoltaicos na cidade de Benguerir, Marrocos, apresentando modelos semi-empíricos para a determinação dos indicadores de *soiling* normalmente utilizados com base na cobertura da superfície em condições ambientais semelhantes.

AGRADECIMENTOS

RC agradece ao programa Juan de la Cierva Formación 2020, referencia FJC2020-043159-I, financiado por MCIN/AEI/10.13039/501100011033 e pela União Europeia NextGenerationEU/PRTR. RC, JGA e MR agradecem também ao projecto HECTOR, referencia PID2020-119693RB-C31, financiado por MCIN/AEI/10.13039/501100011033. Todos os autores agradecem ao projecto N° 823802 SFERA-III, financiado pela União Europeia e ao *Green Energy Park* pelo apoio logistico prestado.

REFERÊNCIAS

Ammari, N., Mehdi, M., Alami Merrouni, A., El Gallassi, H., Chaabelasri, E., Ghennioui, A., 2022. Experimental study on the impact of soiling on the modules temperature and performance of two different PV technologies under hot arid climate. Heliyon 8, e11395. https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2022.e11395

Conceição, R., González-Aguilar, J., Merrouni, A.A., Romero, M., 2022. Soiling effect in solar energy conversion systems: A review. Renew. Sustain. Energy Rev. 162. https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112434

DETERMINACIÓN DE LA RADIACIÓN SOLAR EN MÉXICO EMPLEANDO DATOS SATELITALES

Durán-García M.D.*, Lentz-Herrera A.E.**, González-Mora E.*, González-Cruz Jorge***

*Ingeniería en Sistemas Energéticos Sustentables, Facultad de Ingeniería, Universidad Autónoma del Estado deMéxico, Cerro de Coatepec SN, Toluca, 50110, (Esta-do de México) México, mddurang@uaemex.mx, egonzalezmo@uaemex.mx

**Programa de Energía, Universidad Autónoma de la Ciudad de México, San Lorenzo 290, Benito Juárez, 03100,(Ciudad de México) México, alvaro.lentz@uacm.edu.mx

*** University of Albany, State University of NY. USAjgonzalezcruz@albany.edu

RESUMEN/RESUMO

Para dimensionar de manera adecuada sistemas generadores de energía solar fotovoltaica o fototérmica es necesariocontar con datos precisos de la radiación solar. Aunque existen bases de datos climatológicos como Meteonom © quepermiten interpolar información meteorológica a nivel internacional, estas conllevan costos, limitando su disponibilidad general. La estimación de la radiación solar mediante datos satelitales se ha desarrollado en los últimosaños, utilizando equipos y sistemas cada vez más precisos. En México, son pocos los trabajos sobre la estimación deradiación mediante datos satelitales, y los que existen se centran en zonas específicas como Guadalajara y Sonora. Además, estos modelos carecen de calibración con la red de estaciones meteorológicas disponibles. Por lo tanto, este trabajo se propone abordar la radiación solar promedio en la República Mexicana. Para ello, la metodología utilizarádatos del satélite GOES-16 y calibrará el modelo de interpolación con los datos de algunas estaciones de NOAA en Estados Unidos y estaciones meteorológicas en México. Con estos resultados se obtendrá un potencial de aprovechamiento de la energía solar en sistemas fotovoltaicos y fototérmicos.

PALABRAS CLAVE/PALAVRAS-CHAVE: Irradiación, solar, datos, satelitales, estimación, potencial,energía.

ABSTRACT

Sizing photovoltaic or thermal solar energy systems appropriately, it is necessary to have precise solar radiation data.Although there are climatological databases such as Meteonom © that allow meteorological information to be interpolated at an international level, these have costs, limiting their general availability. The estimation of solar radiation using satellite data has developed in recent years, using increasingly precise equipment and systems. In Mexico, there are few works on radiation estimation using satellite data, and those that exist focus on specific areas such as Guadalajara and Sonora. Furthermore, these models lack calibration with the network of available meteorological stations. Therefore,

this work aims to address the average solar radiation in the Mexican Republic. Todo this, the methodology will use data from the GOES-16 satellite and calibrate the interpolation model with data from NOAA stations in the United States and meteorological stations in Mexico. With these results, a potential for harnessing solar energy in photovoltaic and photothermal systems will be obtained.

KEYWORDS: Solar irradiation, Satellite, data, solar, energy, potential, estimation.

INTRODUCCIÓN

El número de instalaciones Fotovoltaicas (PV) ha aumentado considerablemente en la última década, pasando de 72.216MW instalados en 2011 a 843.086 MW en 2021, en contraparte los sistemas solares térmicos de concentración(STC) pasaron de 1.705 a 6.837 MW instalados (IRENA, 2022) Esto se debe en gran medida a cambios en las políticas gubernamentales para impulsar el uso de las fuentes renovables de energía y para mitigar el cambio climático.

En el caso de México, la capacidad instalada de los sistemas fotovoltaicos ha aumentado de 39 a 7004 MW en la última década. Esto como resultado de algunos incentivos para promover la instalación de sistemas fotovoltaicos, como las subastas de largo plazo (PROMEXICO, 2017). Sin embargo, estos incentivos no han sido suficientes y no se aplican en todas las regiones del País, esto se debe en gran medida a que algunas zonas se consideran no viables debido a la baja disponibilidad del recurso solar. En este sentido también se encuentra en construcción la primera planta termosolar con tecnología de canal parabólico en Agua Prieta, Sonora (IRENA, 2022).

En la búsqueda de optimizar el uso de la energía solar, la correcta evaluación del recurso solar surge como una preocupación fundamental. Estas evaluaciones facilitan el adecuado dimensionamiento y diseño de los sistemas de energía solar, abarcando paneles fotovoltaicos e instalaciones de concentración solar. Estudios como el de Ho et al.,(2011) dignos de mención, subrayan el impacto sustancial de la incertidumbre en el cálculo de la radiación solar, atribuyendo a este factor aproximadamente el 45% de la variación del rendimiento en las plantas de concentración solar. En consecuencia, es imperioso mejorar la precisión en las técnicas de medición y los marcos del modelado para refinar la estimación de este recurso invaluable.

Contar con una red de estaciones meteorológicas que permitan mediciones de radiación solar directa y difusa es sumamente importante, sin embargo, sería imposible contar con una red para estimar el recurso solar con mayor precisión a través de datos medidos. Particularmente en México existe una red nacional de estaciones de medición solar. Esta red fue impulsada por el gobierno y algunas instituciones de investigación, como la Universidad NacionalAutónoma de México (UNAM), el Centro Mexicano de Innovación en Energía Solar (CEMIE-SOL), el Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACYT), entre otros.

Por ello, durante las últimas décadas se han utilizado imágenes de satélite para estudiar las nubes, su composición y su efecto sobre la atenuación de la radiación. Algunos satélites geoestacionarios como los de la serie GOES-R estánequipados con una serie de cámaras celestes y sensores que determinan variables atmosféricas como temperatura superficial, humedad, precipitación, radiación de onda corta y onda larga, entre otras. (J.Alonso, 2014) (H. Escrig, 2013).

La estimación de la radiación solar mediante datos satelitales se ha desarrollado en los últimos años, utilizando equipos y sistemas cada vez más precisos. Hay trabajos como el de Sözen et.al. (2004) quienes estimaron el potencialde energía solar en Turquía utilizando ANN y datos meteorológicos. También existe un estudio en Argeliadesarrollado por Yacef

et. al. (2014) quienes analizaron la radiación global en condiciones de cielo despejado. Uno de los modelos más consolidados para estimar la radiación solar con cielo despejado es el desarrollado en el marco del ESRA (European Solar Radiation Atlas) que utilizó el modelo Helióstato (L. Diabaté, 1987) presentando resultados bastante precisos (J.L.Bosch, 2010). En cuanto a la aplicación de datos del GOES-16, está el trabajo de Jiang Chen et. al. (2021); En este trabajo, los autores utilizan el método Random Forest para estimar y mapear la DSR cada media hora con una resolución espacial de 1 km sobre los Estados Unidos continentales (CONUS), observandoque los resultados obtenidos son patrones espaciales similares a los resultados de las Nubes y la Tierra. Sistema de Energía Radiante (CERES).

En cuanto a la medición de la radiación solar en México, existe una red de estaciones meteorológicas distribuidas entodo el territorio nacional, las cuales miden la radiación solar, utilizando dispositivos como piranómetros y pirheliómetros. Estas estaciones son administradas por diferentes organismos como la Organización Meteorológica Mundial (OMM), la Universidad Nacional de México (UNAM), el Centro Mexicano de Innovación en Energía Solar(CEMIE-SOL), el Consejo Nacional de Humanidades Ciencias y Tecnologías CONAHCYT, la Secretaría de Energía(SENER), el Sistema Meteorológico Nacional (SMN) que depende de la Comisión Nacional del Agua (CONAGUA, 2020). Estas estaciones meteorológicas se clasifican en dos tipos: estaciones meteorológicas automáticas (EMA) y Estaciones Sinópticas Meteorológicas Automáticas (ESMAS). Las EMA constan de un sistema de sensores eléctricosy mecánicos que miden, registran y transmiten automáticamente variables meteorológicas (velocidad y dirección del viento, presión atmosférica, temperatura, humedad relativa, precipitación y radiación solar). Por otro lado, las ESMA utilizan sensores eléctricos que miden automáticamente las mismas variables climáticas que las EMA, pero tambiénla visibilidad y la temperatura a diez centímetros sobre el nivel del suelo. Las mediciones de estas estaciones formanuna base de datos muy útil para estimar el potencial solar, sin embargo, algunas de ellas aún son demasiado antiguaspara correlacionar los datos y hacer predicciones.

Para la estimación de la radiación solar mediante datos satelitales, existen algunos trabajos que se basan en estudios de agencias internacionales como el Global Solar Atlas (Energy Sector Management Assistance Program, 2020). Asimismo, se encuentra el trabajo de Enríquez et. al (2020) quienes realizaron una investigación para obtener la distribución de la radiación solar en el Estado de Sonora y propusieron este modelo como una herramienta útil para proporcionar datos específicos, de bajo costo y confiables para una visión amplia y detallada de la radiación solar. Secomparan los resultados obtenidos de la irradiación global promedio mensual con los obtenidos con las estaciones meteorológicas del Estado. Se observa buena precisión, sin embargo, se utilizan datos de radiación del Proyecto POWER (NASA, 2021). Este trabajo reporta algunos datos de radiación solar medidos para la ciudad de Hermosillo,ubicada en el desierto de Sonora.

También está el trabajo de Ulloa et. al. (H. Héctor Ulloa-Godinez, 2017) quienes evalúan los aspectos climatológicosde la radiación solar entrante bajo condiciones de cielo despejado en el Estado de Jalisco, México y la Zona Metropolitana de Guadalajara; en este trabajo utilizan la información obtenida a través de un satélite de teledetecciόny (ASTER GDEM v2.0) (METI y NASA, 2011). Como resultado se obtienen mapas de insolación promedio mensualen

el área de análisis. Sin embargo, no se observa una calibración con estaciones meteorológicas terrestres.

Analizando los trabajos anteriores se observa que los modelos desarrollados para estimar la radiación utilizando datosde satélites geoestacionarios son cada vez más precisos y que se pueden utilizar modelos de interpolación y técnicascomo el aprendizaje automático para hacerlos aún más precisos. Sin embargo, se observa que en México hay pocos trabajos en cuanto a la estimación de radiación utilizando estos datos y los que existen son para zonas muy específicasdel país, como Guadalajara y Sonora. Asimismo, los modelos no han sido calibrados con la red de estaciones meteorológicas que se encuentran disponibles.

Una base de datos muy utilizada en México para el dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos y el diseño de algunos sistemas de concentración es la de Meteonorm ©. Se trata de una plataforma de pago que depende en gran medida delos datos de las estaciones meteorológicas; su enfoque clave es la interpolación de valores promedio mensuales a largo plazo de estaciones meteorológicas cercanas. Esto puede generar un amplio margen de error, principalmente si el lugar a analizar está lejos de la red de estaciones (METEONORM, 2020).

Debido a lo anterior, en el presente trabajo se propone estimar la radiación solar promedio en la República Mexicana, utilizando datos del satélite GOES-16 en la región CONUS y calibrando el modelo de interpolación con los datos dealgunas estaciones de NOAA en Estados Unidos (NOAA, 2021) y estaciones meteorológicas de CONAGUA (CONAGUA, 2020) en México. Estos resultados serán útiles para determinar el potencial de aprovechar la energía solar en sistemas fotovoltaicos y fototérmicos con mayor precisión.

METODOLOGÍA

En presente estudio, se generan mapas de irradiancia solar promedio en la República Mexicana empleando datos provenientes del satélite GOES-16 como se detalló previamente. En la figura 1 se muestra el diagrama de flujo de lametodología empleada. Específicamente, se utilizan datos del producto DSR (Downward Shortwave Radiation), el cual constituye un producto ABI-L2 de segunda generación de datos satelitales. Los productos ABI-L2 se derivan a partir de diversas variables físicas ambientales, tales como la altura de las nubes y la temperatura de la superficie terrestre. Además del producto de detección de rayos GLM, los datos para estos productos se obtienen de los datos ABI L1 o del producto ABI de misión crítica, conocido como CMI (Cloud and Moisture Imagery). El CMI hace uso de las 16 bandas espectrales del ABI y se emplea para generar productos destinados a asistir a los meteorólogos en la vigilancia y predicción de los riesgos meteorológicos (NOAA, 2019).

El producto DSR, en términos generales, representa un nivel de madurez intermedio (L2) y estima la irradiancia total de onda corta recibida por unidad de área horizontal en la superficie terrestre. Esta estimación abarca tanto la radiacióndirecta como la difusa del sol. La componente directa se origina a partir de la radiación solar directa incidente en la parte superior de la atmósfera, que atraviesa procesos de dispersión y absorción al interactuar con la atmósfera antesde llegar a la superficie terrestre. Por otro lado, la componente difusa

comprende la radiación dispersada fuera del haz directo, que tras múltiples eventos de dispersión y absorción alcanza la superficie. También se incluye en esta categoría la radiación que se refleja hacia arriba en la superficie y luego es reflejada nuevamente hacia la superficie por la atmósfera.

El producto DSR tiene diversas aplicaciones en las ciencias generales y aplicadas. En el contexto de los estudios climáticos, al ser un componente del balance energético de la superficie, su análisis es crucial. Cuando se combina con las propiedades de las nubes y los aerosoles, permite estimaciones sobre los efectos de estos últimos. Además, los datos de DSR se utilizan para calcular los componentes del flujo de calor sobre el océano costero, lo que resulta fundamental para el monitoreo y la validación de modelos de circulación oceánica.

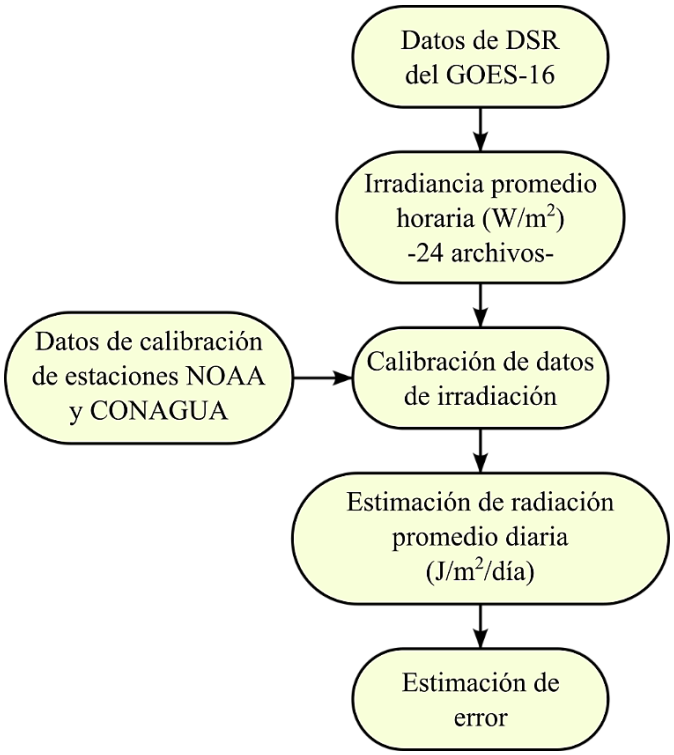


Figura 1. Metodología empleada

El algoritmo DSR actual se implementa a un nivel de cuadrícula coherente con la resolución horizontal del producto,como se detalla en la Tabla 1. Dentro de cada cuadrícula, los datos a nivel de píxel se clasifican según las condicionesatmosféricas, ya sea cielo despejado, nublado o nevado. Para preparar las entradas del modelo, se realiza una interpolación y promedio de los datos auxiliares y del ABI después de una verificación. A partir de estos datos procesados, se calcula la irradiancia por unidad de superficie con la resolución mencionada en la Tabla 1. Estos cálculos se realizan específicamente para la región CONUS cubierta por el satélite mencionado. Se dispone de datospara los 365 días del año, con estimaciones horarias a partir de 2020.

Tabla 1. Características del producto DSR (NOAA NESDIS, 2018)

Nombre	Usuario y prioridad	Cobertura geográfica (G H C M)	Resolución horizontal	Rango de medición	Frecuencia de actualización / cobertura
Insolación solar descendente: superficie	GOES-R	CONUS	25 km	0 – 1500 W/m^2	60 min

Calibración de los datos

Para calibrar el modelo empleado, es imprescindible contrastar sus resultados con datos medidos. Inicialmente, se recurrió a los registros del Laboratorio de Monitorización Global de NOAA para esta calibración. Se empleó específicamente la información proveniente de estaciones meteorológicas ubicadas en Albuquerque, Nuevo México y Madison, Wisconsin. La ubicación y detalles de estos datos se presentan en la Tabla 2.

Tabla 2. Localización de las estaciones meteorológicas de la NOAA

Ubicación de la estación meteorológica	Latitud	Longitud
Albuquerque, NM	35.03796 N	106.62211 W
Madison, WI	43.07250° N	89.41133° W

Conforme se detalla en la Tabla 1, la resolución horizontal del producto DSR es de 25 km, lo que genera una malla finita de resultados. Para obtener datos específicos para las ubicaciones de las estaciones meteorológicas, se desarrolló un programa de interpolación en Python. La calibración del modelo implicó la comparación de los datos de las estaciones solares, registrados en intervalos de 1 minuto, con los datos producidos por el satélite GOES-16 en intervalos de 1 hora. Para evaluar la precisión de los datos en el contexto de México, se llevaron a cabo comparacionescon algunas estaciones meteorológicas referenciadas por (CONAGUA, 2020).

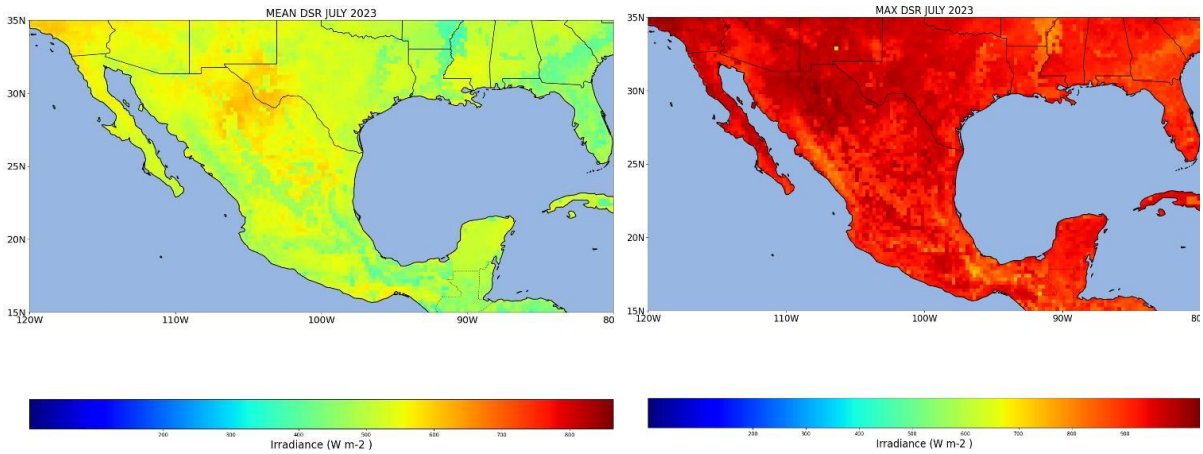
Para evaluar la precisión de los datos estimados en comparación con los datos proporcionados por el satélite GOES-16, se emplearon dos métricas: el error cuadrático medio (RMSE) y el error cuadrático medio normalizado (nRMSE),como se describe en las Ecs. 1 y 2, respectivamente. En estas ecuaciones, R_{est} representa la irradiación estimada conlos datos de GOES-16 (en W/m^2), R_{mean} corresponde a la irradiación medida promedio (en W/m^2), R_{max} indica la irradiación máxima medida (en W/m^2), y R_{min} denota la irradiación mínima medida (en W/m^2).

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{N}\sum_{i=1}^{N}(R_{est} - R_{mean})^2} \quad (1)$$

$$nRMSE = \frac{RMSE}{R_{max} - R_{min}} \times 100 \quad (2)$$

RESULTADOS

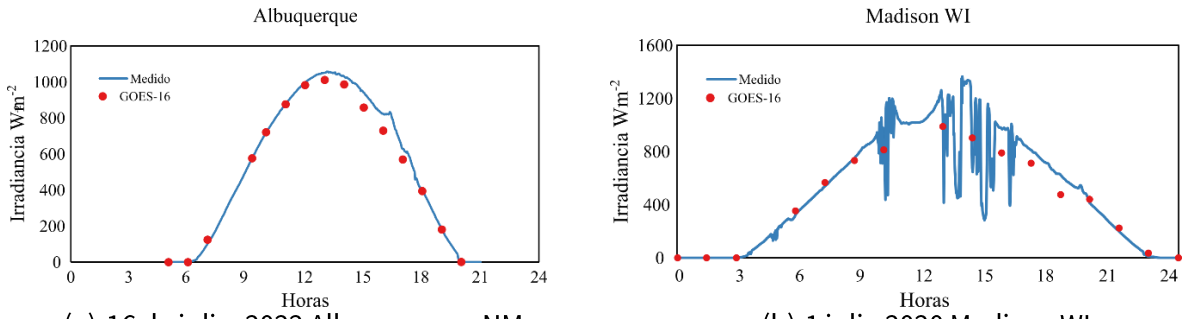
La Figura 2 presenta la irradiancia solar media y máximapara la región CONUS, que abarca la República Mexicana,para el mes de julio de 2023. Esta es un ejemplo de las diferentes gráficas que se han obtenido en el presente estudio, y esta es representativa de las condiciones climáticas, con valores superiores a 900W/m^2 para irradiancia máxima 500W/m^2 para irradiancia global media en gran parte del territorio mexicano como se encuentra reportado en la literatura(SOLARGIS, 2024).



(a) (b)

Fig. 2. Irradiancia a) media 2023 y máxima en Wm^{-2} correspondiente al mes de julio para la región CONUS

Para calibrar el modelo, se emplearon inicialmente datos de estaciones meteorológicas proporcionados por NOAA. Se seleccionaron como referencia días despejados y nublados para evaluar la precisión del modelo. Se eligió el día 17 de julio de 2022 para la estación de Albuquerque (cielo despejado) y el día 1 de julio de 2020 para la estación de Madison (cielo nublado). La Figura 3 incisos: (a) para Albuquerque, NM y (b) para Madison WI, exhiben la comparación entre los datos de irradiación obtenidos del satélite y los datos medidos en la estación meteorológica y correspondientes al día analizado.



(a) 16 de julio. 2022 Albuquerque, NM (b) 1 julio 2020 Madison WI

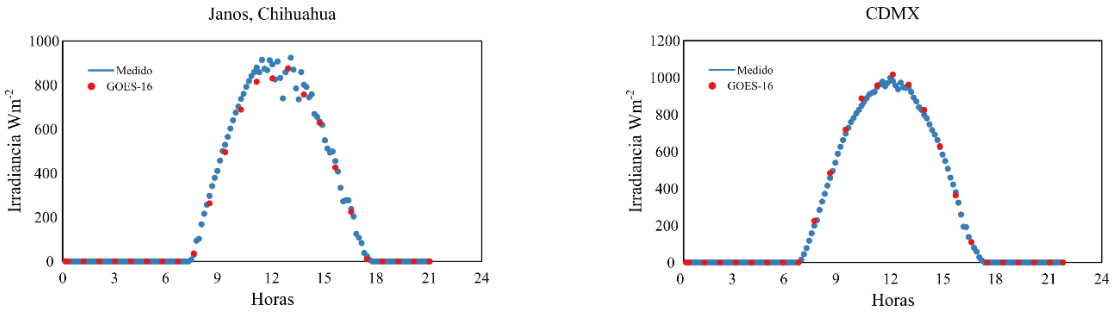
Fig. 3. Comparación de la irradiancia solar global.

Para la evaluación de los datos del satélite GOES-16 para la República Mexicana, se seleccionaron dos estaciones operadas por CONAGUA. Específicamente, se analizaron los

registros de una estación en el estado de Chihuahua, yotra en la Ciudad de México. Los detalles de latitud y longitud de estas estaciones se presentan en la Tabla 3.

Tabla 3. Localización de las estaciones meteorológicas de CONAGUA

Ubicación de la estación meteorológica	Latitud	Longitud
Janos, Chihuahua	30.83808 N	108.42725 W
Molino del Rey, CDMX	19.4161 N	99.1919 W



(a) Janos Ch. México (b) Estación el Molino, CDMX

Fig. 4 Comparación de irradiancia solar del 3 de marzo de 2024

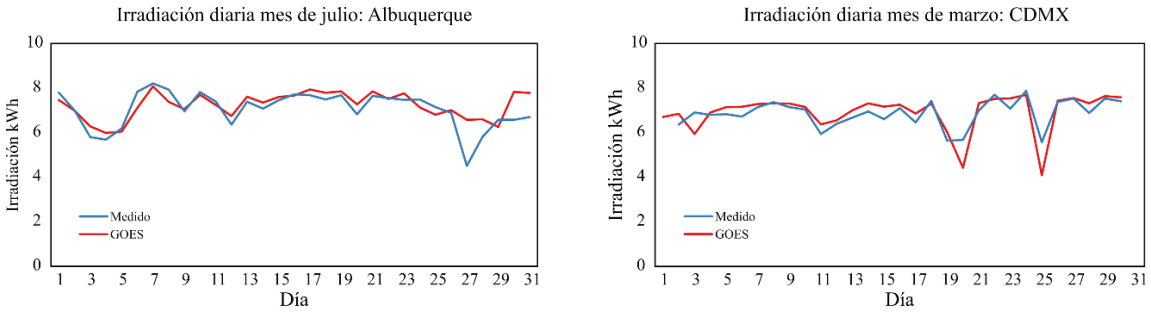
De igual forma se seleccionaron como referencia días despejados y nublados para evaluar la precisión del modelo en México. Se eligió el día 3 de marzo de 2024 para la estación de Janos, Chihuahua (cielo parcialmente nublado) y el mismo día de 2024 para la estación de Molino del Rey en la Ciudad de México (cielo despejado). Es relevante destacar que la disponibilidad de información en línea para estas estaciones de CONAGUA se limita a los últimos 90 días previos a la fecha de consulta, lo que imposibilitó la coincidencia de fechas con las estaciones meteorológicas de NOAA. En consecuencia, se seleccionó el 3 de marzo de 2024, como ya se mencionó anteriormente, como fecha para la evaluación. La Fig. 4 incisos: (a) para Janos y (b) para Ciudad de México, presenta una comparativa entre los datos de irradiación obtenidos del satélite y los datos registrados por las estaciones correspondientes al día de análisis, para las estaciones meteorológicas mexicanas seleccionadas.

La Tabla 4 presenta el error cuadrático medio normalizado, calculado mediante las ecuaciones 1 y 2, para las ciudades evaluadas en México y los Estados Unidos. Se evidencia que el error cuadrático medio normalizado en condiciones de cielo despejado oscila entre el 1.56% y el 2.09%, mientras que en días nublados varía entre el 2.93% y el 2.94%, con una variación casi nula. Además, se observa una tendencia a la subestimación de la irradiancia solar en los datos proporcionados por GOES-16 en comparación con los datos medidos proporcionados por la estación de Janos operada por CONAGUA. En contraparte se observa una tendencia a la sobrestimación de la irradiancia solar en los datos proporcionados por GOES-16 en comparación con los datos medidos en Ciudad de México. Esta discrepancia puede atribuirse al método de interpolación empleado y a la escala temporal utilizada, dado que los datos satelitales se generan con una frecuencia horaria. Es importante realizar más comparaciones con otros sitios y en años anteriores.

Tabla 4. Error cuadrático medio normalizado de la irradiancia para los sitios seleccionados.

Localidad	RMSE (Wm-2)	nRMSE (%)	Condición de cielo
Albuquerque	21.96	2.09	Despejado
Madison	31.25	2.93	Nublado
Janos	25.76	2.94	Parcialmente nublado
CdMx	15.89	1.56	Despejado

A continuación, se realiza la comparación y el análisis de la irradiación solar global en dos ubicaciones: Albuquerqueen julio de 2022 y Ciudad de México en marzo de 2024 como puede observarse en la figura 5. De igual forma en la Tabla 5 se muestran los valores de los errores normalizados para las ciudades antes mencionadas.



(a) Albuquerque, julio 2022 (b) CDMX, marzo 2023

Fig. 5. Comparación de la irradiación solar global.

Tabla 5. Error cuadrático medio normalizado de la irradiación para Albuquerque y CDMX

Localidad	RMSE (Wm-2)	nRMSE (%)	Condiciones de cielo
Albuquerque	0.5724	15.4	Despejado
CDMX	0.5724	15.6	Despejado

Se puede observar una buena correlación de los datos a lo largo del mes en Albuquerque, salvo el caso de día 27 quecorresponde a un día con alta nubosidad, por lo que el modelo de días despejados no se ajusta en condiciones diferentes, lo que muestra un dato atípico de la estimación satelital. En contraste, para la ciudad de México se observauna buena correlación de los datos incluso en los días nublados Las gráficas presentadas en la Figura 5 indican que, aunque el ajuste no es exacto, la tendencia general muestra una buena correlación, a pesar de que el nRMSE supera el 15 % en ambos casos. Esta discrepancia se puede atribuir a la alta variabilidad de las condiciones atmosféricas y alas diferencias en la frecuencia de muestreo entre los datos del GOES-16 y las estaciones solarimétricas.

CONCLUSIONES

El estudio demuestra la viabilidad de utilizar un modelo de estimación de radiación solar basado en datos del productoDSR derivados del satélite GOES-16. El porcentaje de error varía entre el 2 % en condiciones de cielo despejado y aproximadamente el 15% en condiciones nubladas. No obstante, resulta esencial realizar un análisis empleando diferentes métodos de interpolación para mejorar la precisión de los resultados.

El análisis también revela la necesidad de calibrar el modelo con un mayor número de estaciones solarimétricas en laRepública Mexicana y con datos históricos más amplios. Los mapas de radiación solar obtenidos con los datos del satélite GOES-16 indican valores de irradiancia superiores a 600 W/m^2 en una gran parte del territorio mexicano, incluso durante los meses de invierno. Esto evidencia la alta viabilidad para la instalación de sistemas fotovoltaicos en prácticamente todo el país.

En los valores estudiados de las ciudades en México se presenta una subestimación en los días nublados y una sobrestimación en los días soleados. Esto puede deberse al método de interpolación empleado y a la escala utilizada.Estos resultados son preliminares, por lo que se requiere continuar con el estudio incorporando un mayor número sesitios con diferentes climas, a su vez, se sugiere utilizar datos de años con mayor antigüedad para darle robustez al modelo y pueda ser aplicado con confianza por los diferentes usuarios que desean realizar instalaciones fotovoltaicasy fototérmicas.

REFERENCIAS

A. Sözen, E. A. (2004). Estimation of solar potential in Turkey by artificial neural networks using meteorologicaland geographical data. *Energy Conversion and Management, 45*, 3033-3052.

CONAGUA. (2020). *Estaciones Meteorológicas Automáticas (EMA's).* Recuperado el 20 de 1 de 2022, de https://smn.conagua.gob.mx/es/observando-el-tiempo/estaciones-meteorologicas-automaticas-ema-s

H. Escrig, F. J. (2013). Cloud detection, classification and motion estimation using geostationary satellite imageryfor cloud cover forecast. *Energy, 55*, 853-859.H. Héctor Ulloa-Godinez, E. M.-G.-S.-C.-M. (2017). Solar Radiation Data for the State of Jalisco and GuadalajaraMetropolitan Zone, Mexico. *Computational Water, Energy, and Environmental Engineering, 6*, 205-228.

Ho, C. K. (2011). Methods for probabilistic modeling of concentrating solar power plants. *Solar Energy, 85*, 669-675.

IRENA. (2022). *World Energy Transition Outlook 2022: 1.5° Pathway.* Abu Dhabi: International Renewable EnergyAgency.

J.Alonso, F. B. (2014). Sky camera imagery processing based on a sky classification using radiometric data. *Energy,68*, 599-608.

J.L.Bosch, F. L. (2010). Solar resources estimation combining digital terrain models and satellite images techniques.

Renewable Energy, 35(12), 2853-2861.

Jiang Chen, W. Z. (2021). Estimating half-hourly solar radiation over the Continental United States using GOES-16data with iterative random forest. *Renewable Energy, 178*, 916-929.

L. Diabaté, H. D.-R. (1987). Estimating Incident Solar Radiation at the Surface from Images of the Earth Transmittedby Geostationary Satellites: the Heliosat Project. *International journal of solar energy, 5*, 261-278.

METEONORM. (May de 2020). *Meteonorm Software*. Recuperado el 5 de Januay de 2022, dehttps://meteonorm.meteotest.ch/en/

NOAA. (2019). GOES-R SERIES PRODUCT DEFINITION AND USERS' GUIDE. NOAA Satellite and Information

Service (NESDIS), National Aeronautics and Space Administration (NASA).

NOAA. (Dec. de 2021). *Global Monitoring Laboratory*. Recuperado el 3 de March de 2022, de Earth SystemResearch Laboratories: https://gml.noaa.gov/grad/solrad/

NOAA NESDIS. (2018). GOES-R Advanced Baseline Imager (ABI) Algorithm Theoretical Basis Document forDownward Shortwave Radiation (Surface), and Reflected Shortwave Radiation (TOA). NOAA NESDIS.

PROMEXICO. (2017). INDUSTRIA SOLAR FOTOVOLTAICA Y FOTOTÉRMICA EN MÉXICO. Ciudad de México:GIZ.

R.Yacef, A. S. (2014). New combined models for estimating daily global solar radiation from measured air temperature in semi-arid climates: Application in Ghardaïa, Algeria. *Energy Conversion and Management,79*, 606-615.

SOLARGIS, Solar Resource Map, photovoltaic power potential Mexico. Recuperado el 2 de marzo de 2024, https://solargis.com/es/maps-and-gis-data/download/mexico.

PLANTA FOTOVOLTAICA EXPERIMENTAL DE PEQUEÑO TAMAÑO ORIENTADA AL ANÁLISIS Y MODELADO A LARGO PLAZO DE LA TECNOLOGÍA BIFACIAL

Rodríguez-Hermoso F.*, Nofuentes G.*, Moreno-Buesa S.*, Aguilera J.*, de la Casa J.*, Muñoz-Cerón E.*

*Grupo de investigación IDEA. CEACTEMA. Universidad de Jaén. Campus Las Lagunillas, Jaén, 23071, España

RESUMEN

A pesar de la reciente penetración masiva en el mercado fotovoltaico (FV) de la tecnología bifacial, su comportamiento eléctrico dista de ser tan satisfactoriamente conocido como el de la monofacial. Gran parte de esta incomprensión obedece a los escasos estudios realizados sobre experiencias reales de funcionamiento extendidas en el tiempo. La Universidad de Jaén puso en marcha a finales de 2023 una planta FV experimental de pequeño tamaño. Ésta servirá para analizar y modelar la operación a largo plazo de la tecnología bifacial, por medio de una campaña experimental que se extenderá por un mínimo de dos años. En este trabajo, se hace una descripción de la planta FV y el sistema de monitorización utilizado, presentando unos resultados preliminares. Así, se han seleccionado dos días con diferentes condiciones climatológicas, de modo que para cada uno de los días se han estudiado las diferencias entre la irradiación posterior coplanar espectralmente ajustada y las diversas temperaturas de operación de los módulos. También se ha realizado un sucinto análisis de la potencia CC entregada por los distintos campos FV.

PALABRAS CLAVE: tecnología bifacial, modelado FV, ganancia bifacial, irradiancia posterior coplanar, albedo horizontal.

ABSTRACT

Despite the recent widespread penetration of bifacial technology in the photovoltaic (PV) market, its electrical behavior is far from being as well understood as that of monofacial technology. Much of this lack of understanding stems from limited studies on real-world long-term operational experiences. In late 2023, the University of Jaén launched a small-scale experimental PV plant to analyze and model the long-term operation of bifacial technology through an experimental campaign lasting at least two years. This paper provides a description of the PV plant and the monitoring system used, presenting some preliminary results. Specifically, two days with different weather conditions were selected, and for each day, the differences between spectrally adjusted coplanar rear irradiance and various module operating temperatures were studied. A brief analysis of the DC power delivered by the different PV arrays was also conducted.

KEYWORDS: bifacial technology, PV modeling, bifacial gain, coplanar rear irradiance, horizontal albedo.

INTRODUCCIÓN

Los recientes estudios acerca de la capacidad energética renovable instalada en 2023 publicados por la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA, 2024), corroboran la tendencia de la última década en la que se ha primado la creación de sistemas de energía renovable frente a los convencionales. Este despliegue mundial ha alcanzado un récord anual hasta la fecha logrando la cifra de 473 GW de potencia nominal instalada. Dentro de las referidas energías renovables (EE.RR) se puede destacar el importante papel que ha tenido la energía solar fotovoltaica (FV) que ha contribuido con una potencia de 345,5 GW de nuevas instalaciones, lo que hace que la potencia mundial acumulada de dicha tecnología ascienda a 1,5 TW a finales de 2023.

Particularizando para España, según los datos ofrecidos por Red Eléctrica Española y UNEF, (PV-magazine, 2024) el parque FV ha alcanzado los 32 GW incluyendo el autoconsumo de potencia fotovoltaica acumulada en nuestro país en el año 2023.

Debido a la irrupción masiva de la tecnología fotovoltaica bifacial en el mercado del sector, se ha conseguido incrementar la densidad de potencia energética sin modificar los costes de instalación. Los últimos datos publicados por el *International Technology Roadmap for Photovoltaics* (*ITRPV*, 2023), pronostican un predominio de esta tecnología en un futuro cercano, desde una cuota de mercado del 30% en 2022, hasta un 70% previsto para el año 2030.

En este contexto, surge la necesidad de estudiar el comportamiento eléctrico de la tecnología bifacial, el cual se ve influenciado por variables tales como la irradiancia del albedo que recibe en la cara posterior de los módulos, cuyo impacto en el rendimiento de dicha tecnología resulta difícil de medir y modelar. La escasez de datos de operación real en exterior y las cortas campañas experimentales en las que se basan muchos de los modelos propuestos hace que la operación de esta tecnología diste de ser comprendida tan satisfactoriamente como lo es la monofacial. En vista de estos antecedentes, en la Universidad de Jaén se ha puesto en marcha una planta fotovoltaica experimental de pequeño tamaño, compuesta por cinco sistemas FV conectados a la red (SFCR) enclavados en su Campus de Linares (latitud 38º05’ N y longitud 3º38’ O) instalados a finales de 2023, que comprenden una potencia total de 19,28 kWp. La planta en cuestión ha sido sufragada gracias a un proyecto financiado por parte del Ministerio de Ciencia e Innovación dentro de la convocatoria de Proyectos de Generación de Conocimiento.

A partir de los datos experimentales extraídos de la futura campaña experimental (la cual se prevé que tendrá dos años de duración) se pretende caracterizar el comportamiento de los sistemas bifaciales, prestando especial atención a la ganancia que exhiben frente a la tecnología monofacial. Para lograr esta caracterización, se analizará la evolución de la irradiancia posterior coplanar y en qué grado afecta a las distintas configuraciones del sistema. De forma paralela, se hará uso de técnicas de inteligencia artificial para la creación de modelos fiables que caractericen el comportamiento del sistema basados en datos de operación real. Al finalizar la campaña, se evaluará la pérdida de rendimiento que sufre esta tecnología con el paso del tiempo, a través de la estimación de la tasa de pérdida de rendimiento (*PLR*, por las siglas del inglés *performance los rate*, en %/año).

En este trabajo se describirá la configuración experimental nombrada más arriba para a continuación presentar y discutir unos exiguos resultados preliminares, toda vez que el sistema de monitorización fue puesto en marcha en fecha tan reciente como abril de 2024.

DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA EXPERIMENTAL

La Universidad de Jaén —bajo el marco del proyecto "Modelos optimizados para la caracterización energética de Sistemas Fotovoltaicos Conectados a la Red de tecnología bifacial", financiado por el Ministerio de Ciencia e Innovación del Gobierno de España— instaló a finales de 2023 una planta fotovoltaica (FV) experimental integrada por cinco sistemas fotovoltaicos conectados a la red (SFCR) cuyos campos totalizan una potencia de 19,28 kWp de acuerdo con las especificaciones del fabricante. Como se puede observar en la Fig.1, cada uno de cuatro de dichos SFCR se hallan integrados por dos cadenas de cuatro módulos FV bifaciales de 490 Wp conectados a sendos seguidores del punto de máxima potencia (MPPT) independientes de un inversor de 4 kW. El sistema restante posee una configuración similar a los otros cuatro, con la salvedad de que una de las cadenas está compuesta por cuatro módulos FV monofaciales de 410 Wp. La disposición de los módulos de los campos FV es vertical, excepto para 8 módulos FV bifaciales —los cuales forman dos cadenas de 4 módulos FV conectadas a un mismo inversor— que están dispuestos de forma apaisada. La planta fotovoltaica experimental se encuentra orientada al sur e inclinada a 30º. Respecto a la distribución del conexionado de los módulos en la formación de las cadenas se pretende experimentar nuevas configuraciones en el interconexionado de los mismos. La Fig. 2 ilustra de una forma más amplia los detalles sobre el esquema eléctrico de campos FV de los cinco sistemas bajo el estudio.

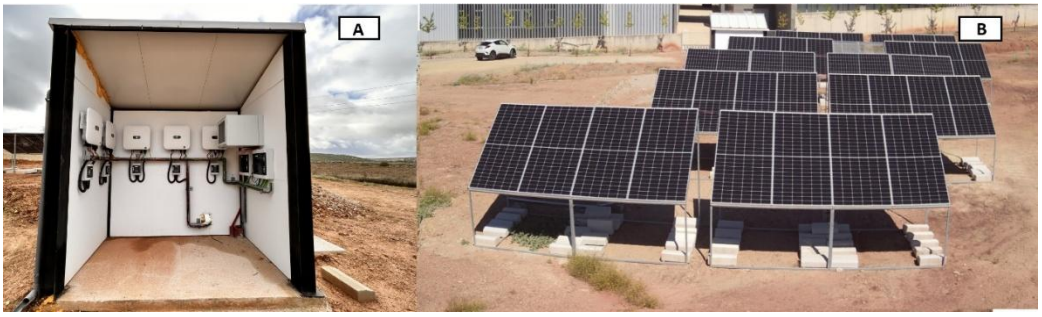


Fig. 1. A: caseta que alberga los inversores de cada uno de los cinco SFCR. B: campos FV correspondientes a los cinco SFCR.

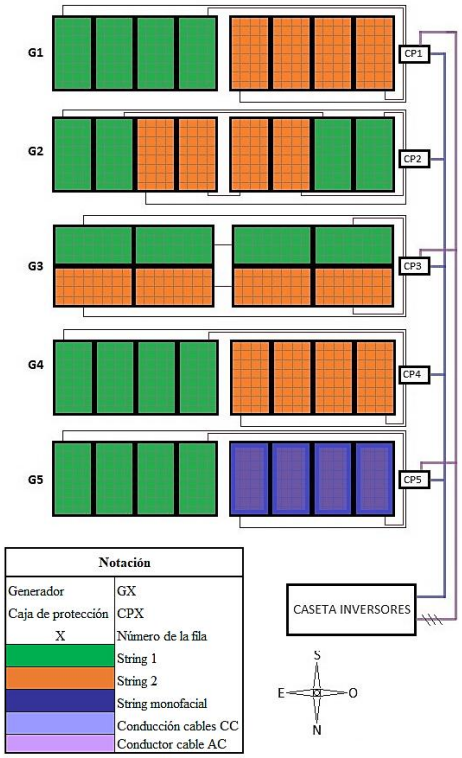


Fig. 2. Disposición de las distintas cadenas de módulos que conforman los campos FV de cada uno de los cinco SFCR a investigar. Los símbolos G1, G2, G3, G4 y G5 aluden a los campos FV de cada uno de los cinco sistemas, de forma que cada campo lo conforman dos cadenas de cuatro módulos conectados en serie cada una.

Descripción de los elementos principales de la planta fotovoltaica experimental

A continuación, se realizará una descripción de los materiales que conforman la planta FV experimental:

1. Los generadores están compuestos por dos tipos de módulos de igual tecnología de fabricación (HJT). Así, el Exiom® EX470-490HJT(B)-144(HC) (166) BF de 490 Wp incorpora células y encapsulado que le otorgan características bifaciales. Por su parte, el REC Alpha® Pure-R Series de 410 Wp también se halla fabricado con células bifaciales pero encapsulado monofacial. En consecuencia, la suma de las potencias nominales de los 40 módulos que integran los cinco SFCR asciende a 19,28 kWp.

2. El acondicionamiento de potencia está constituido por 5 inversores de 4 kW Huawei® SUN2000-3-10KTL-M1 (High Current Version). Cada uno de los inversores cuenta con dos entradas independientes de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT). Se ha pretendido que la etapa que comprende los dos strings de módulos bifaciales y monofaciales trabaje a tensiones e intensidades muy parecidas para obtener un efecto por pérdidas de la búsqueda del punto de máxima potencia similar.

3. Por último, se ha incorporado un sistema de adquisición de datos basado en el registrado de datos (*data logger*, en inglés) Graphtec® GL840, a fin de medir y

almacenar ciertos parámetros eléctricos y ambientales proporcionados por los sensores empleados en los cinco SFCR.

Descripción del sistema de monitorización

A continuación, se describirán tanto las variables a medir como los sensores que proporcionan dichas medidas. Igualmente, se describirá brevemente el sistema de adquisición de datos. Así, siguiendo la norma UNE-EN-IEC 61724:2022 se han elegido los parámetros con mayor importancia a fin de ser registrados:

1. Irradiancia de banda ancha coplanar (W/m^2) y posterior coplanar (W/m^2) en el plano del generador, así como irradiancia de banda ancha descendiente del cielo en el plano horizontal (W/m^2) y ascendente reflejada en el suelo (W/m^2) a fin de medir el albedo horizontal.
2. Irradiancia coplanar (W/m^2) espectralmente ajustada en el plano del generador.
3. Irradiancia posterior coplanar (W/m^2) espectralmente ajustada en el plano del generador, medida a diferentes alturas y distribuida estratégicamente en diversos puntos de la instalación (seis medidas en total).
4. Temperatura ambiente (ºC).
5. Temperatura de operación de los módulos (ºC) bifaciales y monofaciales (cinco medidas en total) repartidas por los campos FV de los cinco sistemas analizados.
6. Tensión (V) y corriente (A) de operación de cada uno de los dos seguidores de punto de máxima potencia que posee cada inversor (diez seguidores en total).
7. Potencia activa (kW) de la salida de cada uno de los cinco inversores de los cinco SFCR estudiados.

Una vez enumerados todos los parámetros a medir, se procederá a la descripción de los sensores utilizados para su obtención. La Fig. 3 indica la ubicación de los sensores de parámetros medioambientales en relación a los cinco campos FV bajo escrutinio.

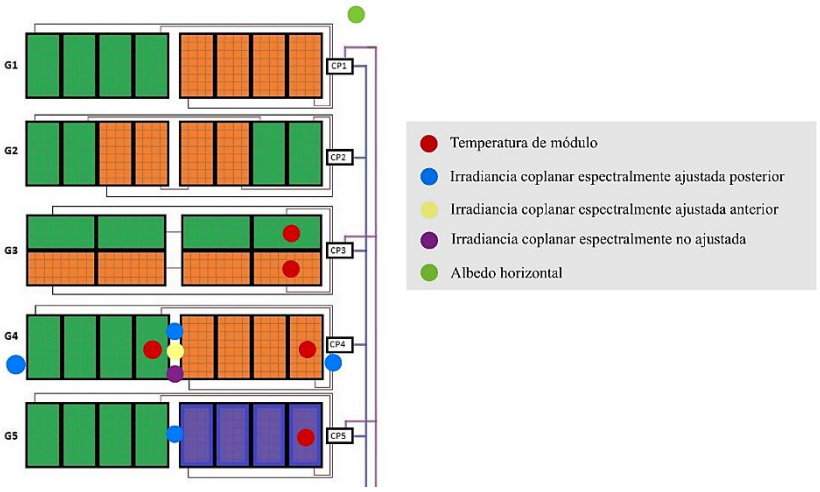


Fig. 3. Distribución de los distintos sensores en los cinco campos FV y alrededores.

1. Para la medida de la irradiancia de banda ancha, tanto coplanar como posterior coplanar, así como para la medida del albedo horizontal, se ha hecho uso de piranómetros-albedómetros. Cada uno de ellos está formado por dos piranómetros Kipp&Zonen® (modelos SMP7 y SMP3). En la Fig. 4, se puede ver uno de dichos albedómetros dispuesto para la medida de la irradiancia coplanar (Kipp&Zonen® SMP7) y posterior coplanar (Kipp&Zonen® SMP3). En cuanto a la medida de la irradiancia espectralmente ajustada de sistemas bifaciales, la norma UNE-EN-IEC 61724:2022 indica que es necesaria la instalación de sensores de tecnología equivalente capaces de medir la irradiancia coplanar y posterior coplanar. Para ello se hará uso de minimódulos previamente calibarados en exterior frente a piranómetros en los laboratorios del Grupo IDEA de la Universidad de Jaén.



Fig. 4. Conjunto de albedómetros y minimódulos calibrados a fin de medir las irradiancias coplanar y posterior coplanar, tanto de banda ancha como espectralmente ajustada.

2. Se mide también la temperatura de operación del módulo en cinco puntos distintos estratégicamente distribuidos de los módulos estudiados. También, se mide la temperatura ambiente que se encuentra en el exterior a la sombra. El sensor que se utiliza para dichas medidas es un termopar tipo T que junto al sistema de adquisición de datos cumplen con los requisitos del apartado 9.1 de la norma IEC 61724:2022 conforme a resolución e incertidumbre de la medida.

3. Los parámetros eléctricos de operación de las distintas cadenas son medidos desde los propios inversores a través del protocolo de comunicación Modbus RTU desde la caseta mediante un PC. De este modo se obtienen los valores de corrientes y tensiones de funcionamiento de cada uno de los MPPT, así como la energía AC a la salida de cada inversor. Para el análisis de estos parámetros eléctricos y ambientales medidos y almacenados (éstos últimos a través del registrador de datos), se ha diseñado una aplicación que vuelca todos los datos en un archivo .csv de todas las variables eléctricas y ambientales monitorizadas, facilitando así el análisis de las variables en cuestión. Todas las variables eléctricas y ambientales han sido medidas y registradas a intervalos de un minuto.

ALGUNOS RESULTADOS PRELIMINARES DEL ANÁLISIS DE OPERACIÓN DEL SISTEMA

De manera previa a la puesta en marcha del sistema fotovoltaico, se realizó una campaña de caracterización de las cadenas de módulos, siguiendo la metodología especificada en la norma UNE IEC 60891. Así, se cubrió la cara posterior de los módulos bifaciales trazando la curva *I-V* de la cara frontal de cada cadena para ser corregida esta última a CEM.

Tabla 1. Campaña experimental de caracterización de módulos

	G1 S1	**G1 S2**	**G2 S1**	**G2 S2**	**G3 S1**	**G3 S2**	**G4 S1**	**G4 S2**	**G5 S1**	**G5 S2**
P exp (W)	1696	1627	1682	1678	1800	1681	1661	1665	1646	1510
P fab (W)	1960	1960	1960	1960	1960	1960	1960	1960	1960	1640
Desviación	13.4%	17.0%	14.1%	14.3%	8.2%	14.2%	15.2%	15.1%	16.0%	7.9%

En la Tabla 1, se muestra la potencia corregida a CEM en exterior de cada una de las cadenas (P exp, en W) junto a la suma de la potencia de los módulos en CEM que conforman cada cadena, según la hoja de características del fabricante (P fab, en W). Se observan mayores discrepancias entre los valores de Pexp y Pfab al comparar las cadenas de módulos bifaciales frente a la de módulos monofaciales (G5 S2)

La puesta a punto completa del sistema de monitorización finalizó en abril de 2024, por lo tanto, a día de hoy se dispone de escasos días para realizar un análisis efectivo del sistema. Sin embargo, se han seleccionado dos días representativos (un día nublado y otro soleado) para ofrecer una muestra del funcionamiento de los sistemas FV en buenas y malas condiciones climatológicas. La Tabla 2 muestra la nomenclatura empleada en los análisis que sigue a continuación.

Tabla 2. Nomenclatura usada de parámetros ambientales junto a sensores utilizados para su medida

Nombre	Tipo de sensor	Posición	Descripción
T AMB	Termopar Tipo T	Caseta	Sensor de temperatura ambiente
T G4 STR1	Termopar Tipo T	G4 cadena 1	Sensor de temperatura de módulo
T G4 STR2	Termopar Tipo T	G4 cadena 2	Sensor de temperatura de módulo
T MONO	Termopar Tipo T	G5 cadena 2	Sensor de temperatura de módulo
T G3 STR1	Termopar Tipo T	G3 cadena 1	Sensor de temperatura de módulo
T G3 STR2	Termopar Tipo T	G3 cadena 2	Sensor de temperatura de módulo
ALBEDOMETRO 1	Piranómetros espectralmente no ajustados	G4 plancha metálica	Sensor de irradiancia coplanar y posterior coplanar
ALBEDOMETRO 2	Piranómetros espectralmente no ajustados	Delante de G1	Sensor de albedo horizontal
G FRONT	Minimódulo espectralmente ajustado	G4 (sobre plancha metálica)	Sensor de irradiancia coplanar
G REAR G4 STR1	Minimódulo espectralmente ajustado	G4 extremo izquierdo	Sensor de irradiancia posterior coplanar
G REAR G4 STR2	Minimódulo espectralmente ajustado	G4 extremo derecho	Sensor de irradiancia posterior coplanar
G REAR BOT	Minimódulo espectralmente ajustado	G4 (sobre plancha metálica)	Sensor de irradiancia posterior coplanar
G REAR MID	Minimódulo espectralmente ajustado	G4 (sobre plancha metálica)	Sensor de irradiancia posterior coplanar
G REAR TOP	Minimódulo espectralmente ajustado	G4 (sobre plancha metálica)	Sensor de irradiancia posterior coplanar
G REAR G5	Minimódulo espectralmente ajustado	G5 (entre cadena 1 y 2)	Sensor de irradiancia posterior coplanar

Irradiancia posterior coplanar

La Fig. 5 muestra la irradiancia posterior coplanar espectralmente ajustada medida por los cinco sensores que se hallan dispuestos a tal fin durante un día soleado y otro nublado. Los sensores representados son los localizados en ambos extremos del campo FV G4 (G REAR G4 STR1 y G REAR G4 STR2), así como los que se encuentran su zona central (G REAR BOT, MID y TOP), ubicados éstos tres útimos a diferentes alturas.

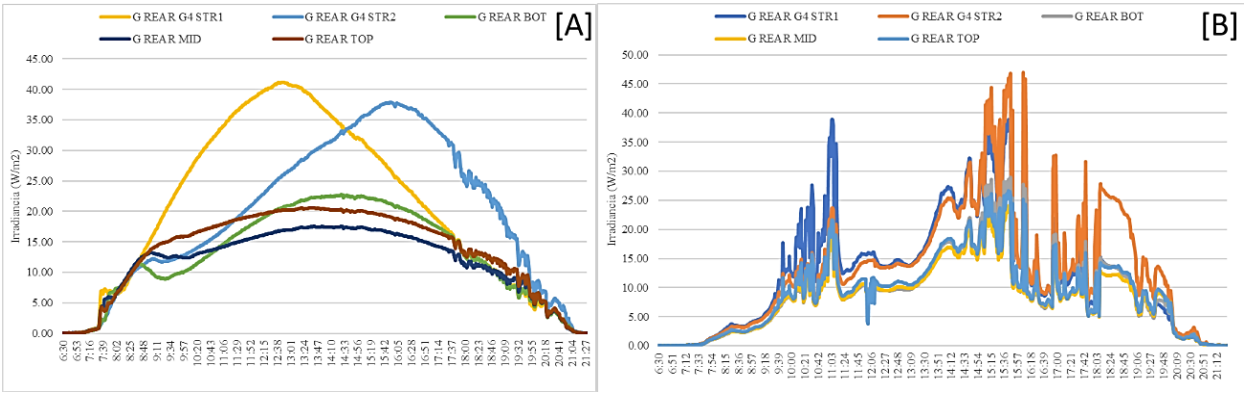


Fig. 5. Medida de los sensores de irradiancia posterior espectralmente ajustados del G4 [A]: día soleado [B]: día nublado. Se remite al lector a la Tabla 2. para la interpretación de las dos subfiguras

Se observa que los sensores situados en el extremo, debido a la localización que ocupan, reciben valores más altos de irradiancia coplanar posterior que los sensores centrales, ya que uno de ellos recibe irradiancia directa en las primeras horas de la mañana y el otro la recibe a últimas horas de la tarde.

Para evaluar la homogeneidad entre las medidas de irradiancia posterior tomadas en distintas zonas del campo FV, se ha recurrido al índice de no uniformidad de la irradiancia posterior coplanar (GNU, por las siglas del inglés *irradiance non uniformity*) (Rossa et al., 2021), cuyo valor indica mayor homogeneidad de aquélla cuanto más se aproxima al parámetro GNU a cero.

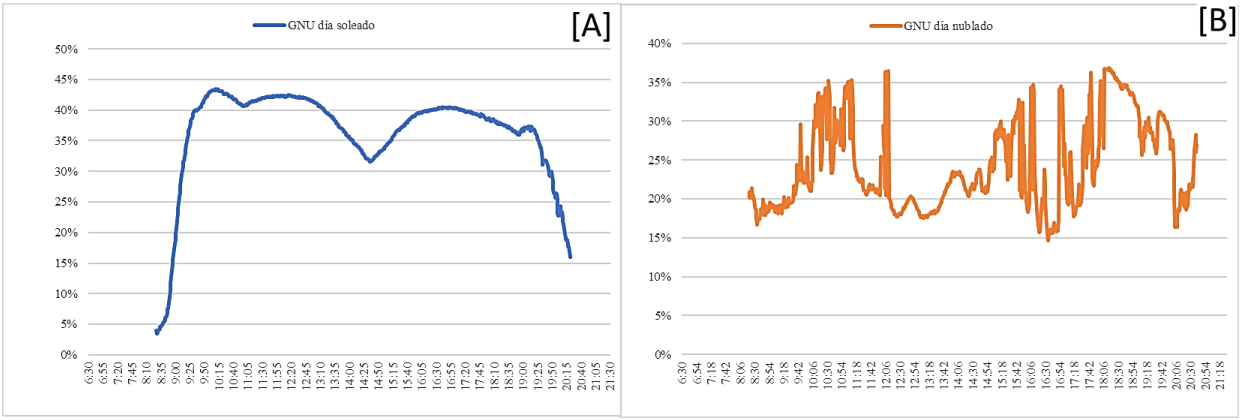


Fig. 6. Índice de no uniformidad de la irradiancia posterior coplanar del campo FV G4 (GNU) [A]: día soleado [B]: día nublado.

Como se puede observar en la Fig. 6, en la gráfica del día soleado del valor de GNU se encuentra en torno al 40%. En el día nublado se aprecia que en los momentos que aumenta la irradiancia por ausencia de nubes el índice toma valores similares al día soleado, mientras que en ausencia de sol se mantiene en valores inferiores al 20%.

Temperatura de operación de los módulos

En la Fig. 7 se muestran valores de la temperatura de módulo pertenecientes a los campos FV G3, G4 y G5.

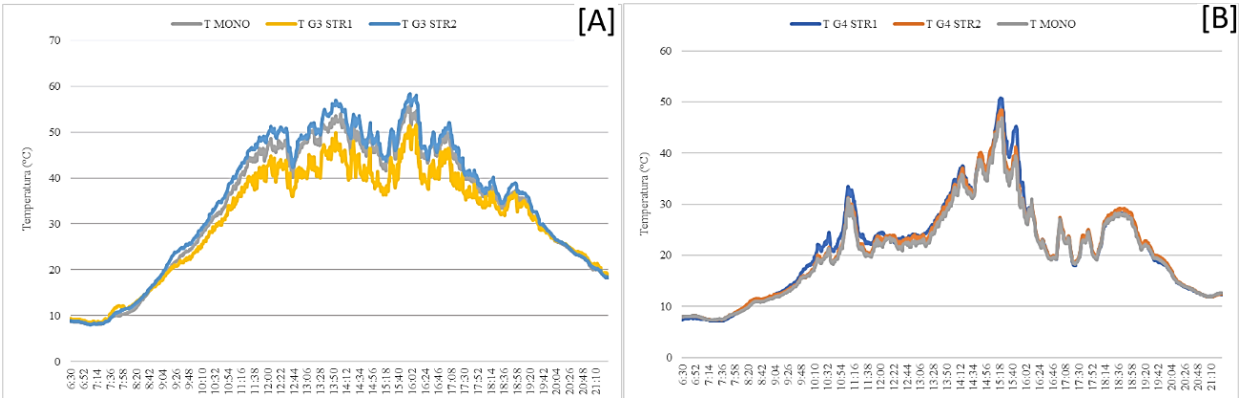


Fig. 7. Valores de temperaturas de operación de los módulos de cada una de las cadenas del generador FV comparados con la cadena monofacial integrante del campo FV G5. Esto es, en [A] se representan valores de temperatura de operación del campo G3 y de la cadena monofacial en un día soleado, mientras que en [B] representan valores de temperatura de operación del campo G4 y de la cadena monofacial del campo G5 en un día nublado.

Observando la Fig. 7 y comenzando por la subfigura [A], se puede ver que la cadena 1 (situada en la parte inferior de la estructura del campo FV G3 se encuentra más fría que la cadena 2, mientras que la cadena monofacial se encuentra entre las temperaturas de las cadenas 1 y 2. Siguiendo con la subfigura [B], se puede apreciar como las temperaturas de las cadenas del campo FV G4 y la cadena monofacial tienen valores muy aproximados.

Para evaluar la homogeneidad entre las medidas de temperaturas de operación de los módulos de los diferentes campos FV mostrados en la Fig. 3 y cada una de sus cadenas, se puede hacer uso de la expresión aplicada para obtener el valor de GNU pero en este caso para las temperaturas. Como resultado de esta aplicación, se obtiene para los dos días bajo análisis (día soleado y día nublado) un valor en torno el 6% y el 14% lo que significa que no existe una diferencia excesiva en la medida de la temperatura entre las cadenas analizadas.

Evolución de la Potencia

En la la Fig. 8 se ha representado la evolución de la potencia de campo FV (CC) a lo largo de un día soleado producida por cada uno de los campos FV bajo escrutinio. A fin de comparar estos valores de potencia con aquellos generados por la cadena monofacial del campo FV G5 (CC), se ha representado la potencia CC normalizada, mostrando los resultados por vatio pico instalado.

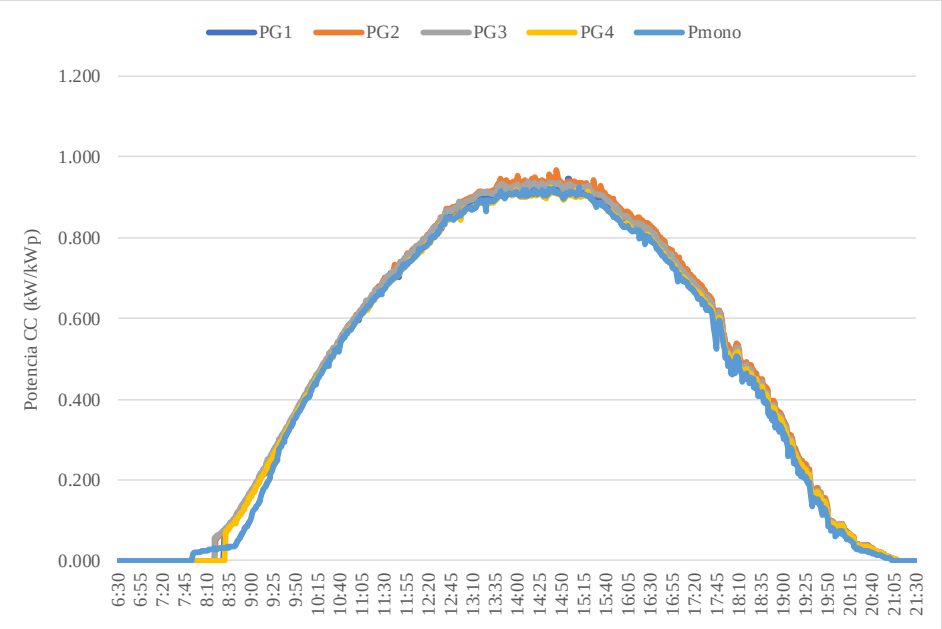


Fig. 8. Evolución de la potencia del campo FV (CC) de cuatro de los SFCR estudiados junto a la potencia generada (CC) por la cadena de módulos monofaciales. Los valores representados se hallan normalizados por vatio pico.

En la Fig. 8 se puede apreciar que la diferencia de generación de potencia de los campos FV por vatio pico instalado no son significativas. Solo el campo FV G2 destaca un poco frente a los demás , ya que su cadena 1 se halla compuesta por dos módulos conectados en serie con otros dos, de forma que ambas parejas de módulos se hallan dispuestas en los extremos del campo FV, como puede verse en la Fig. 2. De este modo, la primera cadena puede beneficiarse de ese mayor aporte irradiancia posterior coplanar, como se muestra en la Fig. 5 (izquierda).

CONCLUSIONES

En este trabajo se ha descrito la configuración eléctrica de una planta FV experimental de pequeño tamaño (19,28 kWp) compuesta por cinco SFCR integrados por dos cadenas de cuatro módulos cada uno. Dicha planta FV experimental en cuestión se encuentra orientada a analizar y modelar el comportamiento eléctrico de la tecnología bifacial. Se ha prestado especial atención a la influencia que ciertas topologías de conexión de los módulos ejercen sobre la irradiancia coplanar posterior y como consecuencia, en el rendimiento de los SFCR que hacen uso de la referida tecnología FV. Además, en el diseño se ha tenido en cuenta la disposición de una única cadena de módulos monofaciales con la misma orientación e inclinación que el resto de cadenas, principalmente a fin de poder evaluar la ganancia bifacial.

En el texto se ha pormenorizado el sistema de monitorización de los cinco SFCR, meticulosamente desarrollado para registrar múltiples variables eléctricas y ambientales a lo largo de un mínimo de dos años. Comoquiera que el antedicho sistema de monitorización fue puesto en marcha en abril de 2024, tan sólo se ofrecen unos pocos resultados preliminares. A medida que se disponga de un volumen de datos más extenso en el tiempo

se irán dando a conocer más resultados, posibles propuestas de modelado de operación de sistemas bifaciales y la cuantificación de la pérdida de rendimiento que éstos experimentan con el paso del tiempo.

AGRADECIMIENTOS

La realización de este trabajo ha sido posible gracias al Proyecto de Investigación “Modelos Optimizados para la Caracterización Energética de Sistemas Fotovoltaicos Conectados a la Red con Tecnología Bifacial” (PID2021-124161OB-I00), financiado por el Ministerio de Ciencia e Innovación

REFERENCIAS

Red Eléctrica Española, «Potencia instalada - Información elaborada con datos provisionales a enero del 2024 - REE,», 2024. [En línea].

UNE EN IEC 61724-1. (2022). Rendimiento del sistema fotovoltaico. Parte 1: Monitorización.

Rossa, C., Martínez-Moreno, F., & Lorenzo, E. (2021). Experimental observations in mismatch losses in monofacial and bifacial PV generators. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, *29*(12), 1223–1235. https://doi.org/10.1002/pip.3447

ITRPV, 2022 results, 14th Ed, 2023 [En línea].

PV-magazine, 2024 ¿Qué está pasando con la energía solar en España?. [En línea].

ANÁLISE DE DESEMPENHO DE SISTEMA DE CONCENTRAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICO TÉRMICA

Neto P.M.S.*, Fantini D.G.**, Siqueira M.B.B.***, Silva R.N.****

*Departamento de Engenharia Mecânica, Universidade de Brasília, Asa Norte, Brasília, 70910-900, Brasil, pedro.moreira.neto.2024@gmail.com

**Departamento de Engenharia Mecânica, Universidade de Brasília, Asa Norte, Brasília, 70910-900, Brasil, dario.fantini@aluno.unb.br

***Departamento de Engenharia Mecânica, Universidade de Brasília, Asa Norte, Brasília, 70910-900, Brasil, mariosiqueira@unb.br

****Departamento de Engenharia Mecânica, Universidade de Brasília, Asa Norte, Brasília, 70910-900, Brasil, profreginaldo.n@gmail.com

RESUMO

O consumo de combustíveis fósseis causa impactos ambientais negativos, como emissões de gases de efeito estufa e poluição do ar, o que ressalta a importância do uso de energias renováveis. Nesse contexto, encontra-se a energia solar por meio de sistemas fotovoltaicos (PV), sistemas fotovoltaicos com concentração solar (CPV), e sistemas fotovoltaicos térmicos com concentração solar (CPVT). Esse estudo construiu um protótipo de sistema CPVT usando uma lente Fresnel para concentração solar, um duto de alumínio anodizado por onde passa água, e células de silício monocristalino coladas na face superior do duto. A eficiência elétrica para o sistema sem concentração (NCPV) foi de 5.83%, para o sistema com concentração (CPV) mas sem água foi de 7.91%, e para o sistema com concentração e com água como fluido térmico (CPVT) foi de 11.87%. Além disso, os resultados mostraram que as células solares em sistemas CPV operam em altas temperaturas, ultrapassando os 100 °C, sendo assim, recomendado o uso de resfriamento em sistemas fotovoltaicos com concentração solar.

PALAVRAS-CHAVE: Concentração Solar Fotovoltaico Térmica (CPVT), Lente Fresnel, Duto de Alumínio anodizado, Água

ABSTRACT

The consumption of fossil fuels has adverse environmental impacts, such as greenhouse gas emissions and air pollution, highlighting the importance of using renewable energy sources. In this context, solar energy stands out through photovoltaic systems (PV), concentrating photovoltaic systems (CPV), and concentrating photovoltaic thermal systems (CPVT). This study constructed a CPVT system prototype using a Fresnel lens for solar concentration, an anodized aluminum duct through which water flows, and monocrystalline silicon cells bonded to the top of the duct. The electrical efficiency for the non-concentrated system (NCPV) was 5.83%, for the concentrated system (CPV) without

water was 7.91%, and for the concentrated system with water as the thermal fluid (CPVT) was 11.87%. Additionally, the results indicated that solar cells in CPV systems operate at high temperatures, exceeding 100°C, suggesting the need for cooling in concentrating photovoltaic systems.

KEYWORDS: Concentrated Photovoltaic Thermal (CPVT), Fresnel Lens, Anodized Aluminum Duct, Water

INTRODUÇÃO

Devido aos impactos ambientais negativos causados pelo uso abusivo de combustíveis fósseis (poluição do ar, aquecimento global, destruição de ecossistemas), faz-se cada vez mais necessário a busca por fontes renováveis de energia. Nessa perspectiva, a energia solar possui potencial para ser a principal fonte de energia renovável, pois a energia proveniente do Sol que chega à Terra em apenas uma hora é maior do que toda a energia consumida em um ano (Lewis, 2007). Todavia, a energia fotovoltaica, que converte a luz solar em eletricidade, é reconhecida por sua baixa eficiência. Os sistemas híbridos fotovoltaicos térmicos (PVT) vêm ganhando visibilidade por sua capacidade de gerar tanto energia elétrica quanto térmica, oferecendo flexibilidade para armazenamento e uso noturno de energia. No entanto, esses sistemas exigem rastreamento solar para maximizar a captura de luz solar direta, além de sistemas de resfriamento para controlar o calor intenso gerado no processo. A concentração fotovoltaica térmica (CPVT), uma variação do PVT, tem as vantagens de reduzir a quantidade de células solares necessárias para gerar uma certa quantidade de energia elétrica e aumentar a eficiência das células solares, atualmente em mais de 45% (Philipps et alt. 2015). Porém, o CPVT é mais complexo em termos de construção e operação, exigindo materiais que combinem bom isolamento elétrico com alta condutividade térmica. Outro fator relevante dos sistemas CPVT é a iluminação não uniforme, a qual prejudica o desempenho elétrico das células solares (Franklin et alt. 2002).

Nesse sentido, infere-se que há poucos estudos sobre concentração solar fotovoltaica utilizando células de silício (monocristalino ou policristalino). Dentre os trabalhos que utilizaram células de silício, (Gomaa et alt. 2019) analisou um sistema híbrido fotovoltaico térmico de concentração solar linear Fresnel montado em Al-Karak, Jordânia. Neste trabalho, foram medidas a temperatura ambiente e as temperaturas de entrada e saída do fluido de refrigeração das células fotovoltaicas de silício monocristalino (água). Em suma, os autores obtiveram nesse trabalho uma eficiência ótica de 70-90%, temperatura máxima da água de 74°C e eficiência combinada (térmica e elétrica) próximas de 80%. Utilizando células de silício policristalino, (Lecœuvre et alt. 2020) analisou experimentalmente um sistema com concentração linear Fresnel composto por placas duplas, onde em uma face estava o espelho para concentração solar e na outra face o módulo fotovoltaico policristalino. Neste trabalho os autores determinaram a energia recebida pelo absorvedor de três maneiras: sem considerar o desvio solar, considerando o desvio solar e considerando o efeito de sombreamento. Os resultados mostraram que as perdas devidas ao desvio solar são significativas (20,9%).

Por outro lado, há trabalhos sobre concentração solar fotovoltaica utilizando outros tipos de células solares, como em (Sharma e Bhattacharya, 2021), os quais fizeram uma comparação no desempenho de sistemas fotovoltaicos térmico com e sem concentração solar utilizando células de Gálio Arsênio (GaAs) resfriadas com água e obtiveram como principais resultados que: a potência de saída aumenta com o fator de concentração solar e o uso de sistemas com concentração é justificado apenas para valores de DNI acima de 280 W/m^2 considerando apenas o aspecto energético. Quanto ao uso de células de tripla junção, WU et alt. (2021) investigou experimentalmente o comportamento elétrico e

térmico de células (InGaP/InGaAs/Ge) para valores altos de concentração solar com resfriamento passivo (ar) e ativo (água) das células. As principais conclusões obtidas foram que: aumentar a vazão ou reduzir a temperatura de entrada do fluido reduz significativamente a temperatura máxima da célula e aumenta levemente a potência de saída e o resfriamento passivo não é suficiente para manter a temperatura da célula a níveis aceitáveis (abaixo de 80°C).

O desempenho dos sistemas fotovoltaicos pode ser avaliado com base na potência de saída real por unidade de potência nominal. A literatura apresenta um estudo no qual o desempenho de sistemas com concentração fotovoltaica (CPV) e sem concentração fotovoltaica (NCPV) é comparado para quatro configurações de painéis fotovoltaicos: painel fixo, painel com rastreamento de um eixo, painel com rastreamento de dois eixos e painel concentrador com rastreamento de dois eixos. Todos os quatro sistemas são examinados em Sevilha, sul da Espanha, e Villafranca, norte da Espanha, separadamente. Para ambos os locais, observa-se que a saída anual real por unidade de potência nominal do sistema CPV é próxima à do sistema NCPV fixo e até menor do que a dos sistemas NCPV rastreados em um eixo ou em dois eixos. Essa comparação controlada desafia a noção intuitiva de vantagem óbvia dos sistemas com concentração fotovoltaica sobre os sistemas sem concentração (Gómez-Gil et alt. 2012).

Há outros estudos sobre sistemas de concentração solar, como o de Bellos et alt. (2018), o qual analisou um sistema de concentração solar térmica com refletor linear Fresnel montado em Atenas, Grécia. Os autores validaram um modelo matemático a partir dos resultados experimentais, mostrando a energia térmica armazenada em função da hora do dia, comparando os dados experimentais com os dados calculados e como resultados principais obtiveram uma eficiência ótica de 28,4% e até 100°C de temperatura usando água como fluido de trabalho. Por outro lado, Mateos-Canseco et alt. (2018) comparou o fluxo de irradiação solar concentrado (por lente Fresnel) sobre uma superfície, obtido com o *Tonatiuh* (*software* livre que traça os raios solares em sistemas com concentração) com o fluxo medido experimentalmente. Os experimentos foram feitos na cidade de Aguascalientes, México e os mapas de irradiação obtidos mostram que a superfície real apresenta uma distribuição de irradiância heterogênea quando comparada à superfície simulada no *Tonatiuh*, porém os valores de potência total, fluxo médio e fluxo máximo estão em boa concordância.

Uma análise do fluxo de irradiação solar sobre as células fotovoltaicas em um absorvedor retangular foram realizadas nos trabalhos de (Fantini e Siqueira, 2020) e (Silva Neto et alt. 2023). Nestes trabalhos, é apresentado um concentrador solar linear Fresnel, o qual foi modelado e simulado no *Tonatiuh*, permitindo simular de forma dinâmica a posição do Sol e sua relação com a concentração solar gerada pelo concentrador linear Fresnel. Os principais resultados mostram que: a eficiência elétrica máxima obtida foi 10% e a temperatura das células solares se mantém abaixo de 100°C (Silva Neto et alt. 2023), e o concentrador apresenta elevada uniformidade na distribuição do fluxo de irradiação entre as 10h e 14h para todos os meses do ano (Fantini e Siqueira, 2020). Vale destacar que os trabalhos foram realizados considerando as condições locais da cidade de Brasília-DF, Brasil.

Observa-se também nos trabalhos de (Fantini, 2020) e (Lopes, 2023) que é essencial a utilização de materiais que permitam uma boa transferência de calor e isolamento elétrico ao construir o sistema de resfriamento das células em sistemas CPVT. Portanto, o presente trabalho tem como objetivos: a definição de materiais para um duto de um absorvedor fotovoltaico térmico, a medição e análise de desempenho em um protótipo de sistema fotovoltaico (com células de silício monocristalino) térmico com concentração solar por lentes Fresnel, comparando-o com outros sistemas (sem concentração solar e com concentração solar, mas sem fluido térmico). Para isso, a construção e análise de desempenho de um protótipo CPVT foi realizada na cidade de Brasília – DF, Brasil.

PROTÓTIPO EXPERIMENTAL CPVT

O protótipo de sistema de concentração fotovoltaico térmica montado é constituído de três partes: a lente Fresnel convergente, o duto de alumínio anodizado e a estrutura de fixação do duto (Fig. 1). A placa fotovoltaica (composta de doze células solares soldadas em série) foi colada na face superior do duto com verniz de revestimento conformável. Na face inferior do duto passa água com vazão de 10.7 L/min para resfriar as células solares. A escolha dos materiais foi de suma importância na montagem do protótipo: alumínio anodizado para garantir isolamento elétrico e boa condutividade térmica, aço na base da estrutura de fixação devido às altas temperaturas que podem ser geradas pela convergência dos raios solares e o verniz para proteger e isolar eletricamente as células solares.



Fig. 1. Protótipo de sistema de concentração solar fotovoltaico térmica

A lente Fresnel convergente usada possui formato retangular (670 x 880 mm) e seu material é vidro. A distância focal dessa lente é de 750 mm e sua espessura de 1 mm. A placa solar utilizada possui dimensões de 120 x 78 mm e foi montada para este experimento a partir de doze células menores com dimensões de 40 x 18 mm. Desse modo, a lente Fresnel foi modelada como uma lente parabólica convergente convexa de mesmo foco (0.75 m) e área de abertura do concentrador real (0.88 x 0.67 m).

A placa fotovoltaica foi posicionada 26 cm acima do foco da lente a fim de assegurar uma boa uniformidade na irradiância solar incidente na placa juntamente com a concentração solar, visto que não-uniformidade da irradiância afeta o desempenho das células. Uma

simulação no *Tonatiuh* (*software* livre para traçar raios solares validado pelo NREL - *National Renewable Energy Laboratory*) foi realizada para calcular o fator de concentração solar em várias posições da placa solar. A Fig. 2 apresenta simulação no Tonatiuh e o gráfico obtido do fator de concentração solar em função da altura da placa relativa ao foco. Para a placa posicionada a uma altura relativa ao foco de 26 cm, o fator de concentração solar é de 7,7. Mais detalhes sobre como a simulação e o cálculo do fator de concentração foram realizados são encontrados no trabalho de (Neto, 2024).

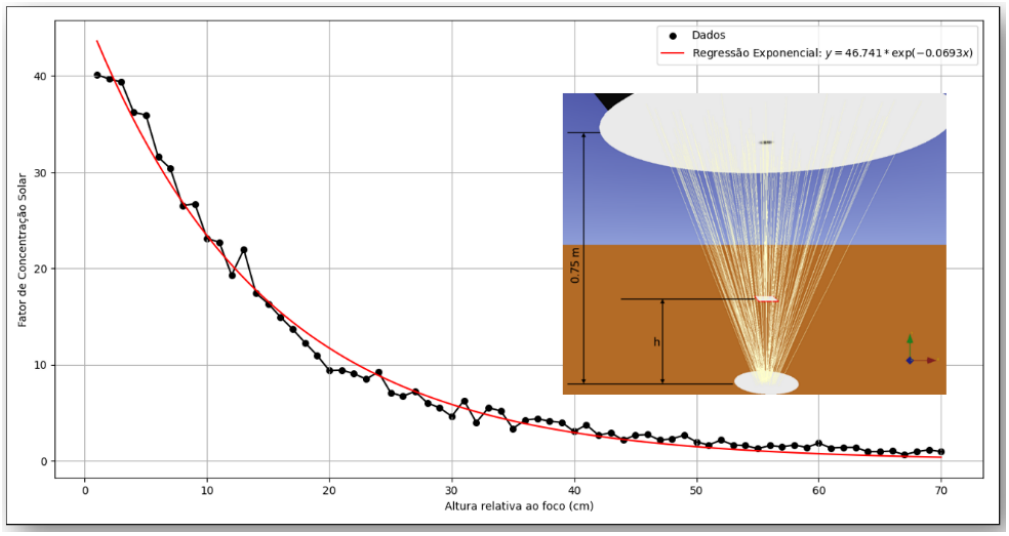


Fig. 2. Simulação do sistema CPVT no *Tonatiuh* e gráfico do fator de concentração solar em função do posicionamento da placa relativo ao foco

PROCEDIMENTOS EXPERIMENTAIS

Três tipos de experimento com diferentes formas de aproveitamento da energia solar foram realizados: sem concentração fotovoltaica (NCPV – "No concentration photovoltaic"), com concentração fotovoltaica (CPV – "Concentration photovoltaic") e com concentração fotovoltaica térmica (CPVT – "Concentration photovoltaic thermal"). No sistema NCPV, as células são expostas à radiação solar sem concentração pela lente e sem resfriamento com água; no sistema CPV, as células são expostas com concentração pela lente e sem resfriamento com água; no sistema CPVT, as células são expostas com concentração pela lente e com resfriamento à água. A Fig. 3 apresenta os três tipos de experimento executados neste trabalho entre os dias 23/11/2023 e 30/11/2023 entre às 12h e 14h no Laboratório de Energia e Ambiente (LEA) da Universidade de Brasília (UnB), na cidade de Brasília-DF, Brasil.



Fig. 3. Tipos de experimentos realizados

Nesse contexto, as variáveis medidas experimentalmente nesse trabalho foram: irradiância global horizontal (GHI), temperatura da célula central da placa ($T_{célula}$), tensão elétrica de circuito aberto (V_{oc}), corrente elétrica de curto-circuito (I_{sc}), e a vazão de água (Q). Esses dados experimentais foram medidos por vários instrumentos e coletados pelo *datalogger* CR1000 da *Campbell Scientific*. A Tabela 1 apresenta os instrumentos utilizados correlacionados com as variáveis medidas por eles.

Tabela 1. Parâmetros experimentais correlacionados aos instrumentos de medição

PARÂMETROS	**UNIDADE**	**INSTRUMENTO (erro)**
Irradiância Global Horizontal (GHI)	W/m^2	Piranômetro LI-200R ($\pm 5\%$)
Temperatura da célula ($T_{célula}$)	°C	Termopar tipo K ($\pm 1.1\ °C$)
Vazão de água (Q)	L/min	YF-S201 ($\pm 0.17\ L/min$)
Corrente elétrica (I_{sc})	A	ACS712ELCTR-05B-T ($\pm 1.5\%$)
Tensão elétrica (V_{oc})	V	Sensor de tensão 0-25V DC ($\pm 0.02\ V$)

RESULTADOS E ANÁLISE

A partir dos parâmetros experimentais medidos, geraram-se gráficos dos parâmetros em função da hora do dia com a utilização de códigos em *Python*, o qual transforma os valores adquiridos pelo *datalogger* em gráficos, facilitando a análise experimental. Nessa perspectiva, distinguiu-se nos gráficos os tipos de experimento que estavam sendo realizados (NCPV, CPV ou CPVT) e escolheu-se um período em que a radiação solar (GHI – irradiação global horizontal) estava estável para posterior cálculo das eficiências. O experimento NCPV foi analisado das 12:36 às 12:39 do dia 24/11/2023 para analisar o comportamento da corrente e das 13:18 às 13:22 do dia 27/11/2023 para analisar o comportamento da tensão. O experimento CPV foi analisado das 12:18 às 12:21 do dia 24/11/2023 para analisar o comportamento da corrente e das 12:30 às 12:33 do dia 28/11/2023 para analisar o comportamento da tensão. O experimento CPVT foi analisado das 12:50 às 12:56 do dia 28/11/2023 para analisar o comportamento da corrente e das 12:30

às 12:32 do dia 30/11/2023 para analisar o comportamento da tensão. Assim, os principais gráficos obtidos são apresentados na Fig. 4. Ressalta-se que os valores apresentados se referem a corrente de curto-circuito e tensão de circuito aberto.

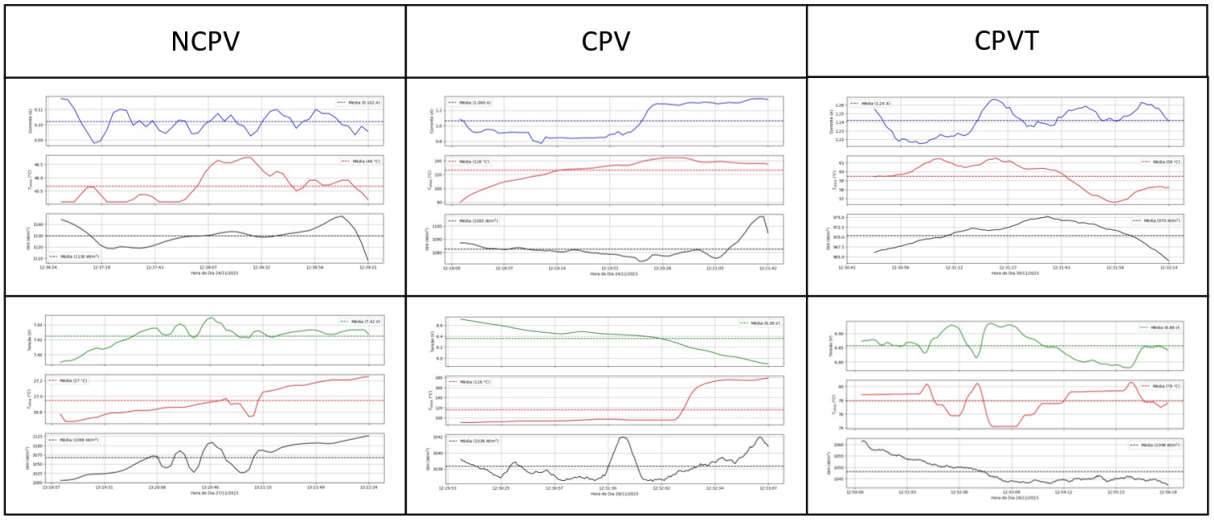


Fig. 4. Dados experimentais medidos apresentados em forma gráfica

Nessa perspectiva, o fator de forma (FF) é um parâmetro que mede o quanto uma célula solar se aproxima da idealidade (quanto mais próximo de 0, mais a célula se afasta da idealidade). Ele é definido como a razão entre a potência máxima gerada pelas células solares e o produto da tensão de circuito aberto e corrente de curto-circuito.

Dessa forma, segundo presente em (SOLARINNOVA, 2023), o fator de forma nas condições padrão (25°C e 1000 W/m^2) vale 0.7951. Além disso, de acordo com (CHANDER, 2015) o fator de forma para células de silício monocristalino varia com uma taxa de -0.0013/°C. Desse modo, o fator de forma (FF) é calculado segundo a Eq. (1), onde $T_{célula}$ é a temperatura da célula solar.

$$FF = 0.7951 - 0.0013 * (T_{célula} - 25) \quad (1)$$

Por outro lado, as eficiências elétricas (η_{ele}) juntamente com o erro experimental ($\Delta\eta_{ele}$) envolvido dos três sistemas são calculadas segundo as equações presentes na Tabela 2.

Tabela 2. Cálculo das eficiências elétricas

SISTEMA	EFICIÊNCIA ELÉTRICA	ERRO EXPERIMENTAL
NCPV	$\eta_{ele} = \frac{P_{max}}{GHI * A_{placa}} = \frac{V_{oc} * I_{sc} * FF}{GHI * b\ * w}$	$\Delta\eta_{ele} = \eta_{ele} * \left[\left(\frac{\Delta V_{oc}}{V_{oc}}\right)^2 + \left(\frac{\Delta I_{sc}}{I_{sc}}\right)^2 + \left(\frac{\Delta GHI}{GHI}\right)^2 + \left(\frac{\Delta b}{b}\right)^2 + \left(\frac{\Delta w}{w}\right)^2\right]^{1/2}$
CPV ou CPVT	$\eta_{ele} = \frac{V_{oc} * I_{sc} * FF}{[(FC * 0.7\ +\ 0.3) * GHI] * b\ * w}$	$\Delta\eta_{ele} = \eta_{ele} * \left[\left(\frac{\Delta V_{oc}}{V_{oc}}\right)^2 + \left(\frac{\Delta I_{sc}}{I_{sc}}\right)^2 + \left(\frac{\Delta GHI}{GHI}\right)^2 + \left(\frac{\Delta b}{b}\right)^2 + \left(\frac{\Delta w}{w}\right)^2 + \left(\frac{\Delta \mathrm{FC}}{FC}\right)^2\right]^{1/2}$

Nas equações da Tabela 2, P_{max} é a potência elétrica máxima gerada pela placa solar $[W]$, GHI é a irradiância global horizontal $[W/m^2]$, A_{placa} a área da placa solar $[m^2]$, V_{oc} a tensão média de circuito aberto $[V]$, I_{sc} a corrente de curto-circuito [A], FF é o *fill factor* (fator de forma), FC é o fator de concentração solar para placa 26 cm acima do foco e $b\ * w$ são as medidas da placa solar [m x m] e os erros associados a cada variável são representados por Δ( ). As dimensões da placa solar foram medidas com uma régua e obteve-se que $b = 0.12\ m$ e $w = 0.078\ m$.

Para o sistema NCPV, considerou-se $T_{célula} = 27°C$ (menor temperatura da célula para esse sistema) e $GHI = 1099\ W/m^2$ (média entre as irradiações para o sistema). Para o sistema CPV e CPVT, o fator de concentração solar (FC = 7.7) é obtido pelo gráfico da Fig. 2 e aproxima-se a irradiação direta normal (DNI) como 70% da irradiância global horizontal (GHI). Para o sistema CPV, considerou-se $T_{célula} = 126°C$ (menor temperatura da célula para esse sistema) e $GHI = 1060\ W/m^2$ (média entre as irradiações para o sistema). E, para o sistema CPVT, considerou-se $T_{célula} = 59°C$ (menor temperatura da célula para esse sistema) e $GHI = 1009\ W/m^2$ (média entre as irradiações para o sistema).

Dessa forma, os principais resultados experimentais obtidos são apresentados na Tabela 3.

Tabela 3. Resultados experimentais obtidos

SISTEMA	V_{oc} (V)	I_{sc} (A)	FF	$P_{máx}$ (W)	η_{ele} (%)	$T_{célula}$ (°C)
NCPV	7.42	0.102	0.792	0.600	5.83 ± 0.31 %	27
CPV	6.36	1.06	0.664	4.475	7.91 ± 0.42 %	126
CPVT	6.86	1.24	0.751	6.387	11.87 ± 0.63 %	59

Observando os resultados apresentados, nota-se que sistemas com concentração fotovoltaica (CPV) não são recomendados visto que a temperatura das células aumenta demasiadamente acima dos limites recomendados (-40°C a 85°C). Assim sendo, sistemas de

concentração fotovoltaica requerem o resfriamento das células solares, os resultados mostraram que o sistema CPVT mantém a temperatura das células dentro dos limites (média de 59°C). Por outro lado, percebe-se que há um aumento da eficiência na direção (NCPV-CPV-CPVT), no entanto, sistemas de concentração são mais custosos que os sistemas fotovoltaicos tradicionais, sendo interessante uma análise custo benefício para comparar estes sistemas.

Outro ponto interessante é que ao analisar o efeito da concentração solar na corrente e tensão geradas, nota-se que a corrente de curto-circuito aumenta em torno de dez vezes, enquanto a tensão sofre pouca alteração. Dessa forma, infere-se que a potência elétrica gerada em sistemas com concentração fotovoltaica (CPVT) é muito maior que a potência gerada em sistemas fotovoltaicos tradicionais (NCPV), chegando a ser dez vezes maior.

CONCLUSÕES

Devido ao exposto, infere-se que o alumínio anodizado juntamente com o verniz de revestimento conformável são excelentes materiais para garantir o isolamento elétrico e proteção das células solares contra água. Nos experimentos conduzidos neste trabalho, em nenhum momento houve curto-circuito na placa solar. Portanto, conseguiram-se definir os materiais para a construção do duto para o absorvedor fotovoltaico térmico. Ademais, percebe-se que a potência elétrica máxima gerada no sistema CPVT é mais que dez vezes maior que a potência gerada no sistema NCPV, o que comprova o futuro promissor das tecnologias de concentração fotovoltaico térmica. Ao comparar três sistemas fotovoltaicos: sem concentração fotovoltaica (NCPV), com concentração fotovoltaica (CPV) e com concentração fotovoltaico térmica (CPVT); percebe-se que a eficiência elétrica vai aumentando na direção NCPV-CPV-CPVT. Todavia, este ganho energético acontece com aumento do custo para concentrar a radiação solar (por lentes ou espelhos), custo para refrigerar as células (bomba, mangueiras, etc) e o custo para construção da estrutura, sendo proposta uma análise custo-benefício em trabalhos futuros.

AGRADECIMENTOS

Agradecemos a Faculdade de Tecnologia da Universidade de Brasília e os vários membros do Laboratório de Energia e Ambiente (LEA) pela sua contribuição direta e indireta que tornaram este trabalho possível. Agradecemos também a FAP-DF pelo apoio financeiro através do projeto número 00193.0000226/2019-72, promovendo o desenvolvimento científico e tecnológico de projetos de pesquisa.

REFERÊNCIAS

Bellos, E., Mathioulakis, E., Papanicolaou, E., Belessiotis, V. Experimental investigation of the daily performance of an integrated linear Fresnel reflector system. *Solar Energy*, 167, p. 220-230. 2018.

Chander, Subhash et al. A study on photovoltaic parameters of mono-crystalline silicon solar cell with cell temperature. *Energy Reports*, v. 1, p. 104-109, 2015.

Fantini, Darío Gerardo; Siqueira, Mario Benjamim Baptista. ANÁLISE DA UNIFORMIDADE DA DISTRIBUIÇÃO DO FLUXO DE ENERGIA NO ABSORVEDOR PLANO DE UM CONCENTRADOR LINEAR FRESNEL. In: *Anais Congresso Brasileiro de Energia Solar-CBENS*. 2020.

Fantini, D.G. Estudo teórico de um sistema híbrido fotovoltaico térmico com concentrador refletor linear Fresnel. Dissertação de Mestrado – Faculdade de Tecnologia, Universidade de Brasília, Brasília, 2020.

Franklin, E. et al. Effects of highly non-uniform illumination distribution on electrical performance of solar cells. 2002.

Gomaa, Mohamed R., Mustafa, Ramadan J., Rezk, Hegazy. An experimental implementation and testing of a concentrated hybrid photovoltaic/thermal system with monocrystalline solar cells using linear Fresnel reflected mirrors. *International Journal of Energy Research*, v. 43, n. 14, p. 8660-8673, 2019.

Gómez-Gil, Francisco Javier, Wang, Xiaoting, Barnett, Allen. Energy production of photovoltaic systems: Fixed, tracking, and concentrating. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 16, n. 1, p. 306-313, 2012.

Lecœuvre, B., Faggianelli, G. A., Canaletti, J. L., Cristofari, C. Assessment of a flexible solar hybrid thermal and electrical prototype. *Renewable Energy*, v. 146, p. 1354-1363. 2020.

Lewis, N. S. Toward cost-effective solar energy use. *Science*, 09 abr. 2007. Disponível em: <https://www.science.org/doi/10.1126/science.1137014>. Acesso em: 12 dez. 2023.

Lopes, Raphael M. Construção e teste de sistema fotovoltaico-térmico com concentração solar por refletor linear Fresnel. Projeto de Graduação – Faculdade de Tecnologia, Universidade de Brasília, Brasília, 2023.

Mateos-Canseco, Alejandro et al. Time-resolved temperature map prediction of concentration photovoltaics systems by means of coupled ray tracing flux analysis and thermal quadrupoles modelling. *Energies*, v. 11, n. 8, p. 2042, 2018.

Neto, P.M.S. Análise de desempenho de sistema CPVT. Projeto de graduação – Faculdade de tecnologia, Universidade de Brasília, Brasília, 2024.

Philipps, Simon P. et al. Current status of concentrator photovoltaic (CPV) technology. *National Renewable Energy Lab. (NREL)*, Golden, CO (Estados Unidos), 2015.

Sharma, Manoj Kumar, Bhattacharya, Jishnu. Deciding between concentrated and non-concentrated photovoltaic systems via direct comparison of experiment with opto-thermal computation. *Renewable Energy*, v. 178, p. 1084-1096, 2021.

Silva Neto, P. M.; Fantini, D. G.; Siqueira M. B.. MODELING AND SIMULATION OF A HYBRID PHOTOVOLTAIC/THERMAL SYSTEM WITH A FRESNEL LINEAR CONCENTRATOR (CPVT), In: *27th International Congress of Mechanical Engineering - COBEM 2023*, Florianópolis, 2023.

Solarinnova. Monocrystalline solar cells - 125x125mm. Disponível em: <http://www.solarinnova.net/en/products/photovoltaic/cells/monocrystalline/125x125mm>. Acesso em: 21 dez. 2023.

Wu, Yupeng et al. Experimental characterisation of a Fresnel lens photovoltaic concentrating system. *Solar Energy*, v. 86, n. 1, p. 430-440, 2012.

Wu, Yuhua et al. Experimental study on active cooling for concentrating photovoltaic cells working at high concentration ratios. *International Journal of Energy Research*, v. 45, n. 7, p. 10682-10695, 2021.

UNIVERSIDAD DE JAÉN: MODELADO DEL COMPORTAMIENTO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS BIFACIALES INTEGRADOS EN SMART-TREES USANDO TÉCNICAS DEEP LEARNING (PROYECTO MOBILETE)

Contreras-Pancorbo S.*, de la Casa J.*, García-Marín A.**, Sánchez-La

Chica J.M.**, Barrios-Corpa J.**, Marquez-Balleseros Maria Jose**, del Jesus M. J.*, Aguilera J.*

(*) Grupo IDEA, CEACTEMA. Universidad de Jaén (España)

(**) E.T.S. de Arquitectura (Universidad de Málaga)

*Grupo IDEA, CEACTEMA. Departamento de Ingeniería Electrónica y Automática, Universidad de Jaén, Campus Las Lagunillas, Jaén, 23071, (Jaén) España, scp00023@red.ujaen.es

RESUMEN

Durante los últimos años, los campus universitarios han avanzado hacia la sostenibilidad, reflejando un mayor reconocimiento ambiental y social. La Universidad de Jaén se suma a esta tendencia mediante el proyecto “Modelling the performance of bifacial PV systems integrated in Smart-Trees using Deep Learning techniques (MOBILETE)”, financiado por el Ministerio de Ciencia e Innovación, la Agencia Estatal de Investigación y la Unión Europea (NextGeneration). Dicho proyecto, busca ampliar la generación distribuida fotovoltaica y crear nuevos espacios verdes en el campus. Este proyecto pretende construir dos árboles biotecnológicos en los campus de Linares y Jaén, diseñados para revitalizar áreas infrautilizadas y fomentar una utilización eficiente de los espacios públicos. Estos incorporan sistemas fotovoltaicos bifaciales totalmente monitorizados, y se utilizará inteligencia artificial para modelar su comportamiento. Además, se promueve la economía circular al reutilizar materiales relacionados con el sector minero y del olivar en cada ubicación, respetando así el acervo cultural e histórico de Linares y Jaén.

PALABRAS CLAVE: Árboles Biotecnológicos, Economía Circular, Inteligencia Artificial, Sostenibilidad

ABSTRACT

In recent years, university campuses have progressed towards sustainability, reflecting a heightened environmental and social awareness. The University of Jaén is aligning with this trend through the project "Modelling the performance of bifacial PV systems integrated in Smart-Trees using Deep Learning techniques (MOBILETE)", funded by the Ministry of Science and Innovation, the State Research Agency, and the European Union (NextGeneration). This project aims to expand photovoltaic distributed generation and create new green spaces on campus. It intends to construct two biotechnological trees on the campuses of Linares and Jaén, designed to revitalize underutilized areas and promote efficient utilization of public spaces. These structures integrate fully monitored bifacial

photovoltaic systems, with artificial intelligence utilized for behavior modeling. Furthermore, it advocates for circular economy principles by reusing materials related to the mining and olive sectors at each location, thus respecting the cultural and historical heritage of Linares and Jaén.

KEYWORDS: Biotechnological Trees, Circular Economy, Artificial Intelligence, Sustainability

INTRODUCCIÓN

La integración de árboles biotecnológicos con módulos fotovoltaicos en campus universitarios representa un punto de inflexión en la búsqueda de entornos más inteligentes y sostenibles. Este proyecto pionero, liderado por la Universidad de Jaén, tiene como objetivo principal la investigación del modelado de módulos fotovoltaicos bifaciales en entornos urbanos, con la intención de que estos puedan ser replicados en otras zonas urbanas. Con un enfoque multidisciplinario, donde el grupo de investigación de energía solar de la Universidad de Jaén aporta su experiencia en ingeniería, el grupo de investigación de arquitectura de la Universidad de Málaga contribuye con sus conocimientos en diseño arquitectónico, y el grupo de investigación de informática de la Universidad de Jaén aporta su experiencia en inteligencia artificial, estos árboles representan una innovadora visión para transformar nuestros entornos urbanos, creando espacios más ecológicos, saludables y conectados.

Estos árboles biotecnológicos desempeñan un papel fundamental en la mitigación de los efectos del cambio climático, considerados como uno de los riesgos globales más importantes que enfrenta la población (Foro Económico Mundial. et al., 2023). La integración de vegetación en entornos urbanos además de reducir las temperaturas (Rudolf & Rudolf, 1995), mejorar la calidad del aire y crear biodiversidad en entornos artificiales según (Villalobos et al., en..) y (Fischer et al., 2020), también se encarga de retener el CO2 como argumenta (Gorbachevskaya & Schreiter, 2010) y (Rowe, 2011), contribuyendo así a la lucha contra el cambio climático. Al combinar la capacidad de generación de energía renovable con los beneficios ambientales de la vegetación, estos árboles representan una solución integral para abordar los desafíos climáticos actuales.

Además de sus beneficios ambientales y energéticos, estos árboles abordan la escasez de zonas verdes en los campus universitarios, creando espacios de trabajo al aire libre y de interacción social que priorizan el bienestar y la comodidad de los estudiantes.

Por tanto, la Universidad de Jaén, en su compromiso con la sostenibilidad e innovación, lidera dos proyectos pioneros en sus campus de Jaén (latitud: 37.786524; longitud: -3.775721) y Linares (latitud: 38.086019; longitud: -3.645806). Estos proyectos no solo están destinados a proporcionar energía renovable y espacios naturales en los campus, sino que también fomentan la economía circular (Hermida Balboa & Domínguez Somonte, 2014), al utilizar materiales reutilizados que reflejan el acervo cultural e histórico de cada ubicación. En consonancia con estos principios, en el campus de Linares se utilizan materiales relacionados con el sector minero, mientras que en el campus de Jaén se utilizan los asociados al olivar, honrando así la identidad local y promoviendo la sustentabilidad en diversos aspectos.

Estas innovadoras estructuras, están equipadas con sistemas fotovoltaicos de tecnología bifacial de 12 kWp y 10 kWp, conectados a la red para los campus de Linares y Jaén, respectivamente. Ambos sistemas estarán monitorizados en todo momento y se empleará técnicas de inteligencia artificial para caracterizar y optimizar su rendimiento. Esta integración de tecnologías de la información y comunicación, como el Internet de las cosas (IoT) y el Deep Learning, permite un control preciso sobre el funcionamiento de estas

instalaciones, optimizando así su contribución a la eficiencia energética y a la sostenibilidad de los campus universitarios (Dong et al., 2020).

El propósito de esta iniciativa de la Universidad de Jaén representa un avance significativo en la convergencia de la tecnología y la naturaleza hacia entornos más inteligentes y sostenibles. Este proyecto, posible gracias a la financiación del Ministerio de Ciencia e Innovación, la Agencia Estatal de Investigación y la Unión Europea (NextGeneration), no solo ofrece una solución innovadora para la generación distribuida de energía fotovoltaica y la mejora del entorno urbano, sino que también promueve la concienciación y educación ambiental entre la comunidad estudiantil y la sociedad en general.

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO MOBILETE

Un pilar fundamental, desde el punto de vista de la ingeniería de este proyecto, es el sistema fotovoltaico, el cual, no solamente se encarga de la generación de energía renovable, sino que también es el encargado de generar sombras gracias a la integración de módulos fotovoltaicos bifaciales en las estructuras. La implementación de esta modalidad de integración fotovoltaica da lugar a la creación de un "dosel fotovoltaico" que, junto a la vegetación adaptada a las estructuras y de los alrededores, conlleva mejoras significativas en la calidad del ambiente y el bienestar dentro de estos espacios verdes destinados para el trabajo al aire libre, el descanso o actividades recreativas.

Otro pilar fundamental es el sistema de monitorización que llevan incorporados ambos árboles biotecnológicos, encargados de medir tanto variables meteorológicas como variables eléctricas y que consiste en una red de sensores que están ubicados en zonas estratégicas que nos permitirán caracterizar su comportamiento desde un punto de vista energético y medioambiental. Dicho sistema de monitorización estará interconectado en todo momento con una nube de datos propia, desde la cual, los programas informáticos de inteligencia artificial podrán obtener todos los parámetros y crear modelos precisos que representen la compleja relación entre las variables que impactan en el rendimiento energético de este tipo de instalaciones fotovoltaicas.

Además, cabe destacar que estas estructuras vanguardistas cuentan con múltiples enchufes estratégicamente ubicados alrededor de la instalación, ofreciendo la capacidad de cargar diversos dispositivos, como patinetes eléctricos, ordenadores portátiles, teléfonos móviles, etc.

El estudio de la caracterización de los sistemas bifaciales en el proyecto Mobilete se abordará con técnicas de Inteligencia Artificial (IA) y en particular de Machine Learning (ML) desde una doble perspectiva.

Por una parte, se desarrollarán metaheurísticas, especialmente algoritmos genéticos y evolución diferencial multiobjetivo para la optimización de parámetros en modelos empíricos-analíticos. Por otra parte, se diseñarán algoritmos de ML para obtener modelos predictivos de variables de interés en los sistemas instalados, como la energía producida, temperatura en el módulo o irradiancia posterior. Para ello, trabajaremos en el pre-procesamiento adecuado de los datos obtenidos en las instalaciones de Jaén y Linares, y en el diseño y adaptación de algoritmos de ML basados en técnicas como regresión lineal,

regresión Lasso, árboles de decisión, bagging de árboles de decisión, Random Forest, modelos neuronales sencillos como el perceptrón multicapa y modelos deep learning como redes convolucionales y autoencoders, entre otros.

Respecto a la arquitectura, las estructuras de estos árboles biotecnológicos se edificarán siguiendo un diseño eco-amigable, es decir, utilizando materiales con mínima huella ambiental y producidos mediante un sistema industrializado de montaje desmontable y liviano. Estos prototipos serán adaptables a diferentes contextos urbanos públicos y contarán con vegetación autóctona y equipamiento urbano ergonómico.

ÁRBOL BIOTECNOLÓGICO DEL CAMPUS DE JAÉN

El árbol biotecnológico está equipado con un sistema fotovoltaico conectado a la red de 12 kWp. Este sistema consta de 2 cadenas de 12 módulos bifaciales Exiom de 480 W conectados en serie, inclinados a unos 11 grados, junto con un inversor trifásico Huawei SUN2000-12KTL-M2. También se ha instalado un sistema de monitorización (ver Fig. 27), para controlar tanto variables eléctricas, recogidas del inversor a través del protocolo MODBUS, como variables meteorológicas medidas con distintos sensores y almacenadas en un registrador de datos para ser recogidas a través del protocolo TCP/IP. La temperatura del módulo se ha medido utilizando un termopar tipo K, mientras que la irradiancia frontal y posterior se ha registrado mediante células calibradas, situadas en los extremos de la parte central de la instalación. Además, se ha utilizado un espectrorradiómetro para medir el espectro de la irradiancia posterior de la instalación fotovoltaica. Para medir la temperatura ambiente, el CO2, la humedad relativa y la velocidad del viento, se han empleado 2 estaciones meteorológicas. Una estación, con anemómetro, está en la parte alta exterior, mientras que la otra, sin anemómetro, está en el interior, para comparar los parámetros ambientales dentro y fuera del árbol. Dichas variables se muestran en la

.

Tabla 2. Dispositivos, parámetros eléctricos y meteorológicos medidos y protocolo de comunicación para la adquisición de datos de los distintos tipos de dispositivos en el campus de Jaén

Dispositivos	Medida	Protocolo de comunicación
Huawei SUN2000-12KTL-M2	Tensión del generador (V) Corriente del generador (A) Potencia del generador (kW)	MODBUS
Termopar tipo K	Temperatura de módulo (ºC)	TCP/IP
Multielements Integrated Weather Station Sensors HS-14AWS	Temperatura ambiente (ºC) Velocidad del viento (m/s) Humedad Relativa (%) CO2 (ppm)	TCP/IP
Espectrorradiómetro EKO-MS711	Irradiancia posterior (W/m^2)	TCP/IP
Células calibradas de tecnología similar	Irradiancia frontal (W/m^2) Irradiancia posterior (W/m^2)	TCP/IP

La estructura del árbol biotecnológico en el campus de Jaén destaca por su enfoque innovador que va más allá de la mera integración de materiales reutilizados provenientes de almazaras. Es decir, además de su función estructural, estas instalaciones albergan plantas adaptadas específicamente seleccionadas por sus capacidades de purificación del aire y reducción de carbono.

Por otro lado, ofrece un entorno altamente conectado en las áreas de trabajo y descanso. Equipado con tecnología innovadora, proporciona puntos de carga para dispositivos electrónicos, como mesas con puertos USB integrados y conectividad Wi-Fi. Además, cuenta con dispositivos como un tornillo sin fin para permitir a los estudiantes aparcar y cargar sus bicicletas de manera segura. Todos estos elementos se presentan en las infografías de la Fig. 26.



Fig. 26. Infografías del estado final del proyecto en el campus de Jaén

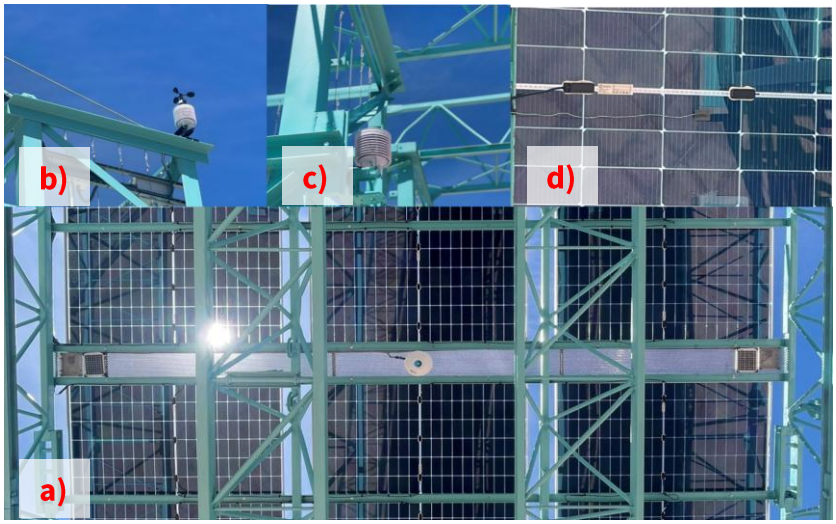


Fig. 27. Sensores del sistema de monitorización. a) espectrorradiómetro EKO MS-711 en la parte central y células calibradas para medir irradiancia frontal y posterior en los extremos. b) estación meteorológica Multielements Integrated Weather Station Sensors HS-14AWS con anemómetro. c) estación meteorológica Multielements Integrated Weather Station Sensors HS-14AWS sin anemómetro. d) termopar tipo K

Con todas estas medidas y dispositivos en funcionamiento, el árbol biotecnológico se encuentra completamente operativo y en pleno funcionamiento. El análisis de los datos recopilados proporcionará una comprensión detallada del rendimiento de la instalación fotovoltaica y su entorno, permitiendo evaluar su eficacia en términos de generación de energía renovable, así como su impacto en la calidad ambiental del campus universitario. En la Fig. 28, se presentan unas imágenes de esta innovadora instalación en funcionamiento, ilustrando cómo se integra perfectamente en el entorno del campus.



Fig. 28. Fotografías reales del estado de la instalación actual

ÁRBOL BIOTECNOLÓGICO DEL CAMPUS DE LINARES

El árbol biotecnológico en el campus de Linares presenta una configuración similar a la instalación en el campus de Jaén, con algunas diferencias clave en cuanto a potencia y equipamiento. Este árbol está equipado con un sistema fotovoltaico conectado a la red de 10 kWp, compuesto por 2 cadenas de 9 módulos bifaciales Exiom de 490 W conectados en serie, inclinados unos 60 grados, junto con un inversor trifásico Huawei SUN2000-10KTL-M1. Al igual que en Jaén, se ha implementado un sistema de monitorización para controlar variables eléctricas y meteorológicas, recogidas a través del protocolo MODBUS y TCP/IP, respectivamente. Se han empleado diversas herramientas, como termopares tipo K para medir la temperatura del módulo y unas células calibradas para registrar la irradiancia frontal y posterior. Además, se han instalado 2 estaciones meteorológicas para medir parámetros ambientales como temperatura ambiente, CO2, humedad relativa y velocidad del viento, con una disposición similar a la de Jaén para comparar las variaciones dentro y fuera del árbol biotecnológico. Las variables monitorizadas se muestran en la Tabla 3.

El enfoque del árbol biotecnológico en el campus de Linares presenta similitudes significativas con la instalación del campus de Jaén, con la distinción clave del diseño y de que las estructuras reutilizadas para su construcción tienen su origen en el sector minero. Dicho árbol tecnológico (Fig. 29), dispondrá también de plantas adaptadas para la mejora de la calidad del aire y de una gran conectividad para los estudiantes, ya sea para cargar sus dispositivos o tener conexión Wi-Fi.

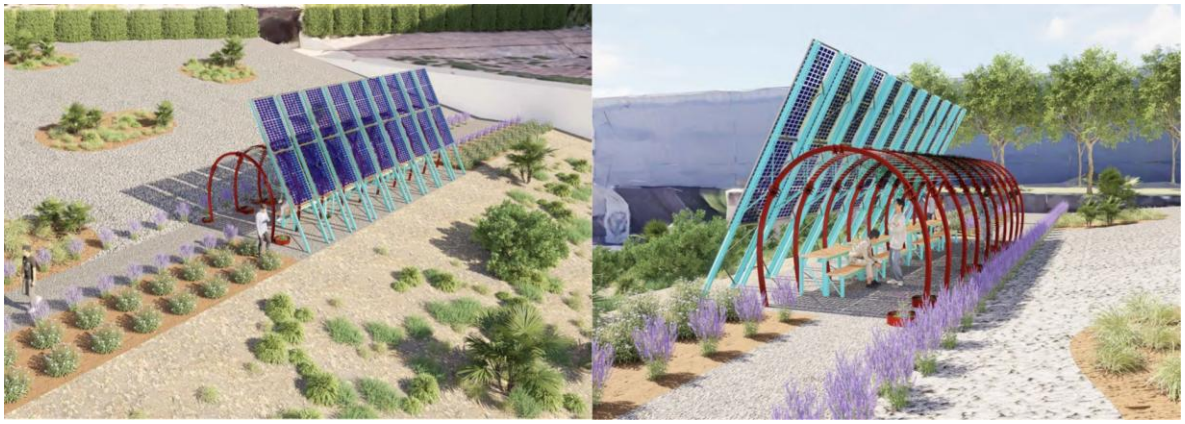


Fig. 29. Infografías del estado final del proyecto en el campus de Linares

Tabla 3. Dispositivos, parámetros eléctricos y meteorológicos medidos y protocolo de comunicación para la adquisición de datos de los distintos tipos de dispositivos en el campus de Linares

Dispositivos	Medida	Protocolo de comunicación
Huawei SUN2000-10KTL-M1	Tensión del generador (V) Corriente del generador (A) Potencia del generador (kW)	MODBUS
Termopar tipo K	Temperatura de módulo (ºC)	TCP/IP
Multielements Integrated Weather Station Sensors HS-14AWS	Temperatura ambiente (ºC) Velocidad del viento (m/s) Humedad Relativa (%) CO2 (ppm)	TCP/IP
Células calibradas de tecnología similar	Irradiancia frontal (W/m^2) Irradiancia posterior (W/m^2)	TCP/IP

El árbol biotecnológico en el campus de Linares está con los preparativos en curso antes de la obra civil, es decir, se están acondicionando las estructuras del proyecto para su posterior montaje como se puede ver en la Fig. 30. Una vez completada la instalación, los datos recopilados por el sistema de monitorización ofrecerán una visión detallada del desempeño del sistema fotovoltaico y su entorno.



Fig. 30. Acondicionamiento de las estructuras del campus de Linares

RESULTADOS

En este apartado se presentan los resultados de las simulaciones realizadas con el software PVsyst de los sistemas fotovoltaicos de ambos árboles biotecnológicos dado que aún no hay datos reales.

Respecto al sistema fotovoltaico del campus de Jaén, se espera una producción anual de 20 MWh/año, lo que evitaría unas emisiones de 2,3 tCO2 eq. En dicho sistema se espera un rendimiento final (Yf) de 4,66 kWh/kWp/day, como se puede apreciar en la Fig. 31, además de un PR anual del 83,2 %. Además, en la Fig. 32. se observan las curvas I-V y P-V de ambos

strings medidos el día 7 de mayo de 2024, donde se puede observar su correcto funcionamiento.

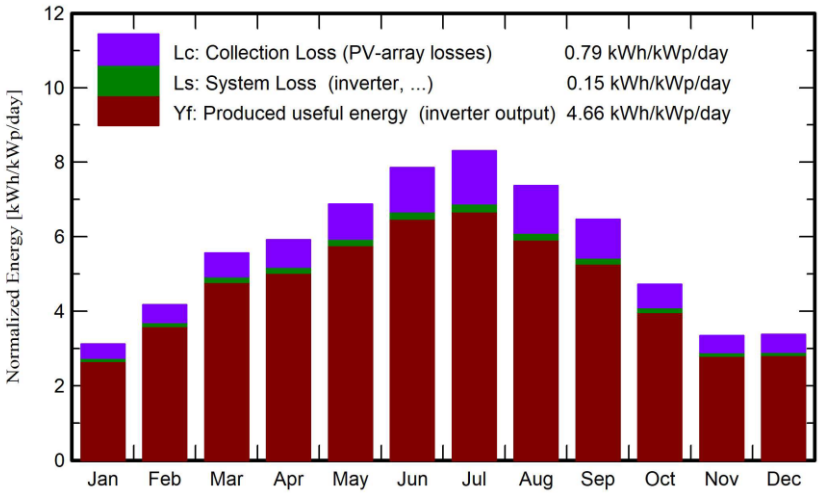


Fig. 31. Producciones normalizadas por kWp instalado en el sistema del campus de Jaén

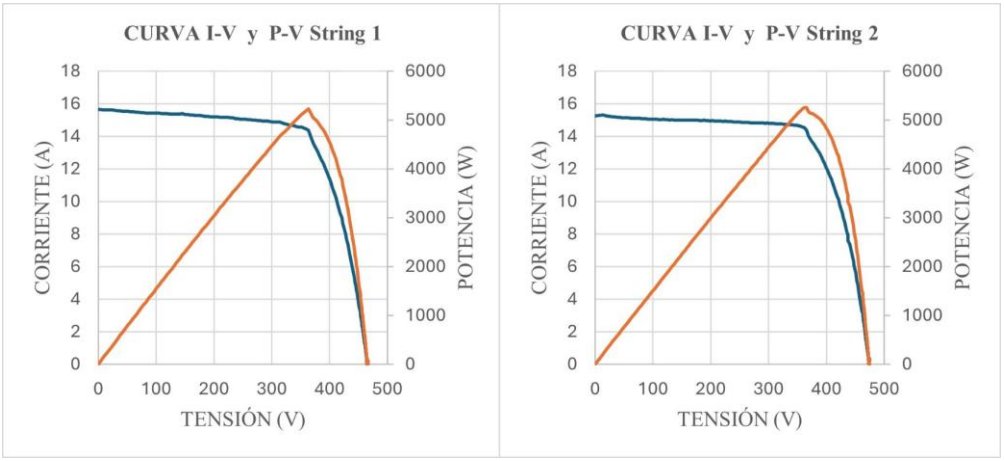


Fig. 32. Curvas Corriente-Tensión y Potencia-Tensión de las cadenas (strings) 1 y 2 del sistema fotovoltaico del campus de Jaén

El sistema fotovoltaico del campus de Linares, en base a las simulaciones realizadas, se espera una producción anual de 15 MWh y evitaría un total de 1,75 tCO2 eq. Dicha instalación se espera que alcance un rendimiento final (Yf) de 4,71 kWh/kWp/day, como se muestra en la figura tal, y un PR anual del 83.1%.

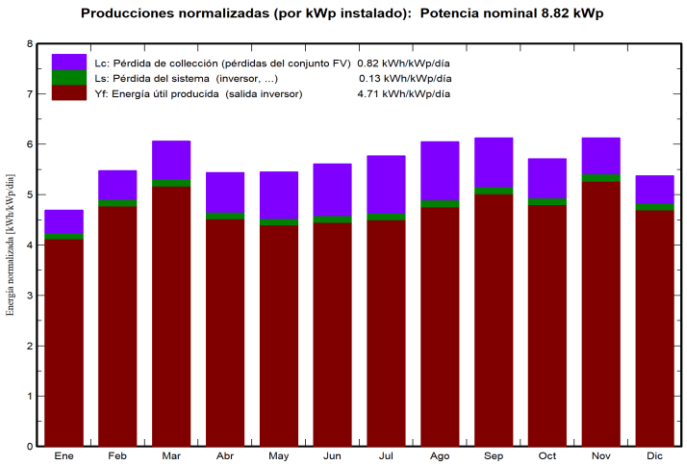


Fig. 33. Producciones normalizadas por kWp instalado en el sistema del campus de Linares

CONCLUSIONES

Las conclusiones derivadas de este artículo son significativas en varios aspectos. En primer lugar, el proyecto MOBILETE liderado por la Universidad de Jaén marca un hito en la convergencia entre tecnología y naturaleza para el desarrollo de entornos más inteligentes y sostenibles. La integración de vegetación en entornos urbanos, combinada con sistemas fotovoltaicos y estructuras reutilizadas, ofrece una solución integral para abordar los desafíos climáticos actuales al tiempo que promueve la generación de energía renovable y la economía circular.

En segundo lugar, estos árboles biotecnológicos no solo contribuyen a mitigar los efectos del cambio climático y mejorar la calidad del aire, sino que también abordan la falta de zonas verdes en los campus universitarios, creando espacios de trabajo y socialización al aire libre que priorizan el bienestar estudiantil.

En tercer lugar, en términos técnicos, la implementación de sistemas fotovoltaicos bifaciales junto con un sistema de monitorización avanzado permite un control preciso sobre el comportamiento de estos árboles, optimizando su contribución a la eficiencia energética del campus universitario. La aplicación de tecnologías como el Internet de las cosas (IoT) y el Deep Learning demuestra el compromiso de la universidad con la innovación y la investigación en el campo de la energía renovable y la sostenibilidad.

Finalmente, la financiación de este proyecto por parte del Ministerio de Ciencia e Innovación y la Agencia Estatal de Investigación, junto con el apoyo de la Unión Europea, subraya la importancia y el reconocimiento de esta iniciativa a nivel nacional e internacional.

AGRADECIMIENTOS

La realización de este trabajo ha sido posible gracias al soporte financiero del Proyecto de Investigación desarrollado en la Universidad de Jaén:

“Modelado del rendimiento de sistemas fotovoltaicos bifaciales integrados en Smart-Trees utilizando técnicas de Deep Learning (MOBILETE)” (TED2021-131983B-100 ENE), financiado por el Ministerio de Ciencia e Innovación con el programa “Proyectos Orientados a la Transición Ecológica y Digital” (Call 2021).

REFERENCIAS

Dong, Z. Y., Zhang, Y., Yip, C., Swift, S., & Beswick, K. (2020). Smart campus: definition, framework, technologies, and services. *IET Smart Cities*, *2*(1), 43–54. https://doi.org/10.1049/iet-smc.2019.0072

Fischer, L. K., Neuenkamp, L., Lampinen, J., Tuomi, M., Alday, J. G., Bucharova, A., Cancellieri, L., Casado-Arzuaga, I., Čeplová, N., Cerveró, L., Deák, B., Eriksson, O., Fellowes, M. D. E., Fernández de Manuel, B., Filibeck, G., González-Guzmán, A., Hinojosa, M. B., Kowarik, I., Lumbierres, B., … Klaus, V. H. (2020). Public attitudes toward biodiversity-friendly greenspace management in Europe. *Conservation Letters*, *13*(4). https://doi.org/10.1111/conl.12718

Gorbachevskaya, O., & Schreiter, H. (2010). *Contribution of extensive building naturation to air quality improvement*. www.iasp.asp-berlin.de

Hermida Balboa, C., & Domínguez Somonte, M. (2014). Circular economy as an ecodesign framework: the ECO III model.

Rowe, D. B. (2011). Green roofs as a means of pollution abatement. *Environmental Pollution*, *159*(8–9), 2100–2110. https://doi.org/10.1016/j.envpol.2010.10.029

Rudolf, F., & Rudolf, W. (1995). Necesidad de naturación de grandes áreas edificadas. *Rev. Agropecu.*, *749*, 1035–1038.

Villalobos, I. G., Morales Ramírez, J. D., & López De Juambelz, I. R. (n.d.). SNES2010-ABC-023 LAS CARACTERÍSTICAS HIGROTÉRMICAS DE LA VEGETACIÓN EN LOS SISTEMAS DE NATURACIÓN EXTENSIVA.

CARACTERIZACIÓN DE UN SISTEMA BIFACIAL DE 3.3 KW EN LA UNIVERSIDAD DE JAÉN

Moreno-Buesa S.*, Muñoz-Cerón E.*, Nofuentes G.*, Gulkowski S.**, de la Casa J.*, Aguilera J.*

*Grupo de Investigación IDEA, CEACTEMA, Universidad de Jaén, Campus Las Lagunillas, (Jaén) España, smmoreno@ujaen.es

**Universidad Tecnológica de Lublin, (Lublin) Polonia, s.gulkowski@pollub.pl

RESUMEN

La energía solar fotovoltaica, en especial la tecnología bifacial, se destaca como clave en la transición hacia la sostenibilidad energética. Su crecimiento ha llevado a desafíos, como la correcta caracterización para la evaluación de parques fotovoltaicos. Se presenta un estudio experimental realizado en la Universidad de Jaén, donde se analiza el comportamiento de la irradiancia posterior de albedo y su influencia en los índices de rendimiento del sistema. Se ha empleado un sistema bifacial de 3.3 kW, monitorizado según normativas, incluyendo varios sensores de irradiancia posterior a lo largo del sistema. Tras una campaña experimental de 17 meses, los resultados revelan la heterogeneidad de la irradiancia posterior a lo largo del array, influyendo en la evaluación del rendimiento del sistema. Las diferencias al analizar el PR considerando únicamente la irradiancia frontal son del 3.71%, en función de la tecnología del sensor, mientras que con el PR bifacial las diferencias ascienden a un 5.89%, dependiendo de la localización del sensor posterior. Estos resultados muestran la necesidad e importancia de la elaboración de un estándar de medida que permita la correcta evaluación de este tipo de sistemas.

PALABRAS CLAVE: Energía Solar, Bifacial, Sistema Fotovoltaico, Performance Ratio, Irradiancia de Albedo

ABSTRACT

Photovoltaic solar energy, especially bifacial technology, stands out as key in the transition to energy sustainability. Its growth has led to challenges, such as accurate characterization for photovoltaic park evaluation. An experimental study conducted at the University of Jaén analyzes the behavior of albedo rear irradiance and its influence on system performance indices. A 3.3 kW bifacial system, monitored according to regulations, has been employed, including multiple rear irradiance sensors along the system. After a 17-month experimental campaign, the results reveal the heterogeneity of rear irradiance along the array, affecting system performance evaluation. Differences when analyzing PR solely with front irradiance are 3.71%, varying according to sensor technology, while with bifacial PR, differences rise to 5.89%, depending on the sensor's rear location, highlighting the importance of a measurement standard allowing proper evaluation of bifacial systems.

KEYWORDS: Solar Energy, Bifacial, Photovoltaic System, Performance Ratio, Albedo Irradiance

INTRODUCCIÓN

En el horizonte de la energía renovable, la energía solar fotovoltaica emerge como un pilar fundamental de la transición hacia un futuro más sostenible (Baur et al., 2024; López Prol & Paul, 2024). En este contexto, la tecnología bifacial ha surgido como una innovación prometedora, gracias a la ganancia energética que supone su capacitación para convertir en energía eléctrica la irradiación captada en su cara posterior.

Su principal ventaja frente a la tecnología monofacial, por tanto, es su capacidad para producir mayor cantidad de energía en un mismo espacio. Este hecho, unido a que el precio de mercado de ambas tecnologías es similar, implica que el uso de módulos bifaciales puede reducir el LCOE de un sistema un 10% frente a la tecnología monofacial (Rodríguez-Gallegos et al., 2018; Rodriguez-Gallegos et al., 2021). Como consecuencia de ello, su cuota de mercado evoluciona con una tendencia exponencial según los análisis del International Roadmap for Photovoltaic, esperando un horizonte para el año 2034 en el que los módulos bifaciales ocuparán más de un 70% del mercado (VDMA, 2024).

Este panorama implica afrontar nuevos desafíos que nos permitan caracterizar correctamente el comportamiento de esta tecnología para su posterior aplicación en la evaluación de la gran cantidad de parques fotovoltaicos que incorporan módulos bifaciales. Para llevar a cabo este objetivo, es necesario superar barreras como la escasez de datos experimentales, ya que la gran mayoría de material bibliográfico se basa en simulaciones y modelado (Merodio et al., 2023; Radwan et al., 2024).

La segunda barrera, consiste en la dificultad para medir la irradiancia posterior de albedo efectiva, dado que su valor puede variar a lo largo de una instalación dependiendo de factores como el material donde se refleja la luz solar, la altura a la que se encuentren los módulos y la distribución de los mismos (Harder et al., 2023; Radwan et al., 2024). La variación de irradiancia en la cara posterior dentro de una instalación puede complicar el proceso de la evaluación del sistema ya que, dependiendo de dónde y cómo se mida este parámetro, es posible tanto subestimar como sobreestimar los índices de rendimiento.

Para superar estas barreras, en este artículo se muestran los análisis realizados sobre los datos experimentales de un sistema bifacial, situado en la Universidad de Jaén, cuya monitorización dispone de distintos sensores de irradiancia posterior de albedo a lo largo del sistema. Los análisis realizados se centran en la visualización de las diferencias existentes en la irradiancia posterior recibida por un array en línea y cómo evoluciona tanto en días nublados como soleados. En base a las diferencias verificadas, se ha analizado de qué manera afectan al *performance ratio* (PR), dependiendo de dónde se mida la irradiancia en la cara trasera del sistema.

SETUP EXPERIMENTAL

Para el análisis del comportamiento de esta tecnología, en la terraza de la Escuela Politécnica de la Universidad de Jaén (Latitud: 37.7876, Longitud: -3.7778) se ha dispuesto un setup experimental compuesto por una instalación fotovoltaica bifacial conectada a la red de 3,3 kW y su correspondiente sistema de monitorización, los cuales llevan en operación desde octubre del año 2022.

Sistema Fotovoltaico Bifacial

Se ha instalado un sistema bifacial de 3.3 kW que se divide en dos strings de distinta configuración, como muestra la Fig. 1., compuestos por cuatro módulos bifaciales de 410W cada uno y conectados a un inversor con dos MPPT's independientes. Los módulos han sido dispuestos en estructuras diseñadas con suelo telescópico que permita variar la altura del suelo respecto a los módulos.

Sistema de Monitorización

El sistema de monitorización se ha diseñado con los elementos necesarios que especifica la norma IEC-61724-1 (UNE EN IEC 61724-1, 2022) para la caracterización y evaluación de un sistema fotovoltaico tal y como se describe a continuación.

Para la medida de la irradiancia frontal en el plano del array se dispone de un piranómetro coplanar situado en cada string. A parte, se ha incluido una célula y un módulo de tecnología equivalente (CTE) calibrados que permiten medir la irradiancia corregida espectralmente (Mubarak et al., 2021). La medida de la temperatura de módulo, así como de la temperatura ambiente, se realiza con termopares tipo K. También se ha incluido una veleta y un anemómetro para la recogida de datos de velocidad y dirección del viento.



Fig. 34. A: Disposición del string 1. B: Disposición del string 2

Según la aplicación de la norma IEC-61724-1, la única especificación para monitorización de sistemas bifaciales consiste en añadir una medida de irradiancia posterior de albedo coplanar. Este setup experimental dispone de un albedómetro coplanar para medida de la irradiancia de albedo, situado bajo el piranómetro del string 2. Además, en el string 1, se han dispuesto cinco sensores de irradiancia posterior coplanar basados en módulos bifaciales cortocircuitados cuya cara frontal ha sido cubierta con material altamente reflectivo de baja transferencia de calor para no afectar a la temperatura del módulo y que se encuentran intercalados entre los módulos que constituyen el generador. La Tabla 1 es un resumen de todos los sensores de irradiancia incluidos, especificando la notación utilizada en los análisis y su localización.

Tabla 4. Definición de los sensores de irradiancia del sistema de monitorización

Nombre	Tipo de sensor	Posición	Descripción
G_F	Piranómetro	String 1	Sensor de irradiancia frontal
G_{cel}	Célula de tecnología equivalente	String 2	Sensor de irradiancia frontal
G_{alb}	Albedómetro	String 2	Sensor de irradiancia posterior global
G_{R1}	Módulo calibrado	String 1 (oeste)	Sensor de irradiancia posterior
G_{R3}	Módulo calibrado	String 1 (centro-oeste)	Sensor de irradiancia posterior
G_{R5}	Módulo calibrado	String 1 (centro)	Sensor de irradiancia posterior
G_{R7}	Módulo calibrado	String 1 (Centro-este)	Sensor de irradiancia posterior
G_{R9}	Módulo calibrado	String 1 (este)	Sensor de irradiancia posterior

En la Figura 2. se muestra una vista en planta del sistema, especificando la localización de los elementos cuyas medidas han sido utilizadas para el estudio.

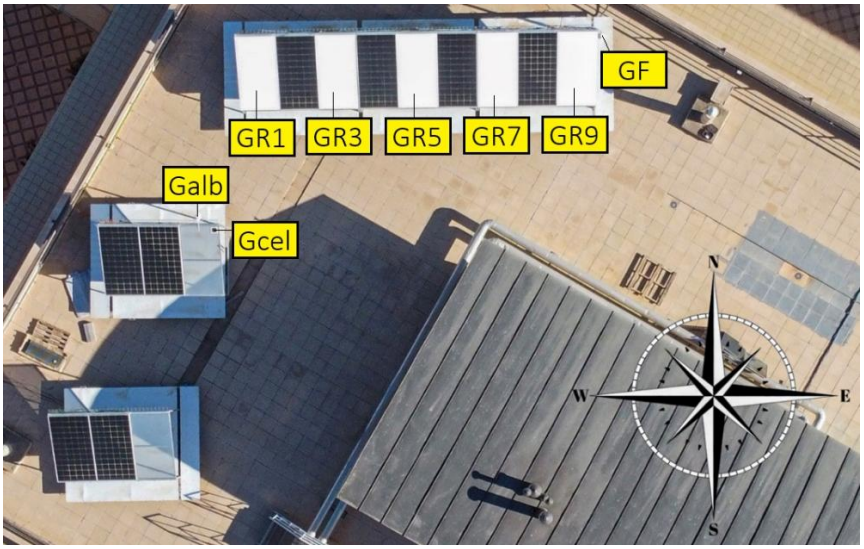


Fig. 35. Vista superior del sistema fotovoltaico y localización de los sernsores implicados en el studio

La adquisición de los datos se realiza a través de un registrador de datos que recoge la medida de todos los elementos mencionados anteriormente a cada minuto, clasificando el sistema como un sistema de monitorización Clase A según IEC-61724-1 (UNE EN IEC 61724-1, 2022)

Campaña de caracterización en potencia

Para obtener resultados más fiables, todos los módulos fotovoltaicos utilizados en el experimento han sido previamente caracterizados en potencia según el procedimiento utilizado por Caamaño (Caamaño et al., 1999), siendo medidos de manera simultánea junto a dos módulos de la misma marca y modelo calibrados por el Centro de Investigación de Energía y Medio Ambiente Territorial (CIEMAT), un instituto independiente con certificación para realización de calibraciones de instrumental. De esta forma, se ha obtenido una

potencia real en condiciones estándar de medida de 1.64 kW para el string 1 y de 1.621 kW para el string 2, siendo 3.621 kW la potencia total de la instalación fotovoltaica en condiciones estándar de medida (STC).

ANÁLISIS Y RESULTADOS

Tras una campaña experimental de 17 meses, los datos recogidos han sido debidamente filtrados y procesados para permitir realizar los siguientes análisis.

Distribución de la irradiancia posterior de albedo

Gracias a la distribución de los sensores de irradiancia posterior del string 1, se ha conseguido visualizar el comportamiento de la irradiancia incidente en la cara posterior a lo largo de un array de configuración típica que ocupa la longitud de 9 metros. Los mapas de irradiancia elaborados, muestran la evolución de la irradiancia posterior incidente en cada uno de los sensores a lo largo del día. Junto a los sensores del array, se muestras los datos de irradiancia medidos con el albedómetro. Para la representación se ha seleccionado un día claro de alta irradiancia, mostrado en la Tabla 2. y un día nublado con bajos niveles de irradiancia, representado en la Tabla 3.

Tabla 5. Mapa de la evalución de la irradiancia posterior de albedo en un día soleado

Hora	Galb	GR1	GR3	GR5	GR7	GR9
9:00	89.03	55.75	53.40	57.10	82.84	91.13
10:00	172.11	82.07	72.16	69.10	89.83	145.83
11:00	222.15	106.33	87.51	84.66	94.14	177.50
12:00	239.83	132.85	98.64	97.27	102.00	185.78
13:00	229.90	158.97	104.60	101.53	104.64	168.44
14:00	197.28	169.22	103.89	98.71	101.64	139.69
15:00	153.55	165.23	98.81	89.03	90.97	106.27
16:00	114.96	138.74	90.83	73.33	75.18	77.42
17:00	76.67	84.49	72.62	53.70	51.18	50.71

Tabla 6. Mapa de la evolución de la irradiancia posterior de albedo en un día nublado

Hora	Galb	GR1	GR3	GR5	GR7	GR9
9:00	9.44	6.39	5.64	5.37	5.30	6.45
10:00	52.12	42.05	36.73	35.66	34.96	41.97
11:00	46.62	35.83	32.01	29.69	31.84	35.77
12:00	71.92	56.56	48.02	46.24	45.83	54.53
13:00	65.98	58.89	46.92	44.88	43.80	50.43
14:00	40.46	36.26	29.82	29.09	27.88	32.63
15:00	34.08	30.65	26.03	25.00	24.85	27.48
16:00	28.14	25.04	20.72	19.71	19.04	22.51
17:00	9.00	7.42	6.65	6.14	5.98	7.15

En ambos casos, se puede verificar que la irradiancia medida por el albedómetro resulta mayor que la recogida por los sensores. Este hecho puede deberse a varios factores como

la altura a la que se encuentra el albedómetro respecto de los módulos, el hecho de que el albedómetro dispone de mayor superficie libre para la reflexión de la irradiancia solar y el hecho de que, por su tecnología, absorbe la irradiancia de un mayor rango de longitudes de onda que los sensores basados en módulos fotovoltaicos (Gostein et al., 2020).

Focalizando el estudio en los sensores de irradiancia del string 1, en el día soleado se puede observar cómo a medida que el sol asciende se incrementa la heterogeneidad entre las medidas. Se aprecia que, a primeras horas de la mañana, el sensor que se encuentra en el extremo este del array recibe mayor irradiancia hasta llegar a las horas centrales del día, donde el sol se encuentra más alto y se verifica que los extremos del array, los cuales disponen de más superficie libre para la reflexión, reciben mayor irradiación que los sensores centrales. De mitad del día hacia delante es el extremo oeste el que va tomando mayores valores de irradiancia que el resto de sensores.

En el caso del día nublado, se observa una disminución de la heterogeneidad entre las medidas de los sensores, por lo tanto, se deduce una fuerte dependencia entre la homogeneidad de la irradiancia posterior a lo largo del array y la intensidad de la irradiancia solar.

Se ha analizado la no homogeneidad de las medidas mediante el índice de la GNU, teniendo en cuenta que cuanto más próximo sea a cero indica mayor homogeneidad (Rossa et al., 2021). En el día soleado se ha observado que el índice oscila entre el 25% y el 35%, mientras que en el día nublado la variación se produce entre el 9 y el 15%, verificando la dependencia de la homogeneidad de este parámetro con los niveles de irradiancia y la posición del sol.

Al caracterizar una instalación fotovoltaica bifacial, la irradiancia incidente total se obtiene de la Ec. (1).

$$G_E = G_{frontal} * BIF \tag{1}$$

Donde el término de la relación de irradiancias BIF se obtiene según la norma IEC-61724-1 mediante la Ec. (2).

$$BIF = 1 + \varphi \frac{G_{posterior}}{G_{frontal}} \tag{2}$$

Donde φ es el coeficiente de bifacialidad de los módulos fotovoltaicos. Por lo tanto, dada la diferencia entre las medidas realizadas de la irradiancia posterior, se pueden obtener diferentes valores al caracterizar un sistema fotovoltaico, obteniendo así valores más favorables o desfavorables en los índices de evaluación del sistema dependiendo de bajo qué condiciones se realice la medida.

Evaluación del sistema mediante el PR

Para verificar la afección de la falta de homogeneidad estudiada en el apartado anterior, se ha analizado el PR diario medio mensual a lo largo de la campaña experimental. Para el PR calculado los valores de energía empleados corresponden a la parte DC de la instalación, por lo tanto, dichos valores de PR son del array fotovoltaico, sin contabilizar pérdidas de conversión DC/AC. Por un lado, se ha calculado el PR usando como irradiación incidente

sólo la frontal, según la Ec. (3) de la norma IEC 61724-1 y de igual forma que algunos modelos de simulación calculan predicciones para sistemas bifaciales (Abdul Kahar et al., 2023).

$$PR = \frac{\sum_k \frac{P_{out,k} \times \tau_k}{P_0}}{\sum_k \frac{G_{i,k} \times \tau_k}{G_{i,ref}}} \quad (3)$$

En este caso, el término $P_{out,k}$ que, según la norma, corresponde a la potencia de salida del inversor ha sido sustituido por $P_{A,k}$, que corresponde a la potencia de entrada al inversor.

Por otra parte, se ha calculado el PR bifacial haciendo uso de los diferentes sensores de irradiancia posterior, de modo que se ha empleado la Ec. (4), aplicando el coeficiente BIF a la irradiancia incidente, tal y como dicta la norma IEC 61724-1.

$$PR^{bi} = \frac{\sum_k \frac{P_{A,k} \times \tau_k}{P_0}}{\sum_k \frac{G_{i,k} \times BIF_k \times \tau_k}{G_{i,ref}}} \quad (4)$$

En la Figura 3. se ha representado el valor diario medio mensual del PR haciendo uso de los sensores que mejor representan las posibles diferencias existentes en los resultados obtenidos. En este caso, se ha calculado haciendo uso sólo del sensor de irradiancia frontal (GF), la irradiancia frontal y la irradiancia posterior medida en el extremo oeste del string 1 (GR1), la irradiancia frontal y la irradiancia posterior medida en el centro del string 1 (GR5) y por último la irradiancia frontal y la irradiancia posterior medida en el extremo este del string 1 (GR9).

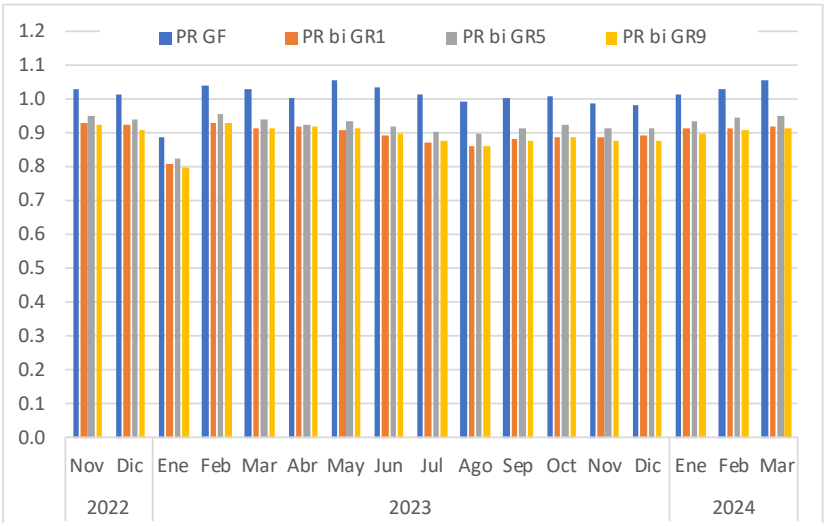


Fig. 36. PR y PR bifacial diarios medios mensuales calculados con distintos sensores del Sistema

En primer lugar, se observa que al calcular el PR sólo con la irradiación frontal en varios meses toma valores superiores a la unidad, como era de esperar. Dado que la norma define el PR como *"la relación entre la energía medida y la energía esperada (basada únicamente en la irradiancia medida y sin tener en cuenta otros factores)"* (UNE EN IEC 61724-1, 2022), la

energía medida no puede ser superior a la energía ideal y por tanto sería un error de cálculo en el caso de módulos bifaciales.

Respecto a los PR bifaciales calculados, se observa que para todos los meses se cumple que el PR más favorable resulta al tomar como irradiación posterior el sensor central del string, siendo este el que menos irradiación recibe respecto a los sensores de los extremos. Si se tiene en cuenta el PR medido sólo con la irradiancia frontal, a lo largo de todo el ensayo varía entre 1.056 y 0.887. En caso de atender sólo a los PR bifaciales, las diferencias obtenidas haciendo uso de los distintos sensores, la variación existente entre el máximo PR obtenido y el mínimo es del 2.65% en el caso más favorable (mayo de 2023) y el 4.17% en el caso en el que mayor discrepancia hay (febrero de 2024).

Para mayor visualización de la dependencia del valor del PR con la distribución de los sensores, la Fig. 4. muestra el valor calculado con el sensor de irradiancia frontal GF, el sensor de irradiancia frontal basado en célula de tecnología equivalente para obtener el PR con corrección espectral y los PR bifaciales combinando el sensor GF con cada sensor de irradiancia posterior del sistema. Para cada supuesto se ha representado el valor para cada string de manera independiente y para el total de la instalación.

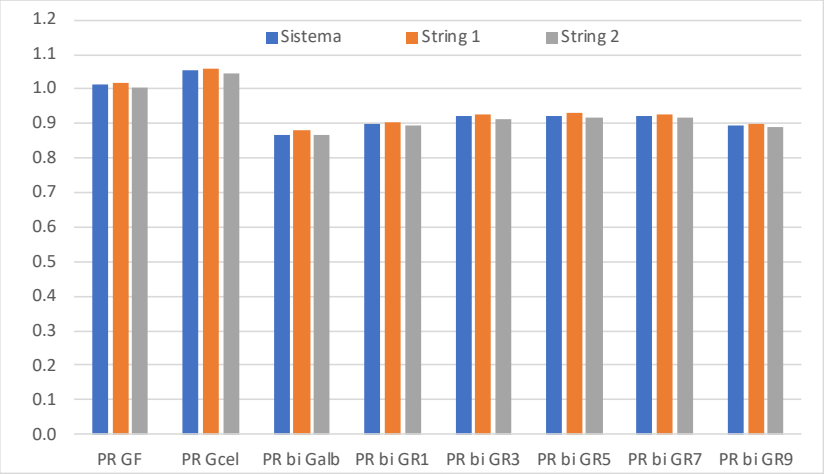


Fig. 37. PR con piranómetro y célula calibrada y PR bifacial con los distintos sensores de irradiancia posterior del Sistema

En primer lugar, al comparar los valores que corresponden a cada string, no se aprecian diferencias significativas en el efecto que ha tenido la disposición de los módulos.

Respecto a los cálculos haciendo uso únicamente de la irradiancia frontal incidente, se aprecian diferencias significativas del 3.71% entre el uso del piranómetro y la célula de tecnología equivalente. Este hecho se debe a que el espectro recogido por la célula es menor que el del piranómetro (Vignola et al., 2017), por tanto el rendimiento obtenido resulta mayor y acorde con las capacidades de captación de irradiacia de los módulos. Esto indica que en caso de calcular los PR bifaciales usando un sensor de irradiancia frontal que corrija las pérdidas espectrales, se obtendrán valores mayores a los mostrados en la gráfica.

Analizando los PR bifaciales, se observa que al hacer uso del albedómetro, teniendo en cuenta que es capaz de medir mayor irradiación que los sensores de tecnología

equivalente, se obtiene el valor de PR más bajo del sistema. De acuerdo con los sensores situados en el string 1, se cumple que existe una simetría en la que, haciendo uso de los sensores de los extremos, se obtiene un PR menor que al usar sensores que se aproximan a la zona central, encontrando el máximo en el sensor GR5. Dentro de todas las posibilidades estudiadias para medir el PR bifacial del sistema correspondiente al total de la campaña experimental, la máxima diferencia existente es del 5.89%, siendo el caso más desfavorable el uso del albedómetro por su amplio espectro de captación y el más favorable el uso del sensor GR5, ya que recibe menor irradiación que el resto.

CONCLUSIONES

Como primera conclusión, se destaca la importancia de realizar una campaña de caracterización y calibración previa a la experimentación que permita asegurar la certeza de los resultados obtenidos.

Los mapas de irradiancia posterior de albedo han puesto de manifiesto el comportamiento que tiene la irradiancia posterior a lo largo de un día sobre un array que ocupa el espacio de nueve módulos, donde el índice que mide la no homogeneidad óptica (GNU) toma valores entre 25% y 35% en días soleados y entre 9% y 15% en días nublados. Se ha observado que los valores mayores de irradiación se dan en los extremos y, a medida que se acerca a la zona central, esta va disminuyendo. Extrapolando la conclusión a arrays de mayor longitud típicos de un parque fotovoltaico, siempre y cuando el suelo y la altura no varíen en exceso, se puede predecir que la irradiancia posterior puede tener valores más homogéneos en su mayoría de longitud, obviando los extremos del array.

La variación existente en la irradiancia posterior se ha reflejado al calcular los PR bifaciales, donde se ha concluido de manera experimental que, dependiendo de dónde se coloque el sensor, se pueden obtener distintos valores de los índices de rendimiento. Esta observación lleva a reflexionar sobre la necesidad de establecer un estándar de medida para plantas bifaciales ya que se puede variar la evaluación del sistema utilizando sensores en localizaciones más desfavorables para obtener valores del PR más altos y viceversa.

AGRADECIMIENTOS

La realización de estos trabajos ha sido posible gracias al soporte financiero de dos Proyectos de Investigación desarrollados en la Universidad de Jaén:

“Modelos Optimizados para la Caracterización Energética de Sistemas Fotovoltaicos Conectados a la Red con Tecnología Bifacial” (Ref 1380734), financiado por la Unión Europea (FEDER).

“Modelado del rendimiento de sistemas fotovoltaicos bifaciales integrados en Smart-Trees utilizando técnicas de Deep Learning (MOBILETE)” (TED2021-131983B-100 ENE), financiado por el Ministerio de Ciencia e Innovación con el programa “Proyectos Orientados a la Transición Ecológica y Digital” (Call 2021).

REFERENCIAS

Abdul Kahar, N. H., Azhan, N. H., Alhamrouni, I., Zulkifli, M. N., Sutikno, T., & Jusoh, A. (2023). Comparative analysis of grid-connected bifacial and standard mono-facial photovoltaic solar systems. *Bulletin of Electrical Engineering and Informatics*, *12*(4), 1993–2004. https://doi.org/10.11591/eei.v12i4.5072

Baur, S., Sanderson, B. M., Séférian, R., & Terray, L. (2024). Solar radiation modification challenges decarbonization with renewable solar energy. *Earth System Dynamics*, *15*(2), 307–322. https://doi.org/10.5194/esd-15-307-2024

Caamaño, E., Lorenzo, E., & Zilles, R. (1999). Quality Control of Wide Collections of PV Modules: Lessons Learned from the IES Experience.

Gostein, M., Marion, B., & Stueve, B. (2020). Spectral Effects in Albedo and Rearside Irradiance Measurement for Bifacial Performance Estimation. *Conference Record of the IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, *2020-June*, 0515–0519. https://doi.org/10.1109/PVSC45281.2020.9300518

Harder, N.-P., Smaine, I., Bourarach, F., Cosme, D., Arfaoui, I., Chapon, J., Tuomiranta, A., & Florakis, A. (2023). Position Dependence of the Performance Gain by Selective Ground Albedo Enhancement for Bifacial Installations. *Conference Record of the IEEE Photovoltaic Specialists Conference*. https://doi.org/10.1109/PVSC48320.2023.10359920

López Prol, J., & Paul, A. (2024). Profitability landscapes for competitive photovoltaic self-consumption. *Energy Policy*, *188*. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2024.114084

Merodio, P., Martínez-Moreno, F., Moretón, R., & Lorenzo, E. (2023). Albedo measurements and energy yield estimation uncertainty for bifacial photovoltaic systems. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, *31*(11), 1130–1143. https://doi.org/10.1002/pip.3728

Mubarak, R., Schilke, H., & Seckmeyer, G. (2021). Improving the irradiance data measured by silicon-based sensors. *Energies*, *14*(10). https://doi.org/10.3390/en14102766

Radwan, A., Mdallal, A., Haridy, S., Abdelkareem, M. A., Alami, A. H., & Olabi, A. G. (2024). Optimizing the annual energy yield of a residential bifacial photovoltaic system using response surface methodology. *Renewable Energy*, *222*. https://doi.org/10.1016/j.renene.2023.119914

Rodríguez-Gallegos, C. D., Bieri, M., Gandhi, O., Singh, J. P., Reindl, T., & Panda, S. K. (2018). Monofacial vs bifacial Si-based PV modules: Which one is more cost-effective? *Solar Energy*, *176*, 412–438. https://doi.org/10.1016/J.SOLENER.2018.10.012

Rodriguez-Gallegos, C. D., Liu, H., Gandhi, O., Singh, J. P., Krishnamurthy, V., Kumar, A., Stein, J. S., Li, L., Wang, S., Reindl, T., Reindl, T., & Peters, I. M. (2021). Techno-economic performance modelling of bifacial and tracking PV systems worldwide. *Conference Record of the IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, 406–409. https://doi.org/10.1109/PVSC43889.2021.9518852

Rossa, C., Martínez-Moreno, F., & Lorenzo, E. (2021). Experimental observations in mismatch losses in monofacial and bifacial PV generators. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, *29*(12), 1223–1235. https://doi.org/10.1002/pip.3447

UNE EN IEC 61724-1. (2022). Rendimiento del sistema fotovoltaico. Parte 1: Monitorización.

VDMA. (2024). International Technology Roadmap for Photovoltaic. *2023 Results*, *15th Edition*.

Vignola, F., Peterson, J., Chiu, C.-Y., Dooraghi, M., Sengupta, M., & Mavromatakis, F. (2017). Comparison of pyranometers and reference cells on fixed and one-Axis tracking surfaces. *ASES SOLAR 2017 - 46th Annual National Solar Conference*, 118–127. https://doi.org/10.18086/solar.2017.07.01

UNA APLICACIÓN BASADA EN ARDUINO PARA EL SEGUIMIENTO RUTINARIO DE LAS CURVASI-V DE PANELES FOTOVOLTAICOS

Villarroya P. D., Enguix G., Valdelomar P.C., Gómez-Amo, J.L., Utrillas M.P.

Solar Radiation Group, Dpto. de Física de la Tierra yTermodinámica, Universitat de València. C/Dr. Moliner 50, 46100, Burjassot, Spain, e-mail: Pedro.Diaz-Villarroya@uv.es.

RESUMEN

En los últimos años hay una creciente necesidad de mejorar la predicción de los recursos energéticos sostenibles y monitorizar los factores que afectan a su rendimiento. Este trabajo tiene como objetivo describir un sistema automático de monitorización rutinaria de las curvas características de paneles fotovoltaicos en condiciones ambientales. El proceso de obtención de las magnitudes i-V se ha llevado a cabo a través de un microcontrolador AT Mega2560, instalado en una placa de Arduino, al que se ha implementado un transistor MOSFET (metal-oxide- semiconductor field-effect transistor). De esta manera se fuerza al MOSFET a trabajar como resistencia variable obligando al panel a variar su i-V. Este sistema permite controlar 4 paneles fotovoltaicos y obtener sus 4 curvas características con una resolución temporal de 1 minuto. De esta manera, se ha realizado la comparación entre parejasde paneles en distintas condiciones atmosféricas viendo que la RMSE de i_{sc} entre paneles no es superior a 0.06 A.

PALABRAS CLAVE: Panel Fotovoltaico, Curva Característica, Arduino, MOSFET.

ABSTRACT

In recent years there is a growing need to improve the prediction of sustainable energy resources and to monitor the factors that affect their performance. The aim of this work is to describe an automatic system for routine monitoring of the characteristic curves of photovoltaic panels under ambient conditions. The process of obtaining the i-V magnitudes has been carried out through an AT Mega2560 microcontroller, installed on an Arduino board, to which a MOSFET transistor (metal-oxide-semiconductor field-effect transistor) has been implemented. In this way, the MOSFET is forced to work as a variable resistor forcing the panel to vary its i-V. This system makes it possible to control 4 photovoltaic panels and obtain their 4 characteristic curves with a time resolution of 1 minute. In this way, a comparison has been made between pairs of panels in different atmospheric conditions, showing that the RMSE of isc between panels is no greater than 0.06 A.

KEYWORDS: Photovoltaic Panel, Characteristic Curve Arduino, MOSFET.

INTRODUCCIÓN

En los últimos años, la búsqueda de nuevas fuentes de energía sostenibles ha crecido considerablemente debido a la acuciante necesidad de apartar la producción energética basada en la quema de combustibles fósiles. Entre ellas, la energía solar fotovoltaica supone un pilar fundamental (Informe Estadístico de Energías Renovables, 2023, IDAE). Por este motivo, mejorar la predicción de energía fotovoltaica generada por una planta pasa por mejorar la monitorización de todos los factores implicados en su funcionamiento. Esto permite estudiar los factores que afectan a su rendimiento tales como: el estudio del efecto del ensuciamiento de los paneles (Micheli et al 2018; Micheli et al. 2020) o el estudio del efecto de los defectos en las células fotovoltaicas (Schuss et al. 2016), entre otros. Existen diferentes métodos para la caracterización de los diferentes parámetros de los paneles (Zhu y Xiao, 2020). Por un lado, la mayor parte de la literatura se centra en la creación de modelos (Vatau et al. 2014; Yadir et al. 2009; Bai et al. 2014; Boutana et al. 2017; Álvarez et al. 2021) para obtener indirectamente dichos parámetros. Sin embargo, el método más sencillo para la caracterización es mediante el uso de resistencias variables (Duran et alt. 2008) que fuercen al panel a operar en distintos puntos de i-V independientemente de la irradiancia solar puntual. Además, existen diferentes métodos alternativos basados en convertidores dc-dc (Bohórquez et alt. 2005) o el uso de capacitores como resistencias variables (Espertino et al. 2015; Cotfas 2010; Chen et al. 2019). En nuestro caso, hemos diseñado un sistema completo, basado en un transistor MOSFET, que actúa como resistencia variable para la medida de las curvas características. Además, el sistema controla 4 paneles, 2 parejas en orientaciones diferentes, y permite medir paralelamente diferentes magnitudes como la irradiancia, la temperatura y estimar los ratios de soiling (Gostein et al. 2015). Este trabajo se ha fundamentado en el uso del transistor MOSFET IXFN 180N15P como resistencia variable en los trabajos de Amiry et al. (2018) y Asbayou et al. (2021).

El objetivo principal de este trabajo es presentar el diseño e implementación de un sistema de adquisición completamente nuevo para la medida de las curvas características de paneles fotovoltaicos, y la base de datos resultante. A su vez, el sistema se ha planteado de manera que su funcionamiento sea automático y pueda operar las 24 horas del día los 365 días del año. Debido al carácter tan variable de la nubosidad, se ha optimizado la resolución temporal para recorrer la curva característica en el menor tiempo posible y evitando el efecto de las nubes durante la medida.

MEDICIÓN DE LAS CURVAS CARACTERÍSTICAS



Fig 1. Sistema. a) Caja IP67 que contiene la electrónica y el controlador; b) Módulos fotovoltaicos y sistema decontrol de la suciedad dust-IQ.

El sistema descrito está instalado en una placa de Arduino que contiene el microcontrolador AT Mega2560. Este microcontrolador tiene la capacidad de leer las entradas y salidas, tanto analógicas como digitales, del Arduino, que será la base del montaje electrónico del sistema como vemos en la figura1. Como vemos, cuatro paneles se han conectado a través de una batería de relés a las entradas digitales. De esta manera, el microcontrolador es capaz de gestionar dicha batería y ordenar el cambio de relé para la toma de medidas. Con el fin de mantener siempre el mismocamino eléctrico, todos los cables, bornas, etc… se han elegido para ser idénticos. El objetivo de esta elección ha sido eliminar todas las diferencias que puedan surgir en las medidas debido a las impedancias de los elementosimplementados y poder compararlos de manera más eficiente.

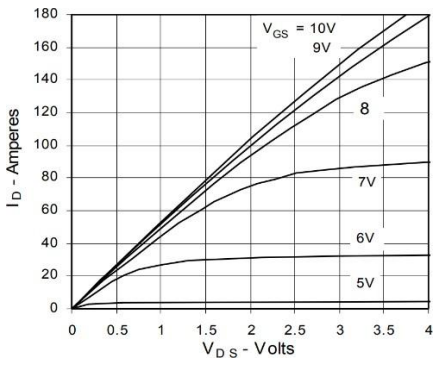


Fig. 2. Características de salida a T = 150 ºC. El gráfico muestra las diferentes regiones de funcionamiento delIXFN 180N15P. (PolarHTTM HiPerFET Power MOSFET IXFN 180N15P, 2006)

Por otro lado, conviene hacer énfasis en el funcionamiento del transistor MOSFET, conectado a las entradas analógicas y digitales del Arduino. Este transistor consta de tres patillas, la puerta (G) por donde se le suministra la tensión, el drenador (D) y el surtidor (S). Este elemento electrónico es capaz de regular la corriente que pasa de D a S (o a la inversa en función de su modo de funcionamiento). Existen diferentes modos de funcionamiento para el transistor en función de la tensión aplicada a la puerta. Hemos elegido la región óhmica o lineal como zona de trabajo, en la que el transistor trabaja como una resistencia variable. En la figura 2 vemos las curvas que indican los distintos modos de funcionamiento. Por tanto, se ha diseñado el circuito de generación de tensión de puerta suficiente para partir del régimen de no conducción del MOSFET al de conducción. Esto permite el control de la corriente de D a S. La tensión aplicada en la puerta es controlada por el

microcontrolador que tiene una salida regulable entre 0-100 % modulada en ancho de pulso, PWM (Pulse-Width Modulation) (Sun, 2012), y que funciona en un total de 256 ciclos de trabajo (Roza, 1997). Finalmente, esta señal cuadrada pasa por un conversor de señal que la convierte en analógica y la amplifica pasando al drenador la señal deseada. El rango de tensiones elegido va de 3.3V a 4.8V, que nos ha permitido caracterizar con mayor cantidad de puntos la curva característica del panel. La medida de las tensiones del panel son responsabilidad del conversor analógico/digital del microcontrolador. Este es capaz de medir voltajes desde 0 V a una tensión de referencia, en nuestro caso de Vref=(16.00±0.02) V. En el caso de los valores de intensidad de corriente del panel, se ha implementado un conversor de corriente a tensión de efecto Hall, ACS712. La corriente que circula a través del conversor se convierte en tensión y, mediante la curva característica del conversor, se obtiene el valor de corriente del panel. Todos los elementos que conforman el sistema están recogidos en la tabla 1.

Tabla 1. Elementos y dispositivos empleados.

Paneles Solares	ESPMC100 Si Policristalino
Microcontrolador	ATMega2560
Sensor de Corriente	Allegro ACS712
Conversor PWM a Analógico y Amplificador	ADC integrado en ATMega2560
Transistor MOSFET	IXFN 180N15P
Batería de 4 Relés	OMRON G5LE-14 5VDC
Comunicación RS485	Digilent PmodRS485

El rango de tensión elegido para la señal aplicada en la puerta del transistor es de 3.3-4.8 V dividido en 256 pasos de V. Con el objetivo de reducir el ruido inducido por la excitación térmica del divisor, así como la influencia dela combinación de altas frecuencias externas con las bajas frecuencias a las que trabaja el sistema, se toman 600 medidas. Estas medidas corresponden con la tensión del divisor y con la tensión medida por el sensor de corriente. Las primeras 100 se descartan para evitar efectos transitorios, y se toma la media de las 500 medidas restantes comovalor de i-V. Hemos comprobado que las 500 medidas empleadas siguen una distribución gaussiana por lo que la incertidumbre asociada a la medida se corresponde con la desviación estándar de la media.

Con todo lo explicado, el proceso general de toma de medidas se puede resumir de la siguiente forma.El microcontrolador:

1. Elige el circuito eléctrico a seguir cambiando de relé.
2. Envía una señal al MOSFET para que empiece a conducir, iniciando el proceso descrito anteriormente.
3. Lee la tensión del divisor y la tensión medida por el sensor de corriente.
4. Calcula cuál es la tensión e intensidad del panel.
5. Se envían los datos al ordenador de control.

El código que gestiona el funcionamiento de la placa de Arduino ha sido escrito en Arduino IDE y ha sido descargadoen esta. El código establece un modo de funcionamiento del ADC para aumentar la frecuencia de trabajo con el fin de que el sistema mida las curvas en un minuto. Por ello, se ha establecido una frecuencia de la señal PWM de 490.20Hz. El código también implementa el protocolo RS485 para enviar la información al ordenador de control a través del dispositivo Digilent PmodRS485. Paralelamente, se dispone de un ordenador de control que gestiona las órdenesenviadas al Arduino y recibe los datos tomados por él. El código de gestión está escrito en MATLAB.

Inicialmente, ha sido necesario calibrar los datos obtenidos por el Arduino con los de los paneles. Para ello, se ha empleado una fuente de alimentación externa que permita variar los valores de tensión del panel. La calibración se ha llevado a cabo empleando un polímetro para la medición de los valores de tensión del panel mientras que los del Arduino se recogen en el ordenador de control. Los resultados de esta calibración son los mostrados en la tabla 2.

Tabla 2. Factores de Calibración de la tensión del panel con respecto a la tomada por el Arduino.

	Valor±Error (V)
Ganancia	0.9931±0.0008
OFFSET	0.076±0.013

Paralelamente, se ha hecho una calibración del sensor ACS712 de corriente, que devuelve un valor de tensión, con latensión que mide el Arduino de este. Para ello, se dispone de una fuente de alimentación externa que fija la intensidadde corriente que circula por todo el sistema electrónico y se hace variar la tensión. De este modo, con ayuda de un polímetro, se toman distintos valores de tensión en el rango de trabajo de la fuente. El resultado de la calibración nospermite establecer la relación de conversión de voltaje a intensidad.

Finalmente, se ha realizado una calibración en intensidad de cada relé (panel). De nuevo, se ha empleado una fuentede alimentación externa, fijando el voltaje y haciendo variar la intensidad. Esta variación es producida por el cambioen los ciclos de trabajo del MOSFET. El cambio en los ciclos de trabajo obliga al panel a trabajar en dicho punto y, si la tensión es fija, varía la intensidad. De esta manera, tenemos la calibración entre las medidas obtenidas por el Arduino (a través del sensor de corriente ya calibrado) y las medidas con un polímetro que dan los relés. En la tabla4 vemos los resultados de dicha calibración con sus incertidumbres.

Tabla 4. Resultados de la calibración en intensidad para cada panel.

	Ganancia±Error (mA)	OFFSET±Error (mA)
Panel 1	0.691±0.009	35±20
Panel 2	0.659±0.006	34±14
Panel 3	0.678±0.006	-67±15
Panel 4	0.695±0.008	16±16

Condiciones de Trabajo y Comparación entre Paneles

Los paneles solares han sido instalados en unas estructuras fijas inclinadas 30º. La toma de medidas se inicia y termina diariamente cuando el ángulo cenital solar es de 75º. Esta orden es enviada automáticamente por el ordenador de control.

En el procesamiento de datos posterior, se realiza una normalización de las medidas i-V para llevarlos a la irradiancia estándar (I=1000W/m^2 y T=25°C).

Para finalizar con la preparación, se ha realizado una comparación entre los resultados obtenidos por los 4 paneles solares en las mismas condiciones geométricas (inclinación 30º, orientación sur) y de iluminación. En la tabla 5 vemos cuáles son las diferencias entre paneles, ilustradas a partir de la RMSE (Root-Mean-Square-Error) entre los paneles. Esta estadística nos muestra la distancia entre las medidas de cada panel. Se ha de tener en cuenta que, si bien la electrónica se ha elegido para reducir las diferencias lo más posible, los paneles solares empleados son de Si policristalino, por lo que son todos diferentes. Además, existe la posibilidad de que uno de ellos se encuentre tapado y el otro no. El cálculo de las RMSE entre las parejas de módulos se ha llevado a cabo con todas las medidas disponibles del mes de noviembre de i_{sc}, cuando los 4 paneles se limpiaban regularmente. Para limitar el efecto de las posibilidades mencionadas, se ha establecido que no se empleen en la estadística un RMSE superior a 0.4A.

Tabla 5. Valores del RMSE de la comparación entre paneles

	Valor (A)
$RMSE_{12}$	0.06
$RMSE_{13}$	0.04
$RMSE_{14}$	0.02
$RMSE_{23}$	0.02
$RMSE_{24}$	0.06
$RMSE_{34}$	0.04

Casos de estudios

En la figura 3 se muestran las diferentes curvas características obtenidas para distintas condiciones atmosféricas. Enla figura 3.a se muestran las 4 curvas i-V en condiciones de cielo despejado a las 12:20 UTC (con irradiancia I=830 W⁄m^2). El comportamiento de la curva es el esperable. Vemos que las i_{SC} de los paneles llegan a sus valoresmáximos y la diferencia entre ellos viene dada por la diferencia intrínseca de las células fotovoltaicas. La curva característica del panel 4 (cruz morada en la figura 3.a) presenta una leve tendencia positiva con forme nos acercamosa i_{SC}. Esto ha de ser debido a la ubicación donde están instalados puesto que el panel 4 está en uno de los extremos. En dicha posición puede haber habido un pequeño cambio de irradiancia sobre él provocando la subida de i_{SC}. La figura 3.b se ha tomado a la misma hora del día de un día nublado (con irradiancia I=230 W⁄m^2). Vemos como la i_{SC} de los 4 paneles desciende significativamente con respecto a la figura 3.a. como es esperable dada la gran dependecia de i_{SC} con la irradiancia incidente (Rus et alt. 2012).

Las diferencias en isc observadas entre paneles (Tabla 5) suponen desviaciones máximas entre ellos por debajo del 1% en situaciones de cielo despejado y menores del 3 % en casos de cielo nublado.

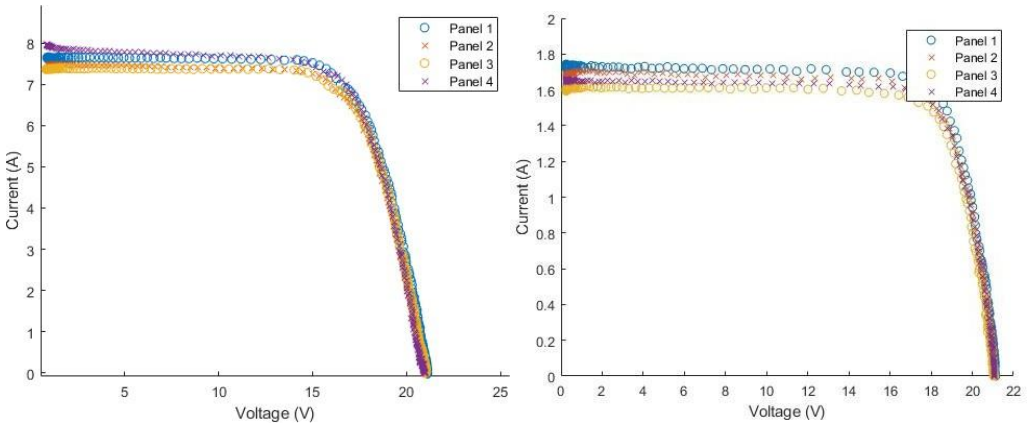


Fig 3.a) Ejemplo de curva característica de los 4 paneles en condiciones de cielo despejado.
b) Ejemplo de curvacaracterística de los 4 paneles en condiciones de nubosidad.

Así mismo, se comprueba que las curvas de i-V de los 4 paneles están perfectamente definidas a lo largo de todo el rango de trabajo de estos. De esta manera, el sistema de toma de medidas representa una mejora en la caracterización con respecto a los métodos empleados habitualmente. La región de máxima potencia de los paneles es la más compleja de caracterizar debido a su alta variabilidad. Sin embargo, el empleo del IXFN 180N15P en las condiciones de trabajodescritas permite obtener una mayor cantidad de puntos.

CONCLUSIONES

En este trabajo se presenta un sistema completamente nuevo capaz de obtener las curvas características de una serie de 4 paneles solares. Las mejoras de este sistema respecto a los mencionados en la introducción son, por un lado, el aumento considerable de puntos i-V que forman la curva y, por otro, la reducción del tiempo de toma de datos. La primera mejora permite caracterizar con mayor precisión los puntos de la curva más sensibles, correspondientes al intervalo de máxima potencia. La correcta caracterización de este intervalo permite directamente observar y estudiartanto el punto de máxima potencia como todos los parámetros que tengan un efecto sobre la generación fotovoltaica(ej. soiling). La mejora en la resolución temporal permite reducir los efectos de variabilidad en la toma de datos, especialmente asociados a las nubes.

AGRADECIMIENTOS

Este trabajo ha sido financiado conjuntamente por el Ministerio de Economía y Competitividad de España y el Fondo Europeo de Desarrollo Regional a través de los proyectos TED2021-129185B-I00 PID2021-123881OB-I00, PID2022-138730OB-I00, y el proyecto AICO/2021/341 de la Generalitat Valenciana.

REFERENCIAS

Álvarez J.M., Alfonso-Corcuera D., Roibás-Millán E., Cubas J., Cubero-Estalrrich J., Gonzalez-Estrada A., Jado- Puente R., Sanabria-Pinzón M. And Pindado S. (2021). Analytical Modeling of Current-Voltage Photovoltaic Performance: An Easy Approach to Solar Panel Behavior. *Appl. Sci*. 11, 4250.

Amiry, H., Benhmida, M., Bendaoud, R., Hajjaj, C., Bounouar, S., Yadir, S. And Sidki, M. (2018). Design and implementation of a photovoltaic IV curve tracer: Solar modules characterization under real operating conditions. *Energy Conversion and Management*, 169, 206-216.

Asbayou, A., Agdam, M., Aamoume, A., Soussi, A., Ihla, A., & Bouhouch, L. (2021). Utilization of MOSFET transistor as an electronic load to trace IV and PV curve of a solar panel. *In E3S Web of Conferences (Vol. 229, p. 01021). EDP Sciences.*

Bai J., Liu S., Hao Y., Zhang Z., Jiang M. And Zhang Y. (2014). Development of a new compound method to extractthe five parameters of PV modules. *Energy Conversion and Management*, 79, 294-303.

Bohórquez, M. A., Enrique, J. M., Durán, E., Sidrach-de-Cardona, M., Carretero, J., & Andújar, J. M. (2005). Analysis and failures monitoring in PV panels by means of I–V and P–V curves using DC–DC converters. *In WorldRenewable Energy Congress*, 477-483.

Boutana N., Mellit A., Haddad S., Rahbi A. and Massi Pavan A. (2017). An explicit I-V model for photovoltaic module technologies. *Energy Conversion and Management*, 138, 400-412.

Chen, Z., Lin, W., Wu, L., Long, C., Lin, P., & Cheng, S. (2018). A capacitor based fast IV characteristics tester forphotovoltaic arrays. *Energy Procedia*, 145, 381-387.

Cotfas D. T., Cotfas P. A., Ursutiu D. And Samoila C. (2010). Current-Voltage Characteristic Raising Techniques for Solar Cells. Comparisons and Applications. *12th International Conference of Electrical and Electronic Equipment*. 1115-1120.

Datasheet PolarHTTM HiPerFET Power MOSFET IXFN 180N15P, 2006.

Duran, E., Piliougine, M., Sidrach-de-Cardona, M., Galan, J., & Andujar, J. M. (2008). Different methods to obtain the I–V curve of PV modules: A review. *33rd IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, 1-6.

Gostein, M., Düster, T. And Thuman, C. (2015). Accurately measuring PV soiling losses with soiling station employing module power measurements. *IEEE 42nd Photovoltaic Specialist Conference (PVSC)*, 1-4. IEEE.

Informe Estadístico de Energías Renovables. Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE).

Micheli, L., Deceglie, M. G., & Muller, M. (2019). Predicting photovoltaic soiling losses using environmental parameters: An update. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 27(3), 210-219.

Micheli, L., Fernández, E. F., Muller, M., & Almonacid, F. (2019). Extracting and generating PV soiling profiles for analysis, forecasting, and cleaning optimization. *IEEE journal of photovoltaics*, 10(1), 197-205.

Roza, E. (1997). Analog-to-digital conversion via duty-cycle modulation. *IEEE transactions on circuits and systemsII: Analog and digital signal processing*, 44(11), 907-914.

Rus, C., Muñoz, F. J., Hontoria, L., Pérez, P. J., Talavera, D. L., Almonacid, F., Aguilar, J. D., Almonacid, G., Rodrigo, P. (2012) Instalaciones Fotovoltaicas. *Joxman Editores, S.L.*

Schuss, C., Leppänen, K., Remes, K., Saarela, J., Fabritius, T., Eichberger, B., & Rahkonen, T. (2016). Detecting defects in photovoltaic cells and panels and evaluating the impact on output performances. *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*, 65(5), 1108-1119.

Spetino F., Ahmad J., Cioca A., Di Leo P., Murtaza Ali F. And Chiaberge M. (2015). Capacitor charging method forI-V curve tracer and MPPT in photovoltaic systems. *Solar Energy,* 119, 461-473.

Sun, J. (2012). Pulse-width modulation. In Dynamics and Control of Switched Electronic Systems: Advanced perspectives for modeling, simulation and control of power converters, 25-61. *London: Springer London.*

Vatau D., Musuroi S., Barbulescu C. And Babescu M. (2014). PV systems modelling and optimal control. *Energy Conversion and Management*, 84, 448-456.

Yadir S., Benhmida M., Sidki M., Assaid E. And Khaidar M. (2009). New Methods for Extracting the Model PhysicalParameters of Solar Cells using Explicit Analytic Solutions of Current-Voltage Equation. *International Conference on Microelectronics.*

Zhu Y. And Xiao W. (2020). A comprehensive review of topologies for photovoltaic I-V curve tracer. *Energy Conversion and Management*, 84, 448-456.

ESTUDIO DEL PROCESO DE DEGRADACIÓN DE PEROVSKITAS DE HALURO DE PLOMO ($CSPBIBR_2$) BAJO LUZ ULTRAVIOLETA

Mediavilla I.*, Alonso V.*, Stewart A.W.**, Serrano J.*, Marí B.**, Jiménez J.*

*GdS-Optronlab, Física de la Materia Condensada, Universidad de Valladolid, Paseo de Belén, 19, 47011 Valladolid, Spain. irene.mediavilla@uva.es

**Institut de Disseny I Fabricació, Universitat Politècnica de València, Camí de Vera, 46022 València, Spain.

RESUMEN

Las perovskitas de haluro mixto, en este caso $CsPbIBr_2$, son las candidatas más destacadas para su uso en la fabricación de células solares de tercera generación por su compromiso eficiencia/estabilidad.

En este trabajo se plantea un estudio del proceso de degradación que tiene lugar cuando se somete a dichas perovskitas a luz ultravioleta (325 nm) de forma prolongada, durante 24 h, en condiciones atmosféricas normales. Para ello se analiza su emisión de fotoluminiscencia (PL) durante toda la experiencia. Este análisis va acompañado de un estudio de la morfología de la muestra mediante microscopia electrónica de barrido (SEM) y catodoluminiscencia (CL). Por un lado, se ha obtenido que la muestra presenta una textura granular, con tamaños de grano muy irregulares, presentando una mayor concentración de I en las fronteras de grano. Por otro lado, se ha comprobado que en las primeras fases de la degradación se producen agregados ricos en I. A medida que pasa el tiempo se produce la migración de los haluros, obteniendo, al terminar la experiencia, una fase rica en Br próxima a $CsPbBr_3$.

PALABRAS CLAVE: Energía Solar, Perovskitas de Haluros Metálicos, $CsPbIBr_2$, Fotoluminiscencia, Degradación UV.

ABSTRACT

Mixed halide perovskites (CsPbIBr2) are the most promising candidates in terms of their efficiency/stability compromise for their use in the fabrication of third generation solar cells. In this work, we show the results obtained from the degradation process that takes place when these perovskites are shined by ultraviolet (UV) light (325 nm) for a prolonged period of 24 h under normal atmospheric conditions. For this purpose, we analyze their photoluminescence (PL) signal during the whole experience. These results are accompanied by a study of the morphology of the sample by scanning electron microscopy (SEM) and cathodoluminescence (CL). On the one hand, we have observed that the sample presents a granular texture with very irregular grain sizes, with a higher concentration of I at the grain boundaries. On the other hand, it has been found that in the early stages of

degradation I-rich aggregates are produced. For increasing aging time the migration of the halides takes place, obtaining a Br-rich phase with a composition close to CsPbBr3 at the end of the aging process.

KEYWORDS: Solar Energy, Metal Halide Perovskite, CsPbIBr2, Photoluminescence, UV-degradation

INTRODUCCIÓN

La Agencia Internacional de la Energía (International Energy Agency, IEA) prevé que en 2050 la energía solar podría generar el 22% de la electricidad mundial (EPIA, 2011). Hasta el momento el silicio cristalino es el material empleado por antonomasia para la producción de células solares. Sin embargo, los elevados costes en los procesos de fabricación han hecho que en los últimos años se avance en la búsqueda de posibles materiales sustitutivos, entrando en este juego las células fotovoltaicas de tercera generación. Dentro de esta categoría se encuentran las células solares basadas en perovskitas.

En las últimas décadas las perovskitas han ido ganando terreno, logrando alcanzar en los últimos años eficiencias superiores al 26% en laboratorio (NREL. 2024), siendo su límite teórico próximo a 31% (Sha et alt. 2015). Entre las numerosas ventajas que presentan las perovskitas a la hora de conseguir células solares más baratas y eficientes, se encuentra: su amplio rango de absorción óptica, su gap modificable, su baja tasa de recombinación y sus grandes longitudes de difusión y alta movilidad de los portadores, entre otras (Pistor et alt. 2016). No obstante, el principal inconveniente es su falta de estabilidad a largo plazo. Su inestabilidad ante diferentes factores externos: humedad, calor, así como el propio oxígeno, los cuales inician los procesos de degradación (Shuzhang Yang et alt. 2020), hacen que no sea viable su comercialización por el momento.

Las perovskitas que mejor respuesta presentan al exponerlas a la humedad o el calor, son las perovskitas de haluros metálicos. Sustituyendo los cationes orgánicos por iones inorgánicos de cesio (Cs^+) las perovskitas dejan de descomponerse tan fácilmente al no presentar cationes orgánicos volátiles e higroscópicos (Tai et alt. 2019). Las perovskitas de haluro mixto - $CsPbIBr_2$ - están consideradas entre las más prometedoras debido a su compromiso eficiencia/estabilidad, habiendo pasado de presentar eficiencias del 4.7% a 11.04% en sólo cinco años.

En este trabajo se combina el estudio de la señal de CL a baja temperatura (80 K) de perovskitas de $CsPbIBr_2$, con el análisis del proceso de degradación que tiene lugar cuando son irradiadas con luz UV de forma prolongada, análisis realizado mediante el estudio de su emisión de PL.

SÍNTESIS DE LAS MUESTRAS Y EQUIPO

Las muestras han sido preparadas sobre un sustrato de óxido de estaño dopado con flúor (FTO) utilizando la técnica de spin-coating de un paso. El sustrato se sometió a un proceso de limpieza intensiva usando etanol, acetona e isopropanol, además de ser sometido a luz UV-Ozono durante 15 minutos. Para la preparación de la película de perovskita se preparó una solución 1M de $CsPbIBr_2$, disolviendo proporciones equimolares de CsI, PbI_2 y $PbBr_2$ en DMSO durante 90 minutos a 85ºC. Se añadió 50 µL de polivinilcarbazol (PVK). Por último, se le aplicó un tratamiento anti-solvente utilizando alcohol isopropílico (100 µL), el cual fue añadido 10 segundos después de que se iniciara el proceso.

Para finalizar, la muestra fue sometida a un tratamiento térmico, el cual consta de dos etapas: la primera etapa a 50ºC durante 5 minutos y, a continuación, se aumentó la

temperatura lentamente hasta 250ºC, manteniéndola durante 5 minutos para alcanzar la fase alfa. De este modo se obtuvo una capa de perovskita de unos 300 nm de espesor.

Para la toma de medidas se ha hecho uso de un espectrómetro Horiba-LABRAM UV-HR 800 equipado con un detector CCD. Se ha empleado un láser He-Cd (λ = 325 nm). La potencia nominal del láser sobre la muestra es de 1 mW, con una irradiación aproximada de 100 kW/cm^{-2}. Las medidas de catodoluminiscencia se han llevado a cabo mediante un SEM de emisión de campo (FESEM) LEO1530 (Carl Zeiss) equipado con un sistema MonoCL2(Gatan, Oxford, Reino Unido), usando un detector CCD refrigerado por Peltier.

RESULTADOS

El primer paso fue la caracterización de las muestras mediante SEM, para obtener información de la morfología de la muestra. En la **Fig. 1a** se muestra la imagen SEM de la superficie de la muestra, la cual presenta una textura granular, con tamaño de grano bastante irregular. En algunas regiones se ha llegado a identificar la presencia de inclusiones en forma de aguja, como se ve en la imagen. A partir de la imagen de CL pancromática de dicha región (**Fig. 1b**) se observa que la intensidad de la señal procedente del centro de grano es mucho mayor que la de las fronteras, no llegando a detectar apenas señal procedente del agregado en forma de hilo. En los espectros tomados en el centro de grano y en las fronteras, representados en la **Fig. 1d**, se observa un pico principal centrado en torno a 590 nm, el cual se corresponde con la emisión del gap del $CsPbIBr_2$ (Yinsheng et alt. 2023; Guo et alt. 2019). Por otro lado, la cola hacia bajas energías que se observa en los espectros es debida al llamado efecto Hoke (Stewart et al. 2021; Xiao et al. 2021) relacionado con la segregación de haluros, en esta ocasión debida a la acción del haz de electrones. Este efecto se ve mucho más marcado en las fronteras de grano, donde la separación de haluros es mucho más evidente, identificando la presencia de regiones ricas en I asociadas con las bandas situadas entre 625 – 675 nm.

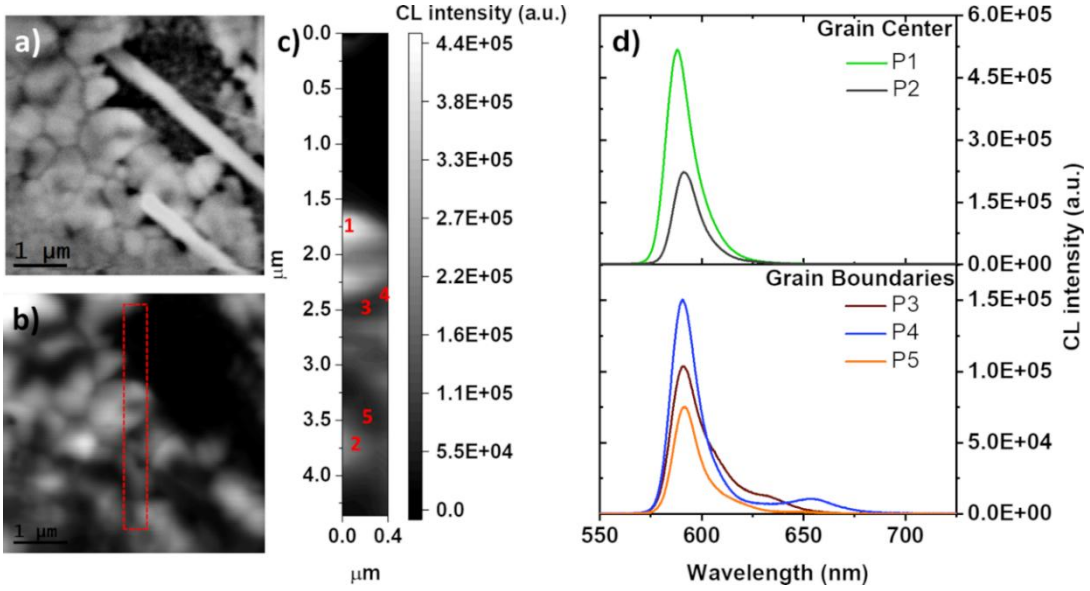


Fig. 1. a) Imagen SEM de la muestra CsPbIBr2, b) imagen de CL pancromática de la región mostrada en a), c) imagen hiperespectral centrada a 590 nm de la región encuadrada en rojo en b), d) espectros puntuales tomados en las fronteras y centros de grano.

Una vez conocida la morfología de la muestra, estudiamos el proceso de degradación que tiene lugar cuando se expone a luz UV durante 24 h (~750 kW/cm^{-2}). Para ello, se realizaron medidas de PL de forma secuencial cada 15 minutos (**Fig. 2**) manteniendo el láser UV encendido en todo momento.

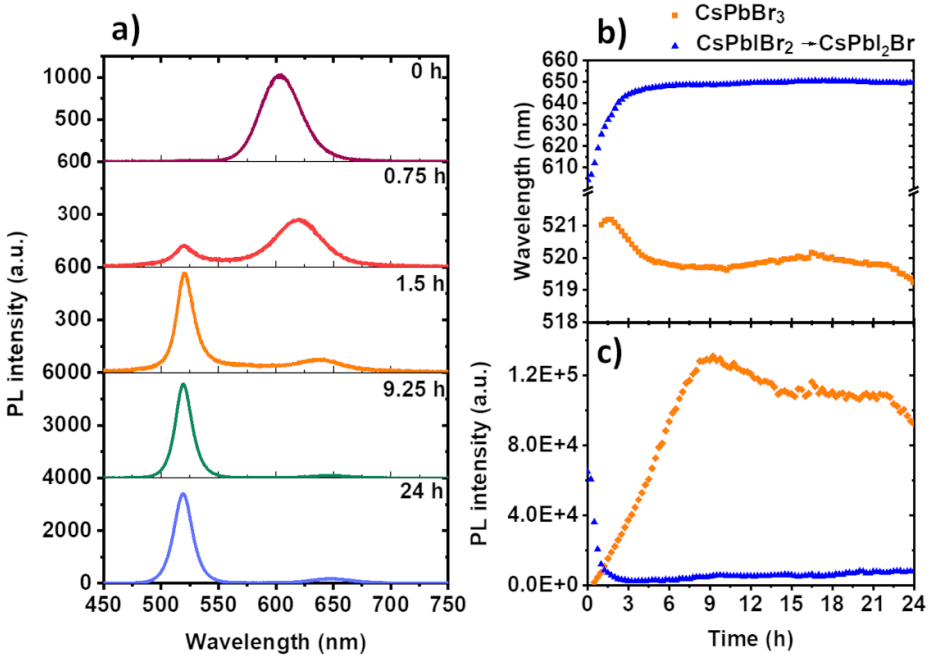


Fig. 2. a) Espectros puntuales de la muestra tomados en las horas indicadas, representaciones del desplazamiento de las bandas de emisión (b) y de las variaciones en intensidad (c) de los picos identificados.

En el instante cero (**Fig. 2a**)**,** observamos la banda centrada a 604 nm, correspondiente al gap del $CsPbIBr_2$. A medida que avanza el envejecimiento podemos comprobar cómo se produce el desplazamiento de dicha banda hacia menores energías, hasta casi alcanzar los 651 nm. Al ser el desplazamiento superior a 40 nm no puede ser debido al aumento local de la temperatura por acción del láser; sino que se está produciendo la segregación de una nueva fase rica en iodo, visualizada previamente en las fronteras de grano en las medidas de CL.

A medida que la banda se desplaza hacia el rojo comienza a segregarse $CsPbI_2Br$, identificado en la banda a 645 nm pasadas 3.25 h. Tras 24 h, dicha banda se ha desplazado hasta alcanzar los 651 nm, lo que corresponde con un agregado intermedio entre $CsPbI_2Br$ (645 nm) y $CsPbI_3$ (728.8nm).

Por otro lado, en el rango de altas energías, pasada la primera hora desde el inicio de la experiencia, aparece una banda a 520 nm, la cual está asociada con la fase $CsPbBr_3$. En la **Fig. 2c** vemos como la intensidad de esta banda aumenta con el tiempo de envejecimiento con la luz UV, alcanzando su máximo pasadas 9 h. A partir de dicho instante su intensidad decae ligeramente, pasando a permanecer constante durante las siguientes 8 h.

CONCLUSIONES

El estudio mediante estas técnicas ha permitido corroborar la formación de fases ricas en I en las fronteras de grano y cómo la acción de la irradiación UV favorece la formación de éstas. Pasada la primera hora desde el inicio de la experiencia, aparece la banda asociada con $CsPbBr_3$, fase que se estabiliza alcanzando su máximo de intensidad pasadas 9 h y permaneciendo constante durante las 8 h siguientes. El siguiente paso sería comprobar si la nueva fase segregada después del proceso de envejecimiento mediante irradiación UV, fase aparentemente estable, conlleva una mejora o no de la eficiencia de la perovskita.

AGRADECIMIENTOS

Este trabajo ha sido parcialmente financiado por el Ministerio de Ciencia e Innovación español (PID2021-126046OB-C22, PID2020-113533RB-C33, TED2021-130786B-I00), y Programa complementario de materiales avanzados financiado por la Junta de Castilla y León, Ministerio de Ciencia e Innovación, y Unión Europea Next Generation EU/PRTR. I. Mediavilla es becada de la Junta de Castilla y León.

REFERENCIAS/REFERÊNCIAS

EIPA: European Photovoltaic Industry Associatin Annual report 2011 (disponible en: http://www.ferven.es/EPIA/Annual_Report_2011.pdf).

Gu Y., Wang H., Sun J, Lu Y., Luo P. And Hu J. (2023). Fabrication of efficient and stable wide band gap $CsPbIBr_2$ inorganic perovskite solar cells via doping with lead chloride compound. *J. Alloys Compd*. 963, 0925-8388.

Guo, Y., Yin, X., Liu, J., Wen, S., Wu, Y. and Que, W. (2019), Inorganic $CsPbIBr_2$-Based Perovskite Solar Cells: Fabrication Technique Modification and Efficiency Improvement. *Sol. RRL.* 3, 1900135.

NREL Best research-cell efficiencies (disponible en: www.nrel.gov/pv/cell-efficiency.html)

Pistor P., Ruiz A., Cabot A. and Izquierdo-Roca V. (2016). Advanced Raman Spectroscopy of Methylammonium Lead Iodide: Development of a Non-destructive Characterisation Methodology. *Sci. Rep.* 6, 35973.

Sha W. E. I., Ren X., Chen L. and Choy W. C. H. (2015). The efficiency limit of $CH_3NH_3PbI_3$ perovskite solar cells. *Appl. Phys. Lett.* 106, 221104

Shuzhang Y., Liang W., Liguo G., Junmei C., Qianji H., Fengyang Y., Yusuke K., Chu Z., Meiqiang F., Guoying W. and Tingli M. (2020). Excellent Moisture Stability and Efficiency of Inverted All-Inorganic $CsPbIBr_2$ Perovskite Solar Cells through Molecule Interface Engineering. *ACS Appl. Mater. Interfaces*. 12, 13931-13940.

Stewart A.W., Bouich A. and Soucase B.M. (2021). Enhancing the stability and crystallinity of $CsPbIBr_2$ through antisolvent engineering. *J. Mater. Sci.* 56, 20071–20086.

Tai Q., Tang K.C. and Yan F. (2019). Recent progress of inorganic perovskite solar cells. *Energy Environ. Sci*. 12, 2375.

Yang X., Cao C., Hu S., Qiu J., Ge J., Jiang Q., Sheng C. (2021). Phase segregation in mixed halide perovskite by post-treatment of methylammonium halides. *Vacuum.* 194, 110624.

SEGUIMIENTO DE SOILING EN PANELES SOLARES Y ANÁLISIS ANALÍTICO DE CURVAS CARACTERÍSTICAS

Enguix G., Villarroya P.D, Valdelomar P.C. Gómez-Amo, J.L., Utrillas M.P

Solar Radiation Group (GRSV). Dpt. De Física de la Tierra y la Termodinámica, Universitat de València. C/Dr. Moliner 50, 46100, Burjassot, Spain. gonzalo.enguix@uv.es

RESUMEN

El *soiling*, la acumulación de sedimentación de cualquier tipo, dificulta el funcionamiento de los paneles solares fotovoltaicos. Para cuantificar las pérdidas energéticas asociadas al soiling, se ha desarrollado un sistema constituido por 4 paneles y 2 DustIQs conectados a un Arduino. Este sistema está instalado en la estación de medidas atmosféricas de Burjassot (BASS) y permite tomar medidas rutinarias de las curvas i-V en condiciones ambientales. Hemos utilizado estas curvas para calcular índices de *soiling* y observar su evolución tanto a corto como a largo plazo. Estos indices de soiling se basan en las diferencias observadas entre paneles que se limpian de forma rutinaria (una vez al día) y otros que se dejan ensuciar de forma natural. En este trabajo, los índices de soiling se derivan directamente de las medidas experimentales, y también, utilizando un método de ajuste de las curvas i-V, basado en el método Newton-Raphson y el modelo de célula solar de diodo único.

PALABRAS CLAVE: Soiling, fotovoltaico, Newton-Raphson, índices

ABSTRACT

Soiling, the accumulation of sediment of any kind, has an effect on polycristaline solar panel´s energy production. A system consisting of 4 panels and 2 DustIQs connected to an arduino machine has been developed to measure i-V curves on ambient conditions in the BASS station. With this data, soiling indices are calculated to track the evolution in soiling both on the short and long term. 2 of the 4 panels are regularly cleaned, these are arranged in soiled-clean pairs, one oriented South, the other South-East. Panel pairs are callibrated betweemn them prior to data manipulation. A method to fit i-V curves based on a Newton-Raphson algorithm and the solar cell´s single diode model has also been developed and ill be used to produce soiling indices too with the idea these could be used to predict solar panel performance.

KEYWORDS: Soiling, photovoltaic, Newton-Raphson, índices

INTRODUCCIÓN

En esta era de producción energética masiva y forzosa es imperativo encontrar alternativas viables a los combustibles fósiles y que operen de más eficiente posible. La energía solar fotovoltaica es una de las mejores alternativas ya existentes. Sin embargo, es relativamente poco eficiente ya que en la relación producción-superficie es baja y por tanto se requieren grandes extensiones para convertirla en una fuente de energía viable a gran escala. Esto puede tener un gran impacto ambiental en la zona, por lo que, económica y éticamente, se debe desperdiciar la menor cantidad de energía posible.

El mantenimiento de una planta solar de gran extensión puede ser muy costoso por lo que tener un sistema de recolección de datos en tiempo real y un algoritmo de análisis de esos datos puede ayudar a reducir costes y aumentar la producción a través de la detección de averías. Otra forma en la que puede ser útil es la detección de cambios en la irradiancia que suscitan variaciones en el punto de máxima potencia.La sedimentación sobre paneles o soiling tiene un efecto relativamente pequeño pero significativo en la eficiencia de trabajo del panel en relación con la irradiancia incidente, con variaciones máximas de un día para otro del 15% (Miqueli 2020), en casos de extrema intrusión de polvo, durante incendios con gran producción de humo (consistente de diminutas particulas y gases) puede llegar hasta el 43%(Gomez-Amo 2019).El hecho de que el efecto sea pequeño hace que sea una medida muy complicada y susceptible a 'ruido' ya sea por nubes o niebla, presencia de aerosoles en cantidades variables en la atmosfera o incluso cambios de temperatura.

Este es el razonamiento por el que se ha desarrollado el sistema PASM (Photovoltaic Advanced Soiling Monitor) consistente de cuatro paneles fotovoltaicos y dos sistemas integrados de medida de soiling directa DustIQ Kipp and Zonen (medida de absorción de luz a partir de la reflexión por soiling). Los cuatro paneles se han calibrado por parejas de manera que los datos puedan ser comparables y se pueda apreciar el efecto de soiling aislándolo del resto de variables involucradas, ya que incluso paneles de las mismas características norminales en la fabricación son susceptibles a diferencias reales de operación.

Por otro lado, también se ha desarrollado un método análogo al de Abdulrazzaq et l (2022) para ajustar la curvas caracteristicas de un panel fotovoltaicos que permite modelizarlo a través de la analogía a un circuito de un diodo.

METODOLOGÍA

Medidas de Soiling

El sistema PASM desarrollado por el GRSV e instalado en la estación BASS es un sistema de adquisición de datos con una resolución temporal de 1 minuto por medida. En este periodo, el sistema traza la curva característica de los cuatro paneles. Cada curva consta de 256 puntos i-V. Además, el sistema proporciona la medida directa de soiling tomada de los registros de los DustIQ que están totalmente integrados en el sistema.

La intensidad de la corriente en los paneles es directamente proporcional a la irradiancia, por lo que los datos tomados por el sistema PASM solo pueden ser utilizados para hacer un seguimiento del soiling si estos han sido normalizados a una irradiancia especifica. En este caso se considera las condiciones estándar, E_{std} = 1000W/m^2 siguiendo la ecuación (1)

$$i_{norm} = \frac{E_{std}}{E_{BASS}} i_{BASS} \quad (1)$$

Las medidas de la irradiancia E_{BASS} son tomadas con la misma resolución temporal que las curvas i_{BASS}-V por un sistema independiente dentro de la misma estación BASS a través de dos piranómetros que tienen la misma orientación (Sur y Sureste) e inclinación (30º) que las dos parejas de paneles. En ocasiones la intensidad de corriente es excesivamente diferente entre dos paneles, y poco coherente con la irradiancia medida. Normalmente esto se debe a la nubosidad, ya que alguno de los elementos está sombreado y los otros no. Estos datos son descartados puesto que no existe una manera precisa de calibrarlos y hacerlos comparables al resto.

A partir de esta calibración se pueden calcular índices de soiling de diversos tipos (Gostein 2015). El utilizado en este estudio será el relacionado a I_{SC} únicamente.

$$SR_{I_{sc}} = \frac{I_{sc,soiled}}{I_{sc,clean}} \quad (2)$$

Una vez obtenidos datos de un mes completo de curvas i-V se obtendrá el índice de soiling medio de cada día del mes entre las 11h y 13h del horario solar para así poder visualizar la variación del mismo. La intención de esta parte del trabajo será el seguimiento de la evolución del soiling y la comprobación de los efectos climáticos sobre el mismo.

Ajuste de curvas i-V

En la segunda parte del trabajo, se aplicará un método de ajuste de las curvas características de los paneles con el objetivo de producir índices de soiling a partir de los datos ajustados. Nuestro ajuste se, basa en el modelo de celda solar de diodo único, Fig. 1 y produce los valores de los coeficientes que describen el panel eléctricamente(Abdulrazzaq et l. 2022).

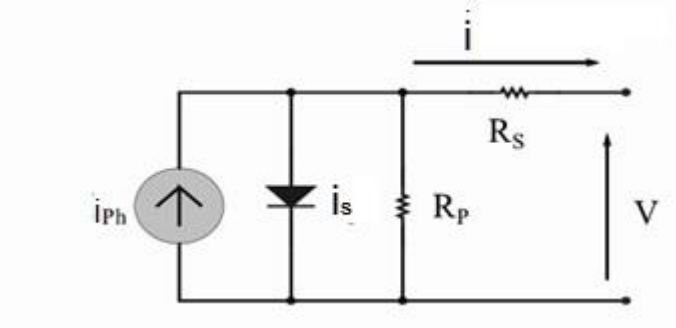


Figura 1: Circuito de diodo único análogo a una celda solar policristalina

La ecuación que describe este circuito es implícita en la corriente.

$$i = i_{ph} - i_S\left(e^{\frac{V+iR_S}{nV_t}}\right) - \frac{V+iR_S}{R_p} \quad (3)$$

es el coeficiente de diodo ideal de Shokley el cual debe estar entre los valores 1 y 2e i_s es la corriente de saturación (Sockley W. 1949), $_t$Ec. por esohace uso de la función W-Lambert, Ec.(4 para la comprobación del ajuste.

$$i = \frac{R_{sh}(i_{ph}+i_S)}{R_p+R_s} - \frac{nV_t}{R_s} W\left(\frac{R_s i_s R_p}{nV_t(R_p+R_s)} e^{\frac{R_p(V+R_p(i_{ph}+i_S)}{nV_t(R_{sh}+R_s)}}\right) - \frac{V}{R_{sh}+R_s} \qquad (4)$$

El método de ajuste es un Newton-Raphson con el cual se resuelven 5 ecuaciones derivadas de la Ec.(3). Estas se obtienen minimizando un parámetro de error con respecto a todas las variables involucradas.

$$E = \sum_{i=1}^{N}\left[i_i - i_{ph} + i_S\left(e^{\frac{V_i+i_i R_S}{nV_t}} - 1\right) + \frac{V_i+i_i R_s}{R_p}\right]^2 \qquad (5)$$

Cada uno de los parámetros, iph, is, Rs, Rph y n es iniciado en función de ciertas características de la curva i-V que proporcionan información de cada uno (Abdulrazzaq et al. 2022). Es la Ec.(5) la que se minimiza con respecto a todos los parametros, por lo que el ajuste se basa en reducir los errores de los parámetros al máximo. Gracias a esto el algoritmo no solo calcula los coeficientes del ajuste si no también su error asociado.

Este método supone un problema de computación la comprobación del ajuste dado que el trabajo originalque, corrientes son considerablemente grandes. que el ajuste no puede producirse por un overflow que da valores sin sentido en la iteración próxima. Razón por la cual se utiliza un método de comprobación diferente. Este consiste en el calculo de la dispersión de las diferencias entre la curva ajustada y la original en cada iteración del Newton-Raphson. La curva ajustada se produce reintroduciendo los valores de intensidad y tensión originales con los parámetros calculados en la última iteración del Newton-Raphson hasta que la dispersión de la diferencia es inferior a 0.12 A. Trabaja recursivamente hasta que cada valor de intensidad se reproduce en la Ec.(3).

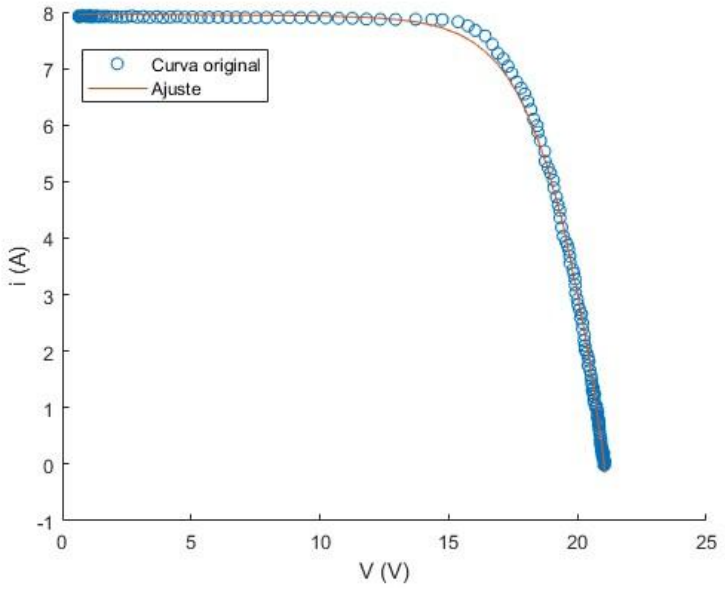


Figura 2: Curva i-V de un panel fotovoltaico policristalino de la estación BASS junto con su ajuste
Los valores del ajuste que describen el panel se observan en la Tabla 1

Tabla 1: Coeficientes eléctricos obtenidos a partir del ajuste de la curva i-V de un panel fotovoltaico policristalino

COEFICIENTE	VALOR
i_{ph}	7.96 ± 0.15 A
i_s	(5.3 ± 1.2) x 10^{-6} A
R_s	0.132 ± 0.018Ω
R_{ph}	1128 ± 32 Ω
n	1.53 ± 0.02

La temperatura del panel afectará a los valores de la resistencia en serie y, como se mencionó antes, la corriente es proporcional a la irradiancia, de modo que a partir de este modelo eléctrico se podrá predecir el comportamiento de cada panel a partir de una estimación de la temperatura e irradiancia.

Los ajustes producidos son considerablemente mejores en las zonas de los ejes que en la zona de máxima potencia Fig.2, lo cual no supone un problema dado que el índice de soiling que se considera es el $SR_{i_{sc}}$ sc una limitación en el uso predictivo del sistema a la hora de estimar puntos de potencia máxima.

RESULTADOS

Medidas de Soiling

Se ha calculado el índice de soiling $SR_{i_{sc}}$ para los paneles orientados Sur durante el mes de enero de 2024 entre las 11:00 y 13:00 hora solar. Tomando una media del índice para cada día a partir de una media de los índices de soiling calculados para cada minuto del mismo, es decir el soiling instantáneo. Lógicamente esta medida es muy estable ya que las variaciones son mínimas a lo largo del día salvo que se den eventos meteorológicos o haya coberturas parciales(el panel cubierto pero no el piranómetro o viceversa) dando valores sin sentido los cuales se descartan.

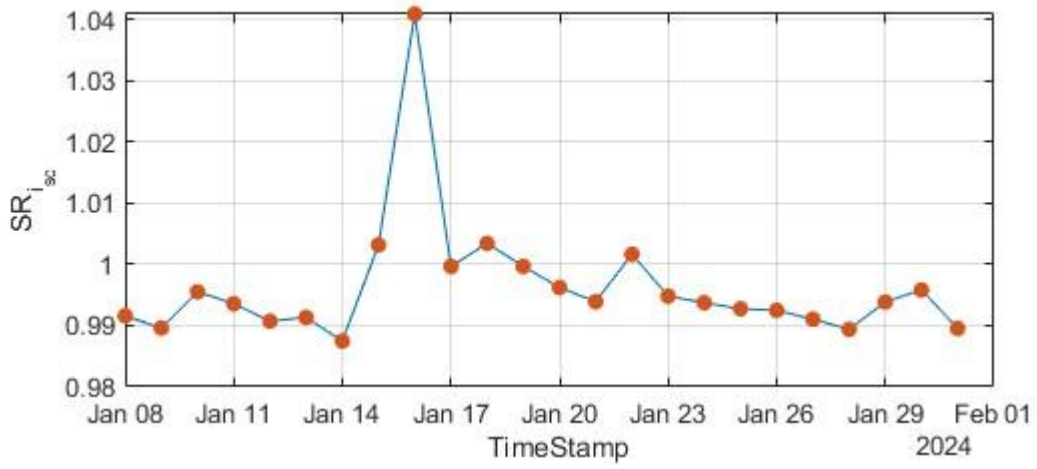


Figura 3: Medidas del índice de soiling a lo largo del mes de enero 2024

En la figura 3 se puede observar como el soiling tiene una tendencia a aumentar (SR_{isc} baja), los días de limpieza han sido el 8, 10, 11, 12, 15, 17, 23, 24 ,26 y 29 de enero habiendo un espacio de 5 días entre 17 y 23 por lluvias intensas en el cual no se limpió y para ver el efecto causado y bajo la suposición de que la lluvia limpiaría los paneles.

Se puede ver bastante claramente como el soiling disminuye tras los días de limpieza mientras el panel limpio se va ensuciando, al limpiarlo se puede observar el soiling acumulado en el panel sucio los últimos días. Como las condiciones meteorológicas pueden tanto sedimenta como limpiar los paneles el efecto de estas limpiezas no siempre se ve con la misma claridad, es particularmente fácil ver el cambio los días de limpieza continuada como 10 y 11 que denotan una tendencia a la baja con bastante claridad (incremento del soiling). El punto más interesante del mes se encuentra de los días 15 a 19. Durante estos días hubo lluvias continuas de mayor o menor grado y por ende un cielo semicubierto de nubes haciendo que el soiling varíe de manera radical por razones tanto asociadas al mismo, lluvias, como no, sombras. Las medidas del día 16 son algo fuera de lo esperado pues indican que el panel sucio esta más limpio que el otro. Aun siendo esto una posibilidad dadas unas condiciones meteorológicas como una lluvia con barro parece más probable que sea una medida producida por la cobertura parcial del panel limpio ya que es el día de menor incidencia de lluvias del grupo de 5 días en cuestión. A partir del día 17 y a pesar de la limpieza ese día a las 8:00 hora solar, comenzaron lluvias más continuadas provocando que el índice de soiling esté alrededor de 1 pues la lluvia mantiene amos paneles igual de "limpios". Los días posteriores son algo menos eventuales con los mismos patrones de comportamiento los días de limpieza.

Es interesante ver como el índice señala un aumento en el soiling incluso los días en los que no se limpia y por tanto hay sedimentación en ambos paneles. Donde debería mantenerse más o menos estable, el soiling aumenta, muy probablemente porque el soiling depositado en el panel sucio ayuda a atrapar suciedad a mayor ritmo que el panel limpio donde habrá solo ensuciamiento por deposición natural. Esto da la clara indicación de que el mantenimiento de paneles solares debe hacerse con frecuencia ya que la acumulación de suciedad provoca un mayor ritmo de ensuciamiento en sí mismo.

CONCLUSIONES

Este trabajo una supone una primera aproximación de un estudio de la modelización de soiling juntoi con los datos de la estación meteorológica de la Universidad de Valencia. Buscaba ahondar en las estrategias posibles para hacer un seguimiento exhaustivo del soiling con distintas técnicas.

La mezcla de métodos tanto analíticos como numéricos se ha desarrollado para su posterior uso en combinación. Cada uno de ellos ha demostrado tener una fiabilidad considerablemente alta. El seguimiento del soiling a través del índice propuesto muestra una gran concordancia con el comportamiento esperado por lo que las situaciones en las que este no se ajusta pueden achacarse a efectos de interés o descartarse como datos no válidos. A través de este seguimiento con el sistema PASM se podría por tanto hacer estudios preliminares de soiling en zonas potenciales para la construcción de plantas

fotovoltaicas con las cuales la selección del lugar pueda ser lo más económicamente viable dándole al sistema otros usos útiles además del desarrollo, en un futuro, del modelo.

En cuanto a los ajustes de las curvas i-V, se ha desarrollado un nuevo método recursivo de comprobación de los ajustes el cual permite ajustar cualquier curva, incluso las que se toman con cobertura parcial de nubes con una tolerancia de 0.12 A en la desviación de la diferencia media punto a punto. Esto permitirá hacer uso de este tipo de caracterización para hacer predicciones de producción de energía además de estimar las perdidas por soiling en función de cuanta absorción pierde el panel por él, pues las corrientes están directamente relacionadas con la irradiancia y el índice de soiling es proporcional a la absorción de irradiancia por parte del sedimento en sí.

AGRADECIMENTOS/AGRADECIMIENTOS

This work is supported jointly by the Spanish Ministry of Economy and Competitiveness and the European Regional Development Fund through projects TED2021-129185B-I00 PID2021-123881OB-I00, PID2022-138730OB-I00, and the Valencian Autonomous Government project AICO/2021/341.

REFERENCIAS

Abdulrazzaq, A.K., Bognár, G., Plesz, B., An Efficient and Simple Method for Modelling Solar Cells. Journal of King Saud University - Engineering Sciences (Volume 34, Issue 1, January 2022, Pages 46-56)

Gómez-Amo J.L., M.D. Freile-Aranda, J. Camarasa, V. Estellés, M.P. Utrillas, J.A. Martínez-Lozano. 2019 Empirical estimates of the radiative impact of an unusually extreme dust and wildfire episode on the performance of a photovoltaic plant in Western Mediterranean. Applied energy journal (Volume 235 1226-1234)

Gostein M. B. Stueve1, M. Chan, Accurately Measuring PV Soiling Losses with Soiling Station Employing Module Power Measurements. 42nd IEEE Photovoltaic Specialists Conference

Micheli, L., Fernández, E. F., Muller, M., Almonacid, F., Extracting and Generating PV Soiling Profiles for Analysis, Forecasting and Cleaning Optimization. IEEE Journal of Photovoltaics (Volume: 10, Issue: 1, January 2020)

Rus, C., Muñoz, F. J., Hontoria, L., Pérez, P. J. Talavera, D. L., Almonacid, F., Aguilar, J. D., Almonacid, G., Rodrigo, P. Instalaciones Fotovoltáicas. Joxman, 2012

Shockley. W (Jul . 1949) The theory on p-n junctions un semiconductors and p-n junction transistors The bell system technical journal (28 (3): 435–489).

PROTOTIPO DE CONCENTRADOR SOLAR SUNDIAL PARA LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

Muñoz-Antón J.*, Cano J.**, San Millán, J.***, Martínez-Val, J.M.*,**, Florido C.****, Sánchez J.L. ****, Rendo D. ****

*Thermal Energy for Sustainability (TE4S), Universidad Politécnica de Madrid, José Gutiérrez Abascal 2, 28006, Madrid, España, javier.munoz.anton@upm.es

**Oficina Técnica, Fundación para el Fomento de la Innovación Industrial (F2I2), Tecnogetafe. C/ Eric Kandel, 1, 28906, Getafe, Madrid, España, jcano@ffii.es

***Nuevas Instalaciones, Fundación para el Fomento de la Innovación Industrial (F2I2), Tecnogetafe. C/ Eric Kandel, 1, 28906, Getafe, Madrid, España, jsanmillan@ffii.es

****Ingeniería I+D+I, SISTEM CSP Group, Parque Tecnológico Tecnogetafe, Avenida Rita Levi Montalcini 2, 28906 Getafe, Madrid, España, drendo@sistem-group.com

RESUMEN/RESUMO

Este trabajo describe las principales características de un sistema de seguimiento solar, SUNDIAL, que desde hace más de 5 años viene siendo desarrollado por el grupo de investigaciones TE4S. Si bien, hasta la fecha se venía trabajando con sus capacidades de concentración solar con la finalidad de un aprovechamiento térmico. En este trabajo se presenta la primera aproximación a la integración del concentrador solar SUNDIAL y energía solar fotovoltaica. Para ello, se han dispuesto diversos modelos teóricos que han servido para desarrollar un montaje experimental, el cual se describe en esta comunicación, junto con las principales características y resultados de aprovechamiento solar fotovoltaico. Se han encontrado resultados de gran interés, ya que este concepto de diseño demuestra elevadas prestaciones de captación solar con seguimiento azimutal y materiales de construcción baratos y fáciles de encontrar en la mayoría de los polígonos industriales.

PALABRAS CLAVE/PALAVRAS-CHAVE: Energía Solar, seguimiento azimultal, fotovoltaica,

ABSTRACT

This work describes the main characteristics of a new solar tracking system, SUNDIAL, which has been developed for more than 5 years by the TE4S research group. However, to date it has been working with its solar concentration capabilities for the purpose of thermal use. This work presents the first approach to the integration of the SUNDIAL solar concentrator with photovoltaic solar energy. To this end, various theoretical models have been set up that have served to develop an experimental setup, which is described in this communication, along with the main characteristics and results of photovoltaic solar exploitation. Results of great interest have been found, since this design concept

demonstrates high solar collection performance with azimuthal tracking and cheap construction materials that are easy to find in most industrial estates.

KEYWORDS: Solar Energy, azimutal tracking, photovoltaics

INTRODUCCIÓN

El contexto energético actual exige de soluciones tecnológicas que den lugar a un mejor aprovechamietno de energías renovables tanto en el sector residencial como industrial [Thirunavukkarasu et al., 2023]. A este repecto, conceptos como el SUNDIAL [Cano-Nogueras et al., 2021], que se muestra en la figura 1, ofrecen características de gran interés para conseguir una adecuada integración, por ejemplo: diseño compacto con un nivel de concentración moderado, independencia de elementos tecnológicos restringidos a un número excaso de proveedores, facilidad de construcción y uso de materiales de bajo coste de fácil acceso en un polígono industrial de tamaño medio.

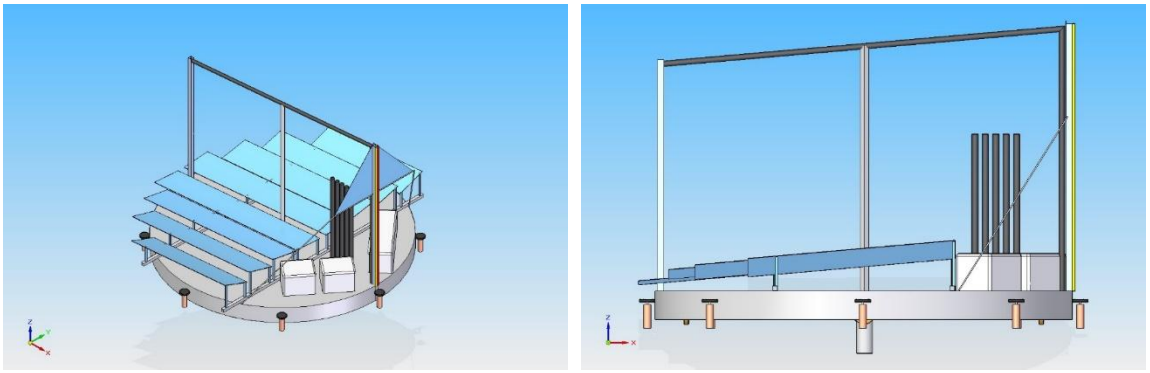


Fig. 1. Prototipo de concentración solar SUNDIAL [Cano-Nogueras, 2020].

Con esta filosofía, el concepto de receptor solar de concentración para niveles de concentración moderados está siendo desarrollado de forma paralela para dos formas de aprovechamiento diferentes: en cuanto a sus prestaciones térmicas en el proyecto de financiación europea ASTEP [Abbas et al., 2023] y en cuanto a sus prestaciones en producción de energía eléctrica mediante el proyecto BrainEn [SISTEM-CPS, 2024]. Esta comunicación se refiere a la segunda de las dos formas de aprovechamiento descritas previamente, y trata de resumir los objetivos y características principales del prototipo asociado a este objetivo.

Así, el presente trabajo persigue el conocimiento de las prestaciones comparativas de varias formas de aprovechamiento fotovoltaico del concepto SUNDIAL (Fig. 1), evaluando las necesidades de diseño, disipación de calor en la placa fotovoltaica, límites de operación, concentración máxima, temperaturas que se alcanzan, etc.

CONCEPTO SUNDIAL

El colector Fresnel rotatorio consiste en una plataforma horizontal que gira alrededor de un eje vertical, sobre la plataforma se instala un concentrador lineal. Este concentrador debe ser simétrico, de manera que el eje de rotación vertical pertenezca al plano de simetría, lo cual difiere de otras configuraciones encontradas en la literatura, Biencinto et al., 2014. La condición de funcionamiento del RFC (Rotatory Fresnel Collector) es que el sol debe estar en el plano de simetría, es decir, el RFC debe girar a lo largo del día. Para ello es necesario colocar la plataforma sobre unos juegos de ruedas que se guían con un movimiento circular.

La vía de las ruedas puede ser horizontal o cónica. Una configuración cónica podría ayudar a garantizar que el eje vertical se mantenga fijo, ya que esto es de vital importancia para que el concentrador colocado en la plataforma horizontal pueda concentrar correctamente la radiación incidente. Hay que tener en cuenta que el lado exterior de la rueda recorre una distancia mayor que el lado interior, lo que conduce al ángulo de cono adecuado. Sin embargo, la precisión requerida para el seguimiento del sol se logra con ruedas comerciales para andamios y otras aplicaciones industriales. Esas ruedas (de 40 cm de diámetro) soportan 500 kg con un ancho inferior a 20 cm, lo que hace que la presión sobre la marcha de las ruedas pueda superar los 50 N/cm^2, siendo necesaria para ello una vía redonda adecuada y resistente.

Este sistema conduce a un ángulo transversal incidente nulo en todo momento, lo que implica ausencia de pérdidas por sombreado o bloqueo y, lo que es más importante, implica que los espejos no requieren de un sistema de seguimiento cada uno. Los espejos están continuamente en la misma posición relativa desde el receptor colocado en la línea focal general, que está en el medio del estrecho haz de líneas focales de cada espejo individual. Como resultado, el sistema se vuelve muy rígido y simple. De hecho, siempre es el mismo sistema, donde el único objeto que cambia a lo largo del día es el Sol. Por lo tanto, la geometría de enfoque es invariante y el sistema puede representarse en función del ángulo cenital del Sol medido en el plano de alineación, que es el plano vertical local definido por el Sol y la línea focal, que a su vez es el plano de simetría, Abbas et al., 2013.

Aunque el ángulo transversal de incidencia es muy bajo, el ángulo longitudinal de incidencia se vuelve muy importante cuando la altitud del sol es baja, es decir, durante la mañana y la tarde. Además, se ha demostrado en trabajos previos (Montes et al 2009, Huang et al., 2014, Hoyer et al, 2009) que los sistemas Fresnel son más sensibles a la variación del ángulo longitudinal, lo que reduce tanto el factor de interceptación como el ratio de concentración.

Por lo tanto, resulta muy recomendable inclinar el campo de Fresnel instalado en el RFC hacia el Sol. Además, se requiere un sistema de espejos transversales en el extremo más alejado del receptor (del Sol) para reducir las pérdidas en los extremos, sobre todo si el receptor es muy corto. Cabe señalar, sin embargo, que el tamaño de la plataforma no tiene limitaciones estrictas, sino el ángulo de inclinación. Si el diámetro de la plataforma es demasiado grande, la altura máxima puede encarecer demasiado el sistema. Se debe llegar a un equilibrio entre el aumento de la captura de radiación y la complejidad del sistema para definir la inclinación óptima.

Este concepto supuso a su vez una nueva metodología para la instalación de espejos. Esta metodología permite el uso de espejos planos delgados, que son muy económicos en comparación con los espejos utilizados por los colectores cilindroparabólicos. Estos se fabrican con la curvatura permanente necesaria para la aplicación. Por el contrario, los espejos planos estándar se curvan con un dispositivo especial pero sencillo que se puede ajustar a las especificaciones definidas en cada caso, como se describirá más adelante.

La Fig. 2 muestra el sistema completo de un RFC de pequeña escala que se construido en Tecnogetafe (cerca de Madrid, España), que incluye los disipadores de calor (al aire) que también se colocan en la plataforma para simplificar la refrigeración.



Fig. 2. Prototipo de concentración solar SUNDIAL construido en TecnoGetafe, Getafe, Madrid, España [Cano-Nogueras et al, 2021].

La operación con este sistema fue altamente satisfactoria desde el punto de vista de las capacidades de concentración, obteniéndose un procedimiento sencillo y fiable de apunte y modeerada concentración. Esto se aprecia en la figura 3, donde se ve como, durante el transporte desde la nave de montaje hasta la ubicación del dispositivo, el reflejo de una de las líneas de espejos revela claramente el desajuste de uno de los módulos en la imagen inferior central. El reflejo que se produce sobre la fachada del edificio cercano en revela como el último modulo (más a la derecha) produce una traza más difusa que el resto. Se pudo comprobar posteriormente el desajuste de dos de las sujecciones de los espejos sobre su bastidor, lo que ocasionaba ese problema.



Fig. 3. Prototipo de concentración solar SUNDIAL construido en TecnoGetafe, Getafe, Madrid, España durante el proceso de montaje [Cano-Nogueras et al, 2021].

Como complemento a esta experiencia experimental, se midió mediante termopares y medida de la radiación solar concentrada recibida la capacidad de concentración solar del sistema, encontrando como superaba las expectativas, tanto por las medidas obtenidas

como por la destrucción de los sensores utilizados a tal efecto, tal y como muestran las figuras 4 y 5.



Fig. 4. Prototipo de concentración solar SUNDIAL construido en TecnoGetafe, Getafe, Madrid, España durante las medidas de la capacidad de concentración [Cano-Nogueras et al, 2021].

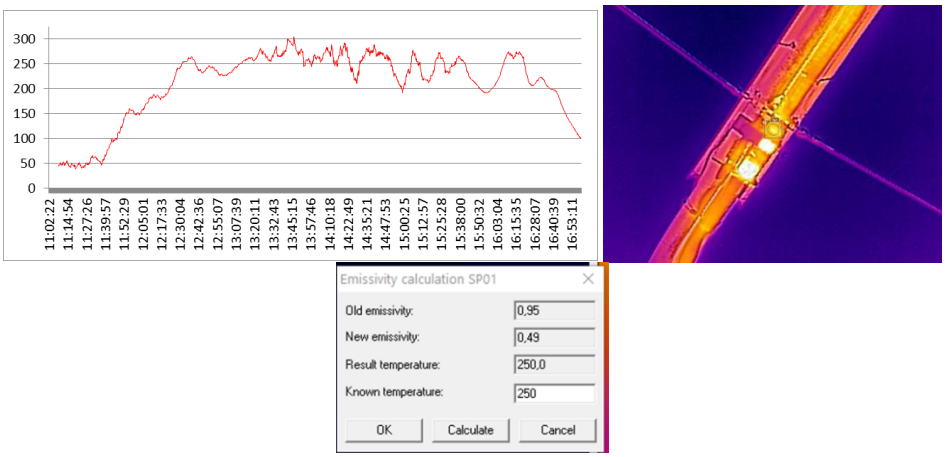


Fig. 5. Prototipo de concentración solar SUNDIAL construido en TecnoGetafe, Getafe, Madrid, España medidas de temperatura y emisividad del receptor [Cano-Nogueras et al, 2021].

La apuesta por este tipo de de baja concentración para su aprovechamiento a temperaturas moderadas (Abbas et al., 2023) viene de estudios anteriores del grupo de investigación, en los cuales se demostró que la relación entre valores de temperatura del fluido calentado y concentración de la radiación solar en el receptor se puede mensurar, estableciendo criterios sobre que concentración es necesaria en funcnión de valores de temperatura que se desea alcanzar (Muñoz-Antón et al, 2011, Abbas et al., 2012). La figura 6 muestra un ejemplo de estos resultados, donde queda patente los dos regímenes de comportamiento térmico encontrados: para valores bajos de la variable del eje de abscisas (concentración solar) la variación de la variable a estudio es muy elevada (aumento en el rendimiento del colector), pero para valores elevados de la variable del eje de abscisas (concentración solar) la variación de la variable a estudio es muy baja (el rendimiento se vuelve prácticamente constante).

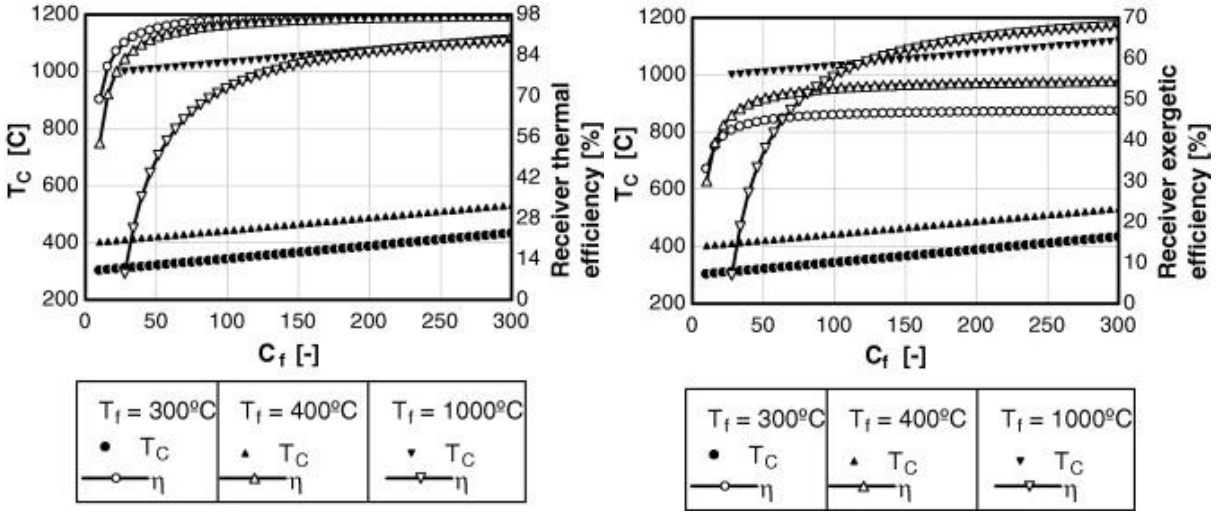


Fig. 6. Eficiencia del colector y temperatura de la superficie absorbedora frente al factor de concentración, para tres valores de temperatura del fluido a la salida del receptor (300 °C, 400 °C y 1000 °C). (Muñoz-Antón et al., 2011).

PROPUESTA BRAINEN

El sistema Sundial concentra la radiación solar según se indica en publicaciones previas del equipo de investigación [Cano-Nogueras et al., 2021, Abbas et al., 2012] mediante espejos planos convencionales que se curvan con un procedimiento desarrollado por el propio equipo de de investigación instalados en un sistema de seguimiento azimuntal [Cano-Nogueras et al., 2021]. Los ensayos propuestos presentan 5 variantes que estudian las 5 alternativas con fines comparativos (tabla 1) para la misma tipología de célula fotovoltaica que se describe en la tabla 2.

Tabla 1. Variantes para los ensayos.

Alternativa	Posición panel fotovoltaico	Descripción resumida
#1	Fijo en el suelo	Panel plano horizontal
#2	Fijo en el suelo	Panel plano inclinación 40º
#3	Seguimiento SUNDIAL	Panel plano inclinación 40º seguimiento azimutal sin concentración
#4	Seguimiento SUNDIAL	Panel plano en receptor sin refrigeración forzada y sin concentración
#5	Seguimiento SUNDIAL	Panel plano en receptor con refrigeración forzada y con concentración

Estos 5 modelos servirán para comprobar las prestaciones comparativas de la misma tipología de célula fotovoltaica atendiendo a diferentes formas de orientación solar y de refrigeración de la misma. Es sabido que el aumento de la intensidad de radiación mejora la producción de energía del panel fotovoltaico pero que, al aumentar la concentración, se produce un aumento de la temperatura del propio panel fotovoltaico, lo que hace disminuir su rendimiento. Es por ello por lo que se plantea estudiar el mismo tipo de panel sin

concentración ni seguimiento ni refrigeración, sin concentración con seguimiento sin refrigeración, con concentración con seguimiento sin refrigeración y con concentración con seguimiento y con refrigeración. En todo caso, las alternativas que consideran concentración tendrán asociado unos disipadores aleteados, para evitar alcanzar la temperatura de deterioro de las células fotovoltaicas.

Tabla 2. Características de célula fotovoltaica del panel plano [Maxeon, 2024].

Modelo	MaxeonTM GEN III Ultra Peak Performance	
Potencia máxima [Wp]	3.72	
Efficiency [%]	24.3	
Voltaje máxima potencia [V]	0.632	
Intensidad máxima potencia [A]	5.89	
Voltaje de circuito abierto [V]	0.73	
Intensidad de circuito cerrado [A]	6.18	
Coeficientes de temperatura	Voltaje [mV/ºC]	-1.74
	Corriente [mA/ºC]	2.9
	Potencia [%/ºC]	-0.29

Según se describe en la tabla 1, las alternativas 1 y 2 estarán fijas al suelo, la primera presentará el panel fotovoltaico en posición horizontal y la segunda con la inclinación óptima para Madrid (España), que resulta ser de 40º respecto a la horizontal.

La alternativa 3 tendrá la misma inclinación que la alternativa 2, pero en lugar de estar fijado al suelo se colocará en la plataforma del Sundial, lo que implica un giro azimultal.

Las alternativas 4 y 5 se colocarán en dos ubiaciones habilitadas al efecto en el receptor del Sundial, estando la 4 colocada sin más y la número 5 con un sistema de convección forzada para incrementar la refrigeración. Ambas (alternativas 4 y 5) disponen de disipadores de calor en toda su parte posterior.

En la figura 7 se puede apreciar la configuración del Sundial para este experimento, así como el receptor donde irán ubicadas las alternativas 4 y 5

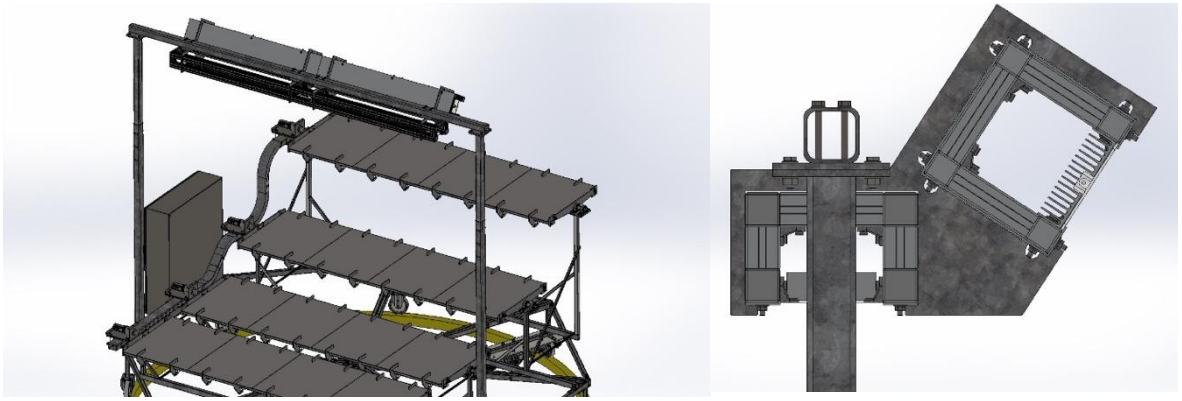


Fig. 7. Representaciones 3D del sistema Sundial previsto para el proyecto BrainEn (Cortesía de la empresa CPS SISTEM, colaboradora del proyecto).

CAMPAÑA EXPERIMENTAL

La campaña experimental es ha iniciado a mayo de 2024 analizando las prestaciones de las alternativas #1 y #2 de la tabla 1 dando lugar a los resultados que se muestran en la figura 8. Puede verse en ella los perfiles de producción de energía atienden a lo esperado habida cuenta de que no tiene ninguno concentración, que están orientados al sur y que el #1 se dispone en posición horizontal y el #2 se dispone inclinado 40º.

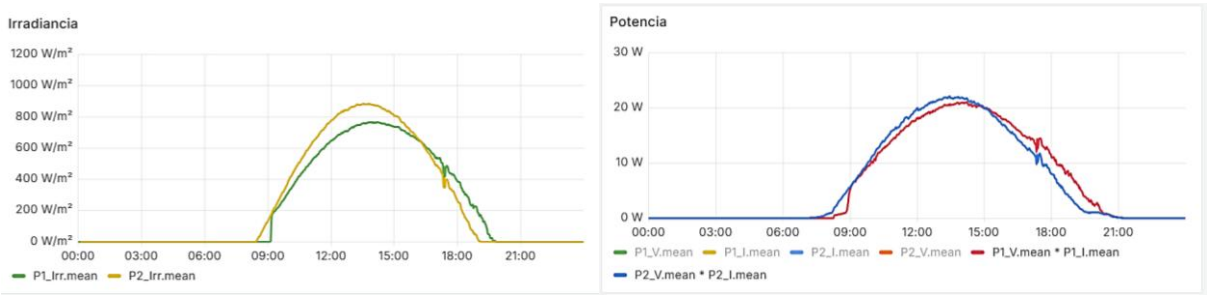


Fig. 8. Datos recogidos en el primer día de ensayos del dispositivo para las altertanivas #1 y #2.

En la figura 9 se aprecian fotografías del estado actua del montaje de la instalación, estando las alternativas #1 y #2 operativas, la #3 instalada pero no operativa y las alternativas #4 y #5 sin instalar aún. Se espera la obtención de resultados para finales del mes de mayo de 2024.



Fig. 9. Izquierda: bastidor y reloj de sol para alternativas #3, #4 y #5. Derecha: bastidor e instalación de alternativas #1 y #2.

CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

El aprovechamiento de energía solar térmica o fotovoltaica viene estando sujeto desde hace años a ciertos proveedores especializados. Conceptos como Sundial permiten cierta democratización de esta forma de aprovechamiento al poder construirse todo el sistema de soporte y seguimiento en polígonos industriales relativamente generalistas, evitando la dependencia de tecnólogos muy especializados que impiden una competencia más extendida que permita unos precios más ajustados.

El uso del concepto Sundial está dando lugar a la demostración de que equipos más baratos pueden ser utilizados para conseguir calor de proceso hasta 220ºC (Abbas et al., 2023) y

actualmente se está demostrando la fácil adaptabilidad de este concepto a la generación fotovoltaica con baja concentración.

Se esperan los resultados completos para finales del mes de mayo 2024, una vez se tengan en las instalaciones todos los componentes que faltan por instalar.

AGRADECIMIENTOS

Los autores desean agradecer la colaboración e implicación de los equipos de trabajo del proyecto BrainEn de la Universidad Politécnica de Madrid, la Fundación para el Fomento de la Innovación Industrial y de SISTEM-CPS. Este trabajo ha sido financiado por Programa de Recuperación, Transformación y Resiliencia financiado por CDTI, MIG-20211033, Misiones BrainEn

REFERENCIAS

R. Abbas, J. Muñoz, J.M. Martínez-Val, Steady-state thermal analysis of an innovative receiver for linear Fresnel reflectors, Applied Energy, Volume 92, 2012, Pages 503-515, ISSN 0306-2619

R. Abbas, J. Muñoz-Antón, M. Valdés, J.M. Martínez-Val, High concentration linear Fresnel reflectors, Energy Conversion and Management, Volume 72, 2013, Pages 60-68, ISSN 0196-8904

Abbas, R., Barbero, R., Rovira, A., Barnetche, M., SunDial, a new collector for solar heat for industrial processes: Optical and thermal design, Thermal Science and Engineering Progress, Volume 44, 2023, 102025, ISSN 2451-9049

M. Biencinto, L. González, E. Zarza, L.E. Díez, and J. Muñoz-Antón. Performance model and annual yield comparison of parabolic-trough solar thermal power plants with either nitrogen or synthetic oil as heat transfer fluid. Energy Conversion and Management, 87(0):238 – 249, 2014. ISSN 0196-8904.

Cano Nogueras, J. (2020) Thermo-Economic Optimization of Solar Thermal Devices by Coherent Integration of Technologies. Energy and Power Engineering, 12, 671-707.

Cano-Nogueras, J.; Muñoz-Antón, J.; Martinez-Val, J.M. A New Thermal-Solar Field Configuration: The Rotatory Fresnel Collector or Sundial. Energies 2021, 14, 4139

Hoyer, M., Riffelmann, K. J., Benitez, D., & Nava, P. (2009). Performance and Cost Comparison of Linear Fresnel and Parabolic Trough Ccollectors. Proceedings of SolarPaces.

F Huang, L Li, W Huang, Optical performance of an azimuth tracking linear Fresnel solar concentrator, Solar Energy, Volume 108, October 2014, Pages 1-12, ISSN 0038-092X.

M.J. Montes, A. Abánades, J.M. Martínez-Val, M. Valdés, Solar multiple optimization for a solar-only thermal power plant, using oil as heat transfer fluid in the parabolic trough collectors, Solar Energy, Volume 83, Issue 12, 2009, Pages 2165-2176, ISSN 0038-092X

J Muñoz, JM. Martinez-Val, A Ramos, Thermal regimes in solar-thermal linear collectors, Solar Energy, Volume 85, Issue 5, 2011, Pages 857-870, ISSN 0038-092X

Maxeon Solar Technologies, https://sunpower.maxeon.com/, último acceso: 26/02/2024

SISTEM-CPS Group, BrainEn Project. https://www.grupo-cps.com/. Último acceso 26/02/2024

Thirunavukkarasu, M., Sawle, Y., Lala, H., A comprehensive review on optimization of hybrid renewable energy systems using various optimization techniques, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 176, 2023, 113192, ISSN 1364-0321

ELETRICIDADE SOLAR PARA AUTO-CONSUMO EM APLICAÇÕES MÓVEIS

Bunge L.*, Correia J.*, Rica H.*, Pires C.*, Duarte D.*, Oliveira H.*, Fialho L.*, Cavaco A.*, Horta P.*

*Cátedra Energias Renováveis, Universidade de Évora. Pólo da Mitra da Universidade de Évora, Edifício Ário Lobo de Azevedo, 7000-083 Nossa Senhora da Tourega, Portugal

lisa.bunge@uevora.pt, joana.correia@uevora.pt, henrique.rica@uevora.pt, celisio@uevora.pt, duarte@uevora.pt, helena.oliveira@uevora.pt, lafialho@uevora.pt, acavaco@uevora.pt, phorta@uevora.pt

RESUMO

No âmbito do projeto SUN2CLARA, foi desenvolvida uma unidade móvel de geração de energia solar com capacidade de armazenamento para uso em contextos rurais sem ligação à Rede Elétrica de Serviço Público (RESP). Instalada num reboque automóvel, esta unidade fotovoltaica foi projetada para garantir o fornecimento de energia elétrica ao centro CLARA (Center for Rural Future), situado em Odemira, Portugal. Além de satisfazer as necessidades de consumo elétrico do centro, a unidade móvel tem como objetivo promover a conscientização sobre a redução do consumo energético, o uso de equipamentos rurais e a educação em escolas, contribuindo assim para a divulgação do desenvolvimento sustentável. O desenvolvimento desta unidade foi composto por 2 processos principais: o desenho/dimensionamento e a construção do sistema. Esta unidade resulta de uma parceria entre a Cátedra de Energias Renováveis da Universidade de Évora e o centro CLARA, como parte do projeto SUN2CLARA.

PALAVRAS-CHAVE: Reboque Solar, Energia Solar, Unidade Móvel, Equipamentos Rurais, Sustentabilidade

ABSTRACT

Within the SUN2CLARA project, a mobile solar energy generation unit with storage capacity was developed for use in rural contexts without access to the Public Service Electric Grid (RESP). Installed on a trailer, this photovoltaic unit was designed to supply electricity to the CLARA center (Center for Rural Future) in Odemira, Portugal. Besides meeting the center's electricity needs, the mobile unit aims to raise awareness about reducing energy consumption, using rural equipment, and educating in schools, thus contributing to promoting sustainable development. The development of this unit involved two main processes: design/sizing and construction of the system. This unit is the result of a partnership between the Renewable Energy Chair at the University of Évora and the CLARA center, as part of the SUN2CLARA project.

KEYWORDS: Solar Trailer, Solar Energy, Mobile Unit, Rural Equipment, Sustainability

INTRODUÇÃO

A estratégia de descarbonização da economia presente na atual política energética assenta em larga medida numa crescente eletrificação dos consumos de energia final e na instalação de capacidade de produção elétrica de base renovável. Neste cenário, não obstante o domínio previsto para a produção centralizada, a produção descentralizada em sistemas de autoconsumo assume, também, um papel com crescente relevo enquanto elemento para uma "transição justa" e por via de novos modos de organização de sistemas de produção/consumo em comunidade. Acresce a este argumento a necessidade de consumos deslocalizados e/ou sazonais em zonas com pouca ou inexistente infraestrutura energética, tipicamente relacionados com atividades agrícolas e/ou turísticas, para dar alguns exemplos.

Este projeto teve como objetivo o desenvolvimento de uma unidade móvel de geração de energia solar com capacidade de armazenamento em contexto rural sem ligação à RESP. Com esta unidade pretende-se assegurar não apenas o perfil de consumo elétrico do centro CLARA (Center for Rural Future, uma iniciativa do PROJECT EARTH, Odemira - Portugal), mas também promover ações de capacitação, incluindo-se na seguinte utilização prevista: consumos energéticos de iluminação e equipamentos de espaço coworking, capacidade para utilização de equipamentos de potência para a realização de obras e manutenção em instalações rurais, servir como ferramenta educativa ou formativa para atividades em escolas de nível básico ou secundário do Alentejo e promover a disseminação de conteúdos de desenvolvimento sustentável para um público diverso, alinhando-se com a missão do CLARA.

O presente artigo aborda o processo de dimensionamento e construção do sistema, incluindo as atividades de capacitação desenvolvidas, workshop ESP32.

DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA

Esta primeira etapa começou por envolver uma análise dos módulos fotovoltaicos, um cálculo da secção dos cabos e o cálculo dos equipamentos de segurança.

No que toca aos módulos foram selecionados 4 módulos flexíveis de 310 Wp cada (Sunman SMF310M-5X12DW), especificamente devido ao reduzido peso e flexibilidade para manuseamento e transporte. Sendo estes módulos constituídos pelas seguintes características em condições STC e os seguintes coeficientes de temperatura:

- $P_{máx}$* = 310 W;
- V_{OC}* = 40,5 V;
- I_{SC}* = 9,81 A;
- V_{mpp}* = 33,3 V;
- I_{mpp}* = 9,31 A;
- α = 0,0002 Δ/ºC;

- β = -0,0028 Δ/ºC;
- γ = -0,0038 Δ/ºC.

Considerando estas especificações e o contexto em que os módulos estarão instalados, com uma temperatura mínima de 0 ºC e uma temperatura máxima de 45 ºC registada ao longo do tempo, é possível calcular a potência máxima ($P_{máx}$), a tensão de circuito aberto (V_{OC}) e a corrente de curto-circuito (I_{SC}) do módulo para essas condições térmicas:

- Para uma temperatura mínima de 0 ºC:

$$P_{máx,tmin} = P^*_{máx} * \left(1 + \gamma * (T_{min} - 25)\right) = 339{,}45\ W$$

Equação 1. Potência máxima de 1 módulo para a temperatura mínima

$$V_{OC,tmin} = V^*_{OC} * \left(1 + \beta * (T_{min} - 25)\right) = 43{,}335\ V$$

Equação 2. Tensão de circuito aberto de 1 módulo para a temperatura mínima

$$I_{SC,tmin} = I^*_{SC} * \left(1 + \alpha * (T_{min} - 25)\right) = 9{,}76095\ A$$

Equação 3. Corrente de curto-circuito de 1 módulo para a temperatura mínima

- Para uma temperatura máxima de 45 ºC:

$$P_{máx,tmáx} = P^*_{máx} * \left(1 + \gamma * (T_{máx} - 25)\right) = 286{,}44\ W$$

Equação 4. Potência máxima de 1 módulo para a temperatura máxima

$$V_{OC,tmáx} = V^*_{OC} * \left(1 + \beta * (T_{máx} - 25)\right) = 38{,}232\ V$$

Equação 5. Tensão de circuito aberto de 1 módulo para a temperatura máxima

$$I_{SC,tmáx} = I^*_{SC} * \left(1 + \alpha * (T_{máx} - 25)\right) = 9{,}84924\ A$$

Equação 6. Corrente de curto-circuito de 1 módulo para a temperatura máxima

Considerando que os 4 módulos estão ligados em série numa única string:

- Para condições STC:

$$P_{máx} = P^*_{máx} * nº\ de\ módulos\ por\ string * nº\ de\ strings = 1240\ W$$

Equação 7. Potência máxima do sistema em condições STC

$$V_{OC} = V^*_{OC} * nº\ de\ módulos\ por\ string = 162{,}00\ V$$

Equação 8. Tensão de circuito aberto do sistema em condições STC

$$I_{SC} = I_{SC}^{*} * nº\ de\ strings = 9{,}81\ A$$

Equação 9. Corrente de curto-circuito do sistema em condições STC

$$V_{mpp} = V_{mpp}^{*} * nº\ de\ módulos\ por\ string = 133{,}20\ V$$

Equação 10. Tensão para o ponto de máxima potência do sistema em condições STC

$$I_{mpp} = I_{mpp}^{*} * nº\ de\ strings = 9{,}31\ A$$

Equação 11. Corrente para o ponto de máxima potência do sistema em condições STC

- Para uma temperatura mínima de 0 ºC:

$$P_{máx} = P_{máx,tmin} * nº\ de\ módulos\ por\ string * nº\ de\ strings = 1357{,}80\ W$$

Equação 12. Potência máxima do sistema para a temperatura mínima

$$V_{OC} = V_{OC,tmin} * nº\ de\ módulos\ por\ string = 173{,}34\ V$$

Equação 13. Tensão de circuito aberto do sistema para a temperatura mínima

$$I_{SC} = I_{SC,tmin} * nº\ de\ strings = 9{,}76\ A$$

Equação 14. Corrente de curto-circuito do sistema para a temperatura mínima

- Para uma temperatura máxima de 45 ºC:

$$P_{máx} = P_{máx,tmáx} * nº\ de\ módulos\ por\ string * nº\ de\ strings = 1145{,}76\ W$$

Equação 15. Potência máxima do sistema para a temperatura máxima

$$V_{OC} = V_{OC,tmáx} * nº\ de\ módulos\ por\ string = 152{,}93\ V$$

Equação 16. Tensão de circuito aberto do sistema para a temperatura máxima

$$I_{SC} = I_{SC,tmáx} * nº\ de\ strings = 9{,}85\ A$$

Equação 17. Corrente de curto-circuito do sistema para a temperatura máxima

Escolheu-se um inversor de forma a garantir compatibilidade com todos os parâmetros do sistema calculados anteriormente, com 1600W de potência (CIN121620000, Phoenix Inverter, C12/1600. Após a escolha do inversor, seleccionou-se uma bateria de 12 V compatível (BAT412124081, 12V/240Ah, AGM Deep Cycle, M8), um controlador de carga (SmartSolar MPPT 250/70-MC4 VE.Can SCC125070521) e um centro de monitorização e comunicação (Color Control GX).

Procedeu-se ao cálculo das secções dos cabos. No circuito DC usou-se cabo solar de 4 mm^2, em conformidade com a secção proveniente com os módulos fotovoltaicos, perspectivando-se a possibilidade de distanciamento entre os módulos e o sistema, usaram-se 10 metros de cabo solar (H1Z2Z2-K 4 mm2) para conexão da string com o inversor.

Em relação ao circuito AC, procedeu-se ao cálculo da corrente de projeto máxima (considerando a potência máxima do inversor), a corrente de projeto (considerando a potência nominal do inversor) e a corrente máxima do inversor:

$$I_{proj,máx} = \frac{P_{máx,inv}}{230 * cos\ (\varphi)\ * \eta} = \frac{3000}{230 * 0{,}8 * 0{,}9} = 18{,}12\ A$$

Equação 18. Corrente de projeto máxima

$$I_{proj} = \frac{P_{nom,inv}}{230 * cos\ (\varphi)\ * \eta} = \frac{1600\ W}{230\ V * 0{,}8 * 0{,}9} = 9{,}66\ A$$

Equação 19. Corrente de projeto

$$I_{máx,inv} = \frac{P_{máx,inv}}{V} = \frac{3000\ W}{230\ V} = 13{,}04348\ A$$

Equação 20. Corrente máxima do inversor

Considerou-se que a corrente de serviço (I_b) é igual ao maior valor determinado, de 18,12 A. Procedeu-se ao cálculo da corrente nominal (I_n), que deve ser igual ou superior a I_b. Por isso, atribuiu-se o valor de 20 A a I_n. Seguindo as disposições do RTIEBT (Regras Técnicas de Instalações Elétricas de Baixa Tensão)[1], calculou-se a corrente máxima admissível na canalização (I_z) e a secção correspondente do cabo. Para esse cálculo, considerou-se uma instalação com cabos multicondutores, com ou sem armadura, fixados às paredes (método de referência C). Os condutores são isolados, sendo dois deles carregados (Fase e Neutro) de um total de três condutores (Fase, Neutro e Terra). Tendo em conta essas considerações e o requisito de que I_z deve ser igual ou superior a I_n, atribuiu-se o valor de 27 A ao I_z, com uma secção correspondente de 2,5 mm^2.

Para os cabos que conectam o inversor à bateria, determinou-se:

- Solução técnica: 35 mm^2;
- Solução económica e ambiental: 50 mm^2;
- Solução económica adicional: 70 mm^2.

O inversor dispõe de um cabo de com secção de 35 mm^2 e 1,5 metros para a conexão com a bateria, mas a secção recomendada para distâncias entre 1,5 metros a 5 metros é de 70 mm^2, sendo esta a secção escolhida.

Em relação aos equipamentos de protecção, em particular aos fusíveis e interruptores de proteção da bateria, a corrente nominal destes deve ser igual à corrente máxima da bateria:

$$I_{bat,máx} = \frac{P_{máx,inv}}{V_{bat}} = \frac{3000\ W}{12\ V} = 250\ A$$

Equação 21. Corrente máxima da bateria

Já as correntes nominais dos fusíveis do lado DC foram calculados através da norma IEC 62548 [2]:

$$I_n > 1{,}5 * I_{SC,mod}\ (=)\ I_n > 1{,}5 * 9{,}81\ A\ (=)\ I_n > 14{,}715\ A$$

$$I_n < 2{,}4 * I_{SC,mod}\ (=)\ I_n < 2{,}4 * 9{,}81\ A\ (=)\ I_n < 23{,}544\ A$$

$$I_n \leq I_{mod,max,ocpr}\ (=)\ I_n \leq 20\ A$$

Equação 22. Condições de cálculo da corrente nominal de proteções sobre corrente de string fotovoltaica

Com base nessas condições, pode-se concluir que serão necessários fusíveis com uma corrente nominal de 20 A. Adicionalmente, serão necessários interruptores, com capacidade igual ou superior aos fusíveis. Portanto, consideraram-se interruptores com uma corrente nominal de 32 A.

Para as proteções do lado AC, seguindo como base as disposições do RTIEBT [1], e considerando que I_b é igual a 18,12 A, como calculado anteriormente, e sabendo que o I_n dessas proteções deve ser superior a I_b, considerou-se uma I_n de 25 A.

Com base neste dimensionamentos foram escolhidos os seguintes cabos e materiais de proteção:

- Cabo solar H1Z2Z2-K 4 mm2;
- Fusíveis L501PV LF320PV - 20 A;
- Interruptores SB432PV - 32 A;
- Quadro VE110SN 1 fila, 8/10 módulos IP65;
- Quadro FL161A a.500 l.400 p.160 IP65;
- Cabo RZ1-K (AS)/FXZ1 1x35mm2;
- Quadro FL154A a.350 l.300 p.160 IP65;
- Interruptores HA354 3 Polos 250 A;
- Fusíveis 250 A 48 V_DC;
- Cabo RZ1-K (AS)/FXZ1 1x70mm2;
- Cabo RV-K/FXV - PVC 0.6/1 kV 3G2.5;
- Disjuntor magnetotérmico Acti9 iCV40H 1P+N 25A C 10kA 30mA tipo A;
- Interruptor diferencial MWN125 1 Polo 25A C 3kA;

- Quadro VE110SN 1 fila, 8/10 módulos IP65.

Por fim, elaborou-se o esquema elétrico e um esboço tridimensional do sistema a ser construído.

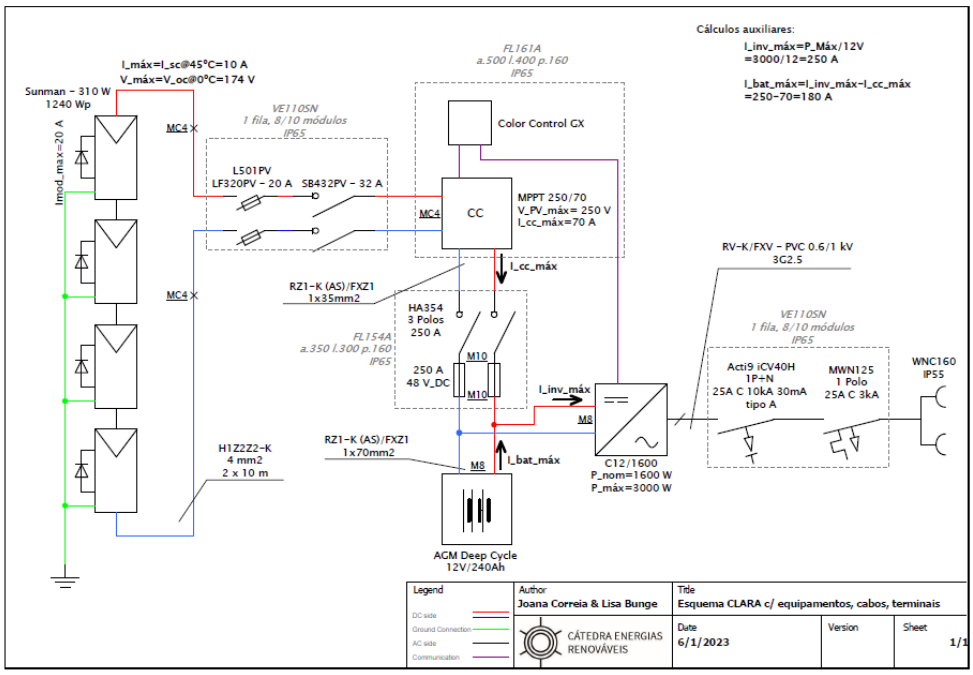


Figura 1. Esquema Elétrico do Sistema

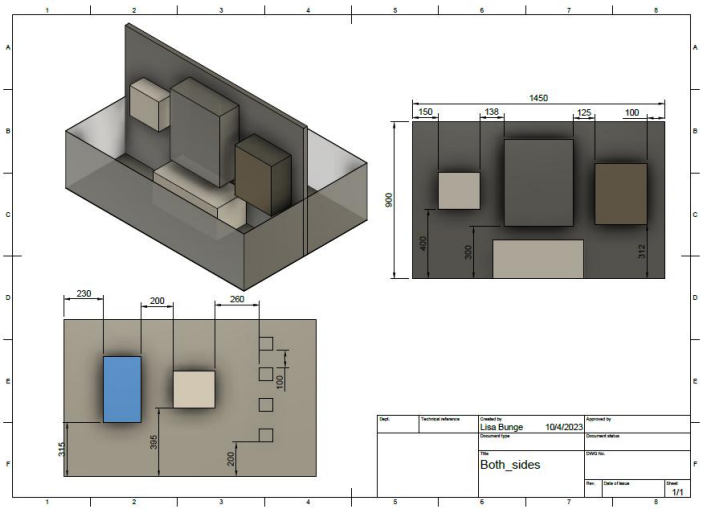


Figura 2. Desenho 3D do sistema

CONSTRUÇÃO DO SISTEMA

Na fase inicial da construção do sistema, cortaram-se duas placas de OBS (painéis estruturais de elevado desempenho), ambas feitas de madeira, com as dimensões indicadas na figura 2 (900 cm x 1450 cm). Ambas as placas foram envernizadas com verniz específico para madeira, visando preservar o tempo de vida do material. Em seguida, foram

fixadas uma na outra através de quatro esquadros de esforço, os quais foram fixados com parafusos nos cantos inferiores de cada placa. Por fim, os painéis foram fixados à base do reboque usando os quatro esquadros de reforço para evitar oscilações.

Com as placas prontas e fixas, deu-se início à preparação dos quatro quadros. Todos os equipamentos necessários foram fixados em cada quadro, e todas as ligações internas necessárias foram realizadas. Isso resultou na montagem do quadro de proteções do sistema fotovoltaico, do quadro de proteções da bateria, do quadro com o controlador de carga Color Control GX e o controlador de carga, e por último, do quadro com as proteções AC. Cada lado do painel estrutural é dedicado a um circuito diferente: do lado do circuito CC (corrente contínua), foram fixados os quadros elétricos do sistema fotovoltaico, proteções e o quadro de proteção da bateria; e do lado oposto, do circuito AC (corrente alternada), foi instalado o inversor, proteções elétricas e as tomadas de alimentação de cargas. De referir que a bateria foi colocada sob o controlador de carga, ficando sobre o reboque.

Todos os equipamentos foram fixados nas placas, realizaram-se as conexões entre os diferentes equipamentos e os respetivos aterramentos, conforme representado na figura 1. É importante referir que todos os equipamentos foram aterrados à estrutura do reboque, e esta estrutura possui um elétrodo que deve ser inserido no solo sempre que o sistema estiver em uso por medida de segurança contra descargas elétricas.

Por fim, para proteção do sistema solar, concebeu-se uma estrutura cúbica coberta por uma lona de proteção. Esta dispõe de uma abertura lateral, permitindo acesso simples e rápido ao sistema.

No final de todos os trabalhos, obtém-se um sistema móvel de custo reduzido (aproximadamente 1500€) com uma potência total instalada de 1240 Wp dividida entre quatro módulos fotovoltaicos flexíveis ligados em série, um inversor de onda sinusoidal de 1600 W, uma bateria AGM de 12V/240Ah, um controlador de carga, uma unidade de controlo e comunicação para integração do controlador de carga e inversor, quatro tomadas schuko e as proteções elétricas necessárias.

A configuração de módulos fotovoltaicos permite a sua instalação em local afastado do reboque e restantes equipamentos, permitindo o estacionamento do mesmo em zonas sombreadas, minimizando exposição dos elementos de eletrónica e bateria a condições de operação ambientais extremas.

Foram utilizados princípios de design tendo em vista a fácil reparação ou substituição de todos os componentes, portabilidade do sistema, baixo custo de aquisição, operação e manutenção, elevada segurança do sistema e utilizador e a usabilidade para aplicações de carácter educativo ou formativo.



Figura 3. Lado DC (esquerda) e lado AC (direita) do reboque solar autónomo.

WORKSHOP ESP32

No âmbito do projeto, e para fins de capacitação de jovens no campo da sustentabilidade, preparou-se um workshop formativo para escolas da região e outras entidades, com recurso a eletrónica de baixo custo (centrado na utilização de um microcontrolador ESP32 [3]).

Este workshop abordou conceitos introdutórios à eletrónica e programação, como algumas aplicações e projetos, ao conceito do Internet of Things - IoT, sendo que algumas das atividades preparadas, serão ainda realizadas com recurso à interação com a unidade solar móvel.

O workshop contou, até ao momento, com duas sessões dedicadas à compreensão do funcionamento dos componentes eletrónicos mais básicos, aprendizagem de montagem de circuitos electrónicos simples, construir projetos simples com o ESP32, escrever códigos simples no Arduino IDE e utilizar a Arduino Cloud.

Aos participantes foi oferecido um kit de eletrónica e um manual digital, para apoio da utilização e aprendizagem, com descrição detalhada de todos os conceitos e procedimentos, para que os integrantes do workshop possam replicar as atividades autonomamente.

O KASS - Kit Aurora Ação Sustentável - é composto por um microcontrolador ESP32, sensor de temperatura e humidade DHT11 [4], sensor de corrente não invasivo SCT-013-030 (30A) [5], LDR, LED, potenciómetro, diversas resistências, condensador, um botão de pressão, cabo USB, cabos jumper e uma breadboard como é possível verificar na figura 3. A embalagem do KASS foi feita com cartão proveniente de caixas recicladas, estando de acordo com a mensagem central do projeto sobre a importância da sustentabilidade.

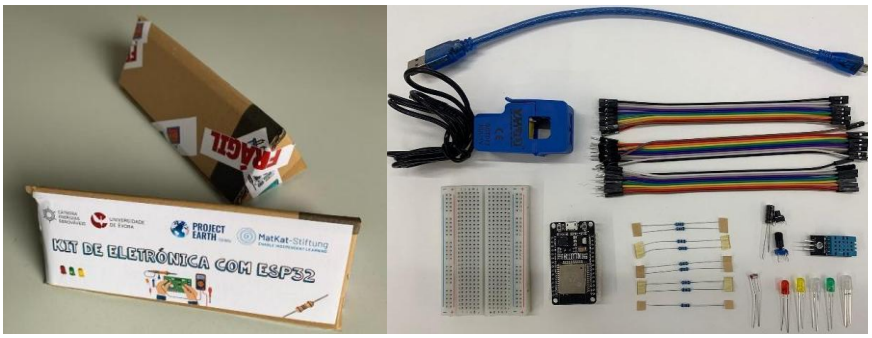


Figura 4. Kit de eletrônica KASS com ESP32 (esquerda) e seus componentes (direita)

CONCLUSÃO

A construção desta unidade móvel de geração de energia solar representa um passo significativo na promoção da sustentabilidade e no fornecimento de energia em áreas rurais sem infraestrutura energética. Aliando os conceitos de energia solar fotovoltaica e mobilidade, este projeto possibilita o autoconsumo de energia limpa em áreas remotas, com impacto ambiental inexistente quando comparado aos combustíveis fósseis tradicionais. Este sistema off-grid, distinto dos sistemas on-grid, é autónomo e isolado, desconectado da rede elétrica. A abordagem meticulosa no dimensionamento do sistema, seleção de materiais e construção reflete um compromisso com a eficiência, segurança e acessibilidade. Esta iniciativa serve como um exemplo inspirador de como a tecnologia pode ser utilizada para promover um futuro mais sustentável e inclusivo, especialmente em áreas rurais e remotas.

Com este workshop pretende-se que os participantes adquiram conhecimentos e competências para criar projetos eletrónicos, aprendam a adquirir dados relevantes e o impacto que a tecnologia tem e poderá ter em questões como as alterações climáticas e eficiência energética. Este workshop e a oferta do KASS visam possibilitar aos participantes o desenvolvimento de novas aplicações por sua conta.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem à MatKat-Stiftung Foundation o financiamento deste projecto para desenvolvimento deste projecto em parceria com o CLARA – Project Earth.

REFERÊNCIAS

[1] “REGRAS TÉCNICAS DAS INSTALAÇÕES ELÉCTRICAS DE BAIXA TENSÃO PARTE 1.”

[2] International Electrotechnical Commission and International Electrotechnical Commission. Technical Committee 82 : Solar photovoltaic energy systems., *Photovoltaic (PV) arrays -- design requirements = Groupes photovoltaïques (PV) -- exigences de conception.*

[3] “ESP32 Wi-Fi & Bluetooth SoC | Espressif Systems.” Accessed: May 12, 2024. [Online]. Available: https://www.espressif.com/en/products/socs/esp32

[4] “DHT11 Sensor Pinout, Features, Equivalents & Datasheet.” Accessed: May 12, 2024. [Online]. Available: https://components101.com/sensors/dht11-temperature-sensor

[5] “Sensor de Corrente Não Invasivo SCT-013 100A.” Accessed: May 12, 2024. [Online]. Available: https://www.electrofun.pt/sensores-arduino/sensor-corrente-nao-invasivo-sct-013-100a

CLASIFICACIÓN DE RAMPAS DE IRRADIANCIA SOLAR EN CENTRALES FOTOVOLTAICAS

Benavides-Cesar LL. *, Perpiñán-Lamigueiro O.*

*Dpto. Ing. Eléctrica, Electrónica, Automática y Física Aplicada
Escuela Técnica Superior de Ingeniería y Diseño Industrial (ETSIDI)
Universidad Politécnica de Madrid (UPM), llinet.bcesar@upm.es, oscar.perpinan@upm.es

RESUMEN

El análisis de uso general en el estudio de rampas para abordar su impacto negativo es un método de clasificación binario (rampa/no rampa) a partir de un umbral, que se define en función de la magnitud y duración del evento Un estudio reciente ha demostrado que este método no tiene la flexibilidad suficiente para recoger la variabilidad en todo su impacto. En el citado estudio, los autores proponen una nueva técnica de clasificación de rampas de potencia basada en una puntuación a partir de la desviación estándar. De esta forma, las rampas se clasifican siguiendo esa puntuación en bajas, moderadas, altas y severas. En el presente trabajo ese método se somete a evaluación empleando datos de irradiancia global recogidos en una central fotovoltaica. A partir de este análisis, se proponen mejoras en función de las debilidades encontradas, añadiendo al procedimiento de clasificación un método de agrupamiento aglomerativo con el objetivo de establecer límites para las clases que se ajusten mejor al problema específico.

PALABRAS CLAVES: rampas, irradiancia, clasificación, fotovoltaica, agrupamiento aglomerativo.

ABSTRACT

The commonly used analysis in the study of ramps to address their negative impact is a binary (ramp/non-ramp) classification method based on a threshold, which is defined according to the magnitude and duration of the event. A recent study has shown that this method is not flexible enough to capture variability in its full impact. In this study, the authors propose a new power ramp classification technique based on a standard deviation score. In this way, the ramps are classified according to this score into low, moderate, high and severe. In this paper, this method is evaluated using global irradiance data collected at a photovoltaic power plant. From this analysis, improvements are proposed based on the weaknesses found, adding an agglomerative clustering method to the classification procedure to establish limits for the classes that best fit the specific problem.

KEYWORDS: ramps, irradiance, classification, photovoltaics, agglomerative clustering.

INTRODUCCIÓN

Durante el día, la irradiancia solar varía por el paso de nubes y el estado del cielo. Los cambios en la irradiancia solar en escalas de tiempo cortas da lugar a lo que se conoce como rampas (Remund et al. 2015). Las rampas pueden ser perjudiciales para la gestión de la estabilidad de la red eléctrica (Yang et al. 2022). El análisis de uso general en el estudio de rampas para abordar su impacto negativo es un método de clasificación binario (rampa/no rampa) a partir de un umbral, que se define en función de la magnitud y duración del evento (Gallego, Cuerva, and Costa 2014). Un estudio reciente ha demostrado que este método no tiene la flexibilidad suficiente para recoger la variabilidad en todo su impacto (Eltohamy et al. 2023). En el citado estudio, los autores han propuesto una nueva técnica de clasificación de rampas de potencia basada en una puntuación a partir de la desviación estándar. De esta forma, las rampas se clasifican siguiendo esa puntuación en bajas, moderadas, altas y severas. Esta técnica se ha evaluado para datos de viento, pero los autores establecen que es generalizable para datos solares.

En el presente trabajo ese método se somete a evaluación empleando medidas de irradiancia global en el plano horizontal recogidas en una central fotovoltaica analizada previamente en (Perpiñán, Marcos, and Lorenzo 2013). Esta investigación realiza un análisis crítico del método propuesto en (Eltohamy et al. 2023), evaluando debilidades encontradas en su implementación. A partir de este análisis se proponen mejoras en función de las debilidades encontradas, añadiendo al procedimiento de clasificación un método de agrupamiento con el objetivo de establecer nuevos límites para las clases, que se ajusten mejor a la clasificación de rampas de irradiancia solar.

MÉTODOLOGÍA

Técnica de Clasificación de Rampas de Potencia Basada en la Puntuación de la Desviación Estándar.

Se comienza por describir el método propuesto en (Eltohamy et al. 2023) denominado "Técnica de clasificación de rampas de potencia basada en la puntuación de la desviación estándar".

Para un intervalo de tiempo identificado como Δt se calculan las rampas de potencia Δp_n del histórico de medidas N de la serie como se muestra en la Ec. (1).

$$\Delta p_n = P(t_n + \Delta t) - P(t_n), n = (1, \ldots\ldots, N) \qquad (1)$$

Las rampas se clasifican en ascendentes o descendentes según sea su valor positivo o negativo y se contabilizan. El símbolo n_+ representa el número de rampas ascendentes y el símbolo n_- representa el número de rampas descendentes -solo se muestran las ecuaciones para los cálculos con las rampas ascendentes; para las descendentes serían las mismas ecuaciones cambiando al símbolo n_--.

A continuación, se calcula el promedio de rampas ascendentes y el promedio de rampas descendentes por separado Ec. (2).

$$\Delta p_{avg} \uparrow = \frac{1}{n_+} \sum_{i=1}^{n_+} \Delta p \uparrow (i) \quad (2)$$

A partir del promedio se calcula la desviación estándar de las rampas ascendentes y descendentes también para cada caso particular como se muestra en la Ec. (3).

$$\sigma_t \uparrow = \sqrt{\frac{1}{n_+ - 1} \sum_{i=1}^{n_+} \left(\Delta p \uparrow (i) - \Delta p_{avg} \uparrow\right)^2} \quad (3)$$

La puntuación de la desviación estándar se representa por Z y se calcula como muestra la Ec. (4).

$$Z \uparrow (i) = \frac{(\Delta p \uparrow (i) - \Delta p_{avg} \uparrow)}{\sigma_t \uparrow} \quad (4)$$

Finalmente se aplican los límites propuestos por los autores sobre los valores de Z para encontrar las clases. Las rampas con los valores de Z por debajo de cero pertenecen a la clasificación baja, la clase moderada incluye los valores comprendidos entre 0 y 1, la clase alta incluye los valores entre 1 y 2 y la clase severa incluye los valores mayores que 2.

El método propuesto se puede resumir a través del algoritmo siguiente:

Algoritmo Original:

1. Calcular las rampas
2. Cuantificar las rampas ascendentes y descendentes
    - Para las rampas ascendentes calcular:
        - Promedio
        - Desviación estándar
        - Puntuación de la desviación estándar
    - Para las rampas descendentes calcular:
        - Promedio
        - Desviación estándar
        - Puntuación de la desviación estándar
3. Clasificar las rampas según los límites establecidos por los autores para el valor absoluto de la puntuación de la desviación estándar.

<u>Problemas encontrados en su aplicación a la irradiancia solar</u>

Al aplicar el método descrito en la sección anterior a valores de irradiancia global. Se ha encontrado que: (1) no queda establecido el criterio seguido por los autores para establecer los límites de las clases utilizados en el paso 3 del algoritmo; (2) no queda establecido el porqué de la clasificación de las clases en baja, moderada, alta y severa; (3) la distribución de rampas por cada categoría es poco homogénea y (4) usando la propuesta de límites de

valores indicada por los autores Eltohamy et al. queda una clase desierta, como se muestra en la figura 1. El color verde representa la clase baja, el color naranja la clase alta y el color rojo la clase severa. El método evaluado clasificó los valores de irradiancia únicamente en tres clases, dejando la clase moderada sin representación dentro de la muestra.

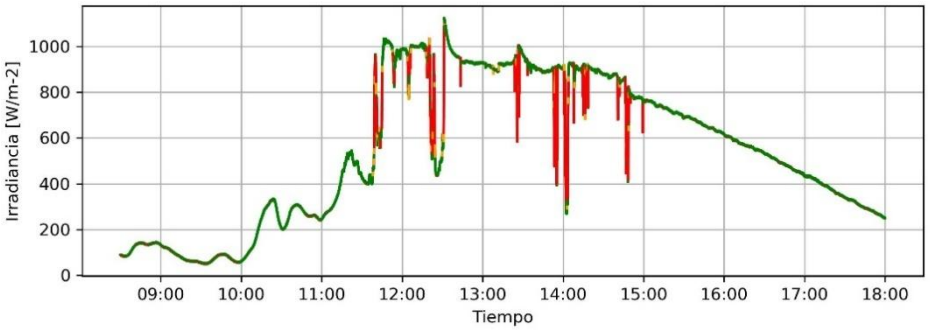


Fig 1. Clases obtenidas de las rampas de irradiancia tras la aplicación del algoritmo original sobre los datos de un día. Nota: El color verde representa la clase baja, el color naranja la clase alta y el color rojo la clase severa.

Propuesta de Modificación

A partir del problema encontrado en la clasificación de las clases de rampas siguiendo el método de clasificación de rampas de potencia basada en la puntuación de la desviación estándar, se concluyó que se debía incluir un mecanismo para asignar los límites de las diferentes clases. Por lo que se propuso introducir la siguiente modificación al algoritmo:

Algoritmo Modificado:

1. Calcular las rampas
2. Cuantificar las rampas ascendentes y descendentes
    - Para las rampas ascendentes calcular:
        - Promedio
        - Desviación estándar
        - Puntuación de la desviación estándar
    - Para las rampas descendentes calcular:
        - Promedio
        - Desviación estándar
        - Puntuación de la desviación estándar
3. Calcular los límites de las clases en función de los datos evaluados.
4. Clasificar las rampas según los límites establecidos en el paso anterior para el valor absoluto de la puntuación de la desviación estándar.

La modificación propuesta fue incluir, como paso 3 del algoritmo, un método capaz de responder a las 3 debilidades reseñadas en la sección anterior. La condición más importante que cumple el método es la de crear los límites de las clases a partir de los datos del problema específico. Esta condición facilitaría su generalización, desligando la aplicación del método de unos límites fijos preestablecidos (como es el caso del algoritmo original).

Algoritmo de Agrupamiento Aglomerativo

Utilizaremos un método de aprendizaje automático no supervisado para dar respuesta a la modificación planteada en la sección anterior. En particular, trabajaremos con agrupamiento por la ventaja que brinda de crear grupos sin tener conocimientos previos sobre los datos que se quieren agrupar. Dentro de los métodos de agrupamiento existen diferentes tipos de agrupamientos: en función de la densidad, de la distancia, de la distribución, basados en centroides o basados en jerarquías. El método propuesto es un algoritmo jerárquico, que se construye en forma de dendrograma como se muestra en la figura 2. El agrupamiento aglomerativo, parte de la base de dividir el conjunto de datos en nodos únicos e ir fusionando paso a paso el par actual de nodos mutuamente más cercanos en un nuevo nodo hasta que queda un nodo final, que comprende todo el conjunto de datos (Müllner 2011). Para crear los grupos se selecciona un nivel del dendrograma y se poda, según el nivel escogido podrán ser más o menos compactos los grupos.

Se ha implementado con distancia euclidea y como criterio para unir los grupos se ha utilizado el de minimizar la varianza de los grupos que se fusionaban.Se empleó la implementación de la librería Scikit-learn (Pedregosa et al. 2011). Se utilizó como mecanismo de parada del algoritmo la creación de 4 grupos, de esta forma la cantidad de grupos coincidiría con el método evaluado inicialmente. Las clases siguieron el mismo patrón de nombramiento: bajas, moderadas, altas y severas.

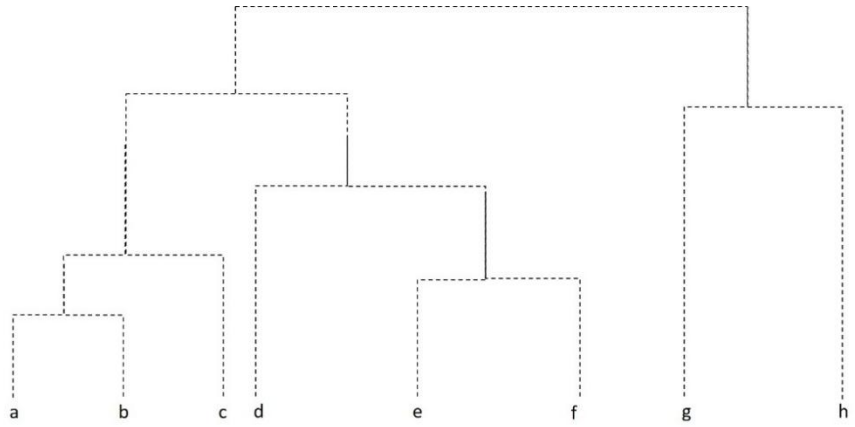


Fig 2. Representación de un dendrograma.

La figura 3 muestra el resultado de aplicar la modificación propuesta. El color verde representa la clase baja, el color azul representa la clase moderada, el color naranja representa la clase alta y el color rojo representa la clase severa.

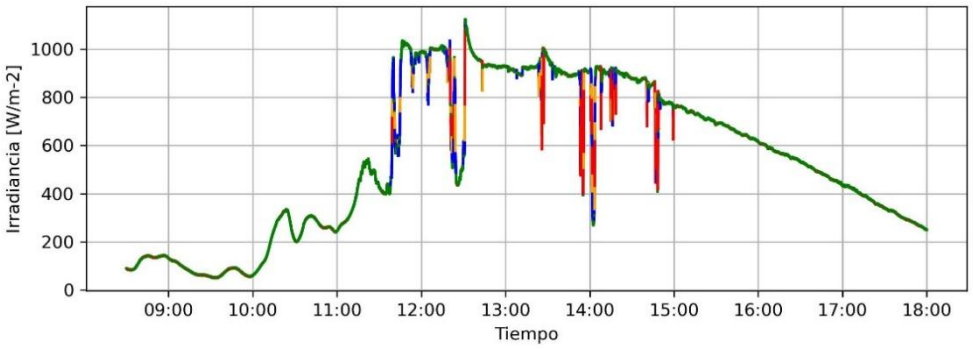


Fig 3. Clases obtenidas de las rampas de irradiancia tras la aplicación del algoritmo modificado sobre los datos de un día. Nota: El color verde representa la clase baja, el color azul la clase moderada, el color naranja la clase alta y el color rojo la clase severa.

Datos

Los datos empleados en esta investigación corresponden a una central fotovoltaica previamente descrita y analizada en (Perpiñán, Marcos, and Lorenzo 2013). Los datos de la estación incluyen irradiancia global en el plano horizontal medida por un piranómetro, irradiancia global en el plano del generador medida por una célula calibrada y velocidad del viento. Los datos fueron medidos con una resolución temporal de 5 segundos. Se cuenta con 168 días completos en total, entre los años 2010 al 2013. El año 2012 es el de menor representación con 4 días y el año 2013 es el que más representación tiene con 143 días.

RESULTADOS

En esta sección realizamos el analisis de los resultados de aplicar los dos algoritmos descritos en secciones anteriores. El primer paso fue encontrar la cantidad mínima de datos necesarios para encontrar los límites de clases con el algoritmo de agrupamiento aglomerativo. Despues de obtener los límites de clases, dejamos fuera del conjunto de datos, los días empleados para entrenar el algoritmo aglomerativo. En este caso se han dividido los datos en un 6% de los datos para el entrenamiento y el 94% restante de los datos para prueba. Se ha aplicado ambas propuestas sobre el conjunto de prueba y se han realizado comparaciones.

Análisis realizado en la exploración de días necesarios para aplicar el algoritmo aglomerativo.

Para encontrar la cantidad de días mínimos a emplear para entrenar el algoritmo aglomerativo se comenzó por un día y se aumentó gradualmente hasta que no se observaba cambios sustanciales en los límites de clases alcanzados. En este caso en particular quedó el límite de días a usar en diez. Es importante resaltar que la resolución temporal de los datos es de 5 segundos por lo que solo un día tiene 12961 registros de irradiancia de 3 AM a 9 PM. Debido a esto, con diez días el algoritmo tiene suficientes elementos a considerar. En problemas donde la resolución temporal de los datos sea mayor el análisis debe adaptarse al problema en particular. Además, se puede reforzar la

evaluación de la calidad del resultado del algoritmo con la inspección visual de las clases alcanzadas. La figura 4 muestra las diferencias entre las frecuencias relativas encontradas entre un día y 10 días con el algoritmo aglomerativo. La imagen de la izquierda muestra que, con el aumento de los datos, el algoritmo definió límites más claros entre las clases altas y moderadas, las más similares con datos de un día (imagen de la derecha Fig. 4).

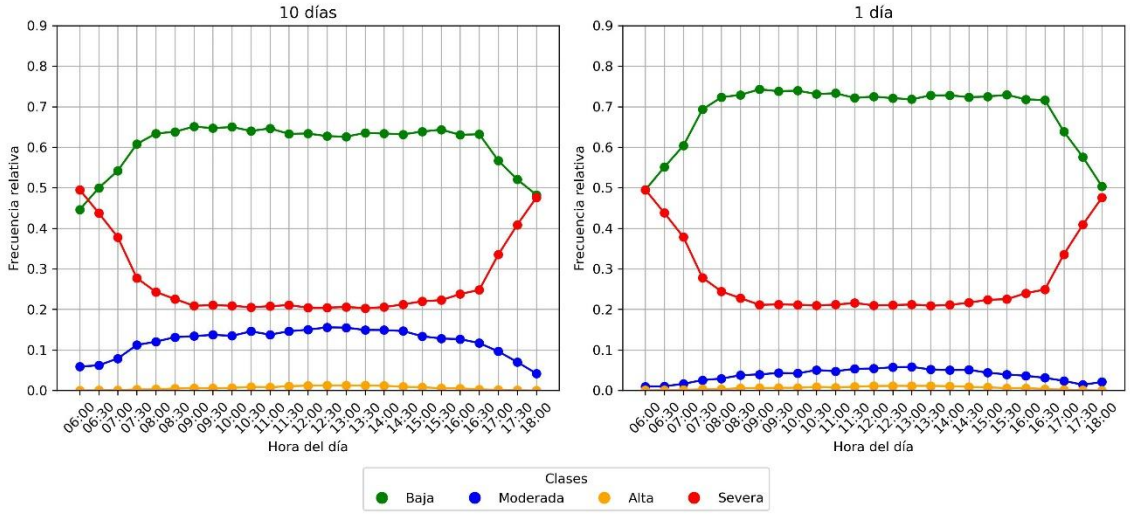


Fig 4. Frecuencia relativa empleando a la izquierda los registros de 10 días para entrenar el algoritmo Aglomerativo y a la derecha empleando un día.

Comparación entre el resultado del algoritmo original y la propuesta de modificación.

Al aplicar el algoritmo modificado a este problema en particular, hemos encontrado que la clase baja incluye los valores por debajo de 0.62, la clase moderada incluye los valores entre 0.62 y 3.51, la clase alta incluye los valores entre 3.51 y 6 y la clase severa incluye los valores mayores que 6. En las figuras 5 y 6 se muestra el resultado de aplicar los algoritmos propuestos para días con y sin nubes.

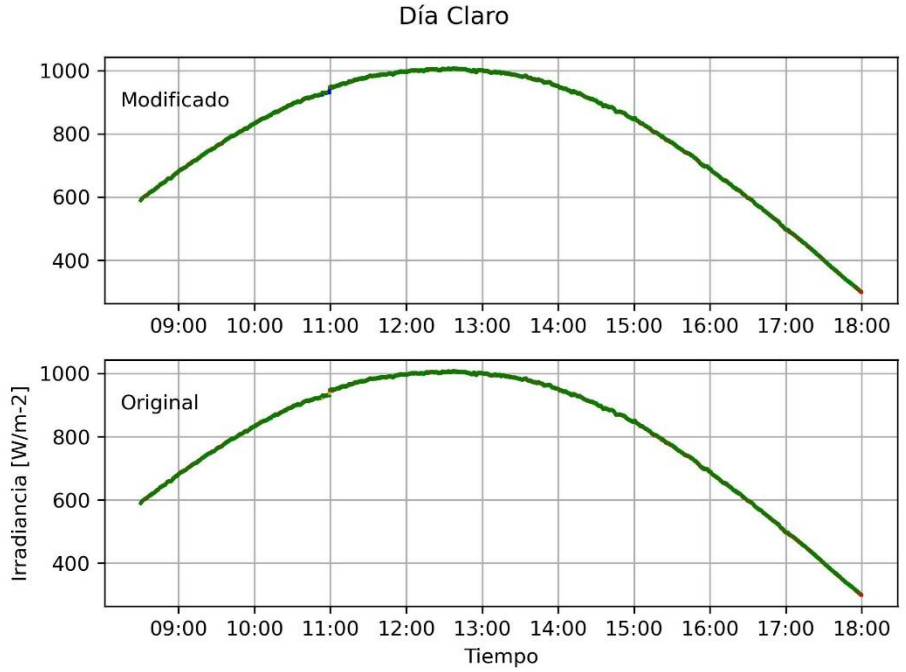


Fig 5. Resultado de la aplicación de los algoritmos -original y modificado- en un día sin nubes.

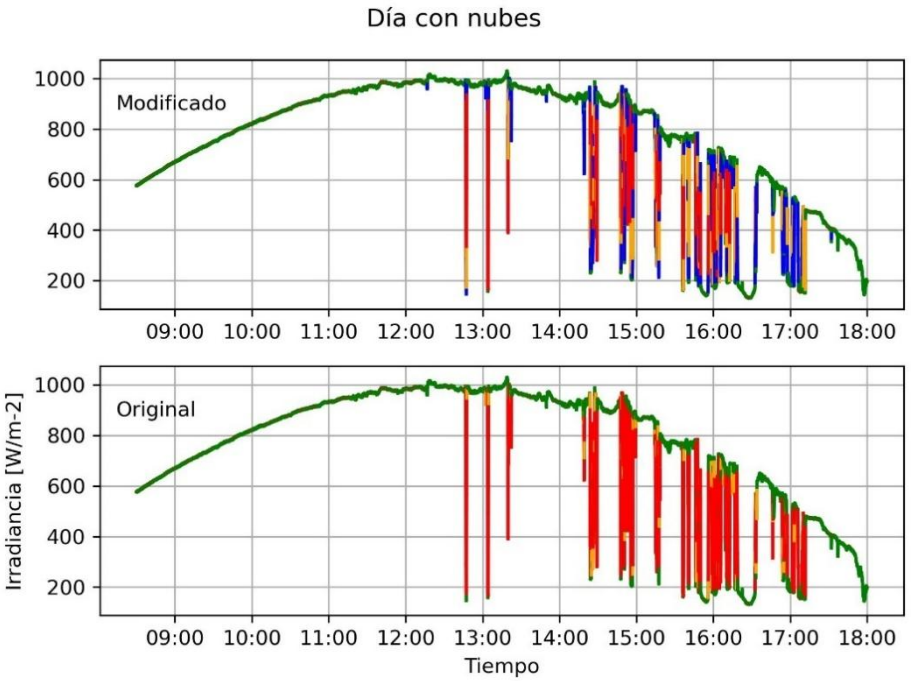


Fig 6. Resultado de la aplicación de los algoritmos -original y modificado- en un día con nubes.
Nota: El verde representa la clase baja, el azul la clase moderada, el naranja la clase alta y el rojo la clase severa.

En un entorno ideal con cielo claro (Fig. 5), ambos algoritmos demuestran capacidad para clasificar la irradiancia global sin inconvenientes. En condiciones de cielo con nubes, se observa que mientras el algoritmo original clasifica únicamente tres clases, al algoritmo propuesto es capaz de clasificar cuatro (Fig. 6). Aunque los resultados indican que la

clasificación es más precisa con los nuevos límites identificados, es crucial continuar investigando la clasificación y su correspondencia con la realidad de una red eléctrica.

La tabla 1 resume la frecuencia relativa por clases para cada año. La clase baja es la más frecuente para todos los años, seguida de la clase severa. Las clases moderada y alta, aunque también están presentes su frecuencia es baja comparada a las otras dos clases. La clase alta es la menos frecuente.

Tabla 7. Frecuencia relativa por clases y por años del algoritmo modificado.

Años	Baja	Moderada	Alta	Severa
2010	0.74	0.058	0.007	0.189
2011	0.73	0.037	0.006	0.224
2012	0.69	0.103	0.008	0.200
2013	0.58	0.137	0.006	0.271
Ave	0.68	0.080	0.007	0.221

La figura 7 muestra los resultados de la frecuencia relativa analizada para el año 2013, teniendo en cuenta el intervalo de seis de la mañana a las seis de la tarde. Se puede constatar que el algoritmo original deja una clase desierta (izquierda de la Fig. 7), mientras que la modificación propuesta incluye las cuatro clases (derecha de la Fig. 7).

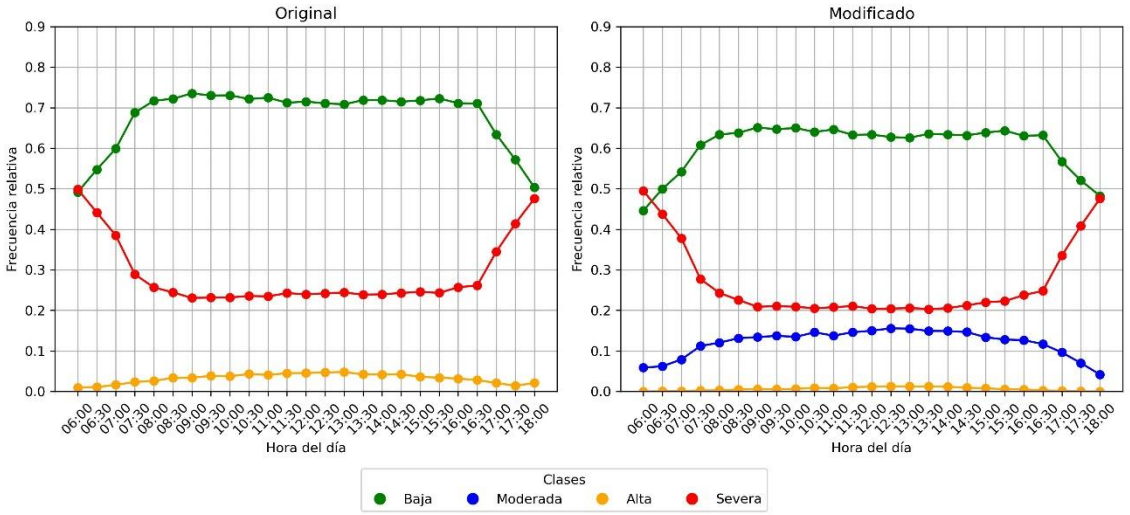


Fig 7 Frecuencia relativa agrupada por las horas del día para la clases encontradas para el año 2013. A la izquierda resultados del algoritmo original y a la derecha resultados del algoritmo modificado.

Hay que destacar que aparecen ”falsos positivos” de rampas severas en el amanecer y atardecer en la aplicación de ambos métodos. Finalmente, independientemente de estos falsos positivos, es llamativo que las dos clases más frecuentes sean las clases baja y severa. Se esperaría que la clase severa fuese poco frecuente.

CONCLUSIONES

En este estudio se ha planteado la adecuación para datos de irradiancia de un algoritmo propuesto en la literatura para la clasificación de rampas de potencia. El método evaluado establecía que aunque la técnica de clasificación por la puntuación basada en la desviación

estándar, se presentaba para datos de viento, era generalizable a datos solares. La propuesta consistió en agregar un paso al algoritmo, que permitiera encontrar los límites para las clases según los datos y el problema específico. Para ello se propuso emplear un método de agrupamiento aglomerativo sobre un subconjunto de los datos, que calculara los límites de clases a emplear utilizando el valor absoluto de la puntuación propuesta en el algoritmo original. El principal aporte está en que al establecer un nuevo método para encontrar los límites de las clases, estas se ajustan mejor a la clasificación de rampas de irradiancia solar y se resuelve el señalamiento al algoritmo original, al no dejar ninguna clase desierta y ser más homogénea la distribución.

Como trabajo futuro se propone comparar la aplicación del algoritmo, sobre radiación sobre plano horizontal frente a plano del generador. Comparar radiación con potencia. Teniendo en cuenta que las clases están etiquetadas con nombres que denotan el impacto de las rampas con una determinación heredada del algoritmo original. Faltaría responder a preguntas como ¿realmente una rampa que cae en la categoría "severa" tiene un impacto elevado?. ¿Es esta calificación cualitativa la que mejor se adapta a las rampas de irradiancia? Con el fin de evaluar si el nombre de las clases realmente representan su impacto en la red. También se pretende agregar un paso más al algoritmo de clasificación insertando como último paso un algoritmo de regresión sobre datos no vistos para predecir el comportamiento de las rampas en el futuro inmediato.

REFERENCIAS

Eltohamy, M. Saber, M. Said Abdel Moteleb, Hossam E.A. Talaat, S. F. Mekhamer, and Walid A. Omran. 2023. “A Novel Approach for Power Ramps Classification in Wind Generation.” *Scientific Reports* 13 (1). https://doi.org/10.1038/s41598-023-48443-4.

Gallego, Cristóbal, Álvaro Cuerva, and Alexandre Costa. 2014. “Detecting and Characterising Ramp Events in Wind Power Time Series.” *Journal of Physics: Conference Series* 555 (1): 12040. https://doi.org/10.1088/1742-6596/555/1/012040.

Müllner, Daniel. 2011. “Modern Hierarchical, Agglomerative Clustering Algorithms,” September. http://arxiv.org/abs/1109.2378.

Pedregosa, Fabian, Gaël Varoquaux, Alexandre Gramfort, Vincent Michel, Bertrand Thirion, Olivier Grisel, Mathieu Blondel, et al. 2011. “Scikit-Learn: Machine Learning in Python.” *Journal of Machine Learning Research* 12 (January): 2825–30. http://jmlr.csail.mit.edu/papers/v12/pedregosa11a.html%5Cnhttp://arxiv.org/abs/1201.0490.

Perpiñán, O, J Marcos, and E Lorenzo. 2013. “Electrical Power Fluctuations in a Network of DC/AC Inverters in a Large PV Plant: Relationship between Correlation, Distance and Time Scale.” *Solar Energy* 88 (February): 227–41. https://doi.org/10.1016/j.solener.2012.12.004.

Remund, Jan, Catarina Calhau, Lionel Perret, and Davy Marcel. 2015. “Characterization of the Spatio-Temporal Variations and Ramp Rates of Solar Radiation and PV Report of IEA Task 14 Subtask 1.3.” INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. https://iea-pvps.org/key-

topics/characterization-of-the-spatio-temporal-variations-and-ramp-rates-of-solar-radiation-and-pv-2015/.

Yang, Dazhi, Wenting Wang, Christian A. Gueymard, Tao Hong, Jan Kleissl, Jing Huang, Marc J. Perez, et al. 2022. “A Review of Solar Forecasting, Its Dependence on Atmospheric Sciences and Implications for Grid Integration: Towards Carbon Neutrality.” *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 161 (June): 112348. https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112348.

MINIMIZACIÓN DE LA PROBABILIDAD DE PÉRDIDA DE CARGA EN UNA EXPLOTACIÓN DE OVINO LECHERO ALIMENTADA POR UN SISTEMA FOTOVOLTAICO AISLADO

Fernández-Cabal E.*, García I.**, Terrados-López, Cristian*, Alonso-Tristán C.*

*Grupo de investigación Solar and Wind Feasibility Technologies, SWIFT. Departamento de Ingeniería Electromecánica. Avda. Cantabria s/n. 09006 Burgos, España, efc0018@alu.ubu.es

**Institute of Smart Cities (ISC), Departamento de Ingeniería, Universidad Pública de Navarra, Campus de Arrosadía, 31006 Pamplona, España

RESUMEN

La integración de sistemas fotovoltaicos (FVs) aislados en explotaciones agropecuarias se presenta como solución fundamental para resolver los problemas de suministro energético en zonas aisladas, caracterizadas por una accesibilidad restringida o inexistente a la red eléctrica. En este trabajo se analiza un caso real de una explotación de ovino de leche, que ha implementado una instalación FV aislada para el suministro eléctrico y se estudia la posibilidad de eliminación del grupo electrógeno diesel asegurando una probabilidad de pérdida de carga (LLP) inferior a 10^{-4}. Se trabaja con datos reales de consumo y generación FV de una instalación FV aislada en la explotación de ovino de leche, además de otros parámetros relativos a la carga y descarga de las baterías.

PALABRAS CLAVE/: Energía Solar, Fotovoltaica, Sistemas aislados, Ovino, Lechería.

ABSTRACT

The integration of stand-alone photovoltaic systems (SAPV systems) in agricultural holdings is presented as a fundamental solution to solve energy supply problems in isolated areas, characterized by restricted or non-existent accessibility to the electrical grid. In this work, a real case of a dairy farm is analyzed, which has implemented an stand-alone PV facility for the electricity supply, and the possibility of eliminating the diesel generator set is studied, ensuring a loss of load probability (LLP) lower than 10^{-4}. We work with real PV consumption and generation data from an stand-alone PV facility on a dairy farm, in addition to other parameters related to the charging and discharging of the batteries.

INTRODUCCIÓN

El cambio climático se trata de un hecho que se manifiesta en todo el planeta, con. consecuencias muy importantes para el conjunto del mismo y para el ser humano como especie. Para mitigar este cambio climático se deben reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y para ello una de las opciones es la de transitar hacia un modelo energético basado en energías renovables. Dentro de las energías renovables, la energía solar fotovoltaica (FV) es uno de los recursos energéticos renovables con mayor potencial en todo el planeta y en concreto para el caso de España, debido a su alta radiación solar. La energía solar FV posee innumerables ventajas como son el respeto con el medio ambiente y la alta disponibilidad de este recurso en el territorio español.

Uno de los sectores productivos que más contribuyen a la generación de emisiones de GEI es el sector agrícola y ganadero, siendo el segundo sector emisor de GEI después del sector del transporte (*Sector Agrícola y Ganadero*, n.d.). Por ello, la implementación de energías renovables en el sector agrícola y ganadero se hace especialmente interesante.

Otro de los problemas que presenta el sector agrícola y ganadero es el acceso al suministro energético. Las zonas rurales, debido a su carácter aislado, presentan en multitud de ocasiones problemas de acceso a un suministro energético de sostenible y de calidad. Es por ello que la integración de sistemas fotovoltaicos (FVs) aislados en explotaciones agropecuarias se presenta como solución fundamental para resolver los problemas de suministro energético en estas zonas, caracterizadas por una accesibilidad restringida o inexistente a la red eléctrica en la mayoría de los casos.

Existen estudios acerca del acceso al suministro energético en zonas aisladas:

(Ahmed & Demirci, 2022) realizaron un estudio sobre el suministro de energía eléctrica y agua potable en zonas rurales en desarrollo, mediante sistemas FV aislados. Realizaron un diseño optimizado multiobjetivo, considerando la probabilidad de pérdida de carga (LLP) y el coste a lo largo de todo el ciclo de vida de la instalación (LCC). Concluyeron que se puede asumir un ligero aumento en el LLP para reducir significativamente el coste óptimo de la instalación. (Domenech et al., 2022) desarrollaron un software para el dimensionamiento de sistemas FV aislados, para su aplicación en la electrificación de zonas rurales de la amazonía de Ecuador. Concluyeron que, mediante el software utilizado, se puede realizar un adecuado dimensionamiento de sistemas FV para zonas aisladas, lo cual supone una herramienta muy interesante para facilitar el acceso a la electricidad en estas zonas, mejorando su calidad de vida a través del acceso a aparatos y útiles electrónicos, a la vez que se respetan las costumbres y tradiciones de estas poblaciones. (Galleguillos-Pozo et al., 2021) realizaron un estudio analizando diferentes enfoques para el dimensionamiento óptimo de sistemas FV aislados utilizando modelos matemáticos que introducen incertidumbre utilizando la lógica difusa. El dimensionamiento de sistemas FV aislados en zonas sin electrificar es complejo debido a la dificultad de estimar las necesidades de carga y a los problemas de ubicación. Para ello, se utilizó un modelo matemático que introduce incertidumbre a través de 5 enfoques, 3 basados en la literatura y 2 novedosos. Se compararon los 5 enfoques y los novedosos aportaron una mayor satisfacción en cuanto al suministro eléctrico optimizando el coste. De todos ellos, el enfoque más eficiente se aplicó en dos comunidades situadas en Perú para confirmar su validez.

A la hora de plantear estos sistemas FV aislados, es muy importante realizar un dimensionamiento correcto, desde el punto de vista energético y económico, adecuando el tamaño de la instalación FV al consumo, a la vez que se minimiza el coste para los usuarios de la misma. Existen autores que han realizado estudios sobre el dimensionamiento óptimo de sistemas FV aislados:

(Nordin & Abdul Rahman, 2016) realizaron estudio detallando un nuevo método para el dimensionamiento óptimo de sistemas FV aislados, mediante el análisis de probabilidad de pérdida de carga (LLP) para dimensionar la capacidad de baterías y el tamaño del campo FV. Se propone el diseño óptimo de la instalación minimizando la pérdida de carga y respecto al LCOE óptimo de la instalación. (San Martín et al., 2018) desarrollaron una metodología para el dimensionamiento de sistemas aislados híbridos FV-eólicos. El caso se aplica a un sistema autónomo de control de tráfico y se ubica en la región de la Comunidad Valenciana (España). El sistema consta de generación FV y eólica, baterías y sistemas de gestión del tráfico. Concluyeron que se realizó un correcto dimensionamiento y que la metodología aplicada permite optimizar el dimensionamiento de sistemas autónomos en cuanto a su coste y funcionamiento. (Sarhan et al., 2019) estudiaron un método optimizado para dimensionar sistemas FV aislados. El caso de estudio utiliza los datos de consumo típico de una vivienda en Yemen y los datos meteorológicos. Utilizaron métodos numéricos para la optimización y configuración del tamaño de la matriz, el controlador de carga, la capacidad de la batería de almacenamiento y el inversor FV. Todo ello se implementó en el software MATLAB junto con los datos meteorológicos horarios y la demanda de carga. El estudio realiza un análisis de probabilidad de pérdida de carga (LLP) para establecer todos los conjuntos de campo FV y capacidad de batería posibles. Finalmente, se propone el diseño óptimo de la instalación basado en el LCOE más bajo y el VAN.

LCOE: coste normalizado de la energía

VAN: valor actual neto

(Tomat et al., 2022) realizaron un estudio utilizando el software de simulación en construcción EnergyPlus, para comprobar si se puede realizar un dimensionamiento óptimo de sistemas FV aislados a partir del dimensionamiento de sistemas FV híbridos (con apoyo de red), considerando los días con falta de energía almacenada en baterías como días de apagón (pérdida de carga). Se compara el software EnergyPlus con la herramienta PVGIS de la Comisión Europea. Concluyen que la comparativa entre ambos métodos de dimensionamiento muestra una buena precisión. Durante el dimensionamiento del sistema se debe calcular el consumo y la generación FV estimadas, de modo que se pueda asegurar el suministro energético en todo momento. (Khatib et al., 2012) estudiaron una técnica mejorada para obtener el tamaño óptimo de la instalación FV aislada en 5 ubicaciones de Malasia. Realizaron un estudio mediante un dimensionamiento iterativo se trazaron dos gráficos para mostrar la relación entre los tamaños de los conjuntos fotovoltaicos y la probabilidad de pérdida de carga (LLP) y la relación entre los tamaños óptimos del campo FV y baterías, según los datos meteorológicos diarios promedio. Concluyen que el método propuesto proporciona valores muy cercanos a la realidad y se cosidera óptimo debido a su simplicidad y amplia validez.

Este tipo de instalaciones aisladas ha sido implementado en varias ocasiones, e incluso se han realizado estudios respecto a casos concretos.

(Viveros et al., 2020) realizaron un estudio del dimensionamiento de un sistema FV aislado para una lechería en Chile, utilizando un modelo de simulación estocástica. Realizaron una simulación horaria detallada considerando un perfil de carga horaria y un modelo de predicción de radiación solar global. Concluyeron que mediante el modelo de simulación estocástica se consigue una optimización importante del tamaño de la instalación respecto al enfoque convencional, el cual sobredimensiona el tamaño de la instalación FV, reduciendo su rentabilidad. (Aicha et al., 2014) realizaron un estudio acerca del diseño de un sistema FV aislado para una granja de vacas lecheras en Tlemcen (Argelia). Se utilizó una base de datos de radiación de 22 años y se realizó la simulación mediante el software PVSYST, por considerarse el más adecuado debido a la posibilidad de dimensionamiento de sistemas aislados. Concluyen que el dimensionamiento es adecuado y se hace especialmente interesante para la implementación de estos sistemas FV aislados en zonas rurales y aisladas de Argelia. (De Blas et al., 2003) realizaron un estudio acerca de una instalación FV para refrigeración de leche en una explotación agrícola. En esta instalación la energía no se almacena en forma de electricidad, sino que se almacena en forma de entalpía de cambio de fase en un acumulador de agua y hielo. Se dimensionó la instalación para una autonomía de 2,5 días “nublados”. Concluyeron que el sistema estudiado sería comparable a otros sistemas de refrigeración comercial. (Nuri Caglayan, n.d.) realizó un estudio acerca de la viabilidad técnica y económica de una instalación FV aislada para una granja lechera de tamaño mediano en Turquía. Utilizó para ello el software de dimensionamiento HOMER. Concluyó que la implementación de estos sistemas en explotaciones ganaderas aisladas proporcionará muchos beneficios (económicos y medioambientales) a largo plazo, por lo que se recomienda fomentar su uso.

Finalmente, otros autores han realizado estudios sobre otras aplicaciones que pueden tener los sistemas FV aislados en el sector agropecuario.

(Liu et al., 2022) realizaron un estudio acerca del desarrollo de una máquina prototipo para riego por aspersión, basada en la energía solar. El dimensionamiento del sistema se realizó mediante el método de probabilidad de pérdida de carga (LLP) y el coste del ciclo de vida (LCC). Finalmente, llegaron a la conclusión de que el tamaño óptimo de la instalación es de 16 módulos FV CS5M32-260 y 2 baterías de plomo-ácido de 200 Ah de capacidad. Para el presente artículo se va a estudiar el caso real de una explotación ganadera de ovino de leche, la cual implementó un sistema FV aislado para su suministro energético. Se va a comparar el dimensionamiento realizado con el método de probabilidad de pérdida de carga (LLP) y se establecerán conclusiones sobre si el dimensionamiento ha sido adecuado o no.

CASO DE ESTUDIO

El dimensionamiento óptimo de sistemas FV aislados en explotaciones agropecuarias supone un reto a la hora de asegurar un suministro energético fiable y gestionar eficientemente la demanda eléctrica necesaria para procesos críticos, como la refrigeración

de la leche procedente del ordeño, de acuerdo con las normativas de seguridad alimentaria establecidas por el Reglamento (CE) Nº 853/2004 (Parlamento Europeo y Consejo de la Unión Europea, 2004). La optimización de sistemas FVs aislados mejora la autonomía energética ajustando la generación y el almacenamiento de energía a las necesidades cambiantes. Esto se logra mediante el análisis de los patrones de consumo y la producción variable de energía solar.

Un aspecto crítico dentro de estas explotaciones es el mantenimiento de la leche de ordeño a temperaturas reguladas para prevenir la proliferación de bacterias y asegurar tanto la calidad como la seguridad del producto para el consumo. La normativa vigente establece que la leche debe ser refrigerada a 8°C en las dos horas posteriores al ordeño y mantenerse a 6°C o menos si no se recoge diariamente, exigiendo temperaturas aún más bajas para recogidas cada 48 horas.

Este marco reglamentario subraya la importancia de disponer de un sistema de acumulación de energía dentro de los sistemas FVs aislados para compensar la variabilidad diaria y estacional en la generación de energía solar y el desacoplamiento entre la oferta energética y el consumo eléctrico de la explotación. El almacenamiento de energía mediante baterías juega un papel crucial al retener el excedente energético para su uso durante periodos de baja producción solar o demanda elevada, garantizando así la continuidad operativa y la calidad del producto.

En este trabajo se ha analizado el comportamiento de un sistema aislado híbrido FV-diésel que proporciona energía eléctrica a una explotación de ovino de leche localizada en San Pedro de Valderaduey (Castilla y León, España), con un consumo promedio diario de 153.17 kWh. La instalación fotovoltaica estudiada cuenta con una potencia pico de 60.3 kWp, provista por 180 módulos FV policristalinos Jinko Solar Eagle de 335 W cada uno, y una potencia nominal de 50 kW, dos inversores Fronius ECO 25.0-3S de 25 kW complementados por un sistema de inversor-cargador de 45 kVA, que incluye tres unidades Victron Quattro de 15000 VA, 48 VDC, 200 A, junto a un sistema de almacenamiento de energía compuesto por baterías con una capacidad total de 4900 Ah en C100 a 48 V y un grupo electrógeno de apoyo de 35 kVA para garantizar la continuidad del suministro.

El objetivo de este trabajo ha sido la eliminación de la dependencia del generador diésel, asegurando una probabilidad de pérdida de carga (LLP) que no comprometa la viabilidad de la explotación lechera. Para ello, se han analizado los datos recabados desde el 18-09-2024 hasta el 19-04-2024. En total se dispone de 8 meses de datos completos, con una frecuencia de 10s. Los datos incluyen las siguientes variables de interés:

Los archivos de datos descargados desde la monitorización de la instalación FV proporcionan los siguientes datos:

- Producción FV total: indica la producción de los inversores FV de conexión a red.
- Consumo total: indica el consumo total (cargas) de la explotación de ovino de leche objeto de estudio.
- Estado de carga de las baterías: se parte de una capacidad máxima del 100%

Con las 2 primeras variables se realiza un balance entre la producción FV y el consumo total, el cual nos indicará si la instalación FV está realizando una carga de las baterías (valor positivo del balance) o una descarga de las baterías (valor negativo). El resto de variables que se exportan desde el sistema son:

- AC Input total: indica la entrada de energía a través de la entrada de AC de los inversores-cargadores. En esta entrada se conecta la parte de AC del grupo electrógeno de apoyo, por lo que los valores corresponderán con la producción del grupo electrógeno, cuando esté generando energía. El grupo electrógeno está programado para funcionar en caso de apoyo al sistema para la carga de las baterías, cuando no existe radiación solar suficiente para mantener la carga de las baterías a partir de la producción FV. Si el sistema posee baterías de plomo-ácido, la programación del arranque y parada del grupo electrógeno se realiza respecto a los valores de tensión (V) de las baterías, debido a la variabilidad del SOC (% de carga) de las baterías con las condiciones de temperatura, humedad, etc. lo que puede llevar a un funcionamiento incorrecto del sistema. En el caso de que el sistema posea baterías de litio, la programación del arranque-parada del grupo electrógeno se realiza mediante el SOC de la batería. En este caso el arranque del grupo electrógeno se realiza a un SOC del 30% de carga de baterías y la parada se realiza el 80% de SOC.

- Carga de baterías: esta variable se calcula como un balance entre la entrada del grupo electrógeno y el balance previo o AC Input total. Si el valor de esta variable es positivo, representa una entrada de energía a las baterías (carga), ya sea desde el grupo electrógeno o desde los inversores FV. Si el valor es negativo, indica que o bien no hay entrada desde el grupo electrógeno o no se está produciendo una carga de las baterías.

Los datos anteriores se dan con una frecuencia de 10s (6 datos por minuto). Con los datos anteriores se ha desarrollado un programa para calcular la probabilidad de pérdida de carga del sistema en caso de eliminar el grupo electrógeno existente y la adecuación del tamaño de la instalación para asegurar una probabilidad de pérdida de carga de 10-4.

El método utilizado es un enfoque numérico que establece un balance horario relativo a la carga (BLR) que considera la generación de energía solar FV relativa a la carga por el sistema FV (SLR), la contribución del sistema de acumulación relativa a la carga (ALR), y el consumo energético (L). Este procedimiento permite cuantificar los déficits de energía en relación con la demanda en cada intervalo de tiempo evaluado. A través de este análisis, es posible determinar la probabilidad de pérdida de carga (LLP), calculada como la integración de todos los consumos no satisfechos relativos al consumo total. Un desafío inherente a este método es su carácter no determinista, lo que significa que no permite definir directamente las dimensiones óptimas del sistema de generación y almacenamiento. Por lo tanto, se requiere de un proceso iterativo, ajustando la capacidad del campo fotovoltaico mientras se mantiene fija la capacidad de almacenamiento, hasta alcanzar la LLP objetivo. Mediante la repetición de este proceso para diversas capacidades del sistema de almacenamiento, se ha logrado generar una curva de isofiabilidad, constituida por las distintas parejas de capacidad del campo FV y capacidad de la batería que satisfacen el valor de LLP perseguido.

La estimación de la producción del sistema fotovoltaico (FV), destinado a sustituir el sistema diésel existente y a complementar la instalación FV previa, se ha realizado utilizando datos meteorológicos (irradiancia global horizontal y temperatura ambiente) procedentes de la estación de Sahagún, que se encuentra a 11.3 km al sur de la localización de estudio. El modelo de irradiancia de Perez et al. (1990) se utilizó para estimar la irradiancia difusa incidente sobre el plano de captación inclinado. Para establecer la potencia máxima que el campo FV puede proporcionar bajo diversas condiciones de irradiancia y temperatura, se adoptó la estrategia de calcular los valores de los cinco parámetros del modelo de un diodo para diferentes condiciones de irradiancia y temperatura ambiente durante el periodo de análisis.

A la hora de realizar el estudio se parte de las siguientes variables de diseño:

Tabla 8. Principales parámetros de la instalación FV aislada objeto de estudio

POTENCIA CAMPO FV (Wp)	SUPERFICIE ACUMULACIÓN (m2)	CAPACIDAD BATERÍAS (Wh)
180 ud x 335 Wp = 60.300 Wp	180 x 1,94 m2 = 349,20 m2	117.600 Wh

Para evaluar si es posible eliminar el generador diesel y mantener el suministro energético en las condiciones establecidas, se van a realizar diferentes simulaciones con diferentes combinaciones de tamaño de campo FV y tamaño del banco de baterías.

Las diferentes opciones a estudiar se detallan en la siguiente tabla:

Tabla 9. Opciones analizadas para el estudio de dimensionamiento mediante método LLP

	POTENCIA CAMPO FV (Wp)	SUPERFICIE ACUMULACIÓN (m2)	CAPACIDAD BATERÍAS (Wh)
1 (real)	180 ud x 335 Wp = 60.300 Wp	180 x 1,94 m2 = 349,2 m2	117.600 Wh
2	800 ud x 335 Wp = 268.000 Wp	800 x 1,94 m2 = 1552 m2	117.600 Wh
3	1000 ud x 335 Wp =335.000 Wp	1000 x 1,94 m2 = 1940 m2	117.600 Wh
4	1000 ud x 335 Wp =335.000 Wp	1000 x 1,94 m2 = 1940 m2	235.200 Wh
5	1000 ud x 335 Wp =335.000 Wp	1000 x 1,94 m2 = 1940 m2	176.400 Wh
6	800 ud x 335 Wp = 268.000 Wp	800 x 1,94 m2 = 1552 m2	235.200 Wh
7	900 ud x 335 Wp = 301.500 Wp	900 x 1,94 m2 = 1746 m2	235.200 Wh
8	1000 ud x 335 Wp =335.000 Wp	1000 x 1,94 m2 = 1940 m2	147.000 Wh

Evidentemente, si se quiere analizar la influencia del generador diesel, parece claro que todas las opciones que se han de plantear han de ser aumentando el tamaño del campo FV y la capacidad de baterías, para asegurar el suministro energético de la explotación a raíz de la eliminación del generador diesel.

RESULTADOS

Los resultados obtenidos son los siguientes:

La probabilidad de pérdida de carga se calcula como la relación entre la energía no suministrada y la energía total consumida. El valor objetivo es una LLP < 10^{-4} = 0,1 %

Tabla 10. Resultados del estudio de LLP

OPCIÓN	POTENCIA CAMPO FV (Wp)	CAPACIDAD BATERÍAS (Wh)	ENERGÍA NO SUMINISTRADA (Wh)	ENERGÍA CONSUMIDA TOTAL (Wh)	LLP (probabilidad de pérdida de carga) 10^{-4}
1 (real)	60,300 Wp	117.600 Wh	12.709.218,78 Wh	14.660.374,20 Wh	86,70 % (no cumple)
2	268.000 Wp	117.600 Wh	9.681.748,74 Wh	14.660.374,20 Wh	66 % (no cumple)
3	335.000 Wp	117.600 Wh	36.428,54 Wh	14.660.374,20 Wh	0,25 % (no cumple)
4	335.000 Wp	235.200 Wh	0 Wh	14.660.374,20 Wh	0 % (cumple)
5	335.000 Wp	176.400 Wh	0 Wh	14.660.374,20 Wh	0 % (cumple)
6	268.000 Wp	235.200 Wh	8.554.637,94 Wh	14.660.374,20 Wh	58,35 % (no cumple)
7	301.500 Wp	235.200 Wh	4.241.717,56 Wh	14.660.374,20 Wh	28,93 % (no cumple)
8	335.000 Wp	147.000 Wh	4354,71 Wh	14.660.374,20 Wh	0,03 % (cumple)

CONCLUSIONES

Los resultados obtenidos muestran que si se propone la eliminación del generador de apoyo diesel, se hace indispensable un aumento del campo FV o de la capacidad de acumulación de baterías, para asegurar el suministro energético de la explotación de ovino de leche en buenas condiciones.

Se ha realizado un proceso iterativo analizando diferentes combinaciones de campo FV y baterías y se han obtenido 3 opciones que aseguran el suministro con una LLP < 10^{-4}. Esas son las opciones nº4, nº5 y nº8.

Todas ellas tienen el mismo tamaño de campo FV: 335.000 Wp pero difieren en la capacidad de baterías analizada. Así pues, aunque todas ellas cumplen el criterio establecido de LLP < 10^{-4}, se considera que la opción óptima es la nº8, al asegurar el criterio de LLP con un menor tamaño del banco de baterías.

El presente estudio se podría completar con un análisis de las diferentes opciones en cuanto a su coste, analizando el LCOE de las diferentes opciones propuestas, respecto al caso real. Todo apunta a que, de momento, no resultaría rentable el eliminar el generador diesel aumentando el tamaño del campo FV y las baterías, ya que el coste del generador es sensiblemente inferior al de las ampliaciones proyectadas (10.000 € de coste del generador diesel, frente a 100.000 € de coste de ampliación de la instalación estimado). Esta parte del estudio está previsto realizarla más adelante, para completar el presente artículo y que pueda servir de ejemplo a otros investigadores y/o particulares que se planteen realizar instalaciones FV aisladas sin apoyo de grupo electrógeno a base de combustibles fósiles.

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen a la empresa ABASOL (INTEGRAL DE MONTAJES METÁLICOS S.L.) su colaboración para la realización de este trabajo, proporcionando los datos técnico-económicos de la instalación. Este trabajo se ha realizado en el marco del Proyecto de investigación TED2021-131563B-I00 financiado por MCIN/AEI /10.13039/501100011033 y por la Unión Europea NextGenerationEU/ PRTR

REFERENCIAS

Ahmed, E. E. E., & Demirci, A. (2022). Multi-stage and multi-objective optimization for optimal sizing of stand-alone photovoltaic water pumping systems. *Energy*, *252*, 124048. https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.124048

Aicha, S., Ali, C., Zehor, A., & Mostafa, B. M. (2014). Design and simulation of dairy farm photovoltaic system for a rural area in Tlemcen, Algeria. *Journal of Engineering Science and Technology Review*, *7*(3), 133–136. https://doi.org/10.25103/jestr.073.22

De Blas, M., Appelbaum, J., Torres, J. L., García, A., Prieto, E., & Illanes, R. (2003). A Refrigeration Facility for Milk Cooling Powered by Photovoltaic Solar Energy. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, *11*(7), 467–479. https://doi.org/10.1002/pip.507

Domenech, B., Ferrer-Martí, L., García, F., Hidalgo, G., Pastor, R., & Ponsich, A. (2022). Optimizing PV Microgrid Isolated Electrification Projects—A Case Study in Ecuador. *Mathematics*, *10*(8). https://doi.org/10.3390/math10081226

Galleguillos-Pozo, R., Domenech, B., Ferrer-Martí, L., & Pastor, R. (2021). Design of stand-alone electrification systems using fuzzy mathematical programming approaches. *Energy*, *228*, 120639. https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.120639

Khatib, T., Mohamed, A., Sopian, K., & Mahmoud, M. (2012). A new approach for optimal sizing of standalone photovoltaic systems. *International Journal of Photoenergy*, *2012*. https://doi.org/10.1155/2012/391213

Liu, K., Sun, B., Gao, X., Zhang, Y., Sun, W., Feng, Q., & Yang, W. (2022). Optimal Sizing of the Stand-Alone Photovoltaic System for a Solar-Powered Translational Sprinkler Irrigation Machine considering the Loss of Power Supply Probability. *Mathematical Problems in Engineering*, *2022*. https://doi.org/10.1155/2022/6133969

Nordin, N. D., & Abdul Rahman, H. (2016). A novel optimization method for designing stand alone photovoltaic system. *Renewable Energy*, *89*, 706–715. https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.12.001

Nuri Caglayan. (n.d.). *Technical and financial optimization of an autonomus renewable power system for a medium-siezed dairy farm.*

San Martín, I., Berrueta, A., Sanchis, P., & Ursúa, A. (2018). Methodology for sizing stand-alone hybrid systems: A case study of a traffic control system. *Energy*, *153*, 870–881. https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.04.099

Sarhan, A., Hizam, H., Mariun, N., & Ya'acob, M. E. (2019). An improved numerical optimization algorithm for sizing and configuration of standalone photo-voltaic system components in Yemen. *Renewable Energy*, *134*, 1434–1446. https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.09.069

Sector agrícola y ganadero. (n.d.). Retrieved May 9, 2024, from https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/temas/mitigacion-politicas-y-medidas/agricola.html

Tomat, V., Ramallo-González, A. P., & Skarmeta-Gómez, A. (2022). A practical approach for modelling PV off-grid systems in EnergyPlus using post-processing of data to identify black out days. *Building Simulation Conference Proceedings*, 1044–1051. https://doi.org/10.26868/2522708.2021.30133

Viveros, P., Wulff, F., Kristjanpoller, F., Nikulin, C., & Grubessich, T. (2020). Sizing of a Standalone PV System with Battery Storage for a Dairy: A Case Study from Chile. *Complexity*, *2020*. https://doi.org/10.1155/2020/5792782

DISEÑO, OPTIMIZACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE MÓDULOS CPV CON SEGUIMIENTO INTEGRADO PARA VARIOS FACTORES DE CONCENTRACIÓN

Ceballos M. A., Valera A., Pérez-Higueras P.J., Almonacid F., Fernández E.F.

Advances in Photovoltaic Technology (AdPVTech), CEACTEMA, Universidad de Jaén, Campus Las Lagunillas s/n, Jaén, 23071, España. maceball@ujaen.es

RESUMEN

Los sistemas de concentración fotovoltaica (CPV) con seguimiento-integrado se presenta como una opción alternativa a la CPV convencional. Al eliminar los costosos y voluminosos seguidores solares, se logra reducir el costo de la CPV tradicional, abriéndose nuevas posibilidades de mercado. Esta tecnología, aunque aún en fase de desarrollo, requiere de más investigación. En este estudio se examinan dos sistemas con distintos niveles de concentración, que constan de una lente asférica biconvexa fija y una célula solar móvil de triple unión. En primer lugar, se optimiza la geometría de los elementos concentradores mediante una detallada modelización óptica. A continuación, se llevan a cabo medidas experimentalmente bajo condiciones estándar de concentración (CSTC), variando el ángulo de incidencia de la radiación ± 50º. Los resultados indican una eficiencia óptica superior al 80% y al 60% para concentraciones geométricas de 10,0x y 82,5x, respectivamente, en todo el rango angular. Además, estos sistemas tienen el potencial de ser aplicados en innovadoras áreas de la CPV, como la Agrivoltaica o la integración en edificios.

PALABRAS CLAVE: Sistemas de Concentración Fotovoltaica, Seguimiento-Integrado, Agrivoltaica

ABSTRACT

Concentrator photovoltaic (CPV) systems with tracking-integrated are presented as an alternative option to conventional CPV. The elimination of expensive and bulky solar trackers, the cost of traditional CPV can be reduced, opening up new market possibilities. This technology, although still under development, requires further research. This study examines two tracking-integrated systems with different concentration levels, consisting of a fixed biconvex aspheric lens and a triple-junction mobile solar cell. First, the geometry of the concentrator elements is optimized by means of detailed optical modelling. Then, measurements are carried out experimentally under standard concentration test conditions (CSTC), varying the angle of incidence of the radiation ± 50º. The results indicate optical efficiencies of over 80% and 60% for geometric concentrations of 10.0x and 82.5x, respectively, over the entire angular range. Furthermore, these systems have the potential to be applied in innovative areas of CPV, such as Agrivoltaics or building integration.

KEYWORDS: Concentrator Photovoltaic Systems, Tracking-Integrated, Agrivoltaics

INTRODUCCIÓN

Los módulos con seguimiento integrado suponen un cambio en la concepción de los sistemas de concentración fotovoltaica (CPV). Tradicionalmente, la tecnología CPV se distingue por emplear células solares hechas de materiales semiconductores III-V, de menor tamaño en comparación con las usadas en la fotovoltaica (FV) convencional. Aunque estas células son más eficientes (Geisz et al., 2020), también son más costosas en comparación con las células de Silicio, pero el uso de elementos ópticos de concentración económicos logra disminuir el costo del sistema (Perez-Higueras and Fernández, 2015). Los módulos CPV capturan radiación solar directa, por lo que éstos deben permanecer correctamente orientados hacia el haz incidente. Para lograr mantener la superficie del elemento óptico primario (POE) alineada a los rayos solares, es esencial utilizar dispositivos externos, conocidos como seguidores solares. En CPV estándar, estas estructuras pueden ser de uno o de dos ejes (Chemisana, 2011; Fernández et al., 2018), con el objetivo de seguir el movimiento diario y anual del sol.

Una de las principales restricciones para el despliegue masivo de la tecnología CPV está vinculada con el uso de estos seguidores solares, pues se tratan de estructuras pesadas y voluminosas que deben soportar tanto el peso de los módulos como las cargas de viento sin comprometer el correcto funcionamiento del sistema CPV. Esto requiere el uso de materiales resistentes en la construcción del seguidor y un mantenimiento adecuado durante el funcionamiento de la planta, conllevando un costo adicional para el sistema CPV (Algora and Rey-Stolle, 2016). Además, debido a su tamaño y peso, requieren grandes extensiones de terreno para su instalación, limitando la CPV esencialmente a grandes centrales eléctricas. Debido a esto, la CPV estándar es difícil de implementar en aplicaciones innovadoras como el campo de la Agrivoltaica (APV) (Fernández et al., 2022), y tampoco es factible en otros emplazamientos como los tejados de los edificios, para aprovechar la alta eficiencia de esta tecnología. Para abordar el problema, estudios realizados por diferentes investigadores han desarrollado el concepto de seguimiento integrado en los propios sistemas CPV como una alternativa a los seguidores tradicionales.

En la literatura se encuentran trabajos sobre sistemas CPV con distintos enfoques de seguimiento integrado: sistemas que realizan el seguimiento del movimiento aparente del sol mediante el direccionamiento del haz, utilizando para ello elementos externos (prismas, espejos o un conjunto de lentes adicionales) al módulo concentrador básico (Cheng et al., 2013; Johnsen et al., 2018; León et al., 2014a, 2014b); mediante un seguimiento realizado por los propios componentes que forman el módulo, moviendo bien la óptica (Duerr et al., 2013; Hallas et al., 2010; Karp and Ford, 2009; Kotsidas et al., 2011; Liu et al., 2014) o bien la propia célula (Askins et al., 2019; Ito et al., 2018; Kotsidas et al., 2010; Price et al., 2017, 2015); mediante el aprovechamiento de las propiedades internas de los materiales para suprimir el desplazamiento mecánico y acoplar la luz solar sobre una guía de ondas, y conducirla hasta la célula (Kozodoy et al., 2015; Stefancich et al., 2014; Tremblay et al., 2012; Tsou et al., 2013; Zagolla et al., 2014).

Entre las diferentes configuraciones, las más prometedoras es la propuesta por (Ito et al., 2018). Se trata de un sistema CPV con seguimiento integrado compuesto por lentes

asféricas hexagonales biconvexas fijas, y células multi-unión (MJ) como elemento encargado del seguimiento. Con una concentración de 127x, es capaz de alcanzar altas eficiencias ópticas, >60%, para ángulos de incidencia (AOI) dentro de ± 55º. Esta configuración ha sido considerada para desarrollar el sistema de seguimiento integrado por parte de la start-up Insolight, que presenta un AOI de ± 55º para una concentración de 180x, y una eficiencia del módulo del 29% (Askins et al., 2019).

En este trabajo se examina un sistema CPV con seguimiento integrado formado por lentes asféricas biconvexas y una célula solar de triple unión (3J), considerando varios niveles de concentración. Los niveles de concentración considerados, 10.0x y 82.5x, permitirán determinar el impacto en el rendimiento global del sistema. Esta selección busca asegurar una amplia gama de concentración efectiva. Además, niveles de concentración más bajos ayudan a reducir el tamaño del sistema óptico, creando un conjunto más pequeño y liviano, facilitando su integración en aplicaciones la agrivoltaica o en nuevos emplazamientos como terrazas de edificios. Se espera que los hallazgos de este trabajo sean útiles para sistemas de seguimiento integrados, sin importar el factor de concentración utilizado. El objetivo es proponer configuraciones innovadoras y mejorar el conocimiento de este tipo de sistemas como una posible alternativa a la CPV convencional basada en seguidores solares.

DISEÑO, SIMULACIÓN Y MONTAJE EXPERIMENTAL DEL SISTEMA CPV

El módulo CPV de seguimiento integrado consta de una lente asférica biconvexa y una célula solar 3J. Las lentes asféricas minimizan las denominadas aberraciones esféricas y permiten ofrecer una mayor eficiencia óptica en condiciones de fuera del eje. Al variar el AOI, el punto donde se concentra la radiación se deforma y se dificulta el seguimiento solar, por ello, para minimizar este problema, la lente debe ser también biconvexa (Ito et al., 2018). Y, dicha lente es diseñada inicialmente desde cero por medio de un proceso de optimización. La célula solar 3J es el elemento encargado de realizar el seguimiento de la radiación concentrada, y debe moverse en dos direcciones, lateral y verticalmente, para seguir el movimiento del foco de la radiación concentrada a medida que aumenta el AOI. En la Fig. 1 se muestra un diagrama de este tipo de sistema para incidencia normal, y para AOI > 0.

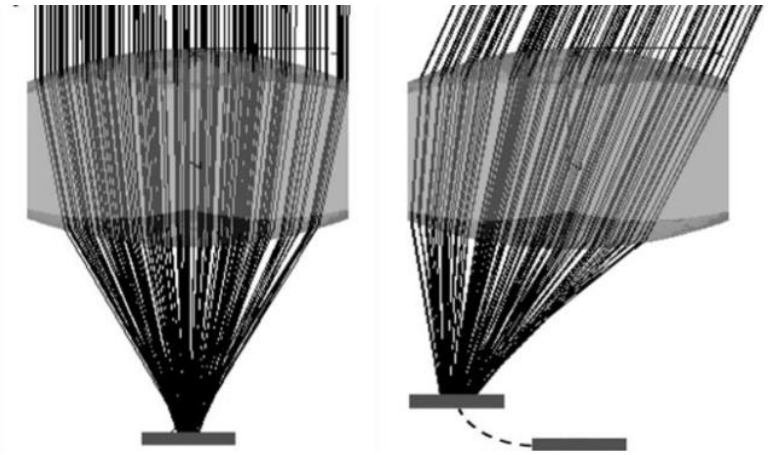


Fig. 1. Trazado de rayos de un sistema CPV con seguimiento integrado. Izquierda: radiación incidente paralela al eje óptico. Derecha: radiación incidente con AOI ≠ 0. La luz solar incide sobre la superficie del POE fijo, y se concentra sobre su focal para cada AOI. Para captar la radiación concentrada, la célula solar, por medio de un desplazamiento lateral y vertical, sigue el desplazamiento del foco.

El POE se diseña para determinar las dimensiones óptimas de la lente para cada sistema. El proceso de optimización se basa en el método Downhill Simplex de Nelder y Mead (Press et al., 1993). Partiendo de un valor inicial de la geometría, y fijando un rango de valores máximo y mínimo, el optimizador realiza un barrido dentro de ese rango con el objetivo de conseguir un sistema concentrador con alta eficiencia óptica y elevada tolerancia angular. El material considerado para el POE es polimetilmetacrilato (PMMA), cuyos coeficientes de absorción se han tomado de (Miller et al., 2011), y el índice de refracción de (Beadie et al., 2015). La curvatura y la constante cónica de las caras de la lente, así como el grosor, son los parámetros clave en el diseño de la óptica y los que se optimizarán.

La geometría del POE es hexagonal para eliminar las pérdidas por reflexión que se producen en los bordes de las lentes circulares, así como para facilitar el montaje de varios POE en un módulo. Una vez definida la geometría óptima de cada sistema, las simulaciones ópticas se llevan a cabo. Se consideran las condiciones de ensayo estándar de concentración (CSTC): 1000 W/m^2, 25 ^{o}C de temperatura y espectro de referencia AM1.5D. En las simulaciones también se tiene en cuenta el tamaño angular del sol (4.7 mrad). Este modelo, implementado en el software de trazado de rayos TracePro, considera la absorción y las propiedades angulares de los elementos del sistema CPV, ver Fig. 2. Más detalles sobre el modelo y su validación experimental se pueden encontrar en (Ferrer-Rodríguez et al., 2018, 2017).

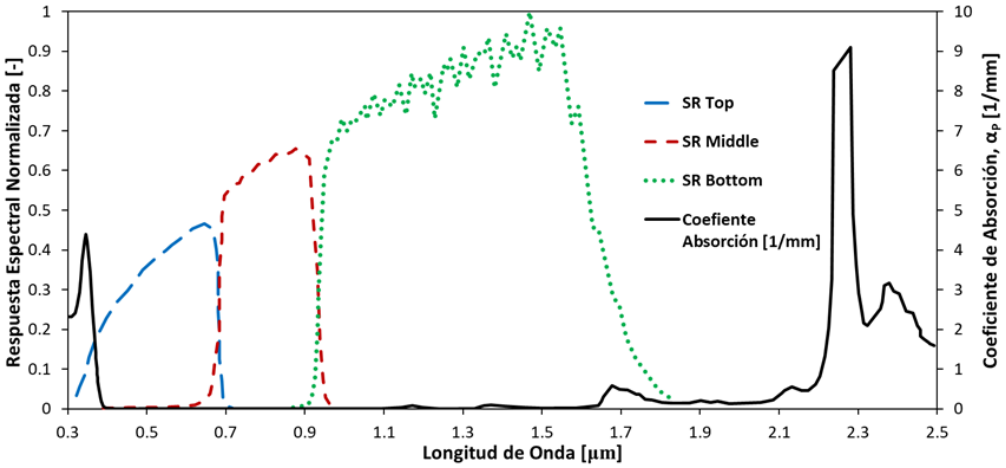


Fig. 2. Propiedades ópticas de los elementos que componen el sistema.
Respuesta espectral normalizada de la célula solar de 3 J y coeficiente de absorción del PMMA.

Como resultado del proceso de optimización, las dimensiones para la óptica de concentración de 10.0x son: espesor = 14.5 mm; curvatura cara frontal y trasera de 0.056 mm^{-1} y 0.047 mm^{-1} respectivamente. Para el sistema de concentración 82.5x esto valores son: espesor = 43 mm; curvatura cara frontal y trasera de 0.024 mm^{-1} y 0.019 mm^{-1} respectivamente. Una vez obtenida la geometría óptima de las lentes para cada nivel de concentración geométrica ($C_g=A_{POE}/A_{cell}$, con A_{POE} el área del POE, y A_{cell} el área de la célula 3J), la eficiencia óptica (η_{opt}), dentro de un rango de AOI ± 50º, se determina por medio de Ec. (1):

$$\eta_{opt} = \frac{1}{C_g} \cdot \frac{min\left(J_{sc,top}^{con}, J_{sc,mid}^{con}, J_{sc,bot}^{con}\right)}{min\left(J_{sc,top}^{1sun}, J_{sc,mid}^{1sun}, J_{sc,bot}^{1sun}\right)} \cdot \frac{1}{\cos(AOI)} \qquad (1)$$

donde $J_{sc,i}^{con}$ es la densidad de corriente de cortocircuito concentrada de cada sub-célula, y $J_{sc,i}^{1sun}$ la medida a 1 sun (1 sun = 1000 W/m^2). Dado que los módulos permanecen fijos, el factor de corrección del coseno en esta ecuación tiene en cuenta la reducción del área de iluminación de los módulos con el AOI. Los valores de η_{opt}, así como el porcentaje de pérdidas que tienen lugar durante el trazado de rayos se muestra en la Tabla 1. En este estudio, el sistema con una C_g = 10.0x se denomina módulo A, mientras que el sistema con una C_g = 82.5x se denomina módulo B.

Tabla 1. Valores de Eficiencia Óptica y Pérdidas Ópticas medidas durante el trazado de rayos para AOI 0º y 50º

	Módulo A		Módulo B	
Ángulo de Incidencia (AOI) (º)	0	50	0	50
Eficiencia Óptica (η_{opt}) (%)	91.1	75.8	89.5	60.0
Pérdidas por Reflexión (%)	7.0	21.4	6.1	14.8
Pérdidas por Absorción (%)	0.6	0.4	1.2	2.3
Pérdidas Espectrales (%)	1.3	1.7	3.2	4.1
Pérdidas por no-focalización (%)	0.0	0.8	0.0	18.9

Como puede observarse, se produce una disminución de la η_{opt} de los dos sistemas concentradores como consecuencia del aumento del AOI, siendo más pronunciada a niveles de concentración mayores. En cuanto al análisis de pérdidas, a incidencia normal, las pérdidas por reflexión producidas en las caras de las lentes dominan principalmente las pérdidas de η_{opt} de ambos módulos, aumentando también a medida que aumenta el AOI. Las mayores pérdidas por reflexión del módulo A podrían explicarse debido a la curvatura más pronunciada de sus caras. Las pérdidas por absorción, son mayores en el módulo B debido al mayor grosor del POE, ya que se produce un mayor recorrido óptico de la luz. Aun así, estas pérdidas son menores y no reducen la η_{opt} de forma significativa para el rango angular investigado en ambas configuraciones. En cuanto a las pérdidas espectrales, son más notables también en el módulo B debido nuevamente el mayor grosor de la lente y las propiedades de absorción espectral tanto del POE como de la célula 3J, es decir, a mayor camino óptico, mayor será la modificación del espectro de entrada. En lo que respecta a las pérdidas por no focalización, no juegan un papel relevante en la η_{opt} del módulo A, mientras que para el módulo B, estas pérdidas se hacen notables a medida que se incrementa el AOI.

Una vez finalizado el proceso de optimización, así como el trazado y análisis de las simulaciones ópticas, se procede al estudio experimental del sistema en el laboratorio CPV de interior de la Universidad de Jaén. La célula solar MJ utilizada para ambos sistemas es una célula solar estándar de 3J compuesta de GaInP/GaInAs/Ge, suministrada por AZUR SPACE Solar Power GmbH. La respuesta espectral (SR) de la célula de 3J, facilitada por el fabricante, se muestra en la Fig. 2, normalizada al valor máximo total de la SR de las tres sub-células. Ambos POE han sido fabricados por Andaltec, Centro Tecnológico del Plástico, por medio de un proceso de mecanizado realizado mediante una máquina de control numérico de 5 ejes a 42.000 revoluciones por minuto. El pulido final se ha realizado a mano para conseguir una buena transparencia de los componentes ópticos. La Fig. 3 muestra el montaje experimental de ambos sistemas.

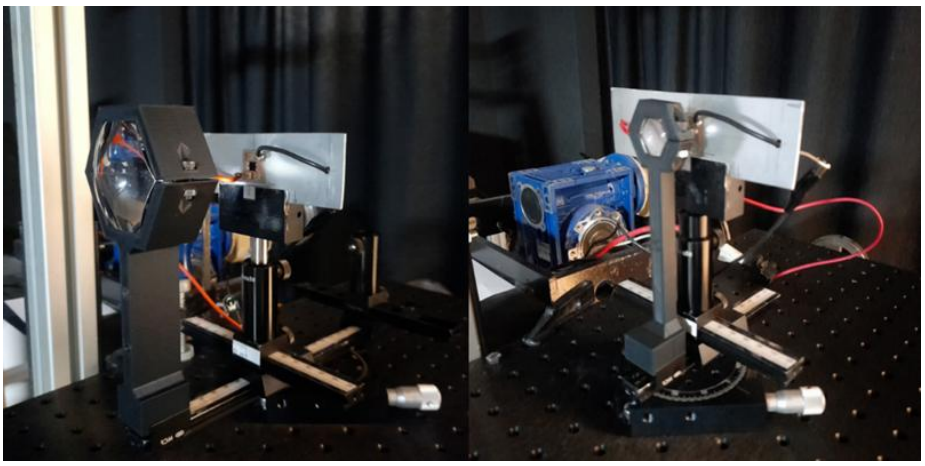


Fig. 3. Configuración experimental de los sistemas investigados. Izquierda: C_g = 82.5x. Derecha: C_g = 10.0x. Seguimiento de la célula realizado por medio de rieles que permiten el desplazamiento en dos direcciones.

En este caso, la eficiencia óptica (ηopt) experimental se ha obtenido mediante la Ec. (2):

$$\eta_{opt} = \frac{1}{C_g} \cdot \frac{I_{sc}^{conc}}{I_{sc}^{1sun}} \cdot \frac{1}{\cos(AOI)} \qquad (2)$$

donde I_{sc}^{conc} es la corriente de corto-circuito concentrada por el sistema, e I_{sc}^{1sun} es la corriente de corto-circuito de la célula solar a 1 sun, siendo su valor de 0.004613 A.

Figura 4 muestra los resultados de ηopt logrados por ambas configuraciones, junto con una comparativa entre los valores teóricos frente a los medidos experimentalmente. Los resultados simulados y los resultados experimentales medidos en el simulador pueden considerarse acordes entre sí. El módulo A muestran una diferencia media de ≈ 0.03, y una diferencia máxima de ≈ 0.09 a 50o. Mientras que el módulo B muestra una mayor diferencia entre los resultados simulados y los experimentales, con un valor medio de 0.06, y una diferencia máxima de 0.09 en 0o. Como también puede observarse, el módulo A muestra una ηopt elevada, con un valor cercano al 90% hasta 20o, y superior al 80% hasta 40o. En el caso del módulo B, esta mayor diferencia entre ηopt podría atribuirse a posibles desalineaciones producidas en el proceso de construcción de los módulos, así como a pequeñas imperfecciones que pueden haberse ocasionado durante el proceso de fabricación de las lentes. Sin embargo, también se puede considerar que el módulo tiene un buen rendimiento óptico, con ηopt cercana al 80% hasta 20o, y superior a 70% hasta 40o. El valor de aceptancia angular (AA: ángulo en el que la ηopt disminuye un 90% respecto a la incidencia normal) es de aproximadamente 40o y 30o para el módulo A y B, respectivamente. Poniendo de relieve la importancia de seleccionar el nivel de concentración óptimo para maximizar la tolerancia angular y la captación de irradiancia para cada aplicación concreta.

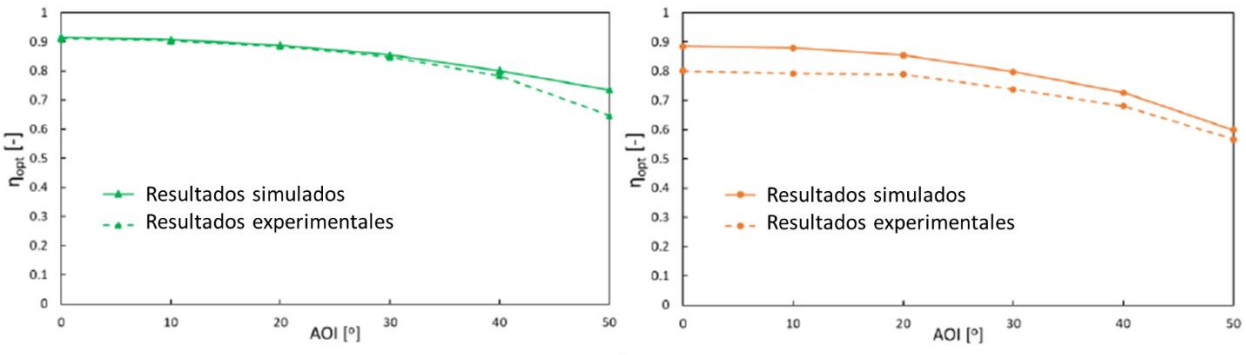


Fig. 5. Valores de η_{opt} frente a AOI para dos niveles de concentración diferentes (izquierda módulo A y derecha módulo B). Comparación entre los resultados simulados con el software de trazado de rayos y los obtenidos experimentalmente en condiciones controladas de interior.

Junto al análisis de los valores del rendimiento óptico alcanzados por los dos sistemas desarrollados, se lleva a cabo el análisis del comportamiento de los principales parámetros eléctricos para diferentes AOI obtenidos en las medidas realizadas en el simulador solar. Destacar que el módulo A está limitado a una AOI de 40º, como consecuencia de las limitaciones de desplazamiento de dicha configuración. Los valores de corriente de corto-circuito (I_{sc}) normalizada y los de voltaje de circuito-abierto (V_{oc}) normalizada igualmente, ambos a sus valores máximos (AOI = 0º), se representan en función del AOI para los dos

sistemas como se muestra en la Fig. 6. Como puede observarse, I_{sc} y V_{oc} disminuyen con el aumento del AOI, hecho que puede explicarse considerando las pérdidas ópticas nombradas anteriormente, las pérdidas adicionales de las células solares, así como la reducción de la luz que incide sobre las células solares debido al término del coseno (cos(AOI)). Para separar estos fenómenos, en las Fig. 6 se incluye también la variación esperada de los parámetros con el AOI según las expresiones adaptadas de (Fernández et al., 2017). En general, ambos módulos muestran resultados similares para los parámetros I_{sc} y V_{oc}. En lo que se refiere a I_{sc}, éste parámetro tiende a disminuir con el AOI, encontrándose un valor de alrededor de 0.65 a 40º para ambos módulos. La disminución de I_{sc} debida al término cos(AOI) para el mismo ángulo es de alrededor de 0.77, implicando aproximadamente un 12% de pérdidas adicionales. En cuanto a V_{oc}, este valor también tiende a disminuir, pero en menor medida que lo hace I_{sc}. En este caso, se ha encontrado un valor de alrededor de 0.98 a 40º para ambos módulos. Esta reducción, casi inapreciable, se debe a la conocida pequeña dependencia de V_{oc} con la irradiancia. En cualquier caso, también hay una pequeña disminución de V_{oc} debido al término cos(AOI), un valor de alrededor de 0.99 a 40º, que se traduce en aproximadamente un 1% de pérdidas adicionales. La reducción ligeramente superior del V_{oc} real respecto al teórico podría atribuirse a la menor concentración de operación de la célula 3J, como consecuencia de la reducción adicional de la I_{sc} comentada anteriormente. Si no se tienen en cuenta las pérdidas por cos(AOI), la reducción de este parámetro puede atribuirse a los fenómenos de reflexión y absorción en el POE, así como a cuestiones espectrales causadas en la célula 3J. Esto último es relevante por la conocida la dependencia con el espectro de entrada de las células solares MJ.

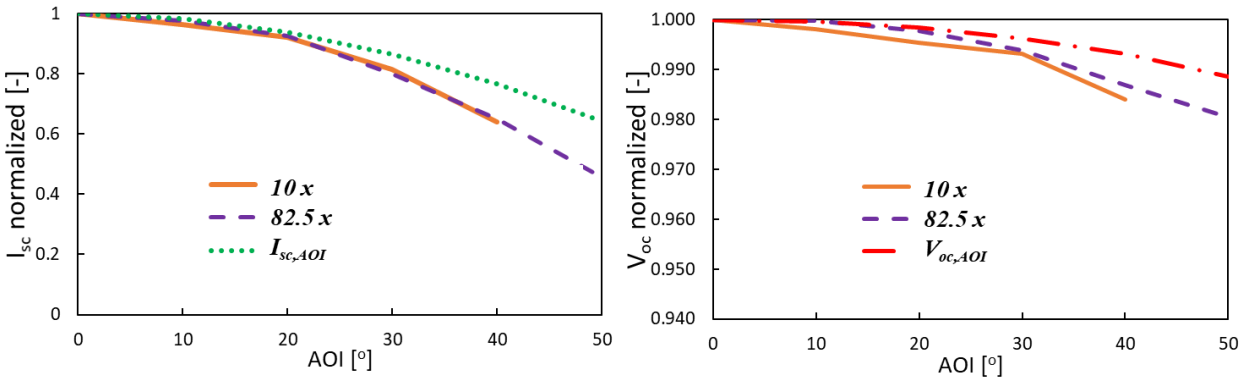


Fig. 6. Parámetros eléctricos normalizados a los valores máximos de incidencia normal obtenidos en condiciones controladas de interior. Se representa también la reducción de ambos parámetros debido a las pérdidas de irradiancia ocasionadas por el cos(AOI).

Para investigar este efecto, y siguiendo el procedimiento comentado en (Domínguez et al., 2013), se analizan los diagramas de *current-matching* (CM) en función del AOI obtenidos con las células componentes. El punto donde se alcanza la condición de CM será el valor del *Spectral Matching Ratio* (SMR) entre las subcélulas "top" y "middle", también registrada con las células componentes. De esta manera, con el SMR se puede caracterizar la irradiancia espectral. Para el módulo A, esto se consigue a un SMR aproximado de 0.99, implicando pérdidas espectrales de alrededor del 1%, similares a las predichas en el análisis de trazado de rayos. Por otro lado, la condición CM para el módulo B se consigue a un SMR aproximado

de 0.93, lo que implica pérdidas espectrales alrededor del 7%. Mientras que estas pérdidas se estimaron en un 3%-4% en el análisis de trazado de rayos. Estas pérdidas mayores ayudan a entender la mayor diferencia entre la eficiencia óptica simulada y la medida que se muestra en la Fig. 5. Como se ha comentado, esto podría explicarse por las posibles diferencias entre los elementos ópticos diseñados y los fabricados.

CONCLUSIONES

El diseño, análisis y medidas en condiciones controladas de interior de dos sistemas de concentración fotovoltaica (CPV) con diferentes niveles de concentración y con seguimiento integrado en el propio módulo se ha llevado a cabo en este estudio. La geometría de ambas lentes asféricas ha sido obtenida mediante un proceso de optimización de las dimensiones iniciales de las lentes de los dos módulos. El análisis completo posterior, realizado con el software de trazado de rayos TracePro determinó las características ópticas de los módulos, registrando en ambos casos, a incidencia normal, una eficiencia óptica (η_{opt}) en torno al 90%, y disminuyendo a medida que aumenta el ángulo de incidencia (AOI) de la radiación. Las pérdidas de ambos módulos que provocan esta disminución están dominadas principalmente por las reflexiones producidas en las caras de las lentes, siendo mayores en el módulo A debido a su curvatura más pronunciada. Al aumentar el nivel de concentración, aumentan las pérdidas por absorción, espectrales, y por no-focalización, implicando una menor eficiencia del módulo B debido el aumento del espesor de la lente, siendo las pérdidas por no-focalización más notables a AOI elevados.

Las mediciones realizadas en el laboratorio del simulador solar para ambos prototipos muestran resultados similares a los predichos teóricamente, validando así el modelado óptico. Además, un análisis detallado de los principales parámetros eléctricos medidos en laboratorio concluye que la corriente de cortocircuito (I_{sc}) juega el papel más relevante a la hora de explicar la potencia de salida de los sistemas. La reducción de este parámetro, sin tener en cuenta las pérdidas por coseno, puede atribuirse a las pérdidas por reflexión y absorción producidas en la lente, y a las pérdidas espectrales en la célula solar. Estas pérdidas espectrales, según los datos obtenidos en el simulador solar, para el módulo de menor concentración son del 1%, similares a las del caso teórico, mientras que para el módulo de mayor concentración alcanzan el 7%, superiores a las obtenidas durante el trazado de rayos, de ahí la mayor diferencia entre la η_{opt} simulada y la medida. Junto a estas pérdidas ópticas que se producen en los sistemas, un posible desajuste de los componentes durante el montaje de la configuración también podría generar diferencias entre los datos medidos y los obtenidos en el laboratorio.

Trabajos futuros deberían investigar la introducción de elementos ópticos secundarios (SOE) para mejorar la tolerancia angular de los sistemas. Además, investigaciones futuras tratarán de introducir este tipo de sistemas en el creciente campo de la Agrivoltaica (APV), tratando de establecer beneficios entre la conversión de energía en electricidad y el uso de la radiación por los cultivos.

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen a Lambda Research Corporation su donación del software óptico TracePro. Los autores también dan las gracias al CICT (Centro de Intstrumentación Científico-Técnica de la Universidad de Jaén, España). Maria A. Ceballos cuenta con el apoyo de la Universidad de Jaén en el marco del programa "Ayudas predoctorales para la Formación de Personal Investigador, con cargo a la acción 9ª (del Plan de Apoyo a la Investigación de la Universidad de Jaén (Convocatoria 2/2019)). Este trabajo forma parte del Proyecto WiT–CPV, ayuda *CNS2022 - 135288* financiada por MICIU/AEI /10.13039/501100011033 y por la Unión Europea NextGenerationEU/PRTR.

REFERENCIAS

Algora, C., Rey-Stolle, I., 2016. Handbook on Concentrator Photovoltaic Technology.

Askins, S., Jost, N., Aguilar, A.F., Anglade, L., Nardin, G., Duchemin, M., Gerlich, F., Ackerman, M., Coulot, L., Petri, D., Levrat, J., Faes, A., Champliaud, J., Despeisse, M., Dominguez, C., Anton, I., 2019. Performance of Hybrid Micro-Concentrator Module with Integrated Planar Tracking and Diffuse Light Collection. Conf. Rec. IEEE Photovolt. Spec. Conf. 2507–2512. https://doi.org/10.1109/PVSC40753.2019.8980519

Beadie, G., Brindza, M., Flynn, R.A., Rosenberg, A., Shirk, J.S., 2015. Refractive index measurements of poly(methyl-methacrylate) (PMMA) from 0.4–1.6μm. Appl. Opt. 54, F139--F143. https://doi.org/10.1364/AO.54.00F139

Chemisana, D., 2011. Building integrated concentrating photovoltaics: A review. Renew. Sustain. Energy Rev. 15, 603–611. https://doi.org/10.1016/j.rser.2010.07.017

Cheng, J., Park, S., Chen, C.L., 2013. Optofluidic solar concentrators using electrowetting tracking: Concept, design, and characterization. Sol. Energy 89, 152–161. https://doi.org/10.1016/j.solener.2012.12.018

Domínguez, C., Antón, I., Sala, G., Askins, S., 2013. Current-matching estimation for multijunction cells within a CPV module by means of component cells. Prog. Photovolt Res. Appl. 21, 1478–1488. https://doi.org/10.1002/pip

Duerr, F., Meuret, Y., Thienpont, H., 2013. Tailored free-form optics with movement to integrate tracking in concentrating photovoltaics. Opt. Express 21, A401. https://doi.org/10.1364/OE.21.00A401

Fernández, E.F., Almonacid, F., Rodrigo, P.M., Pérez-Higueras, P.J., 2018. CPV systems, McEvoy's Handbook of Photovoltaics: Fundamentals and Applications. McEvoy's Handbook of Photovoltaics: Fundamentals and Applications. https://doi.org/10.1016/B978-0-12-809921-6.00026-4

Fernández, E.F., Ferrer-Rodríguez, J.P., Almonacid, F., Pérez-Higueras, P., 2017. Current-voltage dynamics of multi-junction CPV modules under different irradiance levels. Sol. Energy 155, 39–50. https://doi.org/10.1016/j.solener.2017.06.012

Fernández, E.F., Villar-Fernández, A., Montes-Romero, J., Ruiz-Torres, L., Rodrigo, P.M., Manzaneda, A.J., Almonacid, F., 2022. Global energy assessment of the potential of photovoltaics for greenhouse farming. Appl. Energy 309. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.118474

Ferrer-Rodríguez, J.P., Baig, H., Fernández, E.F., Almonacid, F., Mallick, T., Pérez-Higueras, P., 2017. Optical modeling of four Fresnel-based high-CPV units. Sol. Energy 155. https://doi.org/10.1016/j.solener.2017.07.027

Ferrer-Rodríguez, J.P., Fernández, E.F., Baig, H., Almonacid, F., Mallick, T., Pérez-Higueras, P., 2018. Development, indoor characterisation and comparison to optical modelling of four Fresnel-based high-CPV units equipped with refractive secondary optics. Sol. Energy Mater. Sol. Cells 186. https://doi.org/10.1016/j.solmat.2018.06.050

Geisz, J.F., France, R.M., Schulte, K.L., Steiner, M.A., Norman, A.G., Guthrey, H.L., Young, M.R., Song, T., Moriarty, T., 2020. Six-junction III–V solar cells with 47.1% conversion efficiency under 143 Suns concentration. Nat. Energy 5, 326–335. https://doi.org/10.1038/s41560-020-0598-5

Hallas, J.M., Karp, J.H., Tremblay, E.J., Ford, J.E., 2010. Lateral translation micro-tracking of planar micro-optic solar concentrator. High Low Conc. Syst. Sol. Electr. Appl. V 7769, 776904. https://doi.org/10.1117/12.860980

Ito, A., Sato, D., Yamada, N., 2018. Optical design and demonstration of microtracking CPV module with bi-convex aspheric lens array. Opt. Express 26, A879. https://doi.org/10.1364/oe.26.00a879

Johnsen, H.J.D., Aksnes, A., Torgersen, J., 2018. Solar tracking using beam-steering lens arrays 1075805, 4. https://doi.org/10.1117/12.2320046

Karp, J.H., Ford, J.E., 2009. Planar micro-optic solar concentration using multiple imaging lenses into a common slab waveguide. High Low Conc. Syst. Sol. Electr. Appl. IV 7407, 74070D. https://doi.org/10.1117/12.826531

Kotsidas, P., Chatzi, E., Modi, V., 2010. Stationary nonimaging lenses for solar concentration. Appl. Opt. 49, 5183–5191. https://doi.org/10.1364/AO.49.005183

Kotsidas, P., Modi, V., Gordon, J.M., 2011. Nominally stationary high-concentration solar optics by gradient-index lenses. Opt. Express 19, 2325–2334. https://doi.org/10.1364/OE.19.002325

Kozodoy, P., Gladden, C., Pavilonis, M., Rhodes, C., Wheeler, T., Casper, C., 2015. Self-tracking concentrator for photovoltaics. Conf. Lasers Electro-Optics Eur. - Tech. Dig. 2015-Augus, 2–4.

León, N., García, H., Ramírez, C., 2014a. Semi-passive solar tracking concentrator. Energy Procedia 57, 275–284. https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.10.032

León, N., Ramírez, C., García, H., 2014b. Rotating prism array for solar tracking. Energy Procedia 57, 265–274. https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.10.031

Liu, Y., Huang, R., Madsen, C.K., 2014. Two-axis tracking using translation stages for a lens-to-channel waveguide solar concentrator. Opt. Express 22, A1567. https://doi.org/10.1364/OE.22.0A1567

Miller, D.C., Kempe, M.D., Kennedy, C.E., Kurtz, S.R., 2011. Analysis of transmitted optical spectrum enabling accelerated testing of multijunction concentrating photovoltaic designs. Opt. Eng. 50, 13003. https://doi.org/10.1117/1.3530092

Perez-Higueras, P., Fernández, E.F., 2015. High Concentrator Photovoltaics: Fundamentals, Engineering and Power Plants, High Concentrator Photovoltaics: Fundamentals, Engineering and Power Plants, Springer. https://doi.org/10.14936/ieiej.30.445

Press, W.H., Vetterling, W.T., Teukolsky, S.A., Flannery, B.P., 1993. NUMERICAL RECIPES in C++. The Art of Scientific Computing, Second Edi. ed.

Price, J.S., Grede, A.J., Wang, B., Lipski, M. V., Fisher, B., Lee, K.T., He, J., Brulo, G.S., Ma, X., Burroughs, S., Rahn, C.D., Nuzzo, R.G., Rogers, J.A., Giebink, N.C., 2017. High-concentration planar microtracking photovoltaic system exceeding 30% efficiency. Nat. Energy 2, 1–7. https://doi.org/10.1038/nenergy.2017.113

Price, J.S., Sheng, X., Meulblok, B.M., Rogers, J.A., Giebink, N.C., 2015. Wide-angle planar microtracking for quasi-static microcell concentrating photovoltaics. Nat. Commun. 6, 1–8. https://doi.org/10.1038/ncomms7223

Stefancich, M., Apostoleris, H., Maragliano, C., Chiesa, M., 2014. Switchable transparency optical element for reactive solar tracking. Nonimaging Opt. Effic. Des. Illum. Sol. Conc. XI 9191, 91910E. https://doi.org/10.1117/12.2062156

Tremblay, E.J., Loterie, D., Moser, C., 2012. Thermal phase change actuator for self-tracking solar concentration. Opt. Express 20, A964. https://doi.org/10.1364/oe.20.00a964

Tsou, Y.S., Chang, K.H., Lin, Y.H., 2013. A droplet manipulation on a liquid crystal and polymer composite film as a concentrator and a sun tracker for a concentrating photovoltaic system. J. Appl. Phys. 113. https://doi.org/10.1063/1.4812391

Zagolla, V., Dominé, D., Tremblay, E., Moser, C., 2014. Self-tracking solar concentrator with an acceptance angle of 32°. Opt. Express 22, A1880. https://doi.org/10.1364/OE.22.0A1880

EVALUACIÓN DEL PROCESO DE SOLDADURA MIG/MAG DE ACERO 316L CON Y SIN OSCILACIÓN PARA SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO TÉRMICO CON SALES FUNDIDAS

Henríquez M.* **, Pastén R.**, Reinoso J.C. **, Soto C. **, Duran C. **, Guzmán D. ***, Guerreiro L.****

*Iberian Centre for Research in Energy Storage (CIIAE), Cáceres, Extremadura, Spain mauro.henriquez@ciiae.org

**Centro de Desarrollo Energético Antofagasta (CDEA), Universidad de Antofagasta, Av. Universidad de Antofagasta 02800, Antofagasta, Chile raul.pasten@uantof.cl

***Departamento de Ingeniería en Metalurgia, Facultad de Ingeniería, Universidad de Atacama Av. Copayapu 485, Copiapó, Chile danny.guzman@uda.cl

****ICT, Universidad Évora, Largo Colegiais 2, 7003 Évora, Portugal, lguerreiro@uevora.pt

RESUMEN

El sistema de almacenamiento térmico de sales fundidas de dos tanques es el sistema de almacenamiento más común en las plantas de energía solar de concentración. La sal solar (60%NaNO3 + 40%KNO3) es el material de almacenamiento de energía más utilizado en plantas solares térmicas. En la tecnología de concentración Solar de torre, donde las sales fundidas deben operar entre una temperatura de 290ºC a 565ºC se han presentado varios problemas de fallas en las soldaduras de los tanques. Este trabajo explora el proceso de uniones soldadas de diferentes probetas de Acero Inoxidable 316L (ASS), expuestas a un flujo en movimiento de mezcla binaria, con 60% $NaNO_3$ y 40% KNO_3 (sal solar) dentro de la planta piloto de almacenamiento térmico. de la Universidad de Antofagasta. Los resultados fueron evaluados mediante la técnica microscopia electrónica de barrido (SEM) a 120, 500, y 1000 h de exposición de donde se identifico que la oscilación mecánica del arco presenta una microestructura más refinada en comparación con los ensayos realizados sin oscilación, y que los productos de la corrosión formados en la superficie de los cupones de soldadura fueron óxidos de hierro al igual que el material base.

PALABRAS CLAVE: Sal Solar, Acero inoxidable, uniones soldadas

INTRODUCCIÓN

La sal solar (60%NaNO3 + 40%KNO3) es el material de almacenamiento de energía más utilizado en plantas solares térmicas (Medrano et alt. 2016; Kuravi et alt. 2013). Se ha determinado termodinámicamente que las plantas de energía solar concentrada tienen mayores rendimientos a temperaturas de funcionamiento más altas. En consecuencia, los materiales en los tanques de almacenamiento al estar expuestos a condiciones de corrosión cada vez más severas. Las uniones soldadas de los tanques de almacenamiento solar térmico representan una variable crítica que debe ser controlada durante la fabricación estructural proceso de este equipo.

Respecto al proceso de corrosión de los aceros en contacto con sales de nitrato, algunos autores han reportado que el hierro reacciona con el O2, y genera productos como FeO, FeO2, Fe3O4 y Fe2O3, lo que genera una capa de óxido metálico (Bell et alt. 2019; Mallco et alt. 2020). Estas condiciones de operación, más el trabajo a altas temperaturas de los sistemas de almacenamiento con sales fundidas, hacen que la zona soldada de los tanques sea de alto interés científico, de la que no existe evidencia a escala piloto. Este trabajo explora el proceso de uniones soldadas de diferentes probetas de Acero Inoxidable 316L (ASS), expuestas a un flujo en movimiento de mezcla binaria, con 60% $NaNO_3$ y 40% KNO_3 (sal solar) dentro de la planta piloto de almacenamiento térmico. de la Universidad de Antofagasta.

PROCEDIMIENTO

Las pruebas se realizaron en un tanque de acero inoxidable grado 316L de 0,83 m3 y 203 kg de peso. El tanque estaba equipado con los componentes comerciales detallados en la Figura 1, donde cuatro resistencias eléctricas de 1,2 kW proporcionaban el calor para fundir la sal. El sistema contiene 15 sensores de temperatura tipo PT100 clase B de 3 hilos con vainas de acero inoxidable 316-L que se ubican dentro y fuera del tanque. Una bomba vertical de alta temperatura GVSO40/160A recirculó el fluido a razón de 1 m3 h-1.

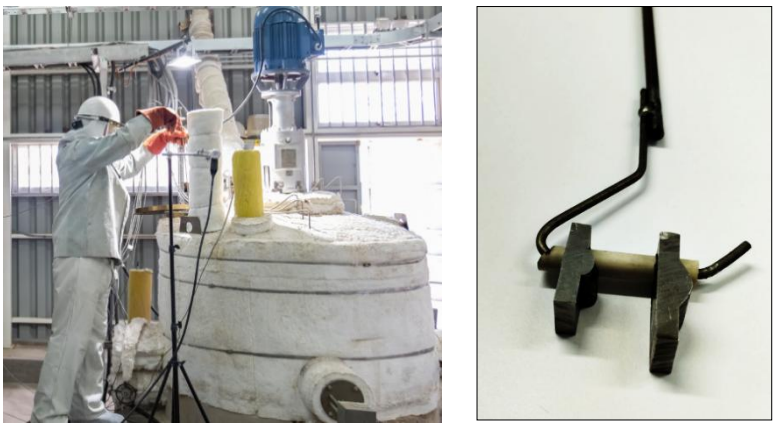


Fig. 1. Instalaciones a) tanque planta piloto con sales fundidas a 400ºC
b) Sistema de probetas de acero inoxidable para ser sumergidas al interior del tanque.

Para evaluar las uniones soldadas, se han desarrollado probetas fabricadas en acero inoxidable 316-L con 2 tipos de soldadura (Figura 2), sumergirlas dentro de un tanque de

almacenamiento térmico a 400°C. Durante todo este proceso se produce una recirculación de las sales fundidas, para asemejar el comportamiento de sistemas reales donde el acero inoxidable está en contacto con la sal solar agitado debido al proceso de carga y descarga de los sistemas de almacenamiento. Las probetas se cortaron en el sentido transversal al cordón de soldadura, además de este corte transversal se realizaron cortes longitudinales al cordón de soldadura. La microestructura se estudió mediante análisis metalográfico de acuerdo con los procedimientos estándares de montaje, lijado y pulido, según la norma ASTM E3-11, y el grabado del acero se realizó de acuerdo a la norma ASTM E407-07.

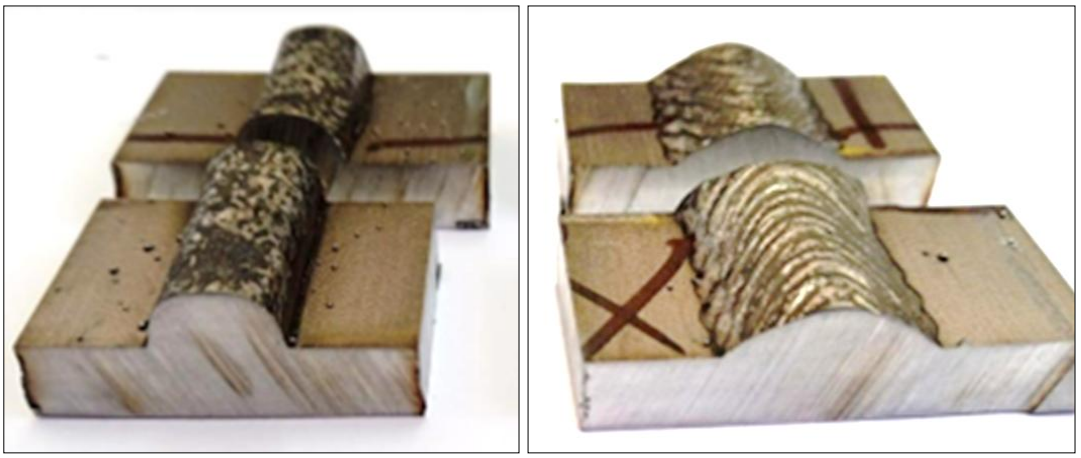


Fig. 2. Probetas de acero inoxidable con soldadura a) con oscilación b) Sin oscilación.

RESULTADOS

Los primeros resultados fueron evaluados mediante la técnica microscopia electrónica de barrido (SEM) a 120, 500, y 1000 h de exposición. Dentro de los cuales se está evaluando la diferencia de deposición de granos, ganancia de masa de muestra y la precipitación de diferentes componentes. En la Figura 3, 4 y 5 es posible ver los análisis de microscopía electrónica de barrido (SEM) realizados Vista superior de los dos cordones de soldadura con una exposición de 120 h en contacto con sales solares a 400ºC. Se ve claramente una diferencia entre el procedimiento con oscilación y sin oscilación.

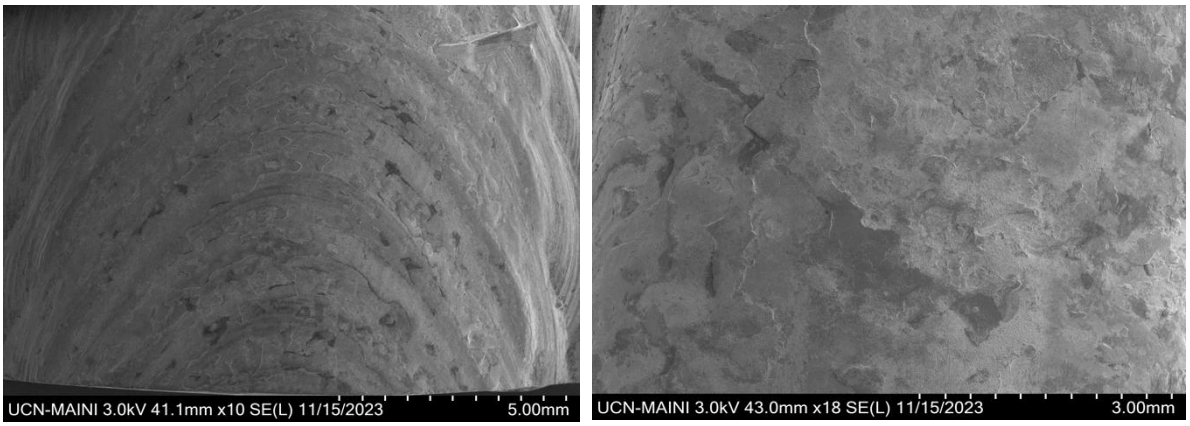


Fig. 3. Morfología de los productos de corrosión en la superficie superior de los cupones de soldadura soldados de acero inoxidable 316-L con diferentes procedimientos de soldadura a) con oscilación y b) sin oscilación

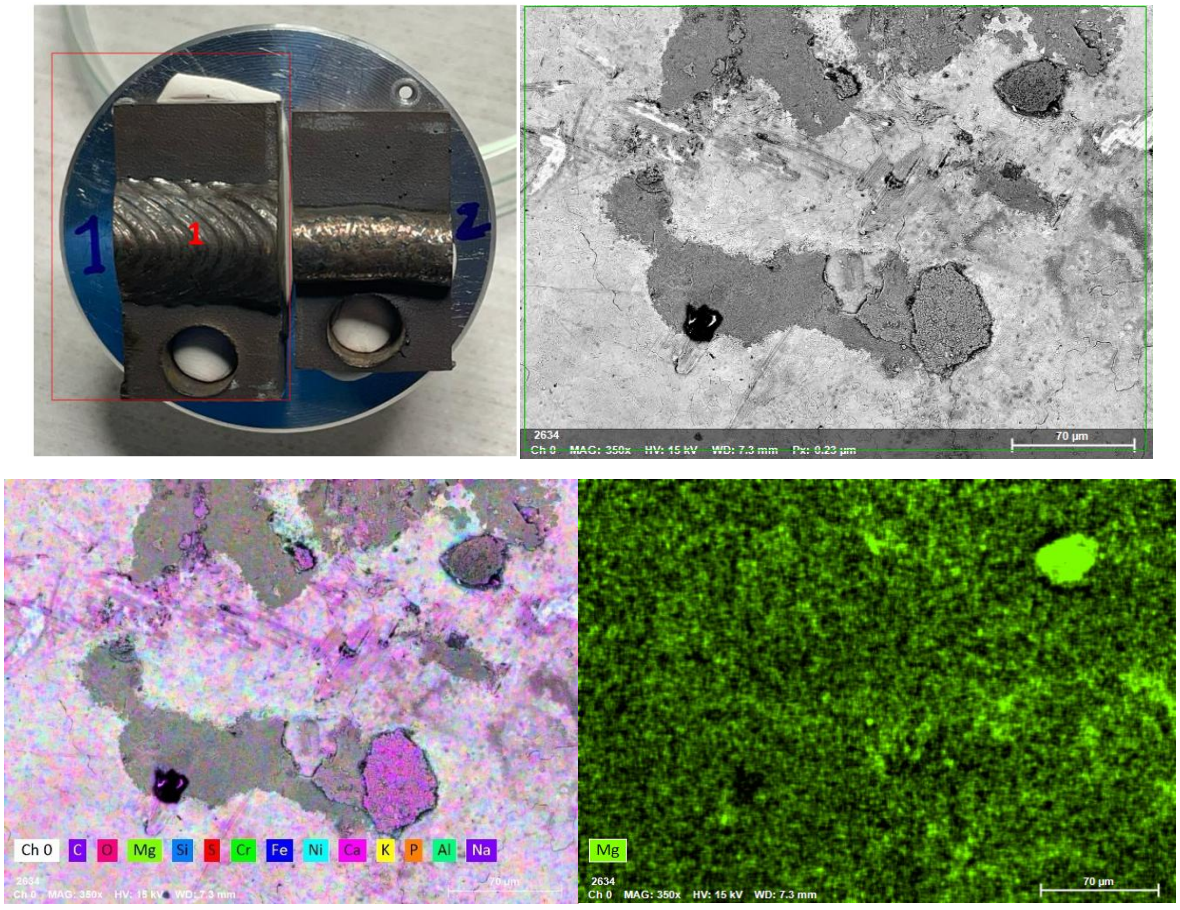


Fig. 4. Mapeo elemental (EDS) de los cupones de soldadura con oscilación

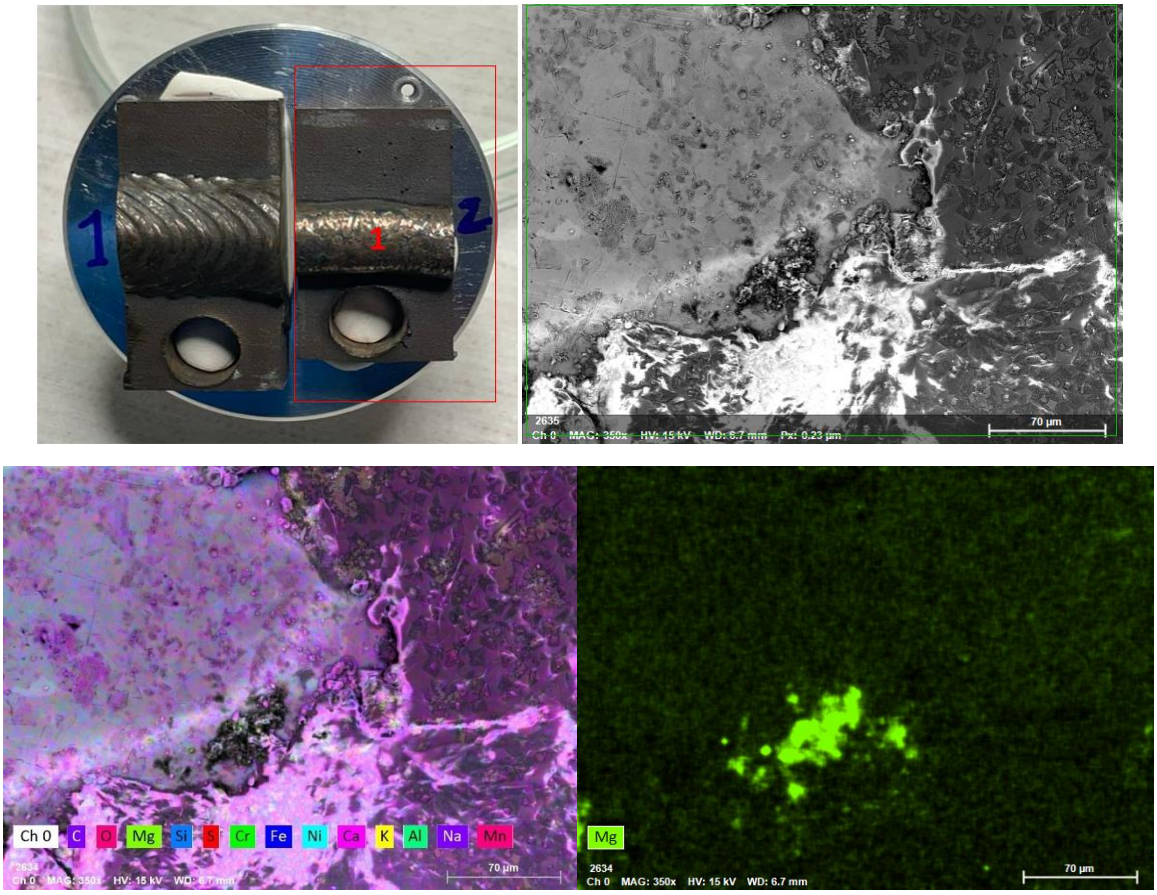


Fig. 5. Mapeo elemental (EDS) de los cupones con soldadura sin oscilación

CONCLUSIONES

Desde el punto de vista microestructural, se verificó que la oscilación mecánica del arco presenta una microestructura más refinada en comparación con los ensayos realizados sin oscilación mecánica del arco.

De acuerdo con las fases presentes en la microestructura, se observó que a medida que aumenta la frecuencia de oscilación mecánica del arco, se produce un mayor refinamiento.

Se ha identificado que los productos de la corrosión formados en la superficie de los cupones de soldadura fueron óxidos de hierro, y se observó la formación de compuestos con Mg que proviene de las impurezas de la sal solar que estuvo en contacto con el material de soldadura.

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen el apoyo financiero brindado por CONICYT/FONDAP 15110019 “Centro de Investigación en Energía Solar” SERC-Chile, FIC-R 30413089 – 30488809 financiado por el Gobierno de Antofagasta. Proyecto de Ingeniería 2030 Código 16ENl2-71940 de Corfo. Proyecto VIU21P0051 Agencia Nacional de Investigación y Desarrollo, Gobierno de Chile, y equipo científico “MAINI” de la Universidad Católica del Norte por su apoyo en el equipo SEM y XRD.

REFERENCIAS

Medrano, M., Gil, A., Martorell, I., Potau, X., & Cabeza, L. F. (2010). State of the art on high-temperature thermal energy storage for power generation. Part 2—Case studies. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 14(1), 56–72. https://doi.org/10.1016/j.rser.2009.07.036.

Kuravi, S., Trahan, J., Goswami, D. Y., Rahman, M. M., & Stefanakos, E. K. (2013). Thermal energy storage technologies and systems for concentrating solar power plants. Progress in Energy and Combustion Science, 39(4), 285–319. https://doi.org/10.1016/j.pecs.2013.02.001.

S. Bell, T. Steinberg, and G. Will, “Corrosion mechanisms in molten salt thermal energy storage for concentrating solar power,” Renew. Sustain. Energy Rev., vol. 114, no. July, pp. 109–328, 2019.

A. Mallco, C. Portillo, M. J. Kogan, F. Galleguillos, and A. G. Fernández, “A Materials Screening Test of Corrosion Monitoring in LiNO3 Containing Molten Salts as a Thermal Energy Storage Material for CSP Plants,” Appl. Sci. 2020, Vol. 10, Page 3160, vol. 10, no. 9, p. 3160, May 2020.

REVISIÓN DEL ESTADO DE LOS PANELES SOLARES DESPUÉS DE 20 AÑOS DE OPERACIÓN EN LAS PROPIAS PLANTAS FOTOVOLTAICAS MEDIANTE TÉCNICAS IN-SITU

Terrados C.[*,**], de Castro C.[**], Sulca K.P.[**], González-Francés D.[**], González-Peña D.[*], García-Fuente M.[*], González M.A.[**], Martínez O.[**],

*Solar and Wind Feasibility Technologies (SWIFT). Escuela Politécnica Superior, Universidad de Burgos. Avda. Cantabria s/n 09006 Burgos (Spain). ctlopez@ubu.es

**GdS-Optronlab group, Dpto. Física de la Materia Condensada, Universidad de Valladolid, Edificio LUCIA, Paseo de Belén 19, 47011 Valladolid (Spain).

RESUMEN/RESUMO

En este trabajo se analiza el estado actual de una de las instalaciones fotovoltaicas (FV) más antiguas de España, del año 2006, con una tecnología de paneles y componentes eléctricos/electrónicos que ha variado mucho en los últimos años. La instalación, de 100 kW_p, consta de paneles de Si monocristalino de 185 W_p, y está conectada a un único inversor, con un único tracker del punto de máxima potencia. La inspección visual de los distintos componentes de la instalación (paneles, estructuras, cableado) se ha complementado con la inspección de los paneles FV mediante técnicas complementarias (curva I-V, termografías y electroluminiscencias diurnas), y se ha chequeado así mismo el estado actual del inversor a través de la medida de su rendimiento y su rango de operación. Se ha observado que la estructura y cableado están en buen estado. Los paneles FV analizados tiene una pérdida media del 23% respecto a la potencia nominal, aunque algunos presentan una degradación mucho más elevada, debido a roturas por impactos. El inversor sigue teniendo un rendimiento muy próximo a su valor inicial para valores de tensión dentro de su rango.

PALABRAS CLAVE/PALAVRAS-CHAVE: Energía Solar, Inspección, Instalaciones, Defectos, Resiliencia

ABSTRACT

This paper analyzes the current status of one of the oldest photovoltaic (PV) installations in Spain, dating back to 2006, with a panel technology and electrical/electronic components that has changed a lot in recent years. The 100 kWp installation consists of 185 Wp monocrystalline Si panels and is connected to a single inverter, with a single maximum power point tracker. The visual inspection of the different components of the installation (panels, structures, wiring) was complemented with the inspection of the PV panels by means of complementary techniques (I-V curve, thermography and daylight electroluminescence), and the current status of the inverter was also checked by measuring its performance and its current operating range. It has been observed that the structure and

wiring are in good condition. The analyzed PV panels have an average loss of 23% with respect to the nominal power, although some of them show a much higher degradation due to breakage from impacts. The inverter continues to perform very close to its initial value, but only for voltages values within its range of operation.

KEYWORDS: Solar Energy, Inspection, Installations, Defects, Resilience

INTRODUCCIÓN/INTRODUÇÃO

La energía solar fotovoltaica (FV) en España ha pasado por distintas épocas de altibajos. Hasta 2005 la potencia total instalada era de apenas decenas de MW, mientras que sólo en el 2008 se instalaron 2700 MW debido a cambios legislativos en primas y tarifas, introducidos entre 2004 y 2007. Posteriormente, tras varios años de estancamiento, el ritmo de las instalaciones vuelve a crecer de manera muy notable. Así, y según los datos oficiales de Red Eléctrica Española, la potencia solar fotovoltaica en España ha pasado de 4.767 MW a principios de 2019 a 15.190 MW a finales del 2021. El parque FV español es pues, bastante moderno, exceptuando aquellas primeras instalaciones.

Resulta, en este sentido, muy interesante realizar una inspección detallada del estado de las primeras instalaciones, analizando los principales elementos: los paneles FV, las estructuras sobre las que van sujetos, los inversores que transforman la corriente continua en alterna y el cableado que une los elementos eléctricos. La finalidad última es chequear la posible degradación de estos elementos, tratando de asegurar el mantenimiento de la instalación [Aghaei 2022, Koester 2022]. Esto permitirá, además, sacar conclusiones en términos de resiliencia y eficiencia de las plantas FV, que pueden resultar de interés para aplicar a las instalaciones más modernas.

Entre las técnicas de inspección de los paneles FV, las técnicas de inspección habituales vienen siendo la inspección visual, la caracterización I-V, la termografía infrarroja (TIR) y la electroluminiscencia (EL) [Gallardo-Saavedra 2020, Høiaas 2022]. La inspección visual permite detectar módulos bastante dañados (vidrios rotos, decoloración o amarilleamiento, etc.), pero en muchas ocasiones no permite localizar algunos daños muy importantes de las células. La caracterización I-V permite obtener información muy interesante del estado del panel, ya que permite estimar con certeza la pérdida de potencia del panel o string, pero es una técnica lenta si se hace panel a panel, mientras que si se realiza por strings puede detectar algunos defectos importantes, pero es difícil asignar las causas. La TIR es una técnica bastante utilizada para la inspección rutinaria de toda una planta, ya que se realiza con los paneles en operación y se viene haciendo desde drones, aunque en este caso el nivel de información que da está bastante restringido, ya que detecta sólo puntos calientes, con una resolución baja si se hace desde un dron, y no permite en muchos casos determinar el origen del defecto. La TIR se puede realizar también panel a panel, pero sigue detectando sólo puntos calientes, sin permitir extraer información más detallada del origen de los defectos. Por su parte, la EL es una técnica cada vez más usada para la inspección de plantas FV por el alto nivel de detección de defectos que ofrece [IEA-PVPS 2021]. Permite visualizar los defectos de las células solares que componen el módulo FV, logrando conocer de forma objetiva el estado del mismo. Sin embargo, la realización de las medidas de EL se ve dificultada por la necesidad de inyectar corriente a los módulos, para lo que se necesita una fuente de alimentación adecuada, y al hecho de que se ha venido haciendo con cámaras de Si de muy alta resolución, que requieren de completa oscuridad. En los últimos años, sin embargo, se han implementado la técnica de EL diurna (dEL), entre otros por nuestro grupo [Stoicescu 2014, Adams 2015, Guada 2020], que permite realizar las medidas de EL in-situ en las plantas FV, lo que puede suponer un importante paso hacia la inspección masiva de las plantas FV. En este sentido, la

caracterización complementaria de los paneles FV mediante inspección visual, caracterización I-V, TIR, y dEL, realizadas in-situ, permitiría obtener información más precisa del estado de los paneles FV.

Haciendo uso de esta caracterización complementaria, se ha planteado este trabajo para realizar una revisión del estado de los paneles de una instalación FV de 100 kW_p puesta en marcha en 2006 en la provincia de Palencia, España, que 20 años después de su instalación sigue en funcionamiento.

CARACTERÍSTICAS DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA Y ELEMENTOS INSPECCIONADOS

Características de la instalación FV

La instalación fotovoltaica analizada está constituida por paneles BP-7185S de Silicio monocristalino (m-Si), con V_{mpp} de 36,5 V, I_{mpp} de 5,1 A y una potencia pico de 185 W. El número total de paneles es de 546, distribuidos en 39 strings en paralelo de 14 paneles cada uno, sumando una potencia total de 101,01 kW. El inversor instalado es un modelo Ingecom Sun 100 de 100 kW, con un único tracker para determinar el punto de máxima potencia (MPPT), con un rango de tensiones en el MPPT entre 405 y 750 V, con una intensidad máxima de 286 A y con un rendimiento mayor al 96% [Díez-Mediavilla 2012]. La estructura que sujeta los paneles es muy robusta, de aluminio de 100 mm, clavada al suelo. La unión de los perfiles es de aluminio y usa tuercas cuadradas y tornillos hexagonales de acero inoxidable con arandelas de seguridad M10. Los perfiles de la estructura van soldados, y los paneles van atornillados a la misma. Cada una de las estructuras alberga 7 paneles, colocados uno a continuación del otro en una fila, formando grupos, haciendo un total de 42 paneles por fila, salvo la primera (la que está más al norte de la finca), que dispone sólo de dos estructuras, con 14 paneles. Las estructuras disponen de un sistema mecánico manual que permite modificar la inclinación de los paneles a lo largo del año. Las cajas de protecciones usan un fusible y un magnetotermico de 1.000 V. El cableado al inversor va por un bus en cascada soterrado hasta la entrada MPPT del inversor.

METODOLOGÍA DE LAS INSPECCIONES REALIZADAS

Metodología de inspección de los paneles fotovoltaicos

La posibilidad actual de poder realizar las medidas de EL in-situ en las plantas FV, mediante la técnica de EL diurna (dEL), implementadas entre otros por nuestro grupo [Guada 2020], supone un importante paso hacia la inspección masiva de las plantas FV. La caracterización complementaria de los paneles FV mediante inspección visual, curva I-V, termografía IR (TIR) y dEL, realizadas todas ellas in-situ, permite obtener información más precisa del estado de los paneles FV.

Como ejemplo de esta caracterización complementaria, la Fig. 1 muestra la inspección realizada sobre los paneles FV instalados en el año 2019 en el tejado del Edificio de

Investigación LUCIA de la Universidad de Valladolid. Si bien la inspección visual no permite detectar ningún defecto en el panel mostrado, de la caracterización I-V se deduce que el panel ha sufrido una pérdida de potencia nominal de 3,8% (sobre 330 W). La imagen TIR parece mostrar algunas células defectuosas, pero los contrastes de la imagen no permiten sacar mayores conclusiones. Por contra, la imagen dEL obtenida in-situ aporta información mucho más precisa sobre los defectos presentes en las células del panel. La gran ventaja que aporta la dEL frente a la EL convencional es que la inspección se puede realizar in-situ bajo cualquier nivel de irradiación, sin necesidad de desmontar los paneles y volverlos a montar de nuevo, suministrando información visual casi identica a la EL obtenida en oscuridad.

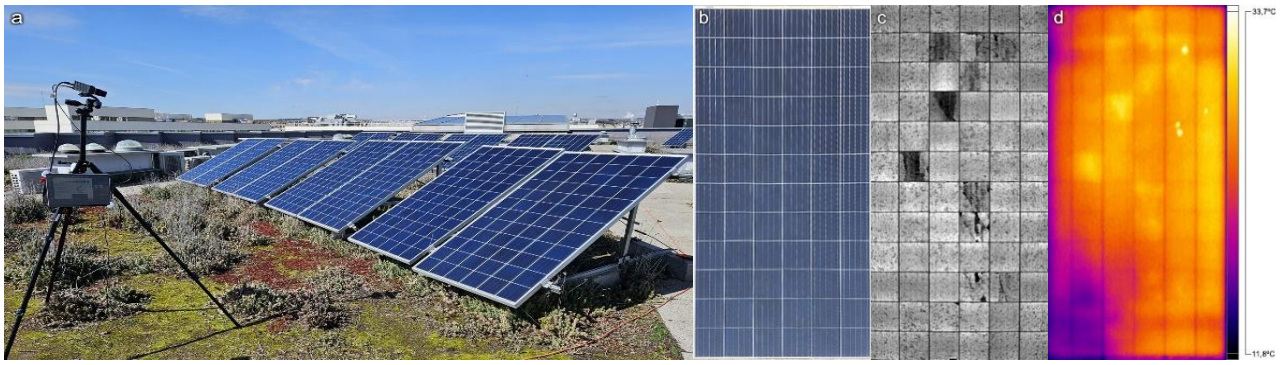


Fig. 1. a) Instalación FV en el tejado del Edificio LUCIA (Universidad de Valladolid) y realización in-situ de una inspección dEL; b) imagen visual de uno de los paneles; c) imagen dEL; c) imagen TIR.

Metodología de inspección de las estructuras, el cableado y los inversores

La inspección del cableado se ha realizado de forma visual, observando si los cables tenían algún tipo de defecto, analizando también la colocación de los cables en las estructuras y en los cuadros de conexiones. La inspección de las estructuras también ha sido visual, en busca de desperfectos y buscando si hubiera algún tipo de oxido, así como inspección mecánica, comprobando que el desplazamiento manual del eje funciona correctamente.

Para la inspección de los inversores, se ha analizado, por una parte, los elementos de refrigeración, observando si los ventiladores funcionan correctamente, y que no hubiera taponamientos que impidan la correcta circulación del aire. También se han tomado los datos en tiempo real de potencia DC respecto a la radiación que le llega a los paneles y la temperatura de los mismos, así como la potencia AC de salida, calculando de esta forma el rendimiento. Por otra parte, se ha hecho un análisis para determinar en qué punto del MPPT de tensión y corriente trabaja el inversor.

RESULTADOS DE LA INSPECCIONRES REALIZADAS

Inspección del estado de los paneles fotovoltaicos

Para determinar con mayor precisión el estado de los paneles FV se ha realizado una inspección detallada con las técnicas complementarias mencionadas, con la ventaja de poderlas realizar todas ellas *in-situ*. Por el momento sólo se ha inspeccionado una muestra

pequeña de paneles, por lo que no podemos extraer conclusiones globales de la instalación en su conjunto, aunque el estudio ya nos permite sacar algunas conclusiones interesantes sobre el estado de los paneles tras casi 20 años instalados. La pretensión es la de poder hacer una inspección de un número elevado (20%) de paneles de la instalación.

La inspección visual de los paneles ha permitido observar que un buen número de ellos presenta importantes defectos a simple vista, con roturas en zonas muy concretas del vidrio protector delantero. Cabe mencionar que este tipo de desperfectos no se observan de forma generalizada, sino puntual, de forma que un panel con este tipo de roturas está rodeado en muchas ocasiones por paneles sin ningún tipo de defecto visual. Se muestran en esta comunicación los resultados obtenidos de la inspección de varios paneles muy defectuosos, junto con otros paneles que a simple vista no presentan ningún tipo de defecto, tales como los paneles que se encuentran justo al lado de paneles defectuosos.

La tabla 1 muestra los resultados de la caracterización I-V realizada sobre 5 paneles muy defectuosos a simple vista (sombreados en gris en la tabla), y otros 7 paneles sin ningún defecto por inspección visual, 5 de ellos vecinos de los defectuosos. Puede observarse que la pérdida de potencia de los paneles con importantes defectos visuales excede en todos los casos el 29% respecto a la potencia nominal, llegando a pérdidas de hasta el 74%. Por su parte, los resultados muestran que los paneles no defectuosos a simple vista tienen también una reducción importante de potencia respecto a la nominal, del orden del 20-25%. Esto supone una pérdida media de más del 1% de potencia por año en los casi 20 años que tiene la instalación. Cabe mencionar que los paneles se compraron con una garantía de potencia de salida del 90% durante 12 años y del 80% durante 25 años, que como vemos no se está cumpliendo en muchos de los casos.

Tabla 1. Valores de V_{MPP} e I_{MPP}, así como de la potencia máxima, obtenidos a partir de la caracterización I-V de los paneles analizados, y pérdida respecto de los valores nominales

Denominación del panel	V_{MPP} (V)	Perdida V_{MPP} (en %)	I_{MPP} (A)	Pérdida I_{MPP} (en %)	Potencia (W)	Pérdida potencia (en %)
#1	30,32	15,78	4,47	12,35	135,47	-26,77
#2	33,77	6,19	4,67	8,43	148,49	-19,74
#3	33,14	7,94	4,45	12,75	147,41	-20,32
#4	21,80	39,44	4,41	13,53	96,01	-48,10
#5	33,33	7,42	4,40	13,73	146,69	-20,71
#6	22,59	37,25	2,14	58,04	48,39	-73,84
#7	32,77	8,97	4,68	8,23	137,67	-25,29
#8	26,92	25,20	3,57	30,00	96,07	-48,07
#9	32,92	8,56	3,99	21,76	131,32	-29,02
#10	32,29	10,31	4,33	15,10	139,82	-24,42
#11	30,53	15,19	3,59	29,61	109,70	-40,70
#12	32,53	9,64	4,13	19,02	134,35	-27,38

Para tener una idea más clara del estado de los paneles y su degradación actual, la inspección visual junto con la caracterización I-V se ha complementado con inspecciones TIR y dEL. Las Figuras 2 y 3 muestran sólo algunos ejemplos ilustrativos, correspondientes a los paneles #2, #3, #4, #6, #7 y #11. Cabe mencionar que la emisión de electroluminiscencia de los paneles es muy baja, al tratarse de una tecnología de células/módulos bastante antigua, por lo que las inspecciones mediante dEL, en las condiciones en las que se hicieron (800-1100 W/m^2), dan lugar a imágenes de baja calidad. A pesar de ello, la información es suficiente para poder determinar células defectuosas, si bien el tipo de defecto concreto puede no quedar claro. Los paneles seleccionados se corresponden con tres paneles sin defectos visuales grandes (#2, #3 y #7) y tres con importantes defectos visuales (vidrio roto) (#4, #6 y #11).

La Figura 2 (a – c) muestra las imágenes correspondientes el panel #2, y la Fig. 3a) su curva I-V. No se observan defectos por inspección visual, y por TIR tampoco se observa ninguna célula afectada (puntos calientes). Se trata de un panel con una pérdida de potencia respecto al valor nominal del 19,74%, que es la menor perdida de los paneles incluidos en este estudio (tabla 1). Como puede observarse, la imagen de dEL, a pesar de su baja calidad, solo muestra una célula ligeramente defectuosa. En este caso, la información suministrada por las cuatro técnicas coincide en gran medida, y estaríamos ante un panel cuya perdida de potencia sería atribuible a la degradación normal, aunque se trata de una degradación algo elevada de acuerdo al dato de garantía ofrecido por el fabricante. La Fig. 2 (d – f) se corresponde con el panel #3, y la Fig. 3b) con su curva I-V. La inspección visual sólo muestra amarillamiento. La inspección TIR no muestra tampoco ninguna célula dañada. El dato de pérdida de potencia respecto a la nominal es del 20,32%. Cabe destacar, sin embargo, que la imagen de la muestra varias células afectadas, que debe tener relación con el amarilleamiento del panel. Este amarilleamiento y los defectos observados por dEL podrían indicar que es un panel que puede degradarse bastante en el futuro cercano, aunque de momento no muestra puntos calientes.

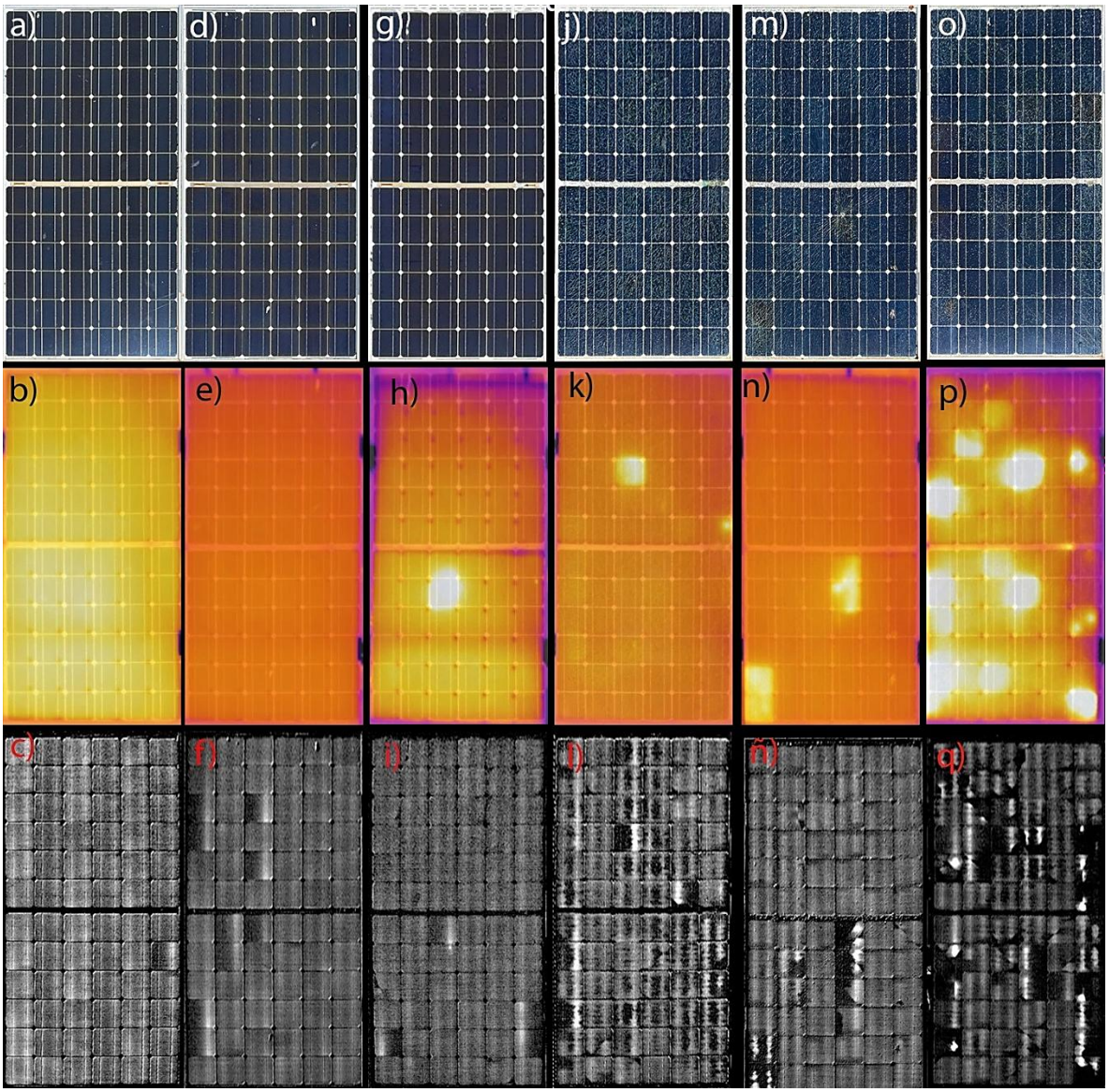


Fig. 2. Imágenes obtenidas por inspección visual (1ª fila), TIR (2ª fila) y dEL (3ª fila) de diferentes módulos: (a-c): #2; (d-f): #3; (g-i): #7; (j-l): #11; (m-ñ): #4; (o-q): #6

La Fig. 2(g-i) se corresponde con el panel #7, y la Fig. 3c) con su curva I-V. Por inspección visual de nuevo sólo se observa cierto amarillamiento. En este caso, por el contrario, la inspección TIR muestra una célula muy afectada. Este panel presenta una pérdida de potencia respecto a la nominal del 25,29%. y una curva I-V que refleja el mal funcionamiento de dos filas de células (conectadas a uno de los tres diodos de protección del panel). La imagen dEL muestra varias células afectadas. Curiosamente, la célula muy afectada observada por TIR no parece coincidir con las células defectuosas observadas por dEL. Sólo la información complementaria suministrada por las cuatro técnicas permite entender mejor el estado actual del panel.

Las Fig. 2(j – l), 2(m – ñ) y 2(o – q) corresponden con módulos con el vidrio roto (#11, #4 y #6), y las Fig. 3(d – f) con sus curvas I-V. El panel #11, Figs. 2(j – l) y 3d), muestra sólo una célula muy caliente en la imagen TIR; sin embargo, presenta varias células defectuosas en la imagen dEL. La pérdida de potencia de este panel respecto al valor nominal, del 40,70%, y

la forma de la curva I-V, que muestra deficiencias tanto en la resistencia serie como paralelo, cuadra mejor con los numerosos defectos observados por dEL. Por su parte, el panel #4, Figs. 2(m –ñ) y 3e), con una pérdida de potencia respecto al valor nominal del 48,10% y una curva I-V muy afectada, presenta varias células afectadas según la imagen TIR, aunque es la imagen dEL la que permite ver con mucho más detalle la afectación de dichas células, y muestra algunas otras células también defectuosas, que la imagen TIR no revela. Por último, el panel #6, Figs. 2(o – q) y 3f), presenta una imagen TIR con numerosas células con temperaturas elevadas, que la imagen dEL también localiza, aunque la dEL muestra muchas más células defectuosas y con daños elevados, que la imagen TIR de nuevo no revela. La pérdida de potencia respecto del valor nominal, del 73,84%, y la forma de la curva I-V, corroboran la enorme afectación de este panel.

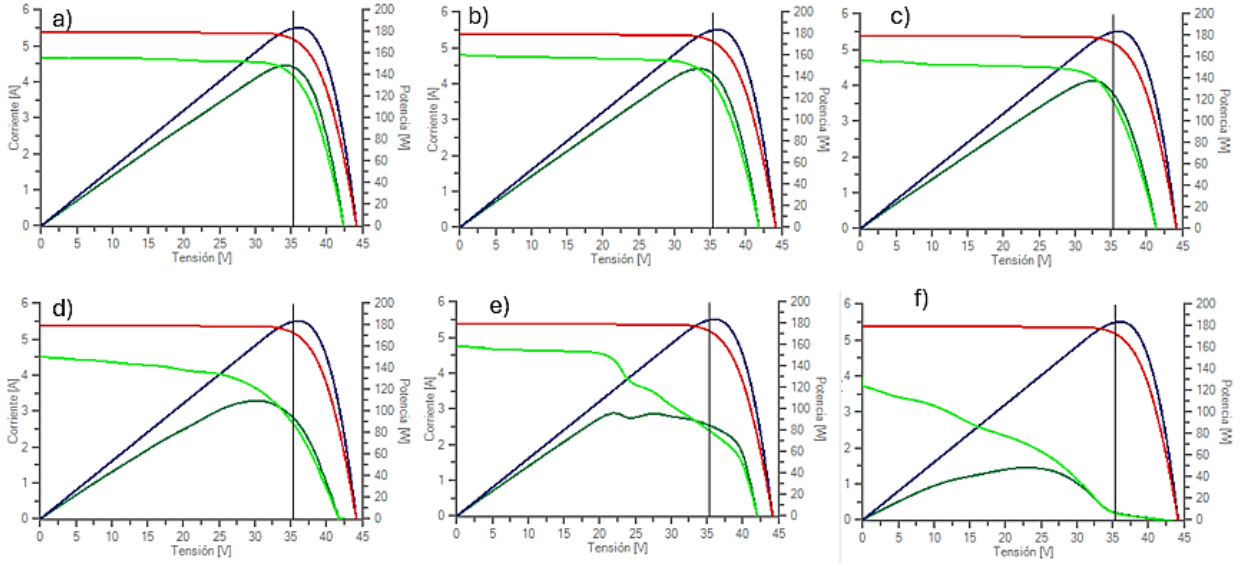


Fig. 3. Curvas I-V de los paneles cuyas imágenes se muestran en la Fig. 2: a) módulo #2; b) módulo #3; c) módulo #7; d) módulo #11; e) módulo #4; f) módulo #6. (En rojo: curva I-V nominal. En azul: curva P-V nominal. En verde claro: curva I-V actual. En verde oscuro: curva P-V actual).

La tabla 2 resume, para los 12 paneles analizados en esta comunicación, los defectos detectados por cada una de las cuatro técnicas empleadas. Cabe destacar que si bien la curva I-V y el dato de potencia actual (y la consiguiente pérdida de potencia respecto del valor nominal) aporta bastante información del estado actual del panel, las técnicas TIR y dEL aportan información complementaria muy valiosa para determinar qué células concretas están más dañadas. Claramente la información obtenida mediante dEL aporta una información mucho más precisa y completa del estado de las diferentes células que conforman el panel.

Tabla 2. Tipos de defectos detectados en los paneles FV analizados a partir de las técnicas de inspección (inspección visual, TIR, dEL y caracterización I-V)

Denominación del panel	Inspección visual	TIR	dEL	Caracterización I-V
#1	Panel con suciedad	No se detecta	No se detecta	Fallo leve en la resistencia serie
#2	Panel limpio	No se detecta	No se detecta	No se detecta
#3	Amarillento	No se detecta	No se detecta	No se detecta
#4	Vidrio roto, 2 impactos	4 puntos calientes	7células rotas	Rotura de células en 1 o 2 string de células
#5	Panel limpio	No se detecta	No se detecta	No se detecta.
#6	Vidrio roto	12 puntos calientes	18 células rotas	Fallo en todos los strings
#7	Amarillento	1 punto calientes	No se detecta	No se detecta fallo
#8	Vidrio roto	10 puntos calientes	12 células rotas	Fallo en todos los strings
#9	Vidrio roto	1 punto calientes	No se detecta	Fallo resistencia serie
#10	Amarillento	No se detecta	1 célula rota	No se detecta.
#11	Vidrio roto	2 puntos calientes	Se detecta PID	Fallo resistencia serie y resistencia paralelo: seguramente 1 o 2 células actúan de carga
#12	Amarillento	No se detecta	No se detecta	No se detecta

El mal estado de muchos de los paneles FV debe ser tenido muy en cuenta en esta instalación, ya que al contar con un sólo inversor centralizado el deterioro de algunos strings va a provocar desequilibrios entre ellos, que van a producir corrientes inversas, provocando zonas calientes y un mayor deterioro de la instalación.

Inspección del estado de las estructuras, el cableado y los inversores

La inspección visual de la estructura no ha mostrado defectos, tales como oxidaciones. Por su parte, el cableado no ha mostrado tampoco ningún tipo de defectos. Estos dos elementos de la instalación se mantienen pues en un estado adecuado, a pesar de haber transcurrido casi 20 años desde la construcción de la planta FV.

Para analizar el estado del inversor se ha analizado su rendimiento actual, así como los márgenes en los que opera, para determinar si la tensión V_{PPT} máxima y mínima sigue estando dentro de los márgenes del MPPT del inversor.

En cuanto al rendimiento, se ha hecho una estimación comparando la potencia AC frente a la potencia DC en un punto real de funcionamiento. Así, se ha observado que en un momento dado el inversor da una potencia AC de salida de 81,99 kW, para una potencia de entrada de los paneles DC de 85,89 kW, dando como resultado en ese punto un rendimiento del 95,45%. Comparándolo con su hoja de características, que indicaba un rendimiento máximo del 96,8%, y un rendimiento europeo del 95,7%, se puede concluir que el rendimiento del inversor sigue siendo optimo.

Para hacer una estimación de los márgenes de tensión en los que opera actualmente el inversor hemos procedido a realizar un cálculo estimativo sencillo. A partir de los valores nominales de la instalación (strings de 14 paneles, V_{MPP} de cada panel igual a 36,5 V, para

STC), tenemos un valor de V_{MPP} por string de 511 V (STC). A partir de los resultados obtenidos para los paneles analizados (tabla 1), tenemos una pérdida media de tensión respecto al MPPT del 14%.

Haciendo uso del valor nominal de corrección en temperatura de los paneles (β = – 0,16 V/K), los voltajes de operación de los paneles para la tensión correspondiente al valor nominal MPP (V_{MPP_25} = 36,5 V) para temperaturas extremas (consideramos 20ºC en invierno y 60ºC en verano) se pueden determinar aplicando la expresión dada por la normativa IEC 60891:

$$V_T = V_{25} + \beta * (T - 25) \qquad (1)$$

siendo T la temperatura del módulo.

Los valores $V_{MMP\text{-}MIN}$ y $V_{MMP\text{-}MAX}$ por panel, considerando los valores nominales del V_{MPP}, serían:

$$V_{MPP_MIN} = 36{,}5 - 0{,}16 * (60 - 25) = 30{,}9\ V$$

$$V_{MPP_MAX} = 36{,}5 - 0{,}16 * (20 - 25) = 37{,}5\ V$$

de forma que para todo el string de 14 paneles, tenemos valores V_{MPP_MIN} = 432,6 V y V_{MPP_MAX} = 524 V, lo que en efecto queda dentro del rango de tensiones de operación del inversor que se adquirió para esta instalación (405 – 750 V).

Sin embargo, teniendo en cuenta ahora la perdida media de tenisón de los paneles, del 14%, las tensiones V_{MPP_MAX} y V_{MMP_MIN} habrán cambiado, dando como resultado.

$$V_{MPP_MIN_actual} = V_{MPP_MIN_nominal} * eficiencia_{actual} = 432{,}6 * 0{,}86 = 372\ V$$

$$V_{MPP_MAX_actual} = V_{MPP_MAX_nominal} * eficiencia_{actual} = 524 * 0{,}86 = 450{,}64\ V$$

de forma que las tensiones mínima y máxima que le estarían proporcionando los paneles al inversor, en el MPP, estarían en el rango 372 – 450,6 V. Dado que la tensión mínima de operación del inversor es de 405 V, esto significa que el inversor no está trabajando en el punto MPP para tensiones bajas de los paneles, y por tanto se están generando perdidas en esas situaciones.

Las posibles soluciones a este problema son varias, entre ellas cambiar el cableado de la instalación y poner más paneles en serie, aunque cablear de nuevo toda la instalación no es fácil. Otra posible solución es buscar otro inversor adecuado para el nuevo rango de tensiones, aunque se trata de una solución también difícil, ya que los inversores que se fabrican actualmente cuentan con múltiples MPPTs de bajas corrientes, en lugar de uno solo de alta corriente como es el que se instaló.

Este problema debe ser tenido en cuenta a la hora de realizar la instalación, por lo que este estudio resulta interesante de cara al diseño de las nuevas instalaciones FV. La solución más sencilla para evitar esta situación es tener en cuenta que la tensión de los paneles va a ir disminuyendo progresivamente, junto con los cambios debidos a invierno y verano, lo que se debe tener en cuenta a la hora de fijar los límites de las tensiones superior e inferior del inversor.

CONCLUSIONES/COMENTÁRIOS FINAIS

Se ha analizado con detalle el estado actual de una de las primeras instalaciones FV de España, que data del año 2006, inspeccionando tanto la estructura que soporta los paneles, el cableado eléctrico, el estado del inversor y el estado de los propios paneles FV. Los paneles se han inspeccionado con técnicas complementarias in-situ: inspección visual, caracterización I-V, TIR y dEL. La estructura y el cableado siguen en buen estado. El inversor sigue teniendo un rendimiento muy próximo a su valor inicial, pero solo para valores de tensión dentro de su rango de operación, por lo que para temperaturas altas de los paneles el inversor no trabaja de forma óptima. La parte de la instalación que más ha sufrido el deterioro son los paneles FV, con una pérdida media de aproximadamente el 23% respecto a la potencia nominal, aunque algunos presentan una degradación mucho más elevada, debido a roturas por impactos. Este trabajo demuestra la importancia de una inspección detallada de los distintos elementos de la instalación FV. Los resultados deben ser tenidos en cuenta para optimizar la producción con el paso de los años y para que la instalación pueda soportar mejor el deterioro de sus elementos, y reemplzara algunos si fuese necesario. Además, se pueden sacar conclusiones de cara a nuevas instalaciones, como ampliar el rango de tensiones de operación del inversor, para tener en cuenta la perdida de potencia de los paneles con los años. Aunque no deja de ser un estudio preliminar de esta instalación, los resultados obtenidos son bastante robustos.

AGRADECIMIENTOS

Se agradece la financiación obtenida a través del proyecto *PID2020-113533RB-C33*, del Ministerio de Ciencia e Innovación, y del proyecto de la Junta de Castilla y León, el Ministerio de Ciencia e Innovación y la Unión Europea (NextGenerationEU / PRTR) "*Programa Complementario de Materiales Avanzados*". C. de Castro agradece la financiación recibida a través del Programa Investigo del Ministerio de Trabajo del Gobierno de España. K.P. Sulca agradece la financiación recibida a través del programa de contratos predoctorales de la Univ. de Valladolid.

REFERENCIAS/REFERÊNCIAS

Adams J., Doll B., Buerhop C., Pickel T., Teubner J., Camus C. and Brabec C.J. (2015). Non-Stationary Outdoor EL-Measurements with a Fast and Highly Sensitive InGaAs Camera. Proceedings of the 32nd Eur. Photovolt. Sol. Energy Conf. Exhib., pp. 1837-1841.

Aghaei M., Fairbrother A., Gok A., Ahmad S., Kazim S., Lobato K., Oreski G., Reinders A., Schmitz J., Theelen M., Yilmaz P. and Kettle J. (2022). Review of degradation and failure phenomena in photovoltaic modules. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 159, 112160.

Díez-Mediavilla M, Alonso-Tristán C, Rodríguez-Amigo M.C., García-Calderón T. and Dieste-Velasco M.I. (2012). Performance analysis of PV plants: Optimization for improving profitability. *Energy Conversion and Management* 54, 17-23

Gallardo-Saavedra S., Hernández-Callejo L., Alonso-García M.C., Santos J.D., Morales-Aragones J.I., Alonso-Gómez V., Moretón-Fernández A., González-Rebollo M.A. and Martínez

O. (2020). Nondestructive characterization of solar PV cells defects by means of electroluminescence, infrared thermography, I-V curves and visual tests: Experimental study and comparison. *Energy* 205, 117930.

Guada M., Moretón A., Rodríguez-Conde S., Sánchez L.A., Martínez M., González M.A., Jiménez J., Pérez L., Parra V. and Martínez O. (2020). Daylight luminescence system for silicon solar panels based on a bias switching method *Energy Science & Engineering* 8, 3839-3853.

Høiaas I., Grujic K., Gerd A., Burud I., Olsen E. and Belbachir N. (2022). Inspection and condition monitoring of large-scale photovoltaic power plants: A review of imaging technologies. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 161, 112353.

IEA-PVPS. (2021). Task 13 Performance, Operation and Reliability of Photovoltaic Systems - Qualification of Photovoltaic (PV) Power Plants using Mobile Test Equipment.

Koester L., Lindig S., Louwen A., Astigarraga A., Manzolini G. and Moser D. (2022). Review of photovoltaic module degradation, field inspection techniques and techno-economic assessment. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 165, 112616.

Stoicescu L., Reuter M. and Werner J.H. (2014). Daysy: luminescence imaging of PV modules in daylight. Proceedings of the *29th Eur. Photovolt. Sol. Energy Conf. Exhib.*, pag. 2553.

DIAGNÓSTICO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS ALCANZADOS POR UNA TORMENTA DE GRANIZO

de Castro C.*, González-Francés D.*, Carpintero L.A.**, Sulca K.P.*, Alonso-Gómez V.*, González M.A.*, Martínez O.*

*GdS-Optronlab Group, Dpto. Física de la Materia Condensada, Universidad de Valladolid, Edificio LUCIA, Paseo de Belén 19, 47011, (Valladolid) Spain, carmelo.castro@uva.es

**Cobra Instalaciones y Servicios S.A., Calle Cardenal Marcelo Spinola, 10, 28016, (Madrid) Spain

RESUMEN

Tradicionalmente, la inspección de plantas fotovoltaicas se fundamenta en el examen visual y termográfico de los módulos que las conforman para la detección de posibles defectos. Sin embargo, la creciente asiduidad de fenómenos meteorológicos extremos como son, en particular, las tormentas de granizo, ha generado la necesidad de utilizar otros sistemas para su caracterización más minuciosa y la cuantificación del rendimiento energético de los módulos. Con esto en mente, se evaluó la eficacia de los métodos canónicos y otros más novedosos, como la electroluminiscencia y el trazado de curvas *I-V* y *P-V*, mediante el estudio individualizado de un conjunto de módulos fotovoltaicos afectados por una tormenta de granizo y el cotejo de la información que cada una de estas técnicas es capaz de ofrecer.

PALABRAS CLAVE: Energía Solar, Inspección, Defecto, Caracterización, Resiliencia, Rendimiento

ABSTRACT

Traditionally, inspection of photovoltaic plants is based on visual examination and thermographic testing of the modules for the detection of possible failures. However, increasing occurrence of extreme weather events like hailstorms has imposed the necessity of employing other systems for a more meticulous characterization and quantification of the performance of the modules. With that in mind, the efficiency of standard and newer methods like electroluminescence or *I-V* and *P-V* curves measurements was assessed by an individualized analysis of a group of photovoltaic modules following a hailstorm and the comparison of the data each of these techniques can offer.

KEYWORDS: Solar Energy, Inspection, Failure, Characterization, Resilience, Performance

INTRODUCCIÓN

Los fenómenos meteorológicos extremos suponen un grave problema en el contexto de las instalaciones fotovoltaicas, debido al efecto tan perjudicial que pueden acarrear en un elevado número de módulos y a su cada vez mayor frecuencia, consecuencia del ya incuestionable cambio climático. Entre los fenómenos más relevantes se encuentran las tormentas de granizo, pues el impacto de las bolas contra los módulos fotovoltaicos puede conllevar un importante deterioro físico, acompañado en general de una disminuición de su rendimiento y, en ocasiones, de su vida útil, lo que conduciría a una sustitución temprana de los mismos (Bošnjaković M. Et alt. 2023). Si bien, en ocasiones, los daños causados resultan totalmente evidentes, con frecuencia éstos le son imperceptibles al ojo humano, lo cual puede llevar incorrectamente a pensar que los módulos se encuentran en condiciones de funcionameniento óptimas. Resulta, entonces, de suma importancia verificar el estado de los módulos por distintos medios después de acontecer un evento potencialmente dañino como una tormenta de este tipo.

Hasta la fecha, la mayoría de estudios publicados se basan en la inspección visual o termográfica masiva para la detección de defectos, complementando ocasionalmente el análisis de los módulos visualmente más afectados mediante técnicas de electroluminiscencia (Muehleisen W. Et alt., 2018) pero sin atender, en ningún caso, a sus características eléctricas. Esto, a pesar de ofrecer una mayor celeridad en las mediciones, supone una pérdida de precisión en la detección de defectos más sutiles, así como de la información acerca del rendimiento de los módulos por separado. Aquí, por tanto, se propone un estudio más individualizado de los módulos (independientemente del grado de deterioro observado) mediante su caracterización íntegra vía inspección visual, medidas de electroluminiscencia en oscuridad (EL) y termografía infrarroja (TIR), y el trazado de sus curvas *I-V* y *P-V*.

METODOLOGÍA Y RESULTADOS

Para este estudio se hizo uso de una serie de módulos fotovoltaicos GCL-P6/72H340 de silicio policristalino que habían sufrido los efectos de una tormenta de granizo en España durante el verano de 2023. En la Fig. 1 se muestra la fotografía de una pareja de ellos, denotados mediante las letras A y B, como parte de una inspección visual inicial.

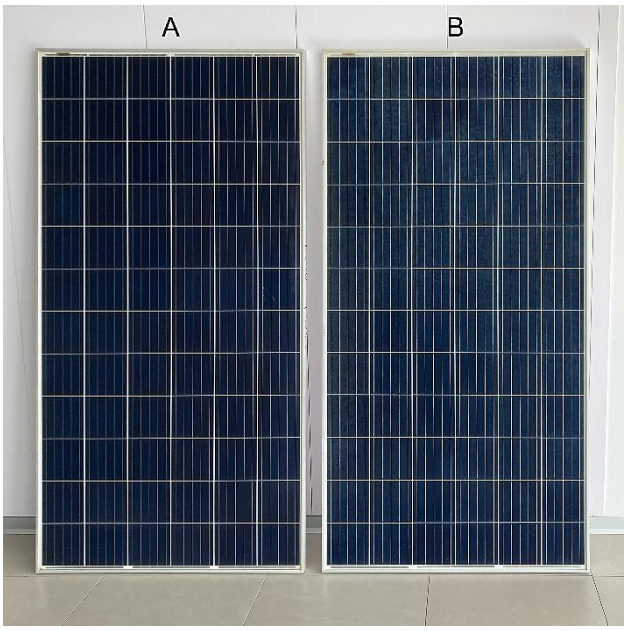


Fig. 1. Dos de los módulos fotovoltaicos empleados durante el estudio.

Si bien en ningún módulo se apreciaron roturas del vidrio protector, en todos ellos se detectaron múltiples marcas punteadas enteramente distribuidas por su superficie, como las que se evidencian en la Fig. 2 para los módulos A y B. Dichas marcas parecieran corresponder en algunos casos con los impactos de las bolas de granizo (como las del módulo A, bien diferenciadas), mientras que en otros se asemejan más al efecto de la delaminación (como las del módulo B, más extensas y difusas), fenómeno atribuido principalmente a la liberación de gases debido a la degradación del material encapsulante, y que puede verse favorecido por una elevación de la temperatura externa o la radiación ultravioleta incidente (Oliveira M.C.C.D. et alt. 2017).

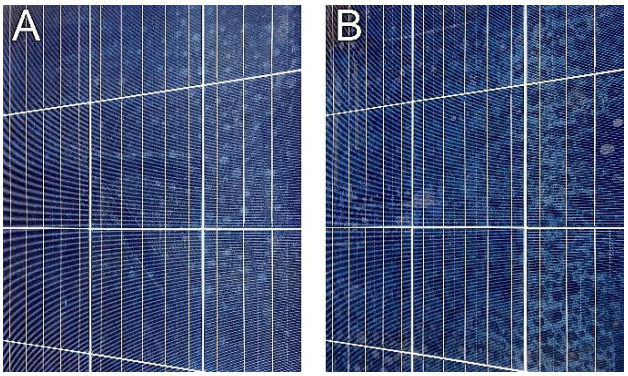


Fig. 2. Marcas punteadas sobre la superficie de los módulos A y B.

En contraste con estas observaciones, se tienen, para ambos módulos, las imagenes de EL y TIR de la Fig. 3. Las EL se obtuvieron por medio de una cámara Sony ILCE-7SM3, de cuyo sensor CMOS se hubo extraído previamente el filtro bloqueador de infrarrojos con el fin de permitir la detección de fotones en dicha banda de frecuencia, y un objetivo Sony FE 35mm F1.8 con un filtro infrarrojo Hoya R72 acoplado a su parte frontal para bloquear la mayor cantidad de luz visible posible. Para las TIR se empleó una cámara térmica Fluke Ti400.

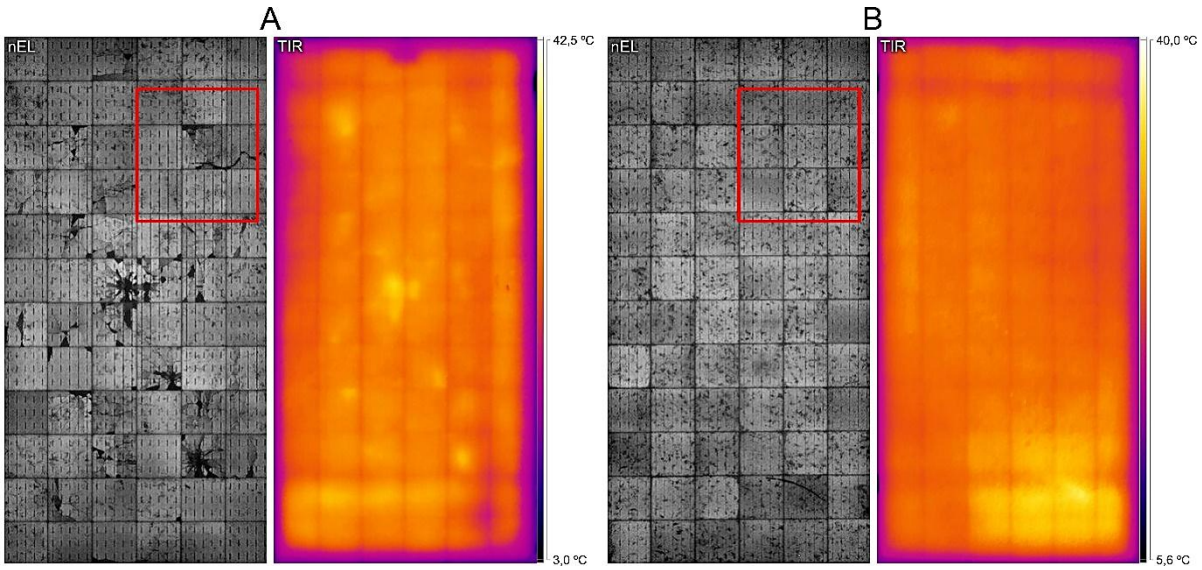


Fig. 3. Imágenes de EL y TIR de los módulos A y B. Se señalan en color rojo las zonas correspondientes a la imágenes visuales (Fig. 2).

Como complemento a estas imágenes, y ya atendiendo, desde un enfoque más cuantitativo, al funcionamiento de los módulos, se midieron las curvas *I-V* y *P-V* presentadas en la Fig. 4 junto con las características eléctricas de la Tabla 1, todo ello trasladado a condiciones estándar (STC) de 1000 W/m2 de irradiación solar y 25 ºC de temperatura según indica la normativa (IEC 60891, 2021). En ambos casos se incluye una comparativa con los valores nominales indicados por el fabricante. Estos resultados se adquirieron a través de un trazador de HT Instruments, modelo SOLAR I-Ve, y el software Topview que la misma empresa ofrece para el procesamiento de los datos.

Tabla 1. Valores nominales y calculados en condiciones estándar para las características eléctricas de los módulos A y B.

	P_{max} / W	V_{mp} / V	I_{mp} / A	V_{oc} / V	I_{sc} / A
Nominal	340.00	38.20	8.90	46.60	9.49
Módulo 1 STC	283.31	37.00	7.66	45.68	8.35
Módulo 2 STC	291.57	37.39	7.80	45.95	8.42

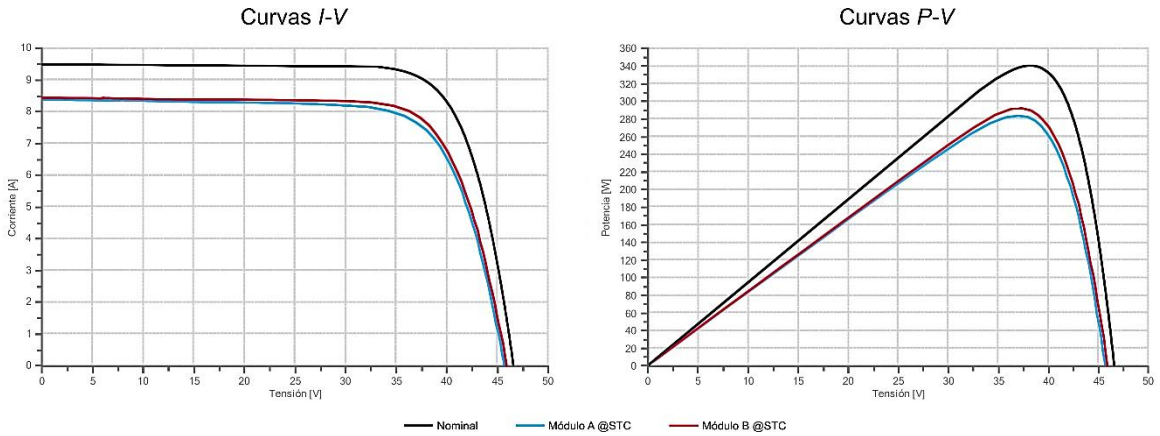


Fig. 4. Curvas *I-V* y *P-V* de los módulos A y B.

DISCUSIÓN

De las imágenes de EL de la Fig. 3 se constata la existencia de importantes defectos en el módulo A, principalmente cracks de todos los tipos, A, B y C (IEA-PVPS T13-01, 2014), y extensión variada, atribuibles al impacto de las bolas de granizo. En el caso del módulo B, no se distinguen más defectos que una fisura en su parte inferior derecha, probablemente ocasionada durante su manipulación. Se observan, además, diversas manchas comunes a los dos, pero notablemente más presentes en el módulo B, que, si bien a priori cabría relacionar con las marcas visuales de la Fig. 2, no corresponden en localización con ellas, por lo que podrían deberse a irregularidades durante el proceso de fabricación de las células solares.

Las imágenes TIR ofrecen menos información, pero también permiten distinguir las zonas más dañadas, como los cracks de mayor tamaño del módulo A o la ya mencionada fisura del módulo B. Éstas, sin embargo, apenas alcanzarían la categoría formal de anomalía térmica, que requiere de un incremento mínimo de 10 ºC de temperatura con respecto a la de las células funcionales según la normativa (IEC TS 62446-3, 2017). Por tanto, la termografía constituye un complemento adecuado a otros métodos para la graduación de los defectos en módulos individuales, pero resulta insuficiente por si sola si lo que se busca es dar una descripción rigurosa de los mismos.

Por otra parte, las cantidades recogidas en la Tabla 1 y las curvas *I-V* y *P-V* de la Fig. 4 reflejan una leve pero apreciable disminución del rendimiento energético del módulo A con respecto al del B, lo cual se encuentra bien correlacionado con el estado de los módulos según las pruebas de imagen. No obstante, dicha diferencia no resulta tan destacable como la que ambos presentan con respecto al rendimiento nominal para este modelo en concreto (y que provoca que trabajen a una potencia máxima del 83.33% y 85.76%, respectivamente), fruto de la degradación de sus componenetes con el tiempo.

CONCLUSIONES

En vista de los resultados de este estudio, se considera necesario incorporar de forma rutinaria técnicas de visualización de defectos más precisas, como la electroluminiscencia para la inspección de plantas fotovoltaicas, así como de caracterización eléctrica, pues es su rendimiento funcional lo más relevante en última instancia. Esto, a pesar de suponer en la actualidad un mayor consumo de tiempo, resulta imprescindible no solo por la falta de precisión de las técnicas tradicionales (inspección visual y termográfica mayoritariamente) a la hora de identificar posibles desperfectos, sino por la posibilidad de que un examen básico pase por alto defectos tan considerables como los que aquí se han comentado, algo más habitual durante las inspecciones masivas. Por esto mismo, se recomienda la realización de inspecciones periódicas, y no solo tras una tormenta de granizo o cualquier otro fenómeno extremo, lo cual, además, ayudaría a mantener un historial de defectos para garantizar un mejor seguimiento.

AGRADECIMIENTOS

Se agradece la financiación obtenida a través del proyecto *PID2020-113533RB-C33*, del Ministerio de Ciencia e Innovación, y del proyecto de la Junta de Castilla y León, el Ministerio de Ciencia e Innovación y la Unión Europea (NextGenerationEU / PRTR) "*Programa Complementario de Materiales Avanzados*". de Castro C. agradece la financiación recibida a través del Programa Investigo del Ministerio de Trabajo del Gobierno de España. Sulca K.P. agradece la financiación recibida a través del programa de contratos predoctorales de la Univ. de Valladolid.

REFERENCIAS/REFERÊNCIAS

Bošnjaković M., Stojkov M., Katinić M., Lacković I. (2023). Effects of Extreme Weather Conditions on PV Systems. *Sustainability* 15, 16044.

Muehleisen W., Eder G.C., Voronko Y., Spielberger M., Sonnleitner H., Knoebl K., Ebner R., Ujvari G., Hirschl C., (2018). Outdoor detection and visualization of hailstorm damages of photovoltaic plants. *Renewable Energy*, 118, 138-145.

Oliveira M.C.C.D., Cardoso Diniz A.S.A., Viana M.M., Lins V.D.F.C. (2017). The causes and effects of degradation of encapsulant ethylene vinyl acetate copolymer (EVA) in crystalline silicon photovoltaic modules: A review. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 81, 2299-2317.

IEA-PVPS T13-01 (2014). Review of Failures of Photovoltaic Modules

IEC TS 62446-3 (2017). Photovoltaic (PV) systems - Requirements for testing, documentation and maintenance – Part 3: Photovoltaic modules and plants - Outdoor infrared thermography

IEC 60891 (2021). Photovoltaic devices – Procedures for temperature and irradiance corrections to measured I-V characteristics

CALIBRACIÓN EN EXTERIOR DE PIRANÓMETROS DIGITALES: DETERMINACIÓN DE LA RESPONSIVIDAD Y ANÁLISIS DE FUENTES DE ERROR

Silva, J. P.*, Mejuto, E.*, Balenzategui, J.L.*, Cuenca, J.*, Fabero, F.*

*Unidad de Energía Solar Fotovoltaica, Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT), Avenida Complutense, 40. Madrid, 28040. España. mail to: josepedro.silva@ciemat.es

RESUMEN

En el presente artículo se describen aspectos novedosos a tener en cuenta durante la calibración en exterior de piranómetros digitales, poniendo de manifiesto las principales diferencias respecto de los sensores analógicos en cuanto al tratamiento de las variables medidas o calculadas, discriminando entre diferentes modos de calibración. En particular, se analizan las consecuencias que éstos modos de calibración suponen en la determinación de la incertidumbre asociada a la medida de la irradiancia solar, derivando una expresión que tiene en cuenta tanto la incertidumbre añadida por la medida de la temperatura como la incertidumbre debida al uso de una función polinómica de segundo grado en temperatura, utilizada como medio para obtener un valor compensado de irradiancia global.

PALABRAS CLAVE: Energía Solar, Calibración de Sensores, Piranómetros Digitales

ABSTRACT

This article describes novel aspects to take into account during the outdoor calibration of digital pyranometers, highlighting the main differences with respect to the analog sensors in terms of the treatment of the measured or calculated variables, discerning between different calibration modes. In particular, the consequences that these calibration modes entail in determining the uncertainty associated with the measurement of solar irradiance are analyzed, deriving an expression that takes into account both the uncertainty added by the measurement of temperature and the uncertainty due to the use of a polynomial function of second degree in temperature, used as a mean to obtain a compensated value of global irradiance.

KEYWORDS: Solar Energy, Calibration of Sensors, Digital Pyranometers

INTRODUCCIÓN

El resultado de la calibración de un sensor de radiación solar global, como es el caso de un piranómetro, conlleva usualmente tanto la determinación de la responsividad del sensor, denominada de modo equivalente sensibilidad, como la evaluación de la incertidumbre total asociada a dicha calibración. Esta última supone una de las principales tareas de cálculo en los laboratorios de calibración en el ámbito de la energía solar.

El uso de los tradicionales piranómetros analógicos (aquellos con salida directa en tensión o en lazo de corriente) ha dominado el mercado de los sensores radiación solar global de alta precisión durante décadas. Sin embargo, factores como la digitalización del sector y la facilidad de transmisión de la señal a través de largas distancias, entre otros, ha provocado que el uso de piranómetros con señal de salida digital experimente una rápida expansión frente a los primeros. Actualmente conviven ambos conceptos, si bien los dispositivos digitales suponen una evolución tecnológica natural.

Técnicamente, este último tipo de sensores presenta el mismo principio de funcionamiento e implementación constructiva básica que los existentes analógicos, pero añade una electrónica que, más allá de la conversión A/D de la señal generada por la pila termoeléctrica, implementa un conjunto de sensores a efectos de monitorización y/o compensación. Ejemplos de ello son la medida del ángulo de inclinación del dispositivo o bien, si estos existen, el registro de variables relacionadas con sus sistemas de ventilación o calentamiento. Adicionalmente, en el caso de incluirse sensor interno de temperatura, el piranómetro digital puede presentar una función interna (p.ej. una función polinómica de segundo grado) para la compensación de la respuesta en temperatura dentro de su rango de funcionamiento.

Por todo ello, se presentan nuevos retos en lo que respecta a la calibración de piranómetros digitales, que, adicionalmente al caso de piranómetros analógicos, puede efectuarse no solo en términos de determinación de la responsividad, utilizando la señal de tensión medida por la electrónica interna, sino mediante la determinación de un factor de corrección, obtenido al comparar el valor de la irradiancia corregida que proporciona el sensor digital con la irradiancia de referencia que proporciona el piranómetro utilizado como patrón. En cualquier caso, el cálculo de la incertidumbre total puede obligar a considerar nuevas fuentes de error (como p.ej. el error de conversión A/D), re-evaluar anteriores determinaciones (p.ej. efectos de calentamiento interno adicional a los existentes en dispositivos analógicos), o estimar errores inherentes a las posibles funciones de compensación.

Teniendo en cuenta lo anterior, el trabajo que se presenta analizará cuestiones relevantes de aplicación para considerar durante el tratamiento de los datos de calibración de piranómetros. En su desarrollo, se prestará especial atención a los aspectos novedosos que acarrea el uso generalizado de piranómetros con señal de salida digital.

La relevancia y aplicación práctica de esta tarea se manifiesta en múltiples aspectos. Desde un ámbito industrial y económico, las instalaciones fotovoltaicas (FV) de “panel plano”, esto es, sin concentración, utilizan piranómetros calibrados para obtener la evolución

temporal de la irradiancia solar global. Dichos datos, una vez integrados y descontados los factores de pérdidas, constituyen el valor de referencia a efectos de monitorización y evaluación del rendimiento. Por tanto, en las plantas de producción FV, la calibración de los piranómetros es una de las tareas requeridas para cumplir con los requisitos de la monitorización (ref. IEC 61724-1), y la incertidumbre de calibración se traslada directamente en incertidumbre de medida de la radiación solar, lo que resulta esencial para determinar la precisión de los modelos de evaluación de la capacidad (ref. IEC TS 61724-2) y de predicción de la producción FV (ref. IEC TS 61724-3).

En cuanto a las aplicaciones en metrología solar, un piranómetro calibrado actúa como dispositivo de referencia en la calibración de un tercer sensor, según el procedimiento de calibración del laboratorio (ref. ISO 9847). En este proceso, el piranómetro de referencia actúa como vehículo para transferir o diseminar la escala de medida con la que éste determina la irradiancia solar, siendo la *World Radiometric Reference* o WRR (trazable al Sistema Internacional de Unidades, SI) la escala primaria aceptada internacionalmente. Para lograr este propósito, el laboratorio debe proporcionar su mejor estimación del mesurando en la calibración, esto es, la menor incertidumbre alcanzable en la determinación de la responsividad del piranómetro. Este aspecto se refleja en la declaración de sus *Capacidades de Medida y Calibración* (CMCs).

Finalmente, en otros ámbitos científicos, las medidas de alta precisión del recurso solar, como las realizadas para la Baseline Surface Radiation Network (BSRN) u otras aplicaciones en el campo de la climatología, agronomía o modelos de dispersión atmosférica, descansan directamente sobre la exactitud y precisión de las medidas de radiación solar, ya sea espectral o integrada, tanto de las componentes directa y difusa como de la radiación global.

ENFOQUE

En los piranómetros tradicionales, con señal de salida analógica, se dispone de una señal de salida continua, bien en tensión o en corriente. En cuanto a la magnitud, existen multitud de rangos posibles, según su configuración. Los sensores sin alimentación externa presentan habitualmente salidas, para rangos entre 0 W/m^2 y 1400 W/m^2, entre 0 mV y 10 mV nominales en tensión, mientras que los dispositivos en configuración de lazo de corriente ofrecen valores nominales típicos entre 4 mA y 20 mA. En este último caso, la intensidad de corriente es medida en la práctica a través de una resistencia calibrada (shunt), externa al dispositivo, cuya incertidumbre de medida debe ser considerada en su caso a efectos de computar la incertidumbre total asociada a la medida de la señal eléctrica. Por el contrario, los sensores alimentados presentan mayores fondos de escala, sea en tensión o en intensidad de corriente.

En cualquier caso, el cálculo de la responsividad o sensibilidad de estos dispositivos (ISO 9847: 2023, ISO/TC 180/SC 1, 2023) se basa en determinar el valor:

$$S_{t,final} = \frac{1}{m}\sum_{i=1}^{i=m} S_{t,i} \qquad (1)$$

Siendo $S_{t,}i$ los valores puntuales de sensibilidad, dados por:

$$S_{t,i} = \frac{V_{t,i}}{V_{r,i}} S_r \qquad (2)$$

Donde $V_{t,i}$ representa la lectura puntual de la señal de salida del dispositivo a calibrar (referido usualmente domo *device under test* o *dut*), $V_{r,i}$ la lectura (simultánea) del dispositivo de referencia y S_r la sensibilidad del dispositivo de referencia, proveniente de su propia calibración.

El modelo estándar para la determinación de la incertidumbre total utilizado en los laboratorios de calibración se basa en cuantificar la contribución de las diferentes fuentes de error intervinientes, así como estimar su influencia en la sensibilidad del dispositivo test, esto es, caracterizar la propagación de la incertidumbre. Entre las fuentes de error mencionadas se encuentran la propia calibración del dispositivo de referencia, la medida de la señal eléctrica de los dispositivos de referencia y dut, así como la incertidumbre asociada a la medida de la irradiancia por parte del dispositivo de referencia, fruto de sus limitaciones técnicas.

Una descripción detallada del proceso general de cálculo esbozado anteriormente queda fuera del alcance del presente artículo, y será abordado en posteriores trabajos. Este se centrará en poner de manifiesto las diferencias entre ambos tipos de sensores (analógicos y digitales) en lo que se refiere a su calibración, esto es, a la determinación de su sensibilidad o del factor de calibración (según se elija un modo u otro de calibración), así como algunas cuestiones novedosas a considerar respecto de la determinación de la incertidumbre total, en especial cuando se determina el factor de calibración (o bien su valor inverso).

En el caso de los piranómetros digitales, es habitual disponer de varios tipos de variables de salida, en lugar de una sola señal DC en tensión o en corriente. Habitualmente, éstas comprenden la señal de salida V_t "en crudo" (por ejemplo, en forma de tensión medida en milivoltios), así como la medida directa de la irradiancia, G_{raw}, simplemente por conversión de esta señal mediante un valor de calibración interno. Adicionalmente, suele ofrecerse también la irradiancia compensada, G_{corr}, fruto de corregir el efecto de la temperatura sobre la medida de la irradiancia. Usualmente, dicha corrección es modelada a través de un polinomio en ΔT, siendo ésta la desviación respecto de la temperatura de referencia a la cual ha sido calibrado, $T - Tref$.

En primer lugar, la señal de salida original del dispositivo a calibrar puede ser utilizada para realizar la determinación de su sensibilidad, de modo análogo al proceder seguido en la calibración de un sensor analógico. En este caso, la responsividad o sensibilidad del piranómetro viene de igual modo determinada por las Ecs. 1 y 2, aplicando en su caso los criterios de ISO 9847 para la obtención de datos válidos de entre el total de las lecturas recogidas.

Por otro lado, puede tomarse como señal de salida el valor de la irradiancia compensada, puesto que esta es la variable que el piranómetro ofrece como mejor estimación de la irradiancia real, y por tanto puede considerarse el resultado de su medida de la irradiancia global.

En este caso, si en el procedimiento de calibración simplemente se sustituye la señal de salida V_t por la irradiancia compensada, G_{corr}, se obtiene:

$$\frac{G_{t(corr),i}}{V_{r,i}} S_r = \frac{G_{t(corr),i}}{V_{r,i}/S_r} = \frac{G_{t(corr),i}}{G_{r,i}} = 1/F_i \quad (3)$$

Donde F_i es el valor puntual calculado del factor de calibración, para luego obtener como valor final:

$$F_{t,final} = \frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n} F_i \quad (4)$$

Que constituye el Factor de Calibración final del piranómetro test, por el cual es preciso multiplicar el valor de irradiancia entregado por el dispositivo calibrado para obtener la irradiancia dada por el piranómetro de referencia.

Como consecuencia de llevar a cabo este último modo de calibración, se introducen nuevos elementos en el procedimiento de cálculo, como son la medida de la temperatura del dispositivo, *T*, así como el uso de una función (usualmente polinómica) en ΔT para estimar la irradiancia compensada. A la vista de estas consideraciones, se hace necesario evaluar, a efectos de cálculo de la incertidumbre, el efecto de utilizar el valor compensado de irradiancia entregado por el dut, G_{corr}, a partir de la irradiancia sin compensar, G_{raw}. El apartado siguiente aborda esta cuestión, con la ayuda de un caso de estudio.

COMPENSACIÓN DE LA IRRADIANCIA

De modo general, en un piranómetro digital la irradiancia puede ser corregida internamente en función de la temperatura. La implementación de dicha corrección suele realizarse a través de un ajuste polinómico de segundo grado del tipo:

$$\frac{G_{corr}}{G_{raw}} - 1 \approx p(\Delta T) = a\Delta\mathrm{T} + b\Delta T^2 \quad (5)$$

En el cual, la irradiancia corregida en temperatura (G_{corr}) sería igual a la irradiancia sin corregir (G_{raw}) para una temperatura igual a la temperatura de referencia, esto es, para ΔT igual a cero. Un ejemplo de determinación experimental para la determinación de la función polinómica buscada puede observarse para un caso de estudio en la Fig.1.

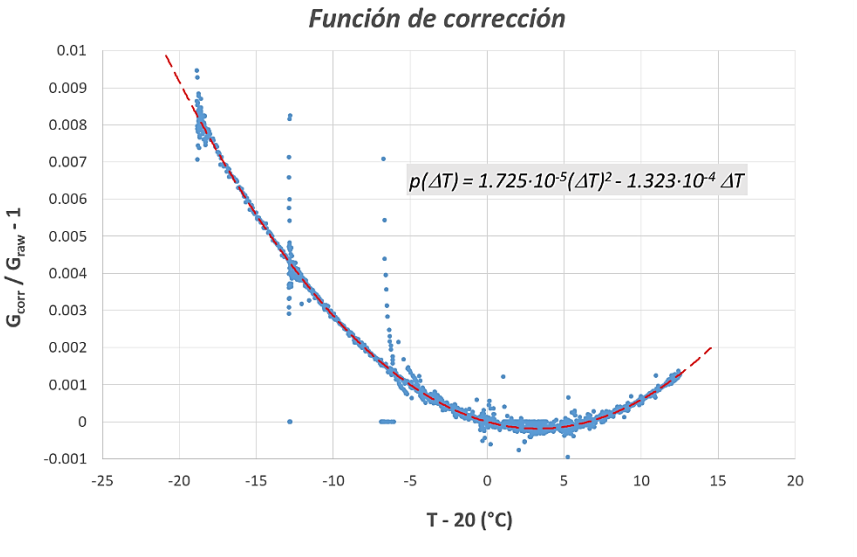


Fig. 1. Determinación experimental de la función de corrección de la irradiancia solar global en un piranómetro digital de clase A, para una temperatura de referencia T_{ref} = 20 °C.

Naturalmente, dicha aproximación no está exenta de error, que puede ser evaluado experimentalmente mediante la representación de la función residuo ε:

$$\varepsilon = \left(\frac{G_{corr}}{G_{raw}} - 1\right) - p(\Delta T) \qquad (6)$$

Dicha función es ejemplificada en la Fig.2:

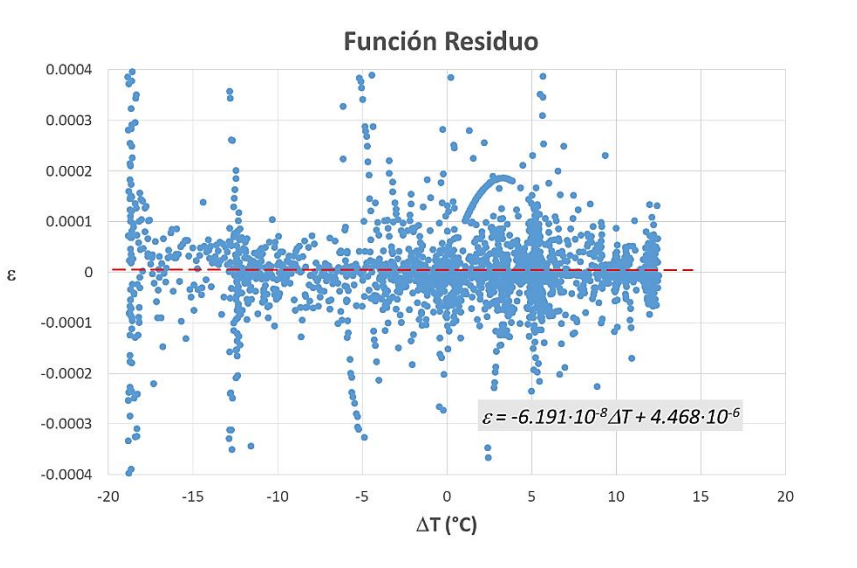


Fig.2. Determinación experimental de la función residuo en la corrección de la irradiancia. En el ejemplo mostrado, el valor promedio y la desviación típica muestral son, respectivamente, $\bar{\epsilon} = 4.47 \cdot 10^{-6}$ y $s = 3.77695 \cdot 10^{-4}$ para $\Delta T \cong 0 \pm 20$ °C.

Por tanto, el planteamiento subyacente en la Ec.6 es que la expresión "exacta" de G_{corr} viene dada por:

$$G_{corr} = g(G_{raw}, p(\Delta T), \varepsilon) = G_{raw}\left(1 + p(\Delta T)\right) + \varepsilon \qquad (7)$$

El análisis de los valores experimentales para el caso de estudio revela que, en un amplio entorno de $\Delta T = 0$, el valor promedio esperado de la función residuo ε resulta de orden $O(10^{-6}$ W/m^2), y por tanto despreciable para el nivel de exactitud usualmente manejado, claramente inferior. Cuando se da la circunstancia anterior y es posible encontrar una función de interpolación centrada para modelar la corrección de la irradiancia, puede afirmarse que la función polinómica interpolada $p(\Delta T)$ proporciona los valores esperados para $G_{corr} / G_{raw} - 1$, de modo que:

$$E[G_{corr}] = G_{raw}\big(1 + p(\Delta T)\big) \tag{8}$$

Siendo $E[G_{corr}]$ la esperanza de la irradiancia corregida.

Por otro lado, para lograr una correcta evaluación de la incertidumbre total asociada a G_{corr} es preciso considerar la desviación típica muestral s de ε, utilizada como estimador de su desviación estándar σ. Dicho estimador, dado para una muestra de n resultados, viene dado por:

$$s = \sqrt{\sum_{i=1}^{n} \frac{(\varepsilon_i - \bar{\varepsilon})^2}{n-1}} \tag{9}$$

y representa la dispersión de los valores efectivos de $(G_{corr} / G_{raw} - 1)$ alrededor de $p(\Delta T)$.

Siguiendo la expresión más aceptada para la propagación de la incertidumbre (JCGM 100, 2008), y considerando variables independientes entre sí, se obtiene para la incertidumbre de medida de G_{corr}, partiendo de la Ec.7:

$$u_{G_{corr}}^2 = \left(\frac{\partial g}{\partial G_{raw}}\right)^2 u_{G_{raw}}^2 + \left(\frac{\partial g}{\partial p}\right)^2 u_p^2 + \left(\frac{\partial g}{\partial \varepsilon}\right)^2 u_\varepsilon^2 \tag{10}$$

A partir de la cual puede obtenerse la incertidumbre expandida de la medida de irradiancia:

$$U_{G_{corr}} = \pm k u_{G_{corr}} \tag{11}$$

Derivando en Ec.7, puede comprobarse fácilmente que:

$$\left(\frac{\partial g}{\partial G_{raw}}\right)^2 = (1 + p)^2 \tag{12a}$$

$$\left(\frac{\partial g}{\partial p}\right)^2 = G_{raw}^2 \tag{12b}$$

$$\left(\frac{\partial g}{\partial \varepsilon}\right)^2 = 1 \tag{12c}$$

Siendo $p = p(\Delta T)$ el polinomio definido en la Ec.5. Aplicando recursivamente sobre p el mismo el principio de propagación considerado en Ec.10, puede obtenerse entonces:

$$u_p^2 = \left(\frac{\partial p}{\partial \Delta T}\right)^2 u_{\Delta T}^2 = \left(\frac{\partial p}{\partial \Delta T}\right)^2 u_T^2 = (a + 2b\Delta T)^2 u_T^2 \tag{13}$$

Donde u_T representa la incertidumbre no expandida asociada a la medida de la temperatura del dispositivo.

Finalmente, se obtiene para la expresión de la incertidumbre planteada en la Ec.10:

$$u_{G_{corr}}^2 = (1+p)^2\, u_{G_{raw}}^2 + G_{raw}^2 (a + 2b\Delta T)^2 u_T^2 + s^2 \quad (14)$$

Donde s^2, estimador de u_ε^2, viene determinado experimentalmente a partir de la Ec.9.

CONCLUSIONES

La calibración de piranómetros y, en particular, la correcta evaluación de la incertidumbre asociada a este proceso, resulta esencial para la correcta evaluación del recurso solar. Recientemente, la incorporación masiva de piranómetros digitales ofrece indudables ventajas frente a los clásicos dispositivos analógicos, y hace posible realizar calibraciones en distintas modalidades, cuyas consecuencias es preciso analizar a efectos de obtener resultados fiables.

La calibración de un piranómetro digital puede realizarse a partir de su señal nativa de salida, obteniendo la responsividad o sensibilidad del dispositivo, de modo similar a la calibración de un piranómetro analógico. Por el contrario, en el caso de los piranómetros digitales, también es posible utilizar el valor final de irradiancia entregado por el dispositivo, el cual, de modo general, ha sido obtenido al compensar el efecto de la temperatura sobre la medida "cruda" de irradiancia. En este último caso, se obtiene el llamado Factor de Calibración. Sin embargo, este cambio de procedimiento, que incorpora la medida de la temperatura y la conversión mediante una función para obtener un valor compensado de irradiancia, requiere de consideraciones adicionales. En este trabajo se ha descrito el proceso de compensación de la irradiancia, obteniendo una expresión para la determinación de la incertidumbre total asociada a la medida de la irradiancia final entregada por el dispositivo a calibrar.

REFERENCIAS

Technical Committee ISO/TC 180/SC 1 (2023). International Standard ISO 9847: 2023. Solar energy. Calibration of pyranometers by comparison to a reference pyranometer.

Technical Committee ISO/TC 180/SC 1 (2018). International Standard ISO 9060: 2018. Solar energy. Specification and classification of instruments for measuring hemispherical solar and direct solar radiation.

Technical Committee TC 82 – Solar photovoltaic energy systems. International Standards: IEC 61724-1: 2021. Photovoltaic system performance – Part 1: Monitoring; IEC 61724-2: 2016. Photovoltaic system performance – Part 2: Capacity evaluation method; IEC 61724-3: 2016. Photovoltaic system performance – Part 3: Energy evaluation method.

Joint Committee for Guides in Metrology (JCGM) 100: 2008 (GUM 1995 with minor corrections). Evaluation of measurement data – Guide to the expression of uncertainty in measurement.

Joint Committee for Guides in Metrology (JCGM) 200: 2012. International vocabulary of metrology – Basic and general concepts and associated terms (VIM). 3rd edition.

Technical Committee ISO/CASCO. International Standard ISO/IEC 17025: 2017. General requirements for the competence of testing and calibration laboratories.

Hukseflux® Thermal Sensors B. V. SR30-M2-D1 user manual v2305 (2024). https://www.hukseflux.com

Kipp&Zonen® CMP21/CMP22/SMP22 Datasheet (2024). https://www.kippzonen.com

CARACTERIZACIÓN DEL CAMPO DE VISIÓN DE LA RED DE PIRANÓMETROS DE LA ETSIDI-UPM PARA EL ESTUDIO DE MOVIMIENTO DE NUBES

Sinde-González I.*, Benavides-Cesar L.**, Perpiñán-Lamigueiro O.**

*Departamento de Ingeniería Topográfica y Cartográfica, Escuela Técnica Superior de Ingenieros en Topografía, Geodesia y Cartografía, Universidad Politécnica de Madrid (UPM), i.sinde@upm.es.

**Dpto. Ing. Eléctrica, Electrónica, Automática y Física Aplicada Escuela Técnica Superior de Ingeniería y Diseño Industrial (ETSIDI), Universidad Politécnica de Madrid (UPM), Ronda de Valencia 3, Madrid 28012, España. llinet.bcesar@upm.es, oscar.perpinan@upm.es.

RESUMEN

En el presente estudio se propone una metodología para la caracterización de la visión del cielo de una red de piranómetros instalada en la azotea de la ETSIDI-UPM. Esta red tiene un doble objetivo: realizar mediciones precisas y representativas de la radiación solar disponible en la ubicación específica; capturar la evolución espacio-temporal de la irradiancia solar con medidas de alta resolución temporal para la estimación de los denominados vectores de movimiento de nubes (cloud motion vectors, CMV), herramienta de utilidad para las predicciones de irradiancia y de sus fluctuaciones. Para poder abordar estos dos objetivos, es imprescindible establecer el campo de visión de cada sensor. En este trabajo se ha realizado un levantamiento topográfico de los edificios y objetos circundantes complementado con información LiDAR del Plan Nacional de Ortofotografía Aérea y un levantamiento a detalle de la azotea del edificio. A partir del modelo digital de superficies obtenido se han generado mapas de horizonte para cada piranómetro, una estimación del factor de visión de cielo y un cálculo de las horas de luz recibida en cada piranómetro en condiciones ideales.

PALABRAS CLAVE: piranómetro, vector de movimiento de nubes, variabilidad espacio-temporal, factor de visión de cielo, sombras cercanas.

ABSTRACT

This study proposes a methodology for the characterization of the sky view of a pyranometers network installed on the rooftop of the ETSIDI-UPM. This sensor network has a twofold objective: to make accurate and representative measurements of the solar radiation available at the specific location; to capture the spatio-temporal evolution of solar irradiance with high temporal resolution measurements for the estimation of the so-called cloud motion vectors (CMV), a useful tool for irradiance predictions and its fluctuations.

In order to address these two objectives, it is essential to accurately establish the field of view of each of the sensors. In this work, a topographic survey of the surrounding buildings

and objects and a detailed survey of the roof of the building have been carried out. From the information obtained, shadow maps have been generated for each pyranometer, and an estimation of the sky view factor.

KEYWORDS: pyranometer, cloud motion vector, spatio-temporal variability, sky view factor, near shadows.

INTRODUCCIÓN

La azotea de la Escuela Técnica Superior de Ingeniería y Diseño Industrial de la Universidad Politécnica de Madrid alberga un conjunto de sistemas fotovoltaicos de diferentes tecnologías instalados desde el año 2009 con sucesivas ampliaciones en años posteriores (Adrada T. et al., 2018) (Fig. 1).



Fig. 1. Vista aérea (obtenida de Google Earth) de la azotea de la ETSIDI-UPM.
En esta imagen se aprecian los diferentes generadores fotovoltaicos existentes.

Recientemente se ha mejorado esta instalación con una red de sensores compuesta por un piranómetro de clase A (Kipp&Zonnen SMP-21 A), un pirheliómetro (Kipp&Zonnen SHP-1 A), y 10 piranómetros de clase C (Kipp&Zonnen SMP-3 A). Esta red de sensores está inspirada en la infraestructura del National Renewable Energy Laboratory (NREL-MIDC) en Oahu (Hawaii) (Sengupta & Andreas, 2010). Esta red incluye 17 estaciones meteorológicas instaladas con separaciones de entre 10 a 100 metros. Los datos recogidos por esta red, con una duración aproximada de 1 año y una resolución temporal de 1 segundo, han favorecido la aparición de estudios de caracterización y predicción de rampas de irradiancia y de potencia.

La ubicación aproximada de los sensores instalados en la ETSIDI está representada en la Fig. 2.

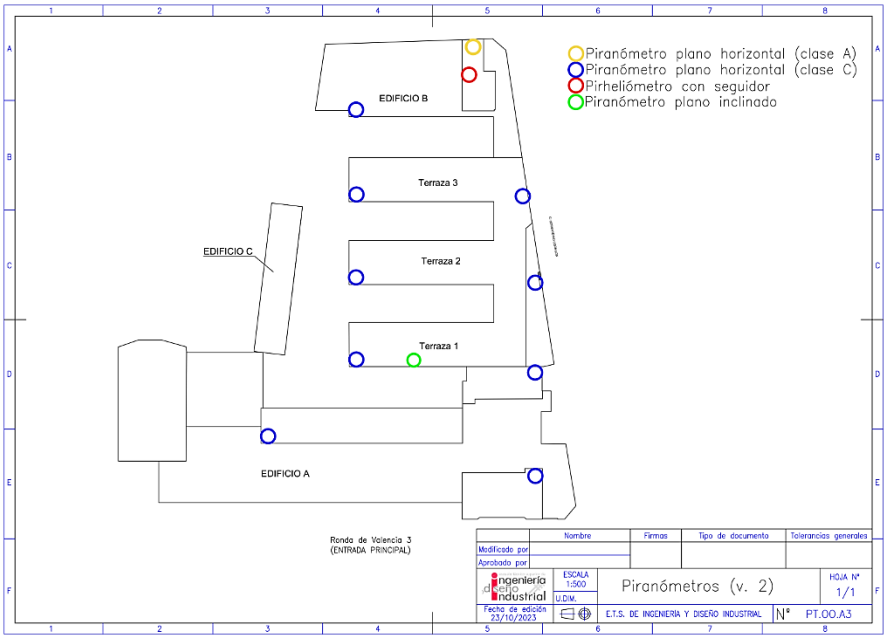


Fig. 2. Ubicación aproximada de los sensores de radiación solar instalados en la azotea de la ETSIDI-UPM. La orientación de esta imagen está invertida respecto de la figura 1.

La red de la ETSIDI tiene dos objetivos principales:

1. Realizar mediciones precisas y representativas de la radiación solar disponible en las cercanías de los sistemas fotovoltaicos existentes.

2. Capturar la evolución espacio-temporal de la irradiancia solar con medidas de alta resolución temporal para la estimación de los denominados vectores de movimiento de nubes (cloud motion vectors, CMV), herramienta de utilidad para las predicciones de irradiancia y de sus fluctuaciones (Hinkelman, 2013).

Para poder abordar estos dos objetivos, hay que tener en cuenta la incertidumbre debida a las medidas realizadas por los piranómetros. La precisión de la medida de cada piranómetro la definen las especificaciones del fabricante y la curva de calibración de cada equipo. A diferencia de la red de piranómetros del NREL-MIDC, en un sitio sin obstáculos cercanos, la azotea de la ETSIDI está rodeada de edificios de diferentes alturas que bloquean parcialmente el horizonte, como se observa en la Fig. 1. En consecuencia, dado que cada uno de los piranómetros tiene un perfil de horizonte diferente, es necesario establecer con precisión el campo de visión o perfil de horizonte de cada uno de los sensores (Antonanzas-Torres et al., 2014).

La caracterización del perfil de horizonte de cada piranómetro es el fundamento de este trabajo. Para obtenerlo, se ha realizado un levantamiento topográfico a escala 1:1000 de las inmediaciones, con mediciones detalladas de las alturas de los edificios y objetos circundantes. Asimismo, se ha llevado a cabo un levantamiento en detalle de la azotea del edificio, para identificar la altitud, la orientación y la inclinación de la azotea, así como cualquier factor que pudiera afectar la exposición solar. A partir de la información obtenida y con la ayuda de un Sistema de Información Geográfica (SIG) y el lenguaje de programación

Python, se han generado mapas de sombras para cada hora durante un año calendario, y se ha obtenido un resumen estadístico por píxel.

MATERIALES

Para la realización del levantamiento topográfico de la azotea se utilizaron un equipo GNSS Leica GPS1200 y una estación total Topcon OS 202 con una precisión angular de 2'' y de 2mm + 2ppm en distancias.

El conjunto de paquetes software utilizados para el desarrollo del estudio fueron ArcGIS de ESRI, QGIS (QGIS.org, 2024), Autocad Civil 3D de Autodesk y Global Mapper de Blue Marble Geographics.

Para complementar el modelo digital generado por topografía clásica, se utilizó la información LiDAR del Plan Nacional de Ortofotografia Aérea de España (PNOA). El proyecto PNOA-LiDAR tiene como objetivo capturar información tridimensional mediante sensores aerotransportados LiDAR de todo el territorio español, generando diversos productos a partir de la nube de puntos que se captura (Instituto Geográfico Nacional, s. f.). Los datos utilizados se tomaron entre 2015 y 2021 y tienen una resolución de 1 punto por m2.

MÉTODOS

Posicionamiento GNSS y Levantamiento topográfico

La primera actividad que se realizó fue el levantamiento topográfico a detalle de la terraza del edificio de la ETSIDI. Para ello, con la ayuda del equipo GNSS se posicionaron dos puntos, materializados con marcas de pintura en las baldosas de la terraza y con intervisibilidad entre ellas. El método de posicionamiento utilizado fue el de *Networked Transport of RTCM* (NTRIP) con solución de red, que a través de la obtención de correcciones diferenciales a través de Internet permite obtener precisiones de hasta 2 cm. Este servicio de Posicionamiento en Tiempo Real está referido a la Red Geodésica Nacional de Referencia de Estaciones Permanentes GNSS (ERGNSS), lo que garantiza un correcto posicionamiento absoluto. En cuanto a las elevaciones, las coordenadas fueron referidas al nivel medio del mar en Alicante, corrigiendo las alturas elipsoidales que proporciona el equipo GNSS con el modelo de geoide Earth Gravitational Model 2008, ajustuado para la Red de Nivelación de Alta Precisión Española EGM08-REDNAP (Sobrino et al., 2009).

Una vez que se obtuvieron las 2 coordenadas de partida, se ubicó la estación total Topcon en uno de los puntos medidos con el GNSS y se orientó, observando al otro punto conocido. Con esto, se pudo radiar toda la azotea, tomando la posición de cada piranómetro con el distanciómetro laser de la estación (medición sin prisma), y las esquinas y formas características de la azotea con la ayuda de un auxiliar con su prisma.

Además de la medición de la terraza, se tomaron puntos en las esquinas superiores de los edificios que rodean a la ETSIDI, recorriendo el horizonte visible en 360º. Estos puntos se tomaron con la finalidad de comprobar la información LiDAR que se usará para definir los edificios colindantes.

Modelado 3D de la terraza y aledaños

Una vez realizada la toma de datos de campo, se volcaron los datos y se cargaron al software Civil3D (Autodesk, 2024) los puntos medidos. Con estos puntos se comenzó la edición de polilíneas en 3D, definiendo el borde superior e inferior de todas las paredes con su altura. Se creó una superficie topográfica definiendo a estas polilíneas como curvas de nivel, y marcando como borde del levantamiento los límites de la terraza. Tras esto, se comprobó con el visualizador de objetos que la figura en 3D estaba correcta y se exportó el modelo digital de superficies de la terraza en formato .tif y con una resolución de 0.2 m.

Para completar la información del Modelo Digital de Superficies (MDS), se descargó la información LiDAR del proyecto PNOA correspondiente a las cartas PNOA-2016-MAD-440-4473-ORT-CLA-RGB y PNOA-2016-MAD-440-4474-ORT-CLA-RGB en formato LAZ, de 2019 y con densidad de 1 pto/m2. Estas nubes de puntos ocupan una extensión mucho mayor a la de la zona de estudio, por tanto, en el software Global Mapper se hizo un recorte que abarcara dos manzanas en todas las direcciones desde la terraza. Con esta nube de puntos recortada, se elaboró un Modelo Digital de Superficies (MDS) en el mismo software, con una resolución de 0.2m. al igual que el de la terraza.

Por último, para generar el MDS definitivo, se combinó la información de la terraza con la LiDAR. Para ello, primero se comprobó, a través de 20 puntos, las diferencias de altura entre la terraza medida por topografía clásica y la altura que se extrae del MDS del LiDAR. Se pudo encontrar una diferencia constante de 100.55m con una desviación estándar de +-0.15 m. Con una desviación tan pequeña, se pudo determinar que existe un error sistemático, cuya corrección pasa simplemente por aplicar esa diferencia entre modelos a una suma ráster. Por tanto, al MDS proveniente del LiDAR, se le restó el valor 100.55 para colocarlo a la altura del modelo de la terraza.

Tras la operación anterior, con la herramienta *Mosaic To New Raster* y ubicando primero el MDS LiDAR y después el de la terraza, se combinaron los dos MDS. Es importante mencionar que se debe colocar en la opción *Mosaic Operator* la palabra LAST, de forma que tome en cuenta el píxel de la última capa colocada.

Un último paso necesario para que el MDS final genere de forma correcta las simulaciones fue disminuir 1 m la altura de los píxeles colindantes a la terraza en un área de influencia 3 m, ya que debido a algunas anomalías de la información LiDAR, algunos puntos superaban la altura de la terraza. Esto se hizo con las herramientas, *Euclidean Distance, Reclassify* y *Raster Calculator.*

Cálculo de los mapas de horizonte.

A partir del MDS final, se realizó el cálculo del horizonte de los 10 piranómetros. Este cálculo se realizó con las herramientas Skyline y Skyline Graph de ArcGIS. La primera de ellas calcula las líneas de visión desde cada piranómetro en un rango de 360º con un intervalo de 1º y la segunda obtiene el gráfico de horizonte a partir de esas líneas.

Cálculo de las horas de luz y de la irradiación solar global para cada piranómetro.

Para el cálculo de las horas de luz solar de irradiación solar global, se utilizó el MDS generado anteriormente. A partir de este, se generó al mapa de pendientes y el mapa de orientaciones, con las herramientas Pendiente y Aspecto de QGIS.

Con esos insumos, se utilizó la función *insoltime* de la herramienta *r.sun* perteneciente al paquete Grass Gis (GRASS GIS, s.f.), que está incorporado en QGIS. La herramienta calcula la irradiación directa, difusa, de albedo y global, además de las horas de luz recibidas por cada píxel de un MDS. Los datos mínimos que se deben introducir para que se puedan calcular las citadas variables son el MDS de entrada, los mapas de pendiente y orientación de ladera, el día del año para el que se va a calcular y el intervalo de tiempo que se va a utilizar.

En este estudio se calculó cada hora y para automatizar la tarea, se generó en la consola de python un script que permitió generar 365 rásters de irradiación global y otros 365 de número de horas de luz recibidas, uno por cada día del año.

Una vez obtenidos estos rásters, se realizó algebra de mapas, de forma que se pudo realizar la suma de todos ellos por mes. Con los 12 rásters de suma de horas y de irradiación global, se realizó la división de cada uno por el número de días de cada mes, para obtener el valor promedio mensual de irradiación global en $Wh \cdot m^{-2} mes^{-1}$ y horas de luz.

Como paso final, se utilizó la herramienta *Extract Multivalues to Point* de ArcGIS, para definir el valor de suma y promedio de horas de luz e irradiación global de cada piranómetro.

Cálculo del Sky View Factor

El *Sky View Factor* o factor de visión de cielo (SVF), se define como la porción de cielo visible desde un determinado punto y da una idea de cuanta energía solar puede llegar a recibirse ahí. Este factor es ampliamente estudiado en la literatura y se ha evidenciado en varios estudios su importancia a la hora de estimar potencial solar en zonas urbanas (Appelbaum, J., 2018; Chatzipoulka, et al, 2018)

Para generar un mapa de SVF, se ha utilizado el complemento de QGIS *Urban Multi-scale Enviromental Predictor UMEP* (Lindeber,F. 2018), que incluye una herramienta para su cálculo.

El único elemento de entrada estrictamente necesario para esta herramienta es el MDS del sector, pero también permite introducir modelos digitales de vegetación arbórea.

RESULTADOS

A partir del levantamiento topográfico se pudo obtener una malla de 50 puntos que definen la terraza, con 50 puntos de otros edificios de los alrededores. Con estos puntos se pudo generar posteriormente el MDS de todo el sector. La calidad de este elemento es determinante para la obtención de valores correctos del resto de factores analizado.

Con el MDS, y la ubicación exacta de los piranómetros se pudieron obtener sus gráficos de horizonte (ver Fig. 3).

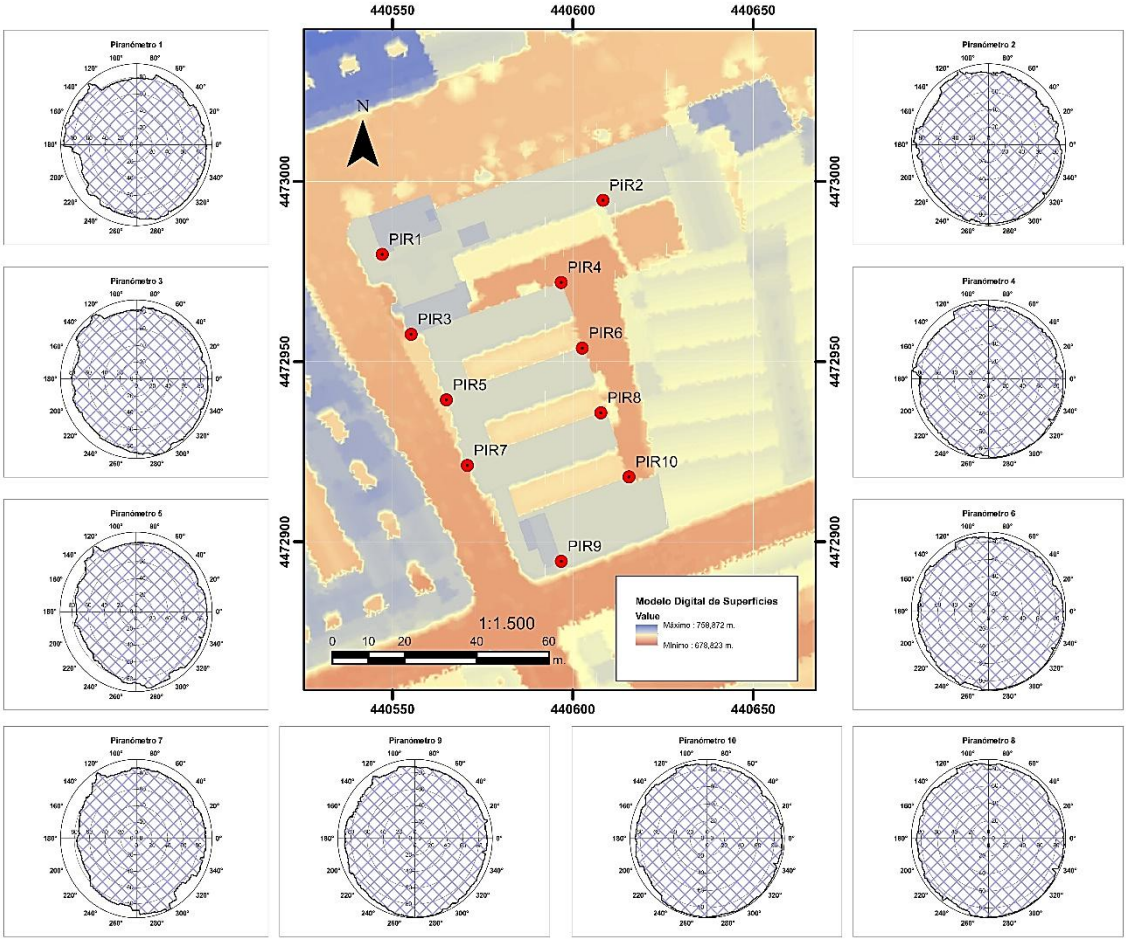


Fig. 3. Imagen del horizonte de cada piranómetro.

En la figura 3, los piranómetros del oeste de la azotea tienen un gráfico de horizonte menor que los demás, debido a la altura de las azoteas de los edificios aledaños.

Se obtuvieron un total de 365 rásters de horas de luz diarias y 365 de irradiación global diaria, y se resumieron en 24 rásters que contienen la suma y el promedio de estos valores por cada mes. El resultado de estos valores para cada mes se puede ver resumidos en las figuras 4 y 5.

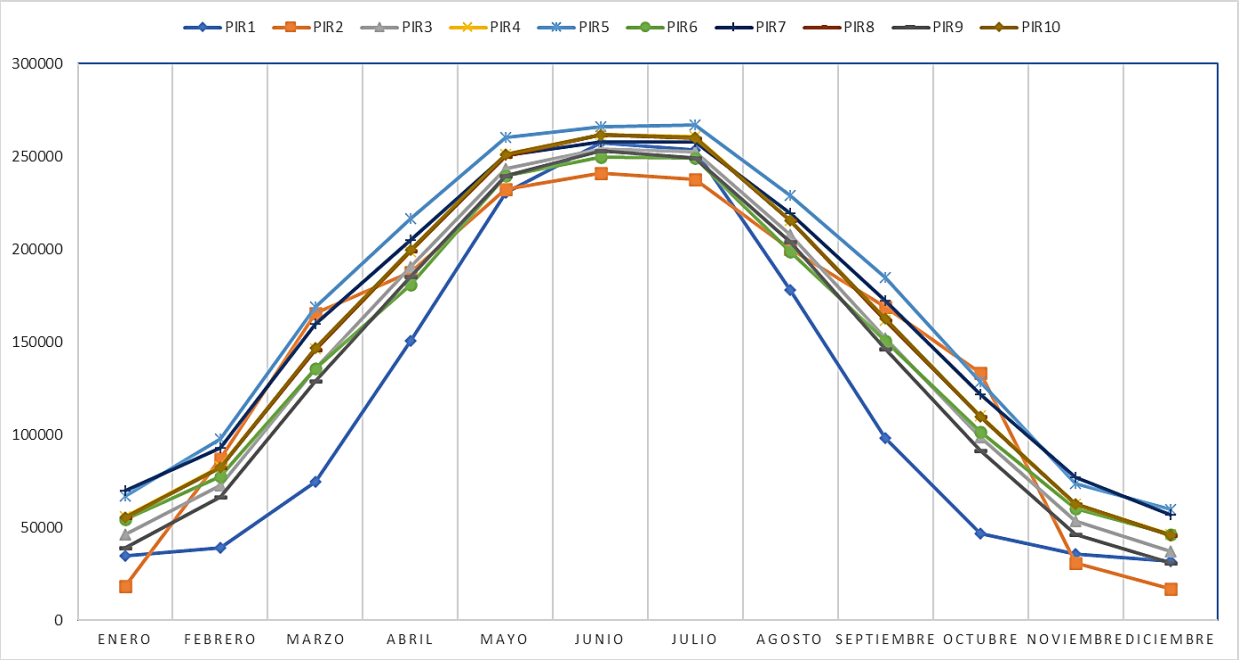


Fig. 4. Suma mensual de irradiación solar global global ($Wh \cdot m^{-2}$)

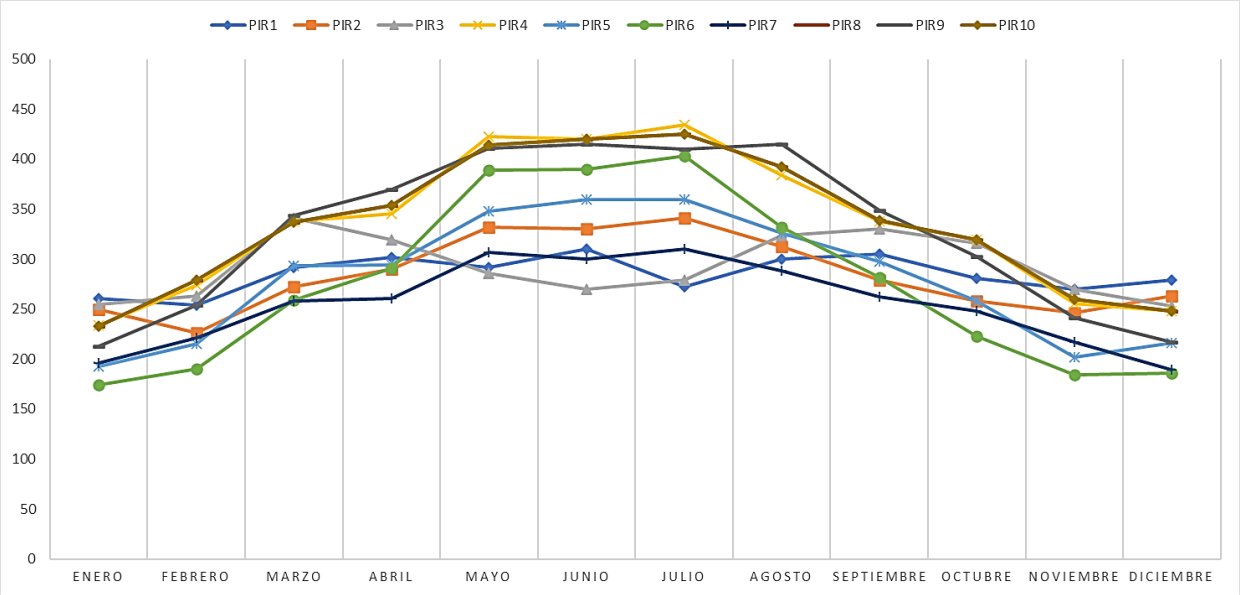


Fig. 5. Suma mensual de horas de insolación.

Con la herramienta SVF del complemento UMEP, se pudo obtener un mapa de SVF del sector (ver Fig. 6). En la Figura 6 se puede ver que todos los piranómetros tienen un SVF alto, pero el 9, 10 y 8 son los que tienen mayor SVF, y los 7 y 5 los que menor.

En cambio, en cuanto a radiación total recibida los piranómetros que más energía reciben son el 5 y el 7 y los que menos el 1 y el 9.

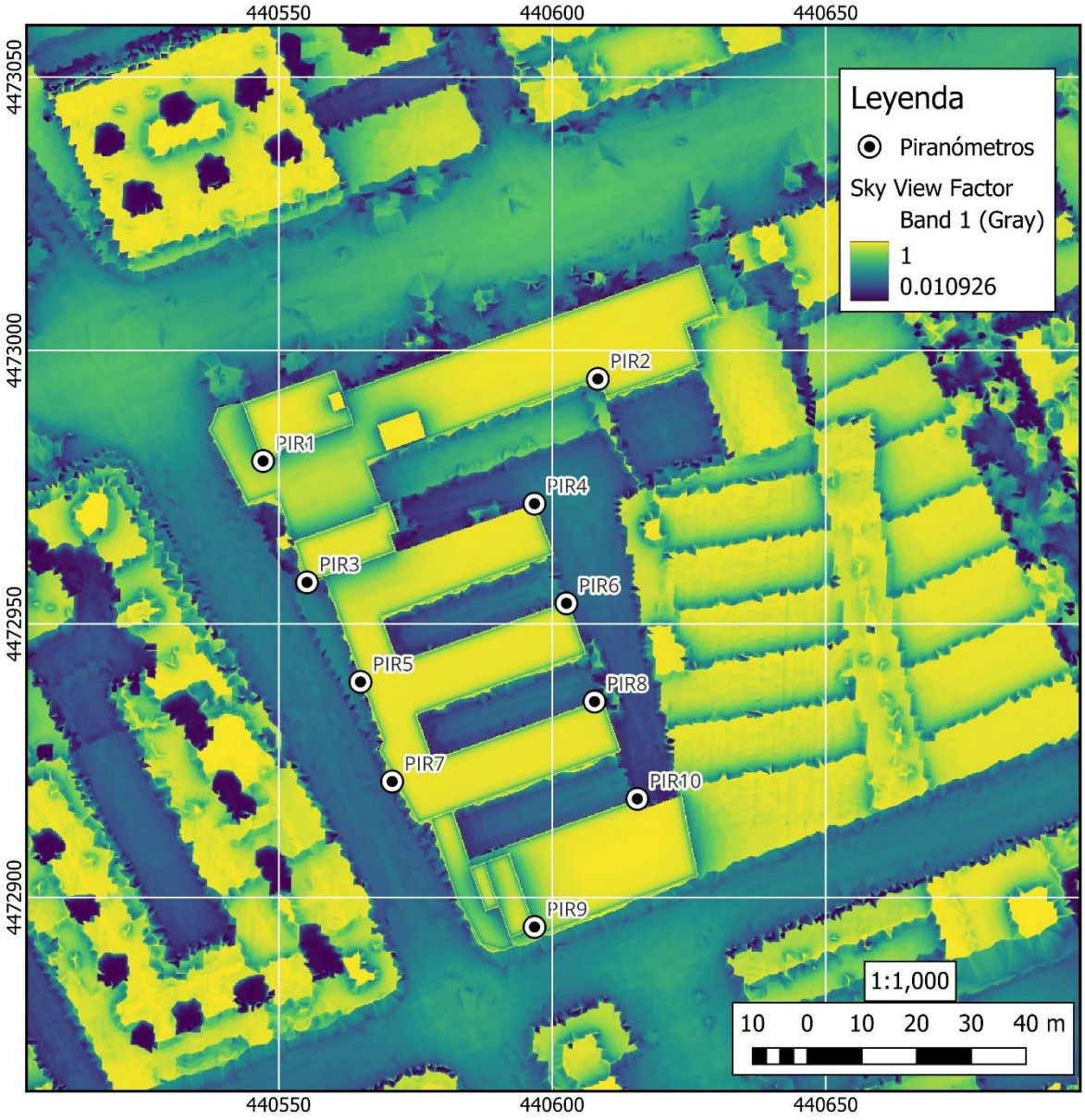


Fig. 6. Mapa de Sky View Factor de la azotea de la ETSIDI y sus alrededores.

Se extrajeron los valores de SVF para cada piranómetro. Estos valores, junto con los valores resumidos anuales de horas de luz se pueden observar en la Tabla 1.

Tabla 1. Valor de SVF y horas de luz totales para cada piranómetro.

Piranómetro	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
SVF	0.985	0.982	0.983	0.987	0.975	0.989	0.977	0.992	0.996	0.994
Prom. horas luz	9	9	10	11	9	9	8	11	11	11
Suma horas luz	3418	3400	3506	4013	3363	3303	3057	4020	3942	4020
Prom radiación $kWh \cdot m^{-2} día^{-1}$	3.93	4.73	4.79	5.09	5.55	4.79	5.34	5.08	4.62	5.10

CONCLUSIONES

En este estudio se ha hecho un levantamiento a detalle de la terraza de ETSIDI. Se ha implementado con una metodología basada en una combinación de topografía clásica con información oficial LiDAR, que permitió obtener un MDS de calidad aceptable para la estimación de parámetros que permitan caracterizar el potencial solar de la terraza de ETSIDI. En la literatura no se encuentran trabajos en los que se caracterice la forma más adecuada de obtener MDS con una calidad suficiente.

Al igual que en Kidd, C., & Chapman, L., (2012), en este estudio se ha empleado información LiDAR para la estimación del SVF en un sector urbano, esto supone una corroboración de la utilidad de esta información para este fin.

Se pudo determinar el horizonte de visión y cuantificar las horas de luz, de todos los piranómetros, determinando que los ubicados en la zona oeste tienen menor horizonte y horas de luz disponibles que los del resto.

La precisión y calidad del MDS de entrada para obtener la información de potencial solar se vuelve un factor determinante, en futuros trabajos se puede considerar el uso de técnicas de lasser scanner terrestre, que permite obtener millones de puntos, con precisiones centimétricas, en cuestión de segundos. Por otro lado, el empleo de tecnologías UAV para la obtención de estos modelos es una realidad, y su capacidad de obtenerlos con resoluciones que alcanza el cm, los posicionan como una posible opción.

La comparación de las diversas metodologías de captura de datos, tanto en tiempo, precisión como en costos, debe ser un campo de estudio futuro, para poder garantizar el correcto cálculo de factores que permitan estimar el potencial solar.

En los próximos meses se tiene prevista la publicación por parte del Instituto Geográfico Nacional de España, la nube de puntos LiDAR de máxima densidad, alcanzando un promedio de 5 ptos/m2. La comparación con el modelo del presente estudio podría permitir determinar la factibilidad del empleo de esta información pública y gratuita para la estimación de potencial solar.

REFERENCIAS

Adrada T., Amador J., & De la Cruz, G. (2018). Parametrización energética de diferentes tecnologías fotovoltaicas conectadas a la red de la Escuela Técnica Superior de Ingeniería y Diseño Industrial de la Universidad Politécnica de Madrid. XVI Congreso Ibérico y XII Congreso Iberoamericano de Energía Solar, 1009–1023.

Antonanzas-Torres, F., Martínez-De-Pisón, F. J., Antonanzas, J., & Perpinan, O. (2014). Downscaling of global solar irradiation in complex areas in R. Journal of Renewable and Sustainable Energy, 6(6). https://doi.org/10.1063/1.4901539

Hinkelman, L. M. (2013). Differences between along-wind and cross-wind solar irradiance variability on small spatial scales. Solar Energy, 88, 192–203. https://doi.org/10.1016/j.solener.2012.11.011

Sengupta, M., & Andreas, A. (2010). Oahu Solar Measurement Grid (1-Year Archive): 1-Second Solar Irradiance. https://doi.org/10.5439/1052451

QGIS.org (2024). QGIS Geographic Information System. QGIS Association. http://www.qgis.org

Raisz, E. (1941). The Analemma. Journal of Geography, 40(3), 90-97.

Anderson, K., Hansen, C., Holmgren, W., Jensen, A., Mikofski, M., and Driesse, A. “pvlib python: 2023 project update.” Journal of Open Source Software, 8(92), 5994, (2023). DOI: 10.21105/joss.05994.

GRASS GIS (s. f.). r.sun - GRASS GIS manual. https://grass.osgeo.org/grass83/manuals/r.sun.html

Appelbaum, J. (2018). The role of view factors in solar photovoltaic fields. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 81, 161-171.

Chatzipoulka, C., Compagnon, R., Kaempf, J., & Nikolopoulou, M. (2018). Sky view factor as predictor of solar availability on building façades. Solar Energy, 170, 1026-1038.

Lindberg, F., Grimmond, C. S. B., Gabey, A., Huang, B., Kent, C. W., Sun, T., ... & Zhang, Z. (2018). Urban Multi-scale Environmental Predictor (UMEP): An integrated tool for city-based climate services. Environmental modelling & software, 99, 70-87.

Kidd, C., & Chapman, L. (2012). Derivation of sky-view factors from lidar data. International journal of remote sensing, 33(11), 3640-3652.

Instituto Geográfico Nacional, (s. f.). Plan Nacional de Ortofotografía Aérea. Plan Nacional de Ortofotografía Aérea. https://pnoa.ign.es/pnoa-lidar/presentacion

Sobrino, J. A. S., Mourón, A. D., & Fernández, A. B. (2009). El nuevo modelo de Geoide para España EGM08-REDNAR. Topografía y cartografía: Revista del Ilustre Colegio Oficial de Ingenieros Técnicos en Topografía, 26(155), 4-16.

Autodesk (2024). AutoCad Civil 3D (Versión 2024) https://www.autodesk.es/products/civil-3d

CARACTERIZACIÓN DE UN ARREGLO FOTOVOLTAICO DENSAMENTE EMPAQUETADO CON HOMOGENEIZADOR EN UN HORNO SOLAR DE ALTO FLUJO RADIATIVO

Anguera Romero, E.*, Cisneros Cardenas, N.A.*, Estrada Gasca, C.A.*

*Instituto de Energías Renovables, Universidad Nacional Autónoma de México, México país, priv. Xochicalco, Temixco, Morelos, eranr@ier.unam.mx

RESUMEN

En este trabajo se presenta la evaluación óptica, tanto teórica como experimental, de un prototipo de homogeneización de flujo radiativo diseñado y construido específicamente para el Horno Solar del Instituto de Energías Renovables de la UNAM. El Homogeneizador de Flujo Radiativo Altamente Concentrado con Paredes Refrigeradas Optimizado (HOFRAC-PRO) se desarrolló en dos versiones, cada una mejorada a partir de los resultados teóricos y experimentales. Se evaluaron las dos versiones en el horno solar mediante la captura de las imágenes de la distribución de flujo radiativo y se realizaron simulaciones de trazado de rayos en SolTrace para replicar las condiciones experimentales, considerando los elementos que afecta la distribución de flujo y las características propias de cada versión. Adicionalmente, se realizaron experimentos para la evaluación del desempeño de un arreglo de celdas fotovoltaicas densamente empaquetas, que requieren uniformidad de flujo para su óptimo funcionamiento, obteniendo un factor de llenado de 62.1%.

PALABRAS CLAVE: Homogeneizador, Concentración solar, guía fotónica.

ABSTRACT

This works presents the optical evaluation, both theoretical and experimental, of a radiative flux homogenization prototype specifically designed and built for the Solar Furnace of Instituto de Energías Renovables – UNAM. The Highly Concentrated Radiative Flux Homogenizer with Cooled Walls (HOFRAC-PR, by its Spanish acronym) was developed in three versions, each improved based on theoretical and experimental results. The three versions were evaluated in the solar furnace by capturing images of the radiative flux distribution, and ray tracing simulations were performed in SolTrace to replicate the experimental conditions, considering the elements that affect the flux distribution and the characteristics of each version. Additionally, experiments were conducted to evaluated the performance of a densely packed photovoltaic cell array, which requires flux uniformity for optimal operation, obtaining a fill factor of 62.1%.

INTRODUCCIÓN

La tecnología de concentración fotovoltaica utiliza pequeñas celdas solares para producir la misma cantidad que un panel fotovoltaico de placa plana, haciendo uso de una fracción del material semiconductor usualmente 500 veces menor, esto se logra intercambiando el material semiconductor por materiales ópticos que concentran la radiación en la celda aumentando su potencia máxima generada. En comparación, la eficiencia de una celda de silicio monocristalino de 4cm^2 es del 26.6%, mientras que las de una celda de multiunión de 1.021 cm^2, sin concentración, es de 38% y para celdas multiunión GaInP/GaInAs; GaInAsP/GaInAs de 0.0452 cm^2, con concentraciones de 665 soles son del 47.6% (Green et al. 2020). Las mejores eficiencias se obtienen a mayores niveles de concentración y pueden exceder los 1000 soles. Ferrer-Rodríguez (Ferrer-Rodríguez et al 2020) caracterizó un arreglo de celdas fotovoltaicas con concentraciones geométricas superiores a los 6000 soles; aunque la eficiencia aumenta con la concentración, esta no es lineal y depende de que exista una eficiente remoción de calor y una distribución del flujo radiativo uniforme, ya que altos niveles de intensidad concentrados en un punto de la celda pueden reducir su eficiencia o dañarla de forma irreversible.

Chen et al. (1963) describen los principios del funcionamiento de los homogeneizadores. Este proceso consiste en colectar la energía radiativa en el plano focal del concentrador e introducirla en una guía de onda, generalmente un prisma con paredes internas reflectivas. La entrada de la guía puede ser de geometría constante o variable (como una pirámide truncada). Aumentar la longitud del dispositivo mejora la uniformidad del flujo radiativo, pero también incrementa las pérdidas por absorción en las paredes.

En este articulo se presenta la caracterización eléctrica de un arreglo de celdas fotovoltaicas de concentración (CFV). de triple unión, sometidas a flujos radiativos de alta concentración en un horno solar. Para redistribuir el flujo concentrado por el horno solar, de forma óptima sobre el arreglo CFV, se desarrolló un prototipo de homogeneizador.

La caracterización del prototipo se llevó a cabo en el Horno Solar de alto flujo radiativo del Instituto de Energías Renovables (HoSIER), el cual se muestra en la fig. 1a, la homogeneización del flujo radiativo concentrado por el HoSIER se realizó mediante un homogeneizador de alto flujo radiativo de paredes refrigeradas (HOFRAC-PR), este prototipo inicialmente de 50 cm de largo se muestra sin tapas en la figura 1.b, con el fin de mostrar el sistema de circulación del fluido refrigerante al interior de paredes planas de dispositivo; para la caracterización de la distribución del flujo a lo largo del prototipo, se utilizó una cámara CCD alineada al eje óptico del concentrador y a la entrada del homogeneizador, como se observa en la figura 1a, una mesa de posicionamiento que permite barrer la longitud del homogeneizador y un brazo fijado a la mesa, que sujeta un blanco lambertiano de alúmina como receptor (ver figura 1.c). Mediante la toma de imágenes del flujo radiativo, se determinó que para este dispositivo la longitud optima es de 21cm, distancia que presentó la mejor relación entre la intensidad radiativa y la distribución fotónica con mayor uniformidad (Anguera, E. et al. 2018).

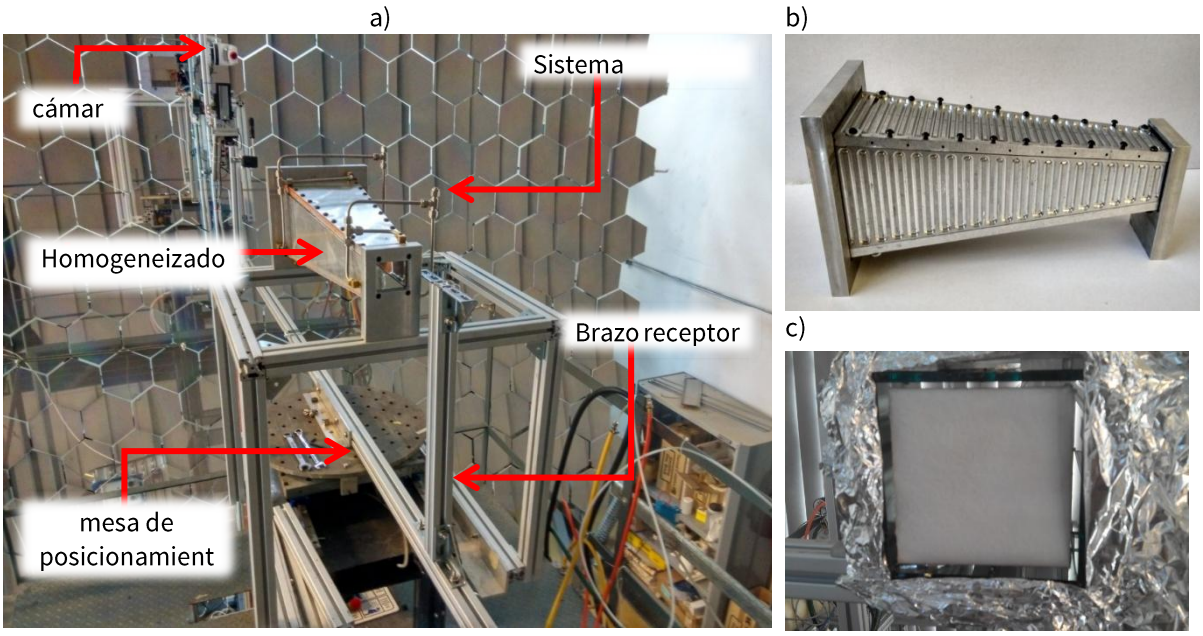
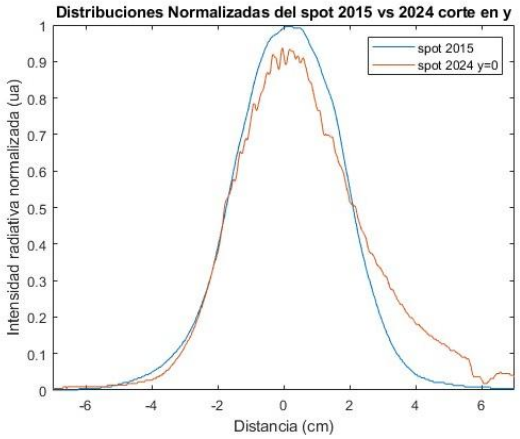


Fig. 1. HOFRAC-PR instalado en el HoSIER, b) HOFRAC-PR sin tapas, c) Blanco lambertiano de alumina

Los resultados obtenidos en el 2018, confirmaron lo afirmado por (Chen et al 1963); que a mayor longitud del homogeneizador, aumenta la uniformidad de la distribución de flujo, sin embargo, se observa también que, en este homogeneizador, si la longitud excede los 30cm, los valores de uniformidad no mejoran significativamente, y a su vez se reduce considerablemente la densidad energética en el receptor, por lo que la nueva versión del prototipo denominada HOFRAC-PRO, reduce a 21 cm la longitud del homogeneizador.

Para la implementación de un arreglo fotovoltaico se caracterizó nuevamente la distribución de flujo a la salida del HOFRAC-PRO, sin embargo, no fue posible replicar los resultados obtenidos en 2018, una de las posibles causas es la degradación de algunos de los elementos del concentrador, esto se ve en los perfiles de distribución de flujo que se muestran en la figura 2a. Por otro lado, también se observó en la caracterización del spot que, en la zona focal algunos espejos se encuentran fuera de foco, como es posible observar en la figura 2b.

a)



b)

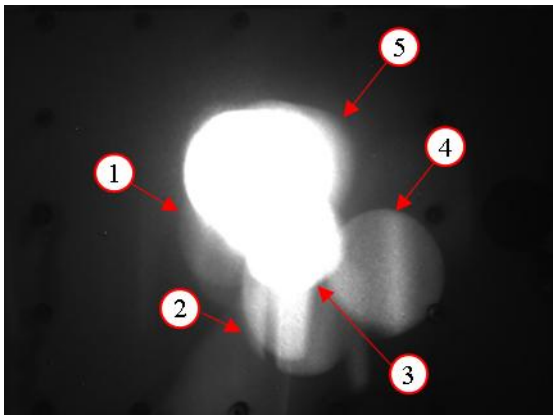


Fig. 2. Distribuciones del flujo radiativo en el HoSIER. A) Comparación entre perfiles de la distribución de flujo en el plano focal del HoSIER en 2015 con el perfil de la zona focal en 2023. D) Distribución del flujo radiativo en la zona focal a 10% de apertura del atenuador en 2023.

Aunado a la toma de imágenes experimentales del spot de horno donde se observan spots de espejos fuera del foco, se realizan simulaciones por trazado de rayos para determinar cuál es el factor principal que está afectando la uniformidad del flujo radiativo a la salida del HOFRAC-PRO. Para ello se plantean las siguientes consideraciones:

- Entrada no uniforme de la radiación al concentrador por la sombra de las persianas del atenuador
- La ausencia de la totalidad de los espejos concentradores por la remoción de dos espejos dañados
- El polvo depositado sobre la superficie del concentrador y del Heliostato
- Los obstáculos entre el concentrador y el Heliostato, propios de la instalación y adquisición de equipo (jirafa, puente, un monta cargas, los perfiles que sujetan al homogeneizador, etc.)
- La desorientación de espejos concentradores

SIMULACIÓN POR TRAZADO DE RAYOS

Metodología de la simulación

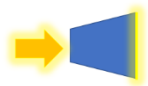
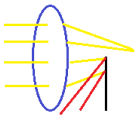
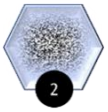
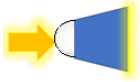
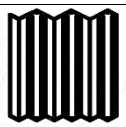
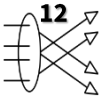
Las simulaciones se realizan en el programa de trazado de rayos SolTrace, modelando la configuración de los 409 espejos esféricos hexagonales del concentrador del HoSIER. Para aumentar la exactitud de la modelación, se toma en cuenta la distribución de la radiación incidente en el concentrador proveniente del heliostato, para lo cual se midieron todos los obstáculos, y se simulo el heliostato en forma de rejilla, mediante rectángulos que representan el porcentaje de apertura del atenuador. Se modelaron los obstáculos que tiene el laboratorio, algunos sirven para acceder a colocar las muestras como lo son el

Puente, el elevador de la mesa (Jirafa), la Mesa de posicionamiento de equipos y otros para instrumentación como el perfil central que sostiene una cámara CCD.

Las coordenadas centrales de estos y otros elementos que se interponen entre el atenuador y el concentrador, se agregaron a la etapa del concentrador a la distancia correspondiente, como superficies rectangulares planas, duplicadas para simular volúmenes.

También se modelaron 2 configuraciones nuevas para el HOFRAC-PRO, la primera denominada HOFRAC-PRI es el mismo instrumento colocado con la apertura de menor área viendo al concentrador, esto con el fin de reducir el número de reflexiones que tiene el dispositivo y aumentar el flujo radiativo; por otro lado, con el fin de reducir la heterogeneidad del flujo radiativo debida a la desfocalización de algunos espejos, se modela el HOFRAC-PRI con la óptica de una esfera Köler de 12 cm de diámetro con las propiedades refractivas del cuarzo, a la entrada del homogeneizador, similar a lo propuesto en (Coughenour et al 2012); a este homogeneizador se le denomino HOFRAC-PRIK.

Tabla 1. Simbología de Simulación para el trazado de rayos de los homogeneizadores

Símbolo	Nombre	Símbolo	Nombre	Símbolo	Nombre
	HOFRAC-PRI		Obstáculos HoSIER: Jirafa, Puente, Mesa, Homogeneizador, perfil central.		No. De Espejos concentradores ausentes o dañados
	HOFRAC-PRIK		Porcentaje de apertura del atenuador (100%)		No. de espejos concentradores desorientados (12)

Resultados de la simulación

En la figura 3, se muestra la afectación de los obstáculos en la distribución del flujo radiativo a la salida del homogeneizador en dos configuraciones: HOFRAC-PRI y HOFRAC-PRIK. El grado de uniformidad del flujo radiativo *U*, se calcula mediante la ec.1

$$U = \frac{\sigma}{\bar{F}} \qquad \text{Ec. 1}$$

Donde, σ es la desviación estándar y $\bar{F}$ el promedio de los valores de la intensidad de flujo radiativo; en las figuras3a-3b se muestra también el valor del flujo promedio a la salida del homogeneizador, el área de salida y la simbología para reconocer la configuración correspondiente y sus obstáculos representados por los símbolos que aparecen en la tabla 1.

Como es posible observar en la figura 3a, según la modelación matemática, los valores de uniformidad del HOFRAC-PRI, la distribución del flujo no es completamente uniforme, tanto por los obstáculos de la instalación, como por las sombras que genera el propio heliostato a menores aperturas. También es posible ver en las figuras 3a-3b que un pequeño

porcentaje de espejos mal focalizados, así como espejos faltantes, pueden reducir significativamente la eficiencia del equipo.

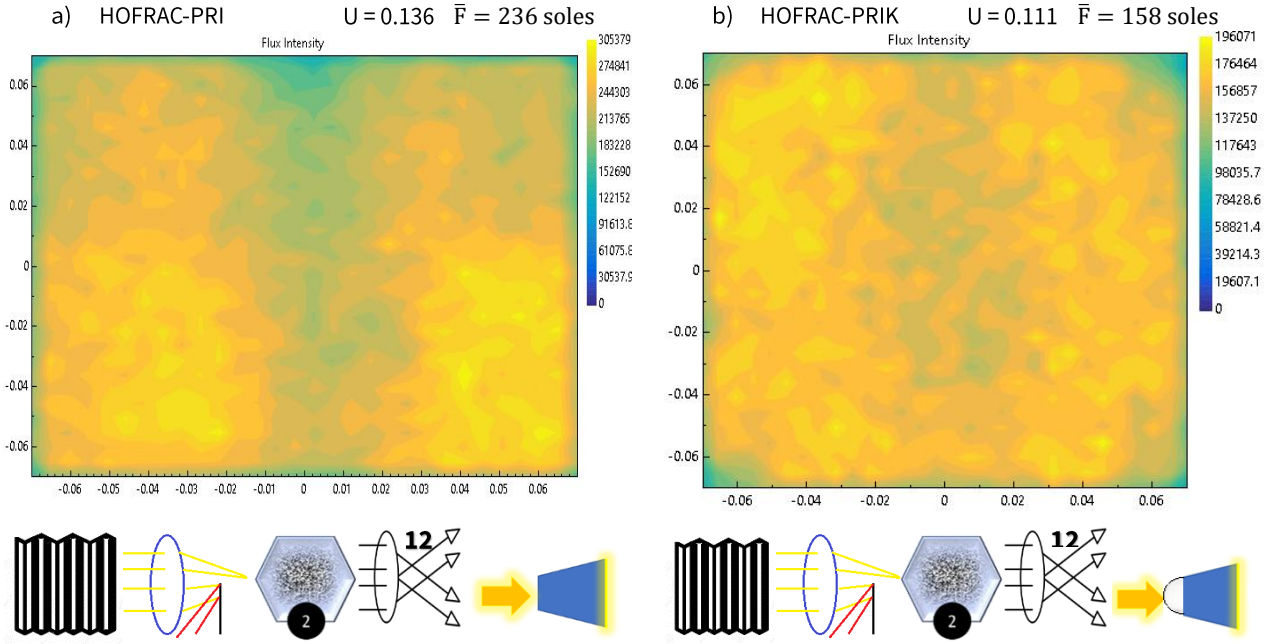


Fig. 3. Distribuciones de Flujo radiativo en las configuraciones del Homogeneizador para a) HOFRAC-PRI y b) HOFRAC-PRI. Ambos con las siguientes consideraciones: un atenuador abierto al 20%, 12 espejos desorientados y 2 espejos dañados, misma configuración.

METODOLOGÍA EXPERIMENTAL

En la figura 4a se muestra la configuración del diseño experimental para los 2 casos o configuraciones del Homogeneizador, en las figuras 4b-4c se presentan las posiciones de la cámara para HOFRAC-PRI y HOFRAC-PRIK, y se indica con una flecha amarilla la cara por la que incide la radiación solar concentrada. Se posicionó a la salida del homogeneizador una pantalla traslucida de vidrio pyrex arenado como blanco lambertiano y para el HOFRAC-PRO un blanco refrigerado de aluminio Arenado

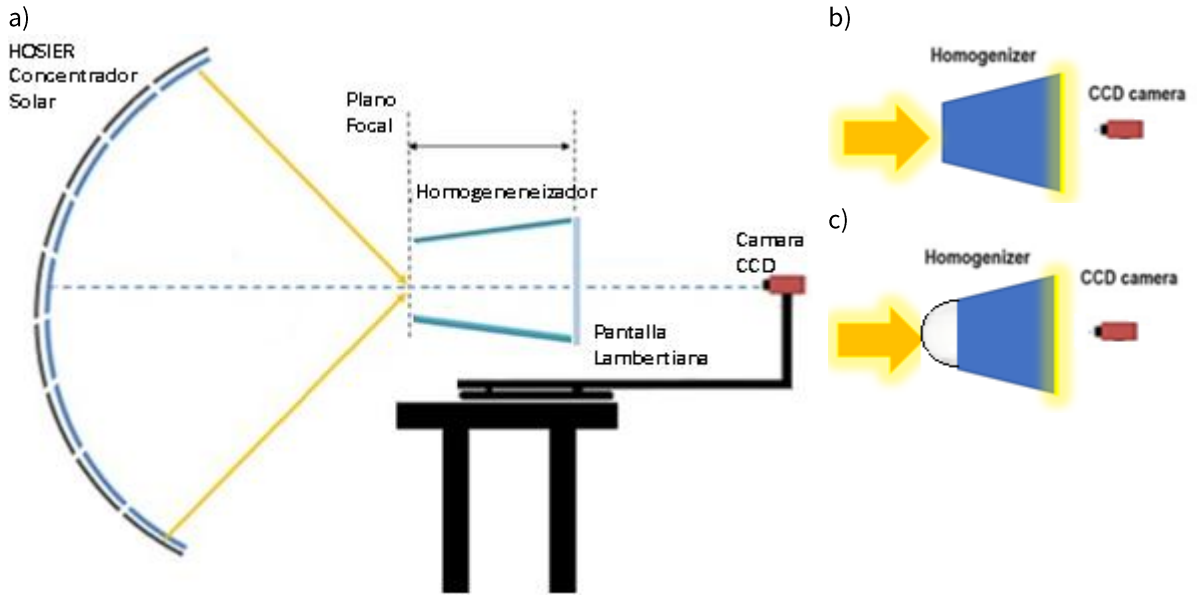


Fig. 4. Set experimental. a) Dibujo esquemático de la configuración del set experimental montado en el HOSIER. Configuraciones del Homogeneizador y la cámara según el experimento: b) HOFRAC-PRI, c) HOFRAC-PRIK.

En la figura 5 de lado izquierdo se muestra el HOFRAC-PRI instalado en la mesa de experimentación, al centro de la figura 5, se observa el HOFRAC-PRIK con una máscara de refrigeración que inyecta aire al interior del homogeneizador para refrigerar la esfera, y remover el calor de la placa de aluminio, debido al desbordamiento del spot del HoSIER, dentro de esta placa de aluminio circula aire frio proveniente de un compresor. De lado derecho de la figura se encuentra acoplado al HOFAC-PRIK un arreglo de celdas fotovoltaicas multiunión densamente empaquetado y con un sistema de refrigeración activa independiente del homogeneizador; cuando el arreglo fotovoltaico con celdas de concentración se acople a uno de los dos arreglos para su caracterización recibirá el nombre de HOFRAC-PRI-CFV o HOFRAC-PRIK-CFV según sea el caso.

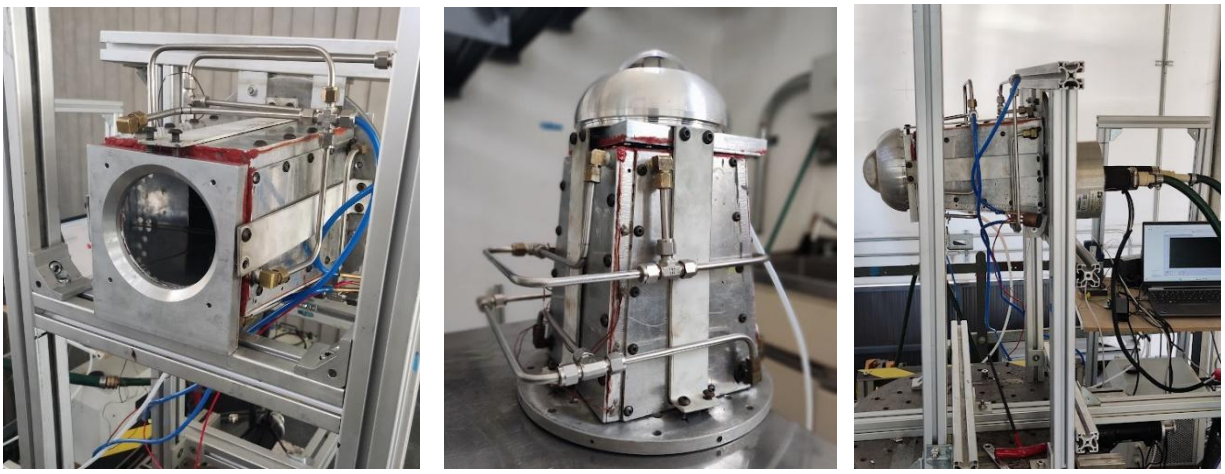


Fig. 5. Izq.: HOFRAC-PRI; centro: HOFRAC-PRIK; der.: Arreglo fotovoltaico acoplado al HOFRAC-PRIK.

RESULTADOS

El resultado de la toma de imágenes con los homogeneizadores HOFRAC-PRI y HOFRAC-PRIK se muestra en la figura 6. De lado izquierdo, se muestra la distribución del flujo de radiativo a la salida del homogeneizador sin la esfera Köler, si bien el flujo radiativo se ha distribuido por los 196cm^2 del área de salida del homogeneizador, este flujo no presenta la misma intensidad en cada punto del área, es fácil observar que presenta por lo menos 4 zonas de baja intensidad radiativa y alta heterogeneidad. En la imagen de la derecha se muestra la distribución de flujo a la salida del HOFRAC-PRIK, en esta imagen podemos observar una mejora en la uniformidad de la distribución de la luz que atraviesa la pantalla lambertiana.

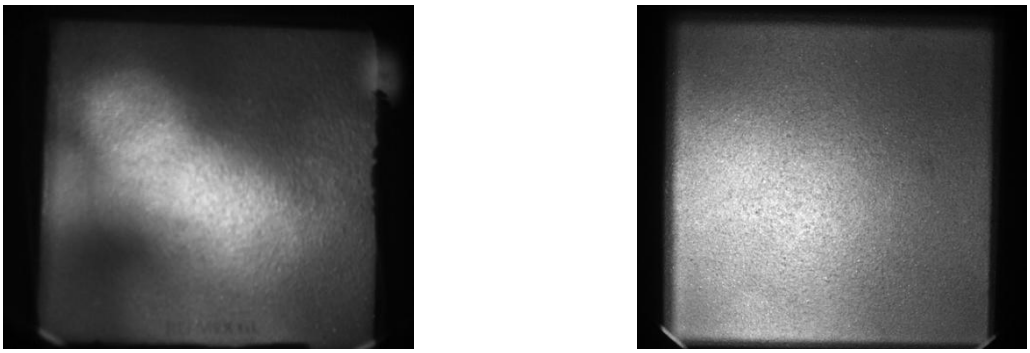


Fig.6. Izq.: Distribución de flujo salida del HOFRAC-PRI; der.: Distribución de flujo salida del HOFRAC-PRIK

En la figura 7, la imagen de la izquierda muestra la distribución de flujo a la salida del HOFRAC-PRIK dividida por cuadrantes ya que la salida del homogeneizador para ambas versiones es un cuadrado de 14x14cm^2 y el arreglo de celdas fotovoltaicas se encuentra densamente empaquetado en un cuadrado de área 5x5cm^2. Si bien lo óptimo sería tener un flujo homogéneo en la totalidad del área, dividir el área de salida del homogeneizador por cuadrantes nos permite caracterizar el arreglo con 4 distribuciones de flujo diferentes. En la imagen de la derecha de la figura 7, se observa la máscara de acoplamiento con las celdas fotovoltaicas instaladas, rotando la máscara de acoplamiento 90°, es posible caracterizar el arreglo de celdas fotovoltaicas en cada uno de los cuadrantes y medir su respuesta eléctrica a las diferentes distribuciones de flujo radiativo.

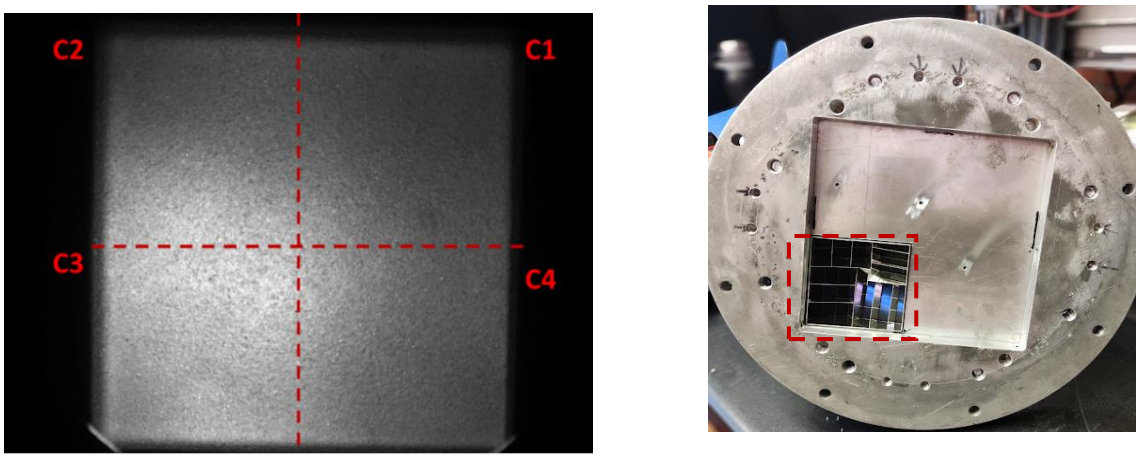


Fig.7. Izq.: Distribución de flujo salida del HOFRAC-PRIK dividida en cuadrantes; der.: Arreglo fotovoltaico montado en mascara de acoplamiento.

Las gráficas de la figura 8, corresponden a las curvas I-V generadas por un arreglo de 12 celdas fotovoltaicas multicapa sometidas a las distribuciones del flujo radiativo redistribuido por el HOFRAC-PRI a la izquierda, mientras que las gráficas ubicadas en la esquina inferior derecha es el resultado de la exposición del arreglo CFV a la distribución del flujo radiativo acondicionado por el HOFRAC-PRIK, la posición del arreglo para ambas configuraciones se encuentra en el segundo y tercer cuadrante de su respectivo homogeneizador; para el caso de HOFRAC-PRI-CFV se observa un bajo factor de forma para el cuadrante 3 de tan solo 45.1%, mientras que en el cuadrante 2 mejora un poco a FF=52.4%, los cambios en la corriente (escalones) son de mayores en magnitud en para las curva I-V del homogeneizador que no utiliza la esfera o sistema óptico Köler.

En cuanto a la gráfica de la figura 8d correspondiente al HOFRAC-PRIK-CFV, se observa un mejor factor de forma FF=62.1% y el arreglo fotovoltaico está ubicado también en el cuadrante 2; por lo que es notable el efecto que tiene la uniformidad sobre el arreglo obtenido a la combinación del homogeneizador y la esfera de cuarzo.

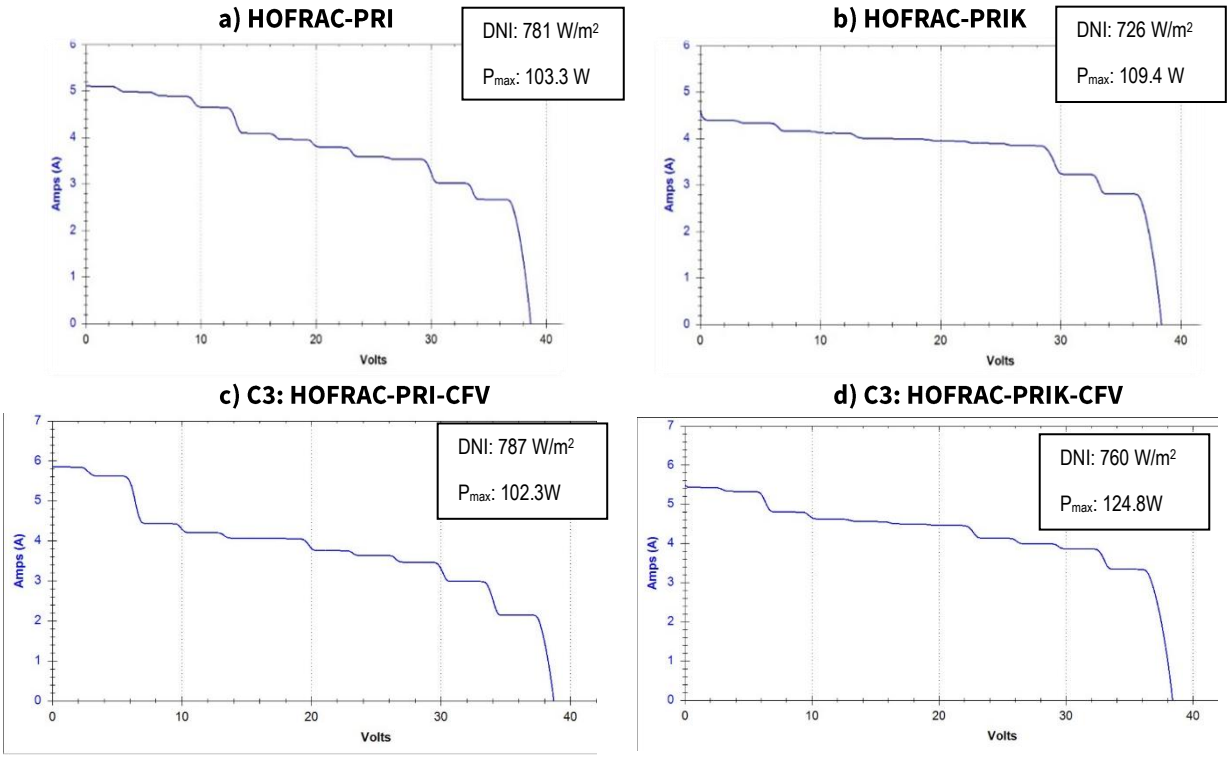


Fig.8. Curvas IV para un arreglo de celdas fotovoltaicas caracterizadas en 2 homogeneizadores en los cuadrantes 2 y 3. a) C2: HOFRAC-PRI-CFV; b) C2 HOFRAC-PRIK-CFV; c) C3: HOFRAC-PRI-CFV; d) C3: HOFRAC-PRIK-CFV.

CONCLUSIONES

Aunado a la toma de imágenes experimentales del spot de horno donde se observan spots de espejos fuera del foco, los resultados de la simulación corroboran que bajo las condiciones actuales de la óptica del HoSIER el HOFRAC-PRO, no es capaz de homogeneizar el flujo radiativo lo suficiente como para implementar un sistema de concentración fotovoltaica, principalmente por la desorientación de los espejos; para solucionar el problema se probó mediante simulaciones por trazado de rayos diferentes configuraciones del homogeneizador, y a la configuración invertida llamada HOFRAC-PRI, se le agregó a la simulación de trazado de rayos una esfera refractiva a la entrada del HOFRAC-PRIK que redirecciona los rayos concentrados por los espejos mal orientados al centro del homogeneizador y se invierte la posición del homogeneizador.

Como se observa en las gráficas de la figura 7, las curvas I-V y el factor de forma de cada curva, muestran que cuando el sistema óptico de concentración de un horno solar facetado cuenta con elementos desalineados, agregar una esfera refractiva al sistema de homogeneización de flujo, puede incrementar los niveles de uniformidad en la radiación incidente sobre el arreglo de celdas fotovoltaicas de concentración, mejorando el factor de forma, la eficiencia y la potencia máxima entregada por el sistema para las mismas condiciones de irradiancia y temperatura en el arreglo. Sin embargo, también es necesario comentar que los obstáculos inherentes a la instalación de este tipo de hornos solares, modifican la uniformidad de la radiación en todo el concentrador y repercute

negativamente en la capacidad del homogeneizador para uniformizar la luz concentrada. Dado que la mayoría de los obstáculos no se pueden retirar, porque forman parte del laboratorio y del set experimental, estas versiones de homogeneizador se descartan para aplicaciones fotovoltaicas y en trabajos futuros se adaptarán para aplicaciones en reactores termoquímicos, ya que los receptores volumétricos porosos que estos reactores utilizan como receptores, funcionan mejor con flujos radiativos homogéneos, sin embargo, no requieren un grado de uniformidad tan alto como los dispositivos fotovoltaicos de concentración.

AGRADECIMIENTOS

Agradezco al Consejo Nacional de Humanidades, Ciencias y Tecnologías (CONAHCyT) por el apoyo económico otorgado mediante el Programa Investigadores e Investigadoras por México.

REFERENCIAS

Blake M. Coughenour, Thomas Stalcup, Brian Wheelwright, Andrew Geary, Kimberly Hammer, and Roger Angel. (2014). Dish-based high concentration PV system with Köhler optics. *Opt. Express* 22, A211-A224.

Coughenour, B. M., Stalcup, T., Wheelwright, B., Geary, A., Hammer, K., & Angel, R. (2014). Dish-based high concentration PV system with Köhler optics. *Optics express*, *22*(102), A211-A224.

E. Anguera, C.A. Estrada.(2018). A new approach for evaluating flux uniformity for dense array concentrator photovoltaic cells, *Solar Energy*, Volume 171, Pages 330-342.

Juan P. Ferrer-Rodríguez, José M. Saura, Eduardo F. Fernández, Florencia Almonacid, Diego L. Talavera, and Pedro Pérez-Higueras (2020) Exploring ultra-high concentrator photovoltaic Cassegrain-Koehler-based designs up to 6000×, *Optics Express.*

Martin A. Green, Ewan D. Dunlop, Gerald Siefer, Masahiro Yoshita, Nikos Kopidakis, Karsten Bothe, Xiaojing Hao, (2020) Solar cell efficiency tables (Version 61), *Progress in Photovoltaics.*

M. M. Chen, J. B. Berkowitz-Mattuck, and P. E. Glaser (1963) The Use of a Kaleidoscope to Obtain Uniform Flux Over a Large Area in a Solar or Arc Imaging Furnace, *Applied Optics,* Vol. 2, No. 3.

ENERGIA SOLAR PARA PRODUÇÃO DE ELETRICIDADE E PROCESSOS INDUSTRIAIS

ESTIMACIÓN DEL INGRESO ECONÓMICO DE LAS CENTRALES TERMOSOLARES EN EL MERCADO ELÉCTRICO ANTE LA FUTURA SITUACIÓN PNIEC 2030

Berbey-Burgos M.*, Pardillos-Pobo D.*, Laporte-Azcué M.*, González-Gómez P.A.*, Santana D.*

*Departamento de Ingeniería Térmica y de Fluidos, Universidad Carlos III de Madrid, Avenida de la Universidad, Leganés, 28911, (Madrid) España, mberbey@pa.uc3m.es

RESUMEN

Las recientes fluctuaciones experimentadas en los precios de la electricidad, son resultado de diversos factores como la dinámica entre la oferta y demanda de energía, la implementación de fuentes renovables, la disponibilidad de recursos y la influencia de políticas energéticas. El presente estudio evalúa el ingreso de una central solar de torre de 10 horas de almacenamiento ubicada en Sevilla, España, a través de tres modos de operación aparte del Actual: Continuo, Máximo y Óptimo. Se evalúa para un escenario proyectado a 2030, caracterizado por el aumento de la generación fotovoltaica (33%) sobre el mix energético del país. La central solar de torre genera sus mayores ingresos a partir del modo de operación Óptimo generando el doble de ingreso en comparación al modo Actual. Además, teniendo en cuenta el LCOE proyectado de 2030 (66 EUR/MWh), la planta es capaz de considerarse rentable, ya que su precio medio de venta supera el parámetro. Los resultados destacan la necesidad de mejorar la gestión del despacho de energía para mejorar los ingresos de la planta.

PALABRAS CLAVE: Energía solar térmica de concentración, precios de la electricidad, mercado mayorista, almacenamiento de energía térmica, energía solar fotovoltaica.

ABSTRACT

The recent fluctuations in electricity prices are the result of several factors, such as the dynamics between energy supply and demand, the implementation of renewable energy sources, the availability of resources and the influence of energy policies. The present study evaluates the revenue of a 10-hour storage solar power tower plant located in Seville, Spain, through three modes of operation besides the current mode: Continuous, Maximum and Optimum. It is evaluated for a scenario projected to 2030, characterised by an increase in photovoltaic generation (33%) over the country's energy mix. The solar power tower plant generates its highest revenues in the Optimum mode, which is twice as much as in the Current mode. Furthermore, taking into account the projected LCOE of 2030 (66 EUR/MWh), the plant can be considered profitable, as its average selling price exceeds the parameter. The results highlight the need to improve the management of energy dispatch in order to improve the plant's revenue.

KEYWORDS: Concentrating solar power, electricity prices, wholesale energy market, thermal energy storage, solar photovoltaic.

INTRODUCCIÓN

Las recientes situaciones experimentadas en el mercado mayorista ibérico están siendo objeto de estudio para impulsar una reforma del mercado eléctrico más resiliente ante circunstancias extraordinarias. En primer lugar, el aumento en los precios de los combustibles fósiles ha generado presiones sobre los costos de generación de electricidad, lo que se ha traducido en aumentos en las tarifas eléctricas para los consumidores, tal como ocurrió en 2022. Esto se debe en gran medida a la histórica dependencia de la región en fuentes de energía no renovable. Durante el segundo semestre del año, el mecanismo ibérico logró reducir los elevados costes de producción de los generadores alimentados con combustibles fósiles en la Península Ibérica. Como resultado, el precio de la electricidad se redujo al doble en comparación con los países de la Unión Europea (UE). En medio de este panorama, el notable aumento en la implementación de fuentes de energía renovable, como la solar, representa un paso significativo hacia la transición energética y la reducción de emisiones de carbono. Sin embargo, esta tendencia también ha generado dinámicas inesperadas en el mercado, como la conocida curva de pato (Hartner & Permoser, 2018). La generación de electricidad a partir de fuentes renovables, especialmente durante las horas pico de irradiación solar, ha conducido a situaciones de precios extremadamente bajos e incluso negativos en el mercado mayorista de la electricidad. Esta fluctuación en los precios representa un desafío particular para las instalaciones de generación, tanto convencionales como renovables, cuyos ingresos dependen exclusivamente de la venta de electricidad en el mercado mayorista. Con los precios bajos o negativos, estas instalaciones se enfrentan a dificultades financieras, donde sus costos de operación y mantenimiento pueden superar los ingresos generados por la venta de electricidad.

El sistema marginal al que está sujeto el mercado mayorista en la Península Ibérica emplea precios marginales asignados a una hora, conocido como precio de compensación del mercado, que viene determinado por la última unidad que satisface la demanda horaria. La oferta presentada por el generador depende de su coste marginal de generación. Generalmente, las unidades con las ofertas más altas son las que influyen en la determinación del precio (Steeger et al., 2014), como las centrales de combustible fósiles e hidroeléctricas. A estos generadores se les conoce como creadores de precio. Mientras que las fuentes de energía renovable variable (VRE) tienden a ofertar a precios más bajos para garantizar su participación en el mercado. Estos generadores, que no influyen en la fijación del precio se conocen como tomadores de precio. La energía solar térmica de concentración (CSP) es una tecnología de VRE que cuenta con un sistema de almacenamiento térmico (TES) de larga duración. La capacidad de control inherente a la CSP brinda la oportunidad de ofrecer flexibilidad operativa en la distribución de energía similar a las centrales térmicas convencionales. Por lo tanto, la CSP puede obtener beneficios económicos al ajustar su producción para que concuerde con periodos de precios elevados de la electricidad, desplazando la generación de VRE y mejorando la fiabilidad de la red eléctrica.

El trabajo estima los ingresos generados por una central solar de torre (SPTP) de 110 MWe con un sistema TES de 10 horas situada en Sevilla, España. La planta adopta una estrategia de mercado mayorista como tomador de precios en un mercado energético abierto y

competitivo durante un futuro escenario de precios. El escenario corresponde a la adaptación de los precios de 2023 extrapolados a un futuro donde se aumenta hasta un 33% de la generación fotovoltaica sobre la demanda global, objetivo del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2023-2030 (MITECO, 2023). El análisis evalúa el funcionamiento térmico de la central mediante la implementación de tres modos de operación diferentes al actual. El primer modo refleja el funcionamiento tradicional de SPTP; el segundo y el tercer modo mejoran la optimización de los ingresos teniendo en cuenta la capacidad térmica y los precios de la electricidad durante un periodo de 24 horas al día, y el último modo hace una comparación diaria entre el segundo y tercer modo para obtener el mayor ingreso.

METODOLOGÍA

Modelo de Operación de la SPTP

El modelo de simulación de la SPTP de 110 MWe consta del receptor, el TES y el PB, como se muestra en la Fig. (1). El campo solar simulado tiene un múltiplo solar de 1.8 y consta de 10,300 helióstatos de 10.36 m de altura y 11.28 m de anchura. Estos helióstatos reflejan la irradiancia solar concentrada en un receptor tubular externo montado en la parte superior de una torre de 180 m, calculado mediante FluxSPT (Sánchez-González et al., 2022). El fluido caloportador (HTF) utilizado en el receptor es una sal fundida (sal solar compuesta por 60% $NaNO_3$ y 40% KNO_3). A lo largo de la simulación se calcula el caudal másico en la entrada necesario para aumentar la temperatura del HTF de 290 ^{o}C a 565 ^{o}C, temperaturas nominales del tanque frío y del tanque caliente respectivamente. Este caudal másico es óptimo para evitar la congelación y descomposición del HTF. El HTF a alta temperatura se puede dirigir al PB para generar vapor a alta temperatura y accionar la turbina de vapor para la generación eléctrica. El PB consiste en un ciclo Rankine subcrítico con un sistema regenerativo que consta de una eficiencia del 44% (González-Gómez et al., 2017). Por otro lado, el HTF puede dirigirse al sistema TES para almacenar o liberar energía térmica en función del plan de despacho de energía de la central.

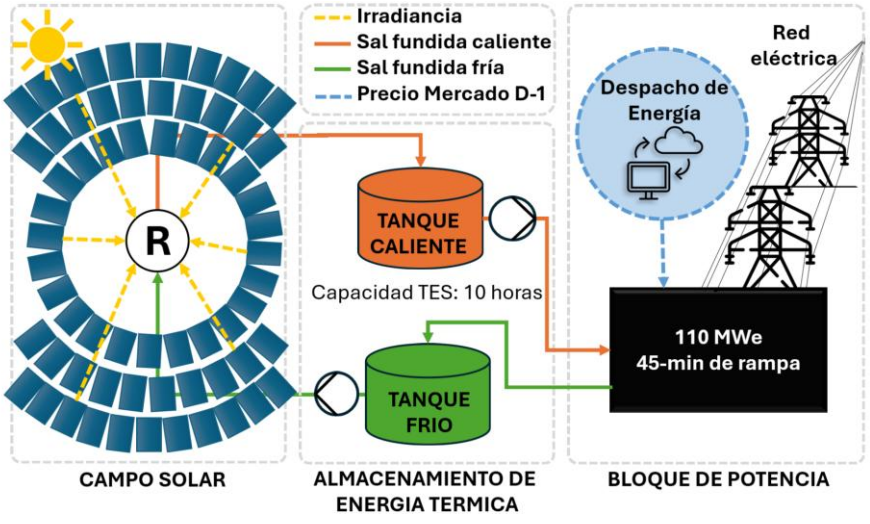


Fig. 1. Modelo de simulación de la SPTP.

La Fig. (2) muestra un esquema simplificado del enfoque utilizado para calcular y optimizar los ingresos de la central en tres modos de funcionamiento, aparte del modo empleado en la actualidad. La simulación empieza con las condiciones iniciales del día basadas en la temperatura nominal del tanque y del tanque descargado. Se ejecuta desde las 6 h (día), hasta las 30 h (es decir las 6 h del día+1). Debido a la flexibilidad de la planta para producir energía después de 24 horas, se decide desplazar la ventana temporal de producción. Las condiciones finales del día anterior (día) se utilizan como condiciones iniciales para el día siguiente (día+1) a lo largo de la simulación.

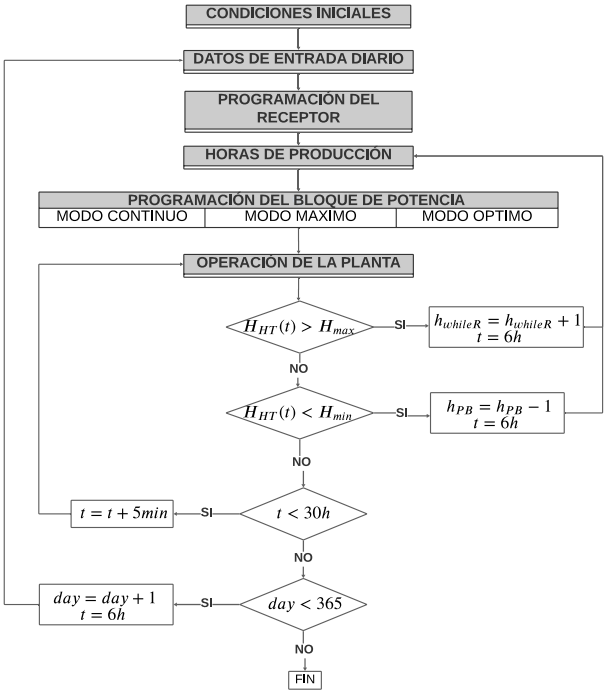


Fig. 2. Esquema de la metodología de simulación

La simulación del receptor proporciona dos parámetros cruciales dependientes de la irradiancia directa normal (DNI) en un intervalo de tiempo de 5 minutos: la tasa de caudal másico y la temperatura de salida. Los datos de DNI para el año de estudio proporcionados por la base de datos de radiación solar HelioClim-3 del Servicio SoDa (SoDa Solar radiation Data, 2022). El flujo másico del receptor se dirige al tanque caliente siempre que la temperatura de salida sea superior a 480 ºC; en caso contrario, se dirige al tanque frío, para evitar el consiguiente enfriamiento excesivo del tanque caliente. La programación del receptor ayuda a estimar las horas de producción del PB del día, lo cual es crucial para optimizar los ingresos en función de los precios de la electricidad. En la simulación de los modos operativos, se calculan las horas de producción mientras funciona el receptor (h_{whileR}) para evitar los recortes del receptor.

Una vez estimadas las horas de producción, se establece la programación del PB en función del modo de operación. En la actualidad, las centrales CSP operan simultáneamente el PB en cuanto el receptor comienza a cargar el TES y mantienen el funcionamiento hasta que se completan las horas de producción. Sin embargo, la operación del PB puede optimizarse teniendo en cuenta los precios de la electricidad para aumentar los ingresos de la planta. El modo Continuo funciona sin interrupción, como el modo actual, pero ajusta las horas de

producción para que coincidan con los periodos donde la agregación de precios es superior teniendo en cuenta también las horas mientras el receptor está en operación. El modo Máximo opera el PB cuando los precios de la electricidad son más altos, gracias a los múltiples arranques y paradas. El impacto financiero de estas frecuentes arranques y paradas se tiene en cuenta en el cálculo de los ingresos finales, por medio de la variable de Ingresos ajustados. El coste asociado a los ciclos adicionales de arranque y parada (157,00 $€/MW_{cap}$), necesario para evaluar el ingreso ajustado del modo Máximo y Óptimo (Kumar et al., 2012).

Tras correlacionar las horas de producción con la programación del PB, se calculan los balances de masa y energía cada 5 minutos, siguiendo una metodología que tiene en cuenta el funcionamiento fuera de diseño de la SPTP (Pardillos-Pobo et al., 2023). La temperatura de salida del receptor se recalcula en función de la temperatura del tanque frío, así como el flujo másico del receptor al tanque caliente y al tanque frío. Además, se tienen en cuenta los arranques y paradas, junto con las pérdidas de calor del TES en función de la temperatura y el nivel de los tanques. El PB genera dos parámetros que dependen de la temperatura del tanque caliente: la temperatura de salida de las sales fundidas y la potencia eléctrica neta producida por la central. Los ingresos de la central se calculan mediante la potencia neta y el precio mayorista de la electricidad, también conocido como precio del mercado diario.

El funcionamiento de la central puede desviarse de la programación, lo que puede provocar el agotamiento de la TES o en recortes de energía del receptor. El primer caso puede evitarse disminuyendo las horas del PB cuando el nivel del tanque caliente alcanza el valor mínimo, mientras que el segundo, aumentando el parámetro de h_{whileR} si el nivel de tanque caliente alcanza el valor máximo. En ambos casos, las iteraciones continúan hasta que converge los aparatados de programación del PB y la operación de la planta. Los cálculos del funcionamiento de la planta se computan cada 5 minutos hasta que el año termina a las 6 h del día 365.

Receptor

El análisis térmico se realiza en intervalos de tiempo de 5 minutos, teniendo en cuenta 8 días representativos desde el solsticio de verano (día 172) hasta el solsticio de invierno (día 355), para representar con precisión el funcionamiento del receptor a lo largo del año (Wagner, 2008). El funcionamiento del receptor se caracteriza por una estrategia adecuada de orientación del campo solar para condiciones de cielo despejado e irradiancia reducida (Laporte-Azcué et al., 2022), con el equinoccio de primavera (día 81) como día de diseño. El análisis considera un caudal másico fijo como el de cielo despejado, que permite que la temperatura de salida del HTF disminuya sin restricciones a menos que la temperatura descienda por debajo de 530 ºC. Finalmente, para completar los datos a lo largo de un año, se interpola la irradiancia de cielo despejado y reducida obtenida en el conjunto de 8 días más el día de diseño.

Almacenamiento térmico

La capacidad del TES está diseñada para 10 horas. Los depósitos tienen un diámetro de 41 m y una altura máxima y mínima de 10,5 m y 1 m, respectivamente. Durante la simulación del TES se tiene en cuenta las pérdidas de energía del tanque en cada intervalo de tiempo de 5 minutos, considerando una temperatura ambiente de 25 ^{o}C.

Bloque de potencia

El ciclo Rankine subcrítico se compone de 4 calentadores de agua de alimentación cerrada de baja presión y 2 de alta presión y un desgasificador. El arranque/parada del PB se fundamenta en una turbina de vapor empleada en CSP (González-Gómez et al., 2022). El arranque tarda unos 45 minutos en alcanzar las condiciones de plena carga.

Escenarios de precios de la electricidad

Para simular los distintos escenarios de precio se ha realizado las siguientes consideraciones:

- Los precios del mercado diario (D-1) del año correspondiente se toman en consideración, ya que cuentan con el mayor peso en el cálculo final del precio de la electricidad (Usaola, 2012). Los datos históricos son proporcionados por el operador del mercado eléctrico de España (OMIE, 2024).
- La SPTP implementa una estrategia como tomadora de precio en un mercado energético abierto y competitivo. Para asegurar su continua operación en el mix de generación, la central oferta al precio más bajo y se beneficia de la curva de precios del mercado (Dominguez et al., 2012).
- Las centrales de ciclo combinado e hidroeléctricas actúan como creadoras de precios; por tanto, los precios ofertados por estas influyen en la previsión de precios, así como en el comportamiento de las ofertas de otras tecnologías (Steeger et al., 2014).
- Se consideran los precios horarios del año 2023, así como la demanda total, generación fotovoltaica y el comportamiento de tecnologías que marcan el precio marginal (OMIE, 2024), como año de referencia para el estudio del escenario hipotético de precios de 2030.
- El escenario de precios hipotéticos de 2030 se calcula por medio del porcentaje de penetración de fotovoltaica en la red eléctrica y su correspondiente reducción sobre el precio de la electricidad (Hartner & Permoser, 2018). Por lo que el escenario solo cubre los precios de las horas centrales del día, que concuerda a la irradiancia solar.

En 2023, la demanda energética en el país alcanzó los 229.28 TWh, mientras que la producción de energía fotovoltaica fue de 36.60 TWh, lo que equivale al 15.9 % del mix de generación total en el país. Según los objetivos del PNIEC para el periodo 2030, se pretende que la generación solar fotovoltaica represente el 33% sobre el mix energético del país

(MITECO, 2023). Esto implica duplicar la proporción de energía solar fotovoltaica en comparación al año 2023. Para alcanzar el aumento del 15% de la generación se duplica la proporción horaria de producción fotovoltaica del año, Ec. (2). El precio para 2030 se obtiene a partir de la Ec. (1), siendo el coeficiente k de valor 4, el correspondiente a la reducción del precio en función al aumento de penetración fotovoltaico (Hartner & Permoser, 2018).

$$Precio_{2030} = Precio_{2023}(1 - k \cdot \%_{PV}) \quad (1)$$

$$\%_{PV} = \frac{\left(Gen_{PV,2030} - Gen_{PV,2023}\right)}{Demanda_{total}} \quad (2)$$

En 2023, los precios de la electricidad oscilaron entre mínimos de 0 EUR/MWh y máximos de 220 EUR/MWh, resultando en un promedio de 88.27 EUR/MWh. Las principales tecnologías que marcaron estos precios fueron la hidráulica (35%), las fuentes renovables (29%) y el ciclo combinado (17%). Suponiendo que, en un escenario de precios basados en este año, se duplica la solar fotovoltaica y el precio de las horas centrales del día son determinados por esta tecnología, los porcentajes mencionados anteriormente cambiarían a 38%, 46% y 11% respectivamente, como se ilustra en la Fig. (3). Con esto, se proyecta un precio medio de 57.69 EUR/MWh para el año 2030. Sin embargo, es importante destacar que estos precios pueden verse afectado por otras condiciones económicas globales que podrían impactar la oferta de generadores como el ciclo combinado y la energía hidráulica (Steeger et al., 2014), lo que podría resultar en aumentos durante las horas punta.

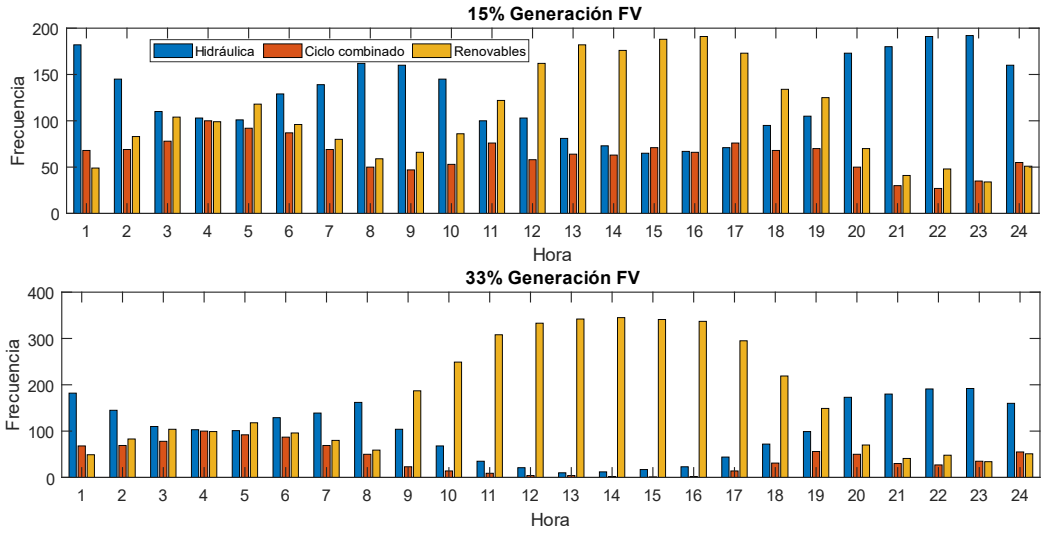


Fig. 3. Frecuencia horaria de tecnologías que marcan el precio marginal en 2023 y 2030.

DISCUSIÓN DE RESULTADOS

En la Fig. (4) se presenta una comparación entre los modos de operación simulados para el escenario de 2030. El modo Actual genera en cuanto el receptor entra en funcionamiento, sin tener en cuenta el precio horario. Esto permite una generación base continua durante

horas, especialmente en verano. No obstante, en días de inverno como en este caso, la planta no se beneficiaría del modelo de precios. El modo Continuo mantiene una producción constante como el anterior. Sin embargo, este modo se distingue por variar la hora de inicio del despacho de energía. Es por ello que desplaza estratégicamente la producción para hacer frente a los periodos de precios máximos, todo ello dentro de un mismo ciclo de arranque. A pesar de que existen días en que no coincide con el periodo de precios más altos, el modo está sujeto a una condición de aprovechar toda la energía térmica producida en el receptor y evitar recorte del receptor.

La fluctuación de precios durante la semana, sobre todo en las horas centrales del día se debe a la saturación de la generación fotovoltaica y a la baja demanda. La TES de 10 horas del SPTP permiten una gestión eficaz de las necesidades energéticas durante los periodos de máxima demanda, tal y como se simula en el modo Máximo. Este modo genera en las horas punta, que coinciden con las primeras horas de la mañana (8:00-11:00) y la tarde-noche (19:00-24:00). La considerable fluctuación de precios a lo largo de los días de la semana resultó en un aumento significativo en los ingresos en el modo Máximo, que se cuadruplicaron en comparación al modo Actual. En lo que respecta al modo Óptimo, que implica una comparación diaria entre el modo Continuo y el Máximo, se observa que el primer día de la semana sigue un comportamiento continuo, mientras que en los días siguientes adopta un enfoque de modo Máximo. Sin embargo, a pesar de esta distinción, no muestra un comportamiento idéntico en ambos modos, lo cual se debe a las diferencias en la energía generada en cada modo, como se evidencia en la Fig. (4). Estas diferencias son atribuibles al uso de arranques/paradas adicionales. Además, es notable que el modo Máximo presenta picos de generación horaria que no se observan en el modo Óptimo. Esto se debe al estado de carga del TES al inicio de cada día en cada modo. Por ejemplo, en el día 56, el modo Máximo inicia con un 17% de carga, lo que le permite generar una hora adicional en comparación al modo Óptimo, que empieza el día con un 10% de carga.

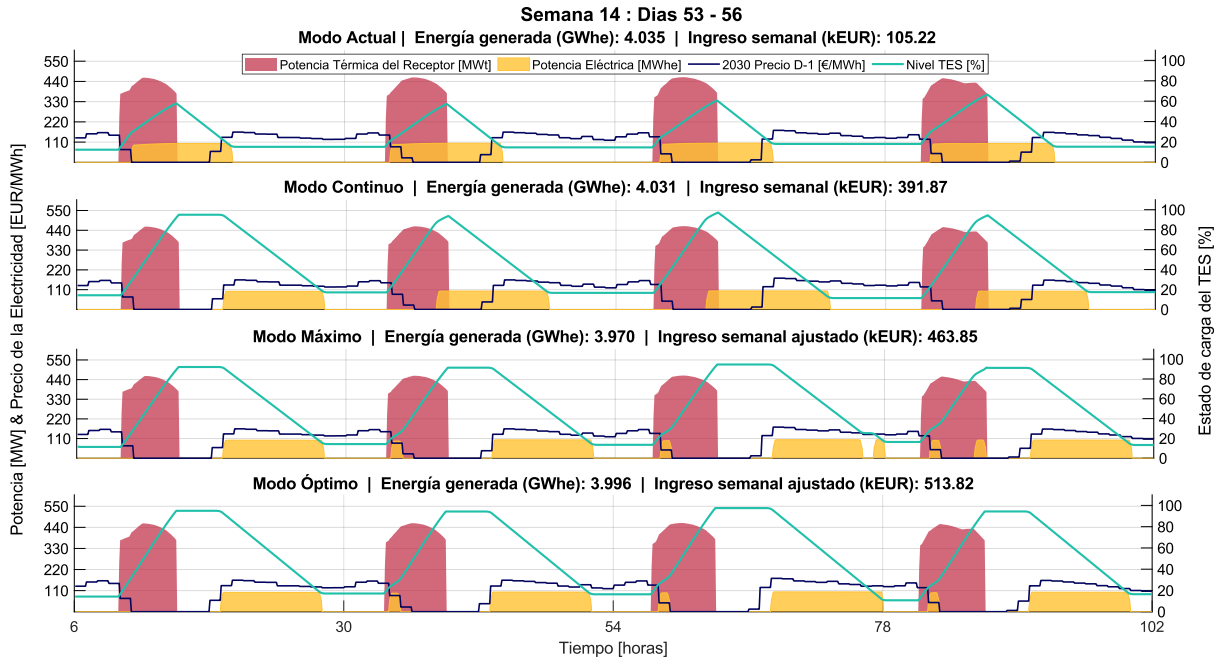


Fig. 4. Comportamiento de la SPTP de acuerdo a distintos modos operacionales.

Los ingresos ajustados son un parámetro que se obtiene al restar los costes derivados de los ciclos de arranque adicionales de los ingresos generados por la central. En la Fig. (5) se muestran los ingresos anuales ajustados resultantes de la participación del SPTP en el mercado mayorista de la energía durante los años 2023 y 2030. En un escenario de precios como el 2023, el modo Óptimo consigue mayores ingresos, demostrando un aumento del 11% respecto al modo Actual, del 0.2 % respecto al modo Continuo y del 17% con respecto al modo Máximo. Esto quiere decir que el modo Óptimo tiende a comportarse parecido al Continuo cuando no hay gran fluctuación en los precios de electricidad como en 2023. No obstante, en el escenario ficticio de 2030, el modo Óptimo alcanzó el doble de ingresos en comparación con el modo Actual. Además, experimentó un aumento del 5% respecto al modo Máximo y un incremento del 13% en comparación al Continuo. A continuación, se analiza los ingresos de la planta de cada año con su correspondiente coste anualizado, es decir la sumatoria del CAPEX y OPEX, según datos proyectados a dichos años (NREL, 2024). Los resultados indican que, a pesar de los ingresos obtenidos en el modo Óptimo, este modo y por consiguiente ningún otro es capaz de alcanzar sus respectivos costes. Solo en el caso de que el escenario de 2030 se dupliquen los precios de las horas punta, la planta sería capaz de alcanzar los costes de ese año.

Dada la dependencia de la central del mercado mayorista, se utilizan dos parámetros para evaluar el rendimiento financiero de la central. El primero es el precio medio de venta, que refleja los ingresos reales percibidos por unidad de energía vendida. El segundo parámetro es el coste nivelado de la electricidad (LCOE), que calcula los costes globales incurridos a lo largo de la vida operativa de la central, incluyendo su construcción y puesta en marcha. Para la CSP, el LCOE ronda los 115.00 EUR/MWh, mientras que la proyección para 2030 está en 66.00 EUR/MWh (NREL, 2024). La comparación de ambos parámetros puede proporcionar una indicación preliminar de si el modo operativo puede generar ingresos suficientes para cubrir los costes y potencialmente producir beneficios. En la Fig. (6) se ilustra el precio medio de venta aumenta cuando la producción se alinea con los precios máximos, como demuestra el modo Máximo. Siempre que el escenario 2030 se cumpla, se observa que el precio medio de venta del modo Máximo y Óptimo es superior en 12% al LCOE. En cuanto al escenario 2023, se puede observar que con ningún modo se alcanza el LCOE actual. Esto plantea un desafío para la tecnología, ya que no puede depender únicamente del mercado de la electricidad. Los precios medios de venta de los modos para el 2023 oscilan entre 83.80 y 99.81 EUR/MWh, mientras que para el futuro escenario de 2030 entre 27.55 y 75.44 EUR/MWh. A pesar de esto, la tecnología puede aportar múltiples beneficios a la red, como sustituir a los generadores tradicionales de combustibles fósiles, frecer servicios auxiliaries como la reserva rotatoria o incluso entrar en los mercados de capacidad.

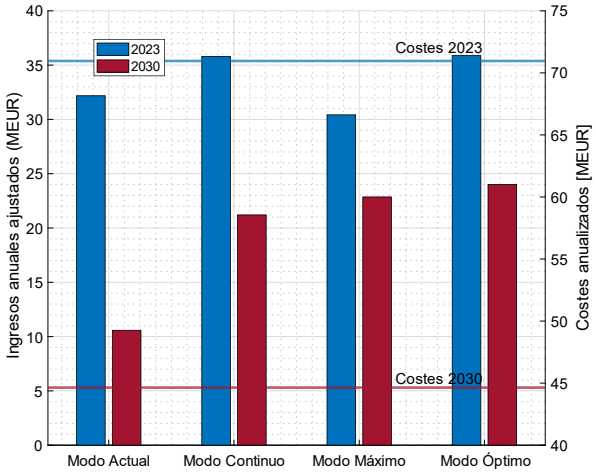


Fig. 5. Comparación de los ingresos anuales en los escenarios de 2023 y 2030.

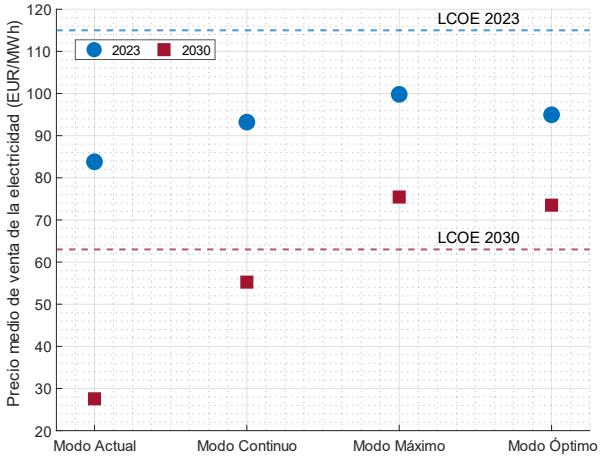


Fig. 6. Comparación del precio de venta de la electricidad entre el escenario 2023 y 2030.

CONCLUSIONES

En este estudio se evalúa los ingresos de una SPTP de 110 MWe con un TES de 10 horas situada en Sevilla, España. Mediante un cambio en los precios originado por el incremento del 33% de la generación fotovoltaica sobre el mix de generación en el país.

Además, el análisis considera varios modos de operación de la planta con el objetivo de incrementar sus ingresos adaptando su funcionamiento a la curva de precios. A continuación, se resumen las principales conclusiones:

- Se observa que los precios durante las horas pico de irradiancia caen a cero, permitiendo que la fuente renovable determine el precio un 46% en el escenario 2030.
- El modo Óptimo demostró el mejor ingreso durante los años simulados. En el escenario de 2023, experimentó un aumento del 11% en comparación con el modo Actual, mientras que, en el año 2030, llego a duplicar los ingresos. Esto demuestra el potencial de un plan de gestión energética para el SPTP actual.
- En el presente, las variaciones de precios no son lo bastante significativas como para justificar un número ilimitado de ciclos de arranque y parada de la PB. Sin embargo, para el escenario proyectado en 2030, donde se prevén más horas con precios cero, es probable que aumente la frecuencia de los arranques y paradas adicionales y que estas sean compensables.
- Considerando el precio medio de venta de 2023 de 92.94 EUR/MWh, se observa el reto que supone que una SPTP participe exclusivamente en el mercado mayorista de la energía. En consecuencia, es necesario que recurran a acuerdos de compra y venta de energía para garantizar la estabilidad de sus ingresos. En un escenario de 2030 con un LCOE bajo es probable que solo con la gestión eficiente del despacho de energía se pueda rentabilizar la planta.

En conclusión, el estudio propuesto aborda las estrategias de gestión energética de los SPTP a través de varios modos de despacho de energía para beneficiar el ingreso efectivo de la planta.

AGRADECIMIENTOS

Esta investigación está financiada por los proyectos PID2021-122895OB-I00 financiada por MCIN/AEI/10.13039/501100011033 y ERDF "A way of making Europe", subvención TED2021-129326B-I00 financiada por MCIN/AEI/10.13039/501100011033 y los fondos NextGenerationEU/PRTR de la Unión Europea.

REFERENCIAS

Dominguez, R., Baringo, L., & Conejo, A. J. (2012). Optimal offering strategy for a concentrating solar power plant. *Applied Energy*, *98*, 316-325. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2012.03.043

González-Gómez, P. A., Gómez-Hernández, J., Briongos, J. V., & Santana, D. (2017). Thermo-economic optimization of molten salt steam generators. *Energy Conversion and Management*, *146*, 228-243. https://doi.org/10.1016/j.enconman.2017.05.027

González-Gómez, P. A., Laporte-Azcué, M., Fernández-Torrijos, M., & Santana, D. (2022). Design optimization and structural assessment of a header and coil steam generator for load-following solar tower plants. *Renewable Energy*, *192*, 456-471. https://doi.org/10.1016/j.renene.2022.04.130

Hartner, M., & Permoser, A. (2018). Through the valley: The impact of PV penetration levels on price volatility and resulting revenues for storage plants. *Renewable Energy*, *115*, 1184-1195. https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.09.036

Kumar, N., Besuner, P., Lefton, S., Agan, D., & Hilleman, D. (2012). *Power Plant Cycling Costs*. http://www.osti.gov/bridge

Laporte-Azcué, M., González-Gómez, P. A., Rodríguez-Sánchez, M. R., & Santana, D. (2022). A procedure to predict solar receiver damage during transient conditions. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *154*. https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111905

MITECO. (2023). *Borrador para la actualización del PNIEC 2023-2030-64347*. https://www.miteco.gob.es/es/energia/participacion/2023-y-anteriores/detalle-participacion-publica-k-607.html

NREL. (2024). *Annual Technology Baseline - Concentrating Solar Power*. https://atb.nrel.gov/electricity/2023/concentrating_solar_power

OMIE. (2024). *Day-ahead market hourly prices in Spain*. https://www.omie.es/es/file-access-list

Pardillos-Pobo, D., González-Gómez, P. A., Laporte-Azcué, M., & Santana, D. (2023). Thermo-economic design of an electric heater to store renewable curtailment in solar power tower

plants. *Energy Conversion and Management*, *297*. https://doi.org/10.1016/j.enconman.2023.117710

Sánchez-González, A., Rodríguez-Sánchez, M. R., & Santana, D. (2022). FluxSPT: Tool for heliostat field aiming and flux mapping in solar power tower plants. *AIP Conference Proceedings*, *2445*. https://doi.org/10.1063/5.0085656

SoDa Solar radiation Data. (2022). *HELIOCLIM-3 PROSPECTION: FOR LONG TERM EVALUATION OF SOLAR RESOURCES ON GIVEN AREAS*. https://www.soda-pro.com/web-services/radiation/hc3-prospection

Steeger, G., Barroso, L. A., & Rebennack, S. (2014). Optimal bidding strategies for hydro-electric producers: A literature survey. *IEEE Transactions on Power Systems*, *29*(4), 1758-1766. https://doi.org/10.1109/TPWRS.2013.2296400

Usaola, J. (2012). Operation of concentrating solar power plants with storage in spot electricity markets. *IET Renewable Power Generation*, *6*(1), 59-66. https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2011.0178

Wagner, M. (2008). *Simulation and predictive performance modeling of utility-scale central receiver system power plants*. https://www.researchgate.net/publication/44205074

EVALUACIÓN DEL RENDIMIENTO DE UN CAPTADOR SOLAR MULTIFUNCIONAL

Leal R.M.*,**, Álvarez H.J.D.*,**, Castilla N.M.M.*,**, Torres M.J.L. *,***, Pérez G. M. *,****, Pujol-Nadal R.*****

*CIESOL, Centro de Investigaciones en Energía Solar. Centro mixto UAL-CIEMAT, Universidad de Almería- ceiA3- Ctra. Sacramento s/n, La Cañada de San Urbano, Almería 04120, España

**Dpt. de Informática, Universidad de Almería - ceiA3, Ctra. Sacramento s/n, La Cañada de San

Urbano, Almería 04120, España, marta.leal@ual.es, jhervas@ual.es, mcastilla@ual.es

***Dpt. de Ingeniería, Universidad de Almería, - ceiA3, Ctra. Sacramento s/n, La Cañada de

San Urbano, Almería 04120, España, jltmoreno@ual.es

****Dpt. de Química y Física, Universidad de Almería, - ceiA3, Ctra. Sacramento s/n, La Cañada de

San Urbano, Almería 04120, España, mperez@ual.es

*****Departament d'Enginyeria Industrial i Construcció, Universitat de les Illes Balears, Ctra. Valldemossa, Palma, 07122, (Illes Balears) España, ramon.pujol@uib.es

RESUMEN

Para satisfacer la creciente necesidad de generación de calor hasta 250 °C, se explora el potencial de los captadores cilindroparabólicos (CCP) de pequeño tamaño. Este estudio evalúa un captador híbrido CCP de pequeño tamaño, capaz de producir calor en dicho rango de temperaturas y generar energía fotovoltaica. Se ha utilizado un modelo dinámico basado en las herramientas SAM y Matlab, configurado con parámetros geométricos óptimos derivados de un proceso de optimización de trazado de rayos con OTSun. La simulación ha evaluado el comportamiento del prototipo bajo distintas orientaciones (Este-Oeste y Norte-Sur) en la provincia de Almería (España), observando una mayor estabilidad anual en la orientación Este-Oeste. Se consigue producir más energía cuando el captador combina ambos modos de funcionamiento (CCP y fotovoltaico) que en los modos individuales. Además, se ha validado la eficiencia fotovoltaica y térmica del captador, confirmándose como una alternativa viable para aplicaciones industriales con alta demanda energética.

PALABRAS CLAVE: Energía Solar Térmica, Energía Solar Fotovoltaica, Modelado dinámico, Simulación Energética.

ABSTRACT

To satisfy the growing need for heat generation up to 250 °C, the potential of small parabolic trough collectors (PTCs) is explored. This study evaluates a small hybrid PTC capable of producing heat in this temperature range and generating photovoltaic power. A dynamic model based on SAM and Matlab tools has been used, configured with optimal geometrical parameters derived from a ray tracing optimisation process with OTSun. The simulation has evaluated the behaviour of the prototype under different orientations (East-West and North-South) in the province of Almeria (Spain), observing greater annual stability in the East-West orientation. More energy is produced when the collector combines both operating modes (PTC and photovoltaic) than in the individual modes. In addition, the photovoltaic and thermal efficiency of the collector has been validated, confirming it as a viable alternative for industrial applications with high energy demand.

KEYWORDS: Solar Thermal Energy, Photovoltaic Solar Energy, Dynamic Modeling, Energy Simulation.

INTRODUCCIÓN

El consumo anual de calor aumentó un 6% en todo el mundo en el periodo 2017-2022. La energía renovable ha cubierto, excluidos los usos tradicionales de la biomasa, solo la mitad de este aumento. Más de dos tercios del crecimiento mundial en el uso de calor renovable se produjo en forma de bioenergía (especialmente en la industria) y electricidad renovable (principalmente en edificios) (IEA, 2024). Para satisfacer esta demanda a temperaturas de hasta 250 °C, se necesitan nuevas tecnologías de sistemas de captadores solares, ya que los convencionales son ineficientes en este rango térmico, y los sistemas de concentración solar de alta temperatura son caros para aplicaciones industriales (IEA-ETSAP and IRENA, 2015).

En este sentido, los captadores cilindroparabólicos (CCP) de pequeño tamaño son una solución adecuada, ya que son modulares, de bajo coste y aptos para su instalación en cubiertas de edificios industriales. Por ejemplo, la empresa Absolicon ha desarrollado varios modelos de CCPs de baja apertura, como el modelo T160, el cual está siendo utilizado en sectores industriales como el de la alimentación y bebidas, cervecero, textil, pulpa y papel, químico o calefacción urbana entre otros. Sin embargo, cada proceso industrial tiene unas características diferentes que requieren adaptaciones específicas del tamaño, configuración y almacenamiento del campo solar. Este hecho motiva a la industria a desarrollar nuevas soluciones tecnológicas para el desarrollo de concentradores solares modulares y de pequeña apertura (Fernández-García et al., 2011).

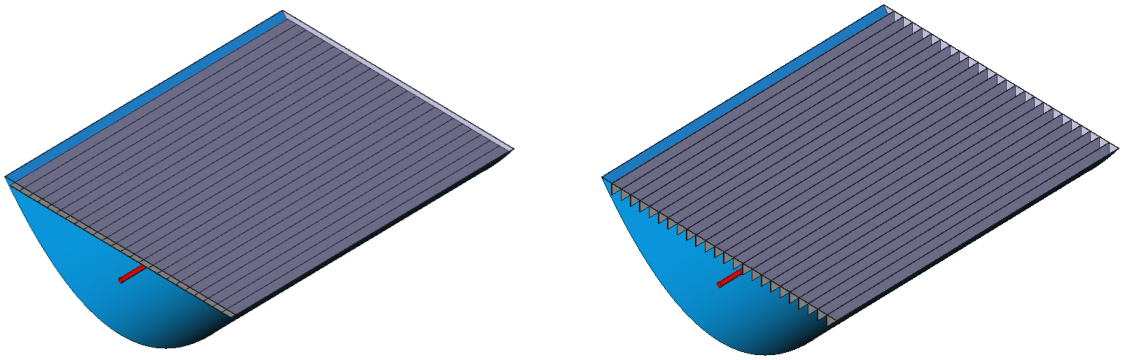
Este trabajo tiene como objetivo presentar los resultados de la simulación de rendimiento de un captador solar multifuncional basado en la hibridación de un captador cilindroparabólico de pequeño tamaño y uno fotovoltaico (FV). Este captador, denominado MULTISOL, se ha diseñado para aplicaciones de calor de procesos industriales y es capaz de funcionar a temperaturas de hasta 250 °C. Esta capacidad de generación solar multifuncional, si bien puede reducir las prestaciones máximas de funcionamiento en cada modo individual de operación, garantiza el aprovechamiento solar del dispositivo para todo tipo de situaciones de incidencia solar, así como su potencial aprovechamiento híbrido (calor y electricidad), especialmente en el caso de demandas estacionales o programadas, como es el caso de determinadas demandas energéticas industriales (Rosales-Pérez et al., 2023).

El resto de este trabajo se divide en las siguientes secciones: la descripción del nuevo modelo de captador, la metodología seguida para estudiar en simulación la producción del captador, la discusión de los resultados obtenidos y las conclusiones a las que se ha llegado.

DESCRIPCIÓN DEL NUEVO MODELO DE CAPTADOR

El captador solar multifuncional bajo estudio está constituido por un CCP de pequeño tamaño, una cubierta de vidrio transparente y un tubo absorbedor metálico. La innovación aportada consiste en la inserción de un conjunto de aletas fotovoltaicas rotativas accionables en la parte superior de la cavidad parabólica. Un control adecuado de la posición de las aletas permite la consideración de los diferentes modos de operación del sistema. En este trabajo se va a considerar un modo fotovoltaico, con las aletas en posición

horizontal, de manera que la radiación solar global es absorbida por estas, teniendo un aprovechamiento eléctrico directo (Fig. 1 (a)). El otro es el modo de concentrador, con las aletas en posición vertical, para remitir la incidencia de la radiación solar directa sobre el reflector y la posterior concentración focal en el absorbedor tubular central a través de un sistema mecánico de seguimiento del sol (Fig. 1(b)). Además, también es viable un modo híbrido, con aletas colocadas en ángulos oblicuos para conseguir las potencias térmica y fotovoltaica deseadas, siempre limitadas por la radiación solar disponible. Se establece un concepto técnico innovador como base para construir un dispositivo de concentración.



a) Modo fotovoltaico b) Modo concentrador

Fig. 1. Modos de funcionamiento captador MUTISOL

La geometría específica de este trabajo ha sido seleccionada mediante un proceso de optimización llevado a cabo mediante el software de trazado de rayos OTSunWebApp (Pujol-Nadal y Cardona, 2023), con el objetivo de obtener aquellos parámetros geométricos óptimos que permitan al captador en modo concentrador absorber la mayor energía posible independientemente de la presencia de las aletas. Los valores obtenidos de los principales parámetros geométricos del captador se encuentran en la Tabla 1.

Tabla 1. Parámetros geométricos del prototipo MULTISOL.

Parámetro	**Valor**	**Unidades**
Ancho de apertura	2.5	m
Longitud total captador	3	m
Distancia focal	0.49	m
Ángulo de aceptancia	1.87	°
Ángulo de apertura	104	°
Diámetro exterior tubo absorbedor	0.042	m
Número de aletas	24	-
Razón de concentración geométrica	18.88	-
Ancho de las lamas	0.097	m

METODOLOGÍA

Para la estimación de la producción solar del captador se ha desarrollado un modelo dinámico que permite simular su comportamiento en los principales modos de funcionamiento. Para la implementación y simulación de los modelos se han utilizado las herramientas Matlab y *System Advisor Model* (SAM).

Al diseñar un captador solar o conjunto de estos (campo solar), es preciso establecer un punto de diseño, que represente el conjunto de parámetros en los que el campo solar proporciona la potencia nominal esperada. Uno de los parámetros fundamentales para determinar este punto de diseño es la orientación de los captadores. Para los CCPs y sistemas fotovoltaicos, las orientaciones más comunes se logran mediante la instalación de los captadores de manera que su eje de rotación esté alineado en dirección Este-Oeste (E-O) o Norte-Sur (N-S), aunque también es posible utilizar orientaciones intermedias. Se van a realizar simulaciones para ambas orientaciones, con el fin de apreciar de una forma directa esta implicación que tiene la orientación en la producción del captador. Otro parámetro importante en el punto de diseño es la ubicación geográfica donde se desea instalar el captador o campo solar. Se ha seleccionado la ciudad de Almería y queda definida por sus coordenadas geográficas, latitud (36.838 °) y longitud (-2.403 °).

Con el objeto de evaluar el desempeño térmico y fotovoltaico del captador, es necesario obtener el valor de la irradiancia en el plano de conjunto, también conocida como irradiancia *Plane of Array* (POA). El software SAM realiza cálculos precisos de la irradiancia POA considerando el amanecer, el mediodía y el atardecer. Para ello, utiliza un algoritmo de ángulo incidente con el que determina la irradiancia directa y la irradiancia difusa que llegan a la superficie del conjunto fotovoltaico o térmico en cada intervalo de tiempo. Para realizar estos cálculos, SAM precisa de la importación de un archivo climático Año Meteorológico Típico (TMY) en la ubicación seleccionada. También hay que especificar el tipo de seguimiento que se desea, en nuestro caso de un eje, con un valor del ángulo azimut de 180° para la orientación E-O y un azimut de 90º para la orientación N-S, el ratio de cobertura del suelo (GCR) es de 0.3 y el límite de rotación del seguimiento de 85°.

A continuación, se van a describir cómo se han obtenido los modelos para la simulación del captador MULTISOL en sus distintos modos de funcionamiento.

Modelo Térmico

Para evaluar el salto térmico que ocurre en el tubo absorbedor del captador solar en modo concentración, se va a utilizar un modelo completo de dicho componente que ha sido desarrollado en (Leal et al., 2023). Para el desarrollo de este modelo se toma como referencia el modelo dinámico semi-físico presentado (Álvarez et al., 2007). Este tipo de modelos representa un enfoque híbrido que combina características de los modelos físicos y los modelos empíricos. Estos modelos utilizan el conocimiento previo del sistema y cuentan con parámetros ajustables que permiten una interpretación física de los resultados obtenidos. El modelo está constituido por las Ecs. (1), (2) y (3), correspondientes a la temperatura externa del tubo, la temperatura interna del tubo y la temperatura del fluido, respectivamente. Suponiendo un estado estacionario, lo que implica que las

derivadas con respecto al tiempo son cero y realizando una simplificación, se obtiene la Ec. (4) con el modelo térmico que se ha implementado. En Tabla 2 se resume el significado de cada uno de los términos que aparecen en el modelo junto con sus unidades.

$$\rho_\omega C_\omega A_{a,o} \frac{\partial T_{\omega_{ext}}}{\partial t} = q_{gan} - q_{conv_{ext}} - q_{rad} - q_{cond} \quad (1)$$

$$\rho_\omega C_\omega A_{a,i} \frac{\partial T_{\omega_{int}}}{\partial t} = q_{cond} - q_{conv_{int}} \quad (2)$$

$$A_{a,i} \rho_f C_f \frac{\partial T_f}{\partial t} + \dot{q} \rho_f C_f \frac{\Delta T}{L} = q_{conv_{int}} \quad (3)$$

$$\dot{q} \rho_f C_f \frac{\Delta T}{L} = I \eta_{opt} w - q_{conv_{ext}} - q_{rad} \quad (4)$$

Tabla 2. Nomenclatura del modelo térmico.

Término	Significado	Unidades
$A_{a,i}$	Área interna del tubo absorbedor	m^2
$A_{a,o}$	Área externa del tubo absorbedor	m^2
C_f	Capacidad calorífica específica del fluido	J/(kg°C)
C_ω	Capacidad calorífica específica del tubo	J/(kg°C)
I	Radiación solar	W/m^2
L	Longitud del tubo absorbedor	m
$\dot{q}$	Flujo volumétrico	m^3/s
q_{cond}	Flujo térmico mediante conducción en la pared del tubo	W/m
$q_{conv_{ext}}$	Flujo térmico mediante convección entre el tubo y el ambiente	W/m
$q_{conv_{int}}$	Flujo térmico mediante convección entre el tubo y el fluido de trabajo	W/m
q_{gan}	Flujo térmico de absorción de irradiancia solar en el tubo	W/m
q_{rad}	Flujo térmico mediante radiación entre el tubo y el cielo	W/m
T_f	Temperatura del fluido	°C
$T_{\omega_{ext}}$	Temperatura externa del tubo	°C
$T_{\omega_{int}}$	Temperatura interna del tubo	°C
w	Ancho de apertura del concentrador cilindroparabólico	m
ΔT	Gradiente térmico entre la temperatura de salida y la de entrada	-
η_{opt}	Eficiencia óptica	-
ρ_f	Densidad del fluido	kg/m^3
ρ_ω	Densidad del tubo	kg/m^3

Modelo Fotovoltaico

El modelo fotovoltaico utilizado para las simulaciones es un modelo dinámico de tipo genérico para la tecnología de silicio cristalino, que se encuentra implementado en la aplicación web PVGIS, basado en el trabajo de (Huld et al., 2011). La potencia instantánea de un panel fotovoltaico en el momento t, $P(t)$, depende de la irradiación solar sobre la superficie fotovoltaica y de la temperatura ambiente relación que se muestra en las Ecs. (5), (6) y (7).

$$P(t) = G'(t)P_{STC}(1 + k_1 \ln(\mathrm{G'(t)})^2 + k_3 T'(t) + k_4 T'(t) \ln(G'(t)) + k_5 T' \ln(G'(t))^2 + k_6 T'^2(t)) \quad (5)$$

$$G'(t) = G(t)/G_{STC} \quad (6)$$

$$T' = T(t) - T_{STC} \quad (7)$$

donde $G'(t)$ es la irradiancia normalizada sobre la superficie del panel fotovoltaico, $G(t)$ es la irradiancia solar sobre el panel fotovoltaico en el instante t y G_{STC} la irradiancia solar en las condiciones de ensayo estándar (STC), que son definidas como $G_{STC} = 1000 \frac{\mathrm{W}}{\mathrm{m}^2}$, $T_{STC} = 25°\mathrm{C}$ y la masa de aire igual a 1.5. P_{STC} es la potencia máxima en STC, T' es la temperatura del PV en relación con STC y $T(t)$ es la temperatura del panel PV. El valor de los coeficientes k_i depende de la tecnología fotovoltaica empleada. En este caso, toman los valores estimados para las células de silicio cristalino mostrados en (Huld et al., 2011). Para estimar la temperatura del panel PV, $T(t)$, el modelo que se usa es el propuesto en (Faiman, 2008) tal y como se observa en la Ec. (8):

$$T(t) = T_a(t) + \frac{G(t)}{U_o + U_1 v(t)} \quad (8)$$

donde, $T_a(t)$ es la temperatura ambiente, $v(t)$, es la velocidad del viento y los coeficientes U_o y U_1 describen el efecto de la radiación y el enfriamiento por el viento, respectivamente. El valor corregido de la potencia instantánea se calcula según la Ec. (9), considerando que γ_{AI} son las pérdidas de reflexión causadas por el ángulo de incidencia (3%), γ_{SP} las pérdidas asociadas al efecto del espectro (-1%) y γ_G las pérdidas fotovoltaicas adicionales (14%).

$$P_c(t) = P(t)(1 - \gamma_{AI})(1 - \gamma_{SP})(1 - \gamma_G) \quad (9)$$

Modelo Completo y Condiciones de Operación

En la Fig. 2 se muestra el modelo completo desarrollado en Simulink que permite simular el comportamiento del captador MULTISOL en los distintos modos de funcionamiento. En la parte superior del diagrama de bloques se ilustra el funcionamiento FV del captador y en la parte inferior el funcionamiento del captador en modo concentrador, con el cual se puede obtener el valor de a potencia térmica, $P_t(t)$, que es capaz de generar el captador con un tiempo de muestreo, t. Para el punto de operación en modo concentrador con una $I = 1000$ W/m^2 , $T_{in} = 100$ °C, $v_{op} = 0.5$ m/s y $\eta_{opt} = 0.73$ se tiene una $T_{out} = 103$ °C, asumiendo que tiene una longitud suficientemente larga como para despreciar los efectos en los bordes del captador. En la parte intermedia del diagrama de bloques se muestra el comportamiento del captador en modo multifuncional, asumiendo que las aletas se

accionan automáticamente adoptando dos posiciones: modo fotovoltaico con las lamas verticales y modo concentración con las lamas horizontales. De forma simplificada, se utilizará como condición de accionamiento de aletas y, por lo tanto, activación del modo de producción concentración de la existencia de un umbral de irradiancia directa, definido en 600 W/m^2. Este valor ha sido seleccionado debido a que el concentrador cilindroparabólico necesita un nivel de irradiancia directa que comience a concentrar energía efectivamente. Se puede considerar que la concentración de energía comienza a ser significativa cuando la irradiancia directa alcanza un valor aproximado de 500-700 W/m^2 o superior.

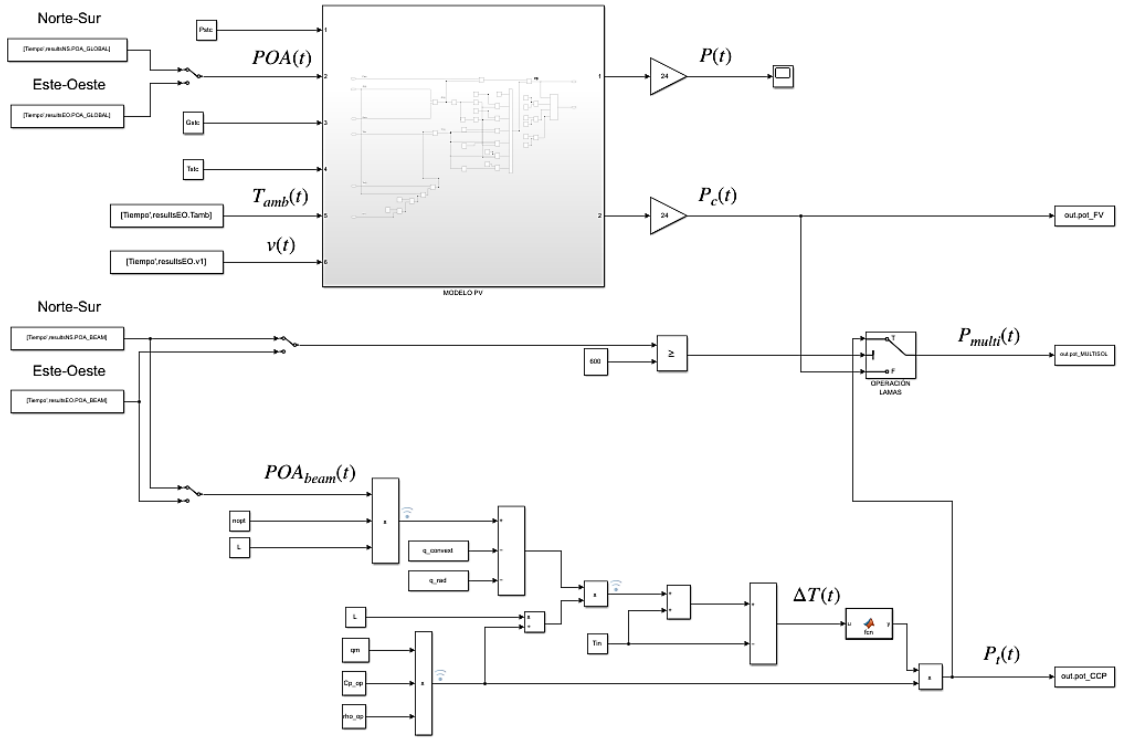


Fig. 2. Modelo captador MULTISOL en Simulink.

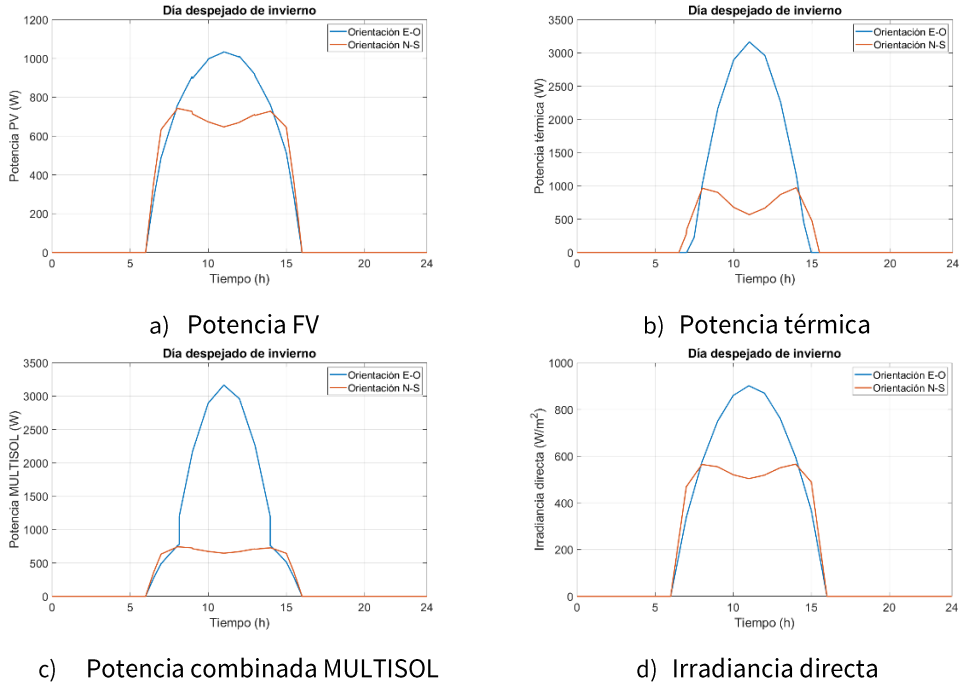
RESULTADOS

Simulaciones de Días Característicos

Con el propósito de evaluar y analizar la producción del captador solar en diversas condiciones de irradiancia, se han llevado a cabo simulaciones en días representativos. Estas simulaciones permitirán determinar la capacidad del captador para generar energía fotovoltaica y térmica en diferentes escenarios de funcionamiento.

Para un día despejado de invierno, se simula la producción del captador en sus distintos modos de funcionamiento: producción fotovoltaica (Fig. 3 (a)), producción térmica (Fig. 3 (b)) y producción combinada (Fig. 3 (c)). Se muestra la eficiencia del captador en la conversión de la radiación solar en energía eléctrica, así como su capacidad para generar calor en ambas orientaciones y condiciones de seguimiento. También se muestra la irradiancia directa (Fig. 3 (d)) que permite mostrar la condición de operación de 600 W/m^2.

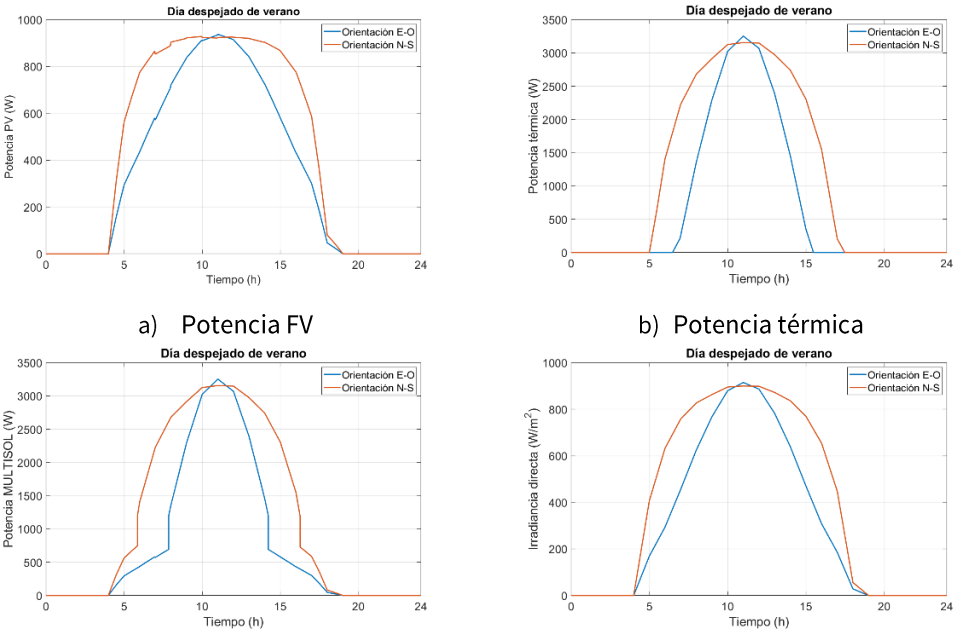
En la Fig. 4 se va a mostrar los resultados de la simulación del comportamiento del sistema para un día despejado de verano.



a) Potencia FV b) Potencia térmica

c) Potencia combinada MULTISOL d) Irradiancia directa

Fig. 3. Comportamiento captador día despejado de invierno orientación E-O y N-S.



a) Potencia FV b) Potencia térmica

c) Potencia combinada MULTISOL d) Irradiancia directa

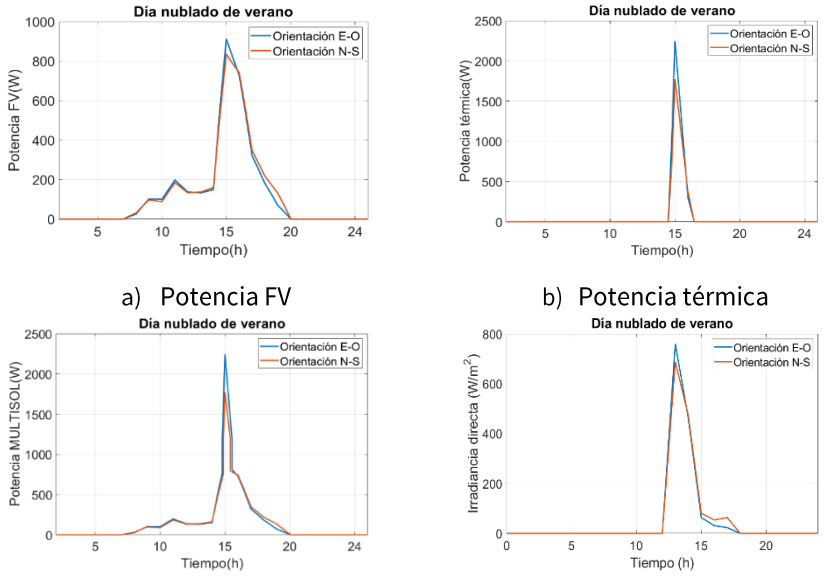
Fig. 4. Comportamiento captador día despejado de verano orientación E-O y N-S.

Se puede observar que la energía entregada en invierno es mayor para la orientación E-O (línea azul) en todos los casos, mientras que en verano la orientación N-S (línea naranja) permite obtener más energía entregada. En ambos casos, la potencia máxima se obtiene

para la orientación E-O. En invierno, la potencia máxima obtenida para el modo FV es de 103.4 W para la orientación E-O y para la N-S un valor de 743.4 W. Para el modo CCP se obtiene un valor máximo de 3166.4 W para la orientación E-O y 967 W para orientación N-S. En verano, los picos de potencia para la producción fotovoltaica son de 937.5 W para orientación E-O y 928.3 W para orientación N-S, para la producción térmica 3256.6 W para orientación E-O y 3455.63 W para orientación N-S.

En caso del modo multifuncional, el sistema comienza produciendo potencia fotovoltaica hasta que la irradiancia directa llega a 600 W/m^2, momento en el que las lamas se accionan automáticamente para colocarse en modo concentrador y producir potencia térmica.

En condiciones en las que la irradiancia directa no es adecuada para concentrar la energía y generar calor, el captador solo funcionará en modo FV. En la Fig. 5 se va a mostrar un caso particular de un día nublado de invierno en el cual la radiación directa es adecuada para generar calor, pero esta se limita a unas pocas horas al día. Durante las horas restantes, la deficiencia de energía térmica se compensa mediante producción fotovoltaica.



a) Potencia FV

b) Potencia térmica

c) Potencia combinada MULTISOL

d) Irradiancia directa

Fig. 5. Comportamiento captador día nublado de verano orientación E-O y N-S.

Estudio de Producción Anual

Para complementar la información proporcionada para días representativos, en la Tabla 3 se muestran los resultados de la evaluación de la producción anual de energía del captador MULTISOL en los tres modos de funcionamiento. La producción eléctrica hace referencia a la producción que viene del modo exclusivamente fotovoltaico y ésta es mayor para la orientación N-S (323.7 kWh$_{FV}$/año más que la orientación E-O). La producción térmica hace referencia a la producción que viene del captador fucionando únicamente como concentrador y es unos 696.5 kWh$_{term}$/año mayor para la orientación N-S que la E-O. La producción combinada de energía fotovoltaica y térmica sigue un patrón similar a las producciones individuales.

Se contrastan las medidas de eficiencia en términos de kWhFV/kWp de fotovoltaica obtenidos con los resultados aportados por la herramienta PVGIS para una instalación de características similares, en este caso para una posición fija sin seguimiento. Se obtiene un resultado de 2037.1 kWhFV/kWp, el cual es coherente respecto a los 2926 kWhFV/kWp obtenidos para orientación E-O y los 3183.3 kWhFV/kWp para orientación N-S. También se contrastan los datos de kWhterm/m2 con los que aportan un CCP Absolicon T160, ya que tienen un área similar. Esta comparativa se realiza con la herramienta de cálculo Sceno Calc, ya que tiene una hoja de cálculo para calcular la producción anual de energía a partir de los ensayos normalizados. Para este captador nos da un resultado de 882 kWhterm/m2 frente a los 844 kWhterm/m2 del MULTISOL para orientación E-O y 1158 kWhterm/m2 frente a los 912 kWhterm/m2 de MULTISOL.

Tabla 3. Producción anual en los distintos modos de operación y orientaciones.

Orientación	Produción Eléctrica (kWh_{FV}/año)	Producción Térmica (kWh_{term}/año)	Producción MULTISOL ($kWh_{term+FV}$/año)	kWh_{FV}/kW_p (Fotovoltaica)	kWh_{term}/m^2 (Térmica)
E-O	3678	6332	5914	2925	844
N-S	4001	6839	6611	3183	911

En la Fig. 6 se muestra la producción mensual del captador en las distintas orientaciones revelando patrones distintivos entre las orientaciones E-O y N-S, ya que el comportamiento en la orientación E-O es más estable a lo largo del año y en la orientación N-S se presentan diferencias significativas entre los meses de invierno y verano.

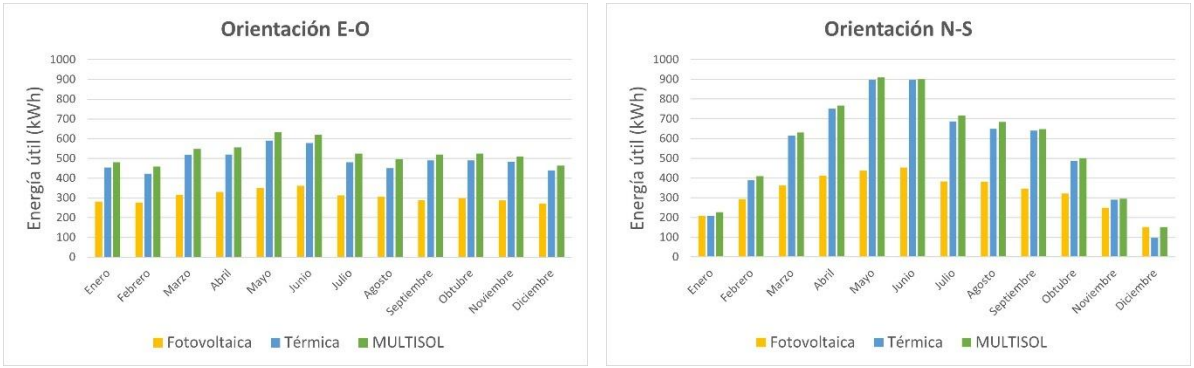


Fig. 6. Energía útil mensual obtenida para orientaciones E-O y N-S.

CONCLUSIONES

En este trabajo, sobre la base del diseño óptimo alcanzado del captador híbrido propuesto, se ha elaborado un modelo para la estimación de la producción solar del captador, tanto en modo concentrador en aplicaciones térmicas como en modo fotovoltaico para la estimación de la producción fotovoltaica. Con este modelo se ha podido comprobar la operabilidad del captador con dos tipos de orientaciones y seguimiento, concluyendo que la orientación E-O presenta un comportamiento estable a lo largo del año, siendo ideal para un captador expuesto a ensayo. La orientación N-S tiene una producción desigual, aunque es capaz de maximizar la producción anual. Además, con la adecuada condición de operación para el modo multifuncional, se consigue producir más energía que en los modos individuales. Los valores obtenidos de kWh_{FV}/kW_p fotovoltaicos anuales coinciden con resultados obtenidos con herramientas como PVGIS y los resultados de kWh_{term}/m^2 térmicos anuales coinciden con los que proporcionan otros captadores de características similares, validando el comportamiento del captador. Este tipo de captador ofrece una alternativa en los entornos industriales que requieran un buen aprovechamiento de la energía, ya que el captador permite jugar con sus modos de operación para producir calor o electricidad según los requerimientos de la planta.

AGRADECIMIENTOS

Este trabajo ha sido financiado por el proyecto PID2021-126889OB-I00 perteneciente a la convocatoria de Proyectos de Generación de Conocimiento 2021 cofinanciada por el Ministerio de Ciencia e Innovación y fondos EIE. Este trabajo también ha recibido apoyo del proyecto TED2021-132758B-I00, financiado por MCIN/AEI/10.13039/501100011033 y la Unión Europea "NextGenerationEU"/PRTR

REFERENCIAS

Álvarez, J.D., Yebra, L.J. and Berenguel, M. (2007). Repetitive control of tubular heat exchangers. Journal of Process Control 17(9), 689-701.

Faiman D. (2008). Assessing the Outdoor Operating Temperature of Photovoltaic Modules. Progress in Photovoltaics: Research and Applications. 16, 307-315.

Fernández-García, A., Zarza, E., Valenzuela, L., Pérez, M., Valcárcel, E., Rojas, E. y León, J., (2011). Development of a small-sized parabolic-trough collector. Final capsol project results. Proceedings of 30th ISES Biennial Solar World Congress, 28 August-2 September, Germany, pp 2525–2535.

Huld, T., Friesen, G., Skoczek, A., Kenny, R.P., Sample, T., Field, M. y Dunlop, E.D. (2011). A power-rating model for crystalline silicon PV modules. Solar Energy Materials and Solar Cells. 95 (12), 3359–3369.

IEA-ETSAP, IRENA. (2015). Solar heat for industrial processes -Technology Brief 37.

IEA. (2024). Renewables 2023. IEA, París. Último acceso: 10/05/2024 Disponible en: https://www.iea.org/reports/renewables-2023 [Licence: CC BY 4.0].

Leal, M., Álvarez, J. D., Castilla, M. del M., Torres, J. L. y Pérez, M. (2023). Evaluación térmica de un captador cilindroparabólico de pequeña apertura. Proceedings of XLIV Jornadas de Automática, 6-8 septiembre, Zaragoza., pp. 411-416.

Pujol-Nadal, R. y Cardona, G. (2023). OTSunWebApp: A ray tracing web application for the analysis of concentrating solar-thermal and photovoltaic solar cells. SoftwareX. 23, 101449.

Rosales-Pérez, J.F., Villarruel-Jaramillo, A., Romero-Ramos, J.A., Pérez-García, M., Cardemil, J.M. y Escobar, R. (2023). Hybrid System of Photovoltaic and Solar Thermal Technologies for Industrial Process Heat. Energies 16, 2220.

INFLUENCIA DE VARIOS FLUIDOS DE TRABAJO EN LA EFICIENCIA DE UN RECEPTOR SOLAR VOLUMÉTRICO PRESURIZADO

García-Ferrero J.[*1], Merchán R.P.[*2], Santos M.J.[*3], Medina A.*[4], Calvo-Hernández A.[5]

*Departamento de Física Aplicada, Universidad de Salamanca, Plz. De la Merced s/n, Salamanca, 37008, (Salamanca) España, [1]jgferrero@usal.es; [2]rpmerchan@usal.es; [3]smjesus@usal.es; [4]amd385@usal.es; [5]anca@usal.es

RESUMEN

La energía solar de concentración es una opción prometedora en el paradigma de las energías renovables. Concretamente, los discos parabólicos presentan factores de concentración que permiten generar temperaturas de hasta 1200 K en su receptor solar. En este trabajo se analiza la eficiencia de un receptor solar volumétrico y presurizado acoplado a un disco parabólico. El modelo incluye parámetros geométricos, propiedades de materiales, transferencias de calor, pérdidas térmicas y el análisis de seis gases (aire seco, N_2, CO_2, He, Ar y Ne) como posibles fluidos de transferencia de calor. Para un mismo flujo de masa, el helio presenta la mejor eficiencia. En concreto, en este estudio, el helio da lugar a eficiencias térmicas de 0.854 (para temperatura ambiente de 290 K, temperatura y presión de entrada de 400 K y 507 kPa, respectivamente y flujo de masa de 0.0881 kg/s), mientras que el argón sería el peor candidato. Este estudio pretende aportar información de interés a la hora de diseñar receptores solares y seleccionar el fluido de transferencia de calor óptimo.

PALABRAS CLAVE: Energía solar, Disco parabólico, Receptor, Fluidos de transferencia de calor.

ABSTRACT

Concentrated Solar Power (CSP) is a promising option within the renewable energy scenario. Parabolic dish collectors (PDC) are related to the greatest concentration factor within CSP systems, which leads to temperatures close to 1200 K at the solar receiver. In this work, the performance of a pressurized solar volumetric receiver integrated into a PDC is analyzed. This model includes detailed geometrical parameters, material properties, heat transfers with its thermal losses and six fluids (dry air, N_2, CO_2, He, Ar and Ne) that are analyzed as possible heat transfer fluids. For the same mass flow rate, helium leads to higher thermal efficiency but also to a reduced average temperature inside the solar receiver. Specifically, in this work, helium reports a solar receiver thermal efficiency of 0.854 (at 290 K ambient temperature, 400 K inlet temperature, 507 kPa inlet pressure and 0.0881 kg/s mass flow rate), while argon the lowest. This analysis is expected to pave the way for future designs of solar receivers and selection of the best performance heat transfer fluid.

KEYWORDS: Concentrated Solar Power, Parabolic dish, receiver, Heat transfer fluids

INTRODUCCIÓN

La energía solar de concentración (*Concentrated Solar Power*, CSP, en inglés) destaca como una de las tecnologías renovables más prometedoras en el marco de la transición energética. Esto se debe tanto a las altas eficiencias que reportan, como a la posibilidad de implementar de forma directa sistemas de almacenamiento de energía que permitan adaptar la producción a la demanda (Merchán et alt. 2022). Dentro de los distintos sistemas de CSP, los discos parabólicos son los más eficientes puesto que presentan mayores factores de concentración (entre 1000-3000) cuando se comparan con los colectores solares cilindro-parabólicos, o con los colectores lineales de Fresnel (60-80) o con las torres solares (300-1000) (Belgasim et alt. 2018). Los discos parabólicos pueden emplearse para la generación de energía a pequeña escala ([0.01-0.4] MW) cerca del lugar de consumo. Asimismo, la producción de energía en áreas remotas o de difícil acceso es otra opción de mercado interesante para estos sistemas. No obstante, debido a la amplia flexibilidad de los discos parabólicos, éstos también podrían agruparse en ”granjas” para la generación de energía a una escala mayor.

Tradicionalmente, los discos parabólicos se han utilizado con el fin de producir energía eléctrica a través de ciclos termodinámicos, tanto ciclos Stirling (Schiel & Keck, 2012) como ciclos Joule-Brayton (microturbinas de gas) (Giostri & Macchi, 2016; Lanchi et alt., 2015; Semprini et alt., 2016). Sin embargo, en los últimos años, el enfoque de los sistemas CSP ha ido cambiando de forma gradual hacia la producción de energía térmica. En concreto, el tratamiento de agua, como la desalinización o la destilación (Sánchez Martínez et alt., 2019), o la producción de combustibles solares, incluyendo el hidrógeno (Boretti, 2023; Escamilla et alt., 2022), son algunas de las aplicaciones más vanguardistas que requieren altas temperaturas y en las que los discos parabólicos son fundamentales para lograrlo.

El receptor solar, situado en el foco de la parábola, es el elemento encargado de transformar la irradiancia solar en energía térmica. Es uno de los elementos más cruciales dentro del sistema, especialmente en aplicaciones que requieren altas temperaturas. El proceso de conversión de energía que ocurre dentro del receptor implica numerosos intercambios de calor y de radiación que necesitan ser analizados en profundidad con el objetivo de hacer predicciones lo más precisas posibles. Los principales desafíos en lo que se refiere a la mejora de la eficiencia del receptor solar se centran, entre otros, en la geometría, para minimizar las pérdidas térmicas, y en los materiales, que eventualmente deben poder soportar mayores temperaturas (Giacomo Gavagnin, 2018; Ho & Iverson, 2014). Asimismo, el tipo de fluido de transferencia de calor (*Heat Transfer Fluid*, HTF, en inglés) que se emplea en el receptor solar, influye en la eficiencia térmica de éste. Bellos et alt. (Bellos et alt., 2016, 2017) estudió diferentes fluidos de trabajo en un sistema CSP de tipo colector cilíndrico-parabólico, con el objetivo de determinar las condiciones óptimas de operación de cada uno de ellos. Aire, nitrógeno, dióxido de carbono, helio y argón fueron evaluados como fluidos de trabajo, analizando la influencia del flujo de masa y la temperatura de entrada para predecir qué combinación de ambos parámetros daba lugar a la mayor eficiencia exergética (Bellos et alt., 2017). En su artículo, concluyeron que el helio proporcionaba la mejor eficiencia, probablemente debido a su mayor coeficiente de transferencia de calor que implica, a la vez, una reducción del flujo de masa de operación.

El dióxido de carbono era el fluido más conveniente para niveles de temperaturas muy altos (por encima de 700 K) mientras que el neón y el argón mostraron la menor eficiencia para todos los niveles de temperatura analizados. Respecto al nitrógeno y al aire, ambos reportaron resultados similares. El aire tiene algunas ventajas, como su abundancia y el hecho de ser inocuo, lo que compensa su menor rendimiento (Bellos et alt., 2016).

Sin embargo, según el conocimiento de los autores de este trabajo, no existe en la literatura un estudio termodinámico exhaustivo de la influencia de diferentes HTF en un receptor solar presurizado y volumétrico, integrado en un sistema de disco parabólico. Por ello, éste es el principal objetivo del presente estudio. Así, en esta contribución, se mejora el modelo de receptor solar previamente desarrollado y validado por el mismo grupo de investigación (García Ferrero et alt., 2023) para analizar la influencia de diferentes HTF aparte del aire, que ya ha sido estudiado. La elección de los cinco HTF adicionales (nitrógeno, dióxido de carbono, helio, argón y neón) se sustenta en el estudio de (Bellos et alt., 2016) y en otros trabajos que pueden encontrarse en la literatura. Además, otro de los objetivos de este estudio es evaluar la influencia de algunas variables clave en la eficiencia térmica del receptor.

MODELO DEL RECEPTOR SOLAR PRESURIZADO

El modelo desarrollado en este trabajo consiste en un receptor volumétrico y presurizado de geometría cilíndrica como se muestra en la Fig. 38. Una vez desarrollado el modelo, el diseño propuesto por Zhu et alt. (Zhu et alt., 2020) se tuvo en cuenta a la hora de la validación, aunque la geometría puede modificarse y/o escalarse de manera sencilla para adaptarse a otros sistemas CSP como, por ejemplo, a una Torre Central. Este tipo de receptores se han considerado para aplicaciones de alta temperatura, como la desalinización de agua o la producción de combustible solar, puesto que son capaces de alcanzar temperaturas por encima de 1200 K y eficiencias mayores del 80% (García Ferrero et alt., 2023).

Normalmente, los receptores volumétricos incluyen un material cerámico poroso o una rejilla metálica en su centro, que posee una gran capacidad térmica con una porosidad dada. Este elemento poroso proporciona la mayor cantidad de energía térmica al HTF, potenciando la eficiencia térmica del receptor. A continuación, se expone una breve explicación de las transferencias de calor que ocurren en lAs diferentes zonas internas del receptor.

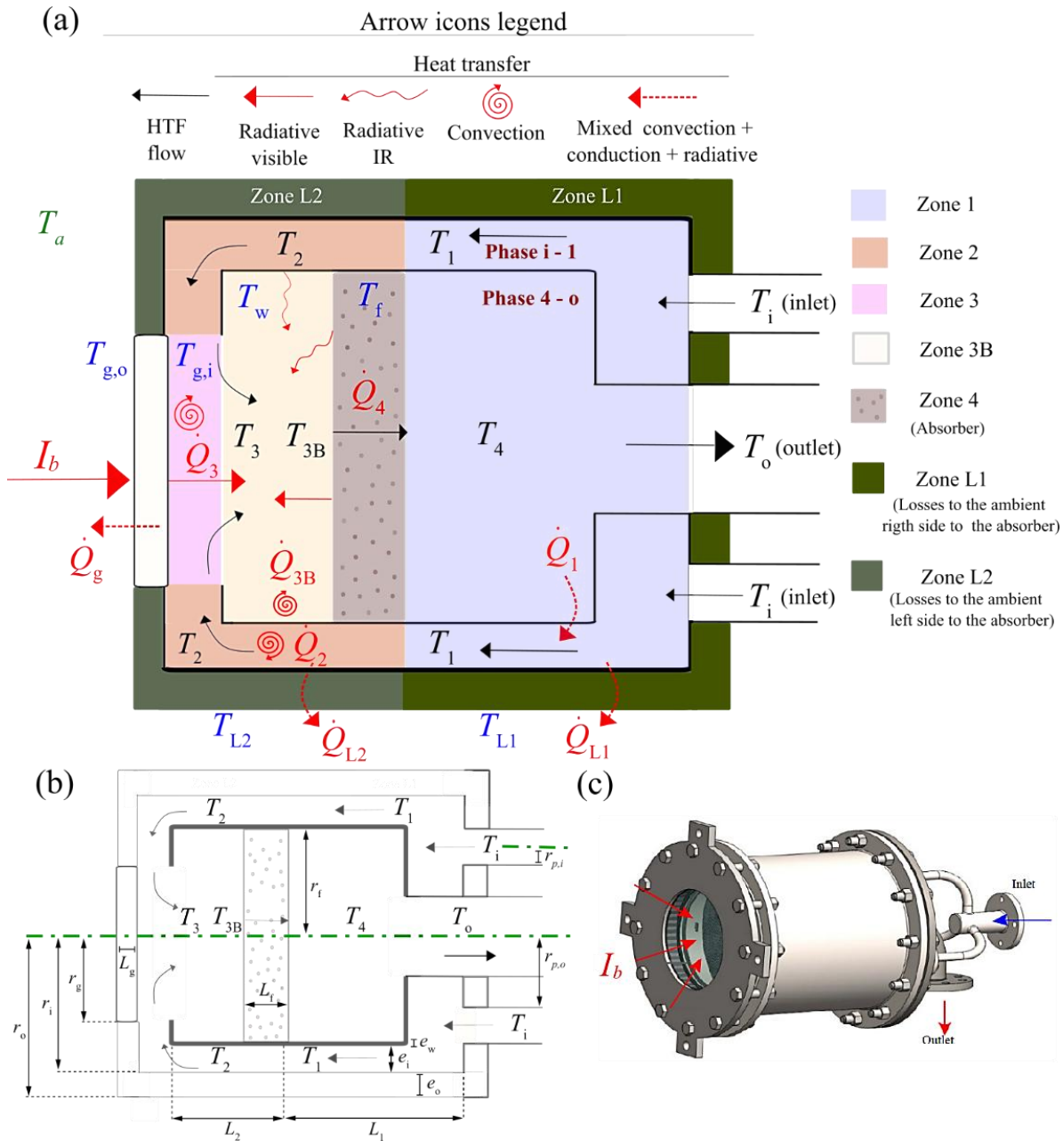


Fig. 38. (a) Esquema del receptor modelizado en este trabajo (García Ferrero et alt., 2023). En negro se representan las temperaturas del fluido de transferencia de calor (T_i, T_1, T_2, T_3, T_{3B}, T_4 and T_o), en azul, las temperaturas de las superficies: cara interna y externa de la ventana del receptor, pared interna, medio poroso y superficie anterior y posterior del aislamiento ($T_{g,i}$, $T_{g,o}$, T_w, T_f, T_{L1} and T_{L2}, respectivamente) y en verde, la temperatura ambiente (T_a). Los flujos de calor ($\dot{Q}_1$, $\dot{Q}_2$, $\dot{Q}_3$, $\dot{Q}_{3B}$, $\dot{Q}_4$, $\dot{Q}_{L1}$, $\dot{Q}_{L2}$ e I_b) se han representado en rojo. (b) Parámetros geométricos utilizados en el modelo de transferencia de calor del receptor. (c) Imagen 3D del receptor (extraída de Zhu et alt. (Zhu et alt., 2020)

Zona 1

Se puede dividir en dos fases: fase *i-1* (de la entrada del receptor hasta el final de la Zona 1), y fase *4-o* (desde la Zona 1 detrás del medio poroso hasta la salida del receptor). El aire frío (a temperatura T_i) absorbe calor ($\dot{Q}_1$) del HTF que está saliendo del receptor a una temperatura más alta (T_o). Así, el aire llega a la Zona 2 a temperatura T_1. Debido a este

intercambio de calor, la temperatura a la salida, T_o, es ligeramente menor que la temperatura del aire justo después de cruzar el medio poroso (T_4). La transferencia de calor puede modelizarse como un proceso que combina conducción y convección (similar a la transferencia de calor en un intercambiador), a través de las siguientes ecuaciones:

$$\dot{Q}_1 = \dot{m}\,\bar{c}_p(T_1,T_i) + \dot{Q}_{L1} = \dot{m}\,\bar{c}_p(T_4,T_o) \quad (4)$$

$$\dot{Q}_1 = U\,A_1\,\frac{(T_o - T_i) - (T_4 - T_1)}{\log\frac{(T_o - T_i)}{(T_4 - T_1)}} \quad (2)$$

En estas expresiones, los parámetros más relevantes, aparte de las temperaturas, son el flujo de masa ($\dot{m}$), los parámetros geométricos (incluidos en el término A_1, que representa el área efectiva de la Zona 1), y el coeficiente global de transferencia de calor por conducción y convección (U). Finalmente, $\bar{c}_p(T_h,T_c)$ representa el valor medio de la capcidad calorífica isobárica, obteniDa a través de una integral definida entre la temperatura más alta (T_h) y la más baja (T_c).

Zona 2

Aquí hay un intercambio de calor ($\dot{Q}_2$) entre la pared interna del cilindro (a temperatura T_w) y el HTF, que aumenta su temperatura de T_1 a T_2. $\dot{Q}_2$ proviene de la radiación térmica y visible emitida por eL medio poroso y por la ventana de cuarzo hacia la pared interna del cilindro. Las ecuaciones que describen esta transferencia de calor son análogas a las Ecs. (4) y (2). La única diferencia es que, aquí, solo se considera la convección. Así, el parámetro U se reemplaza por h_{wo}, un coeficiente de transferencia de calor por convección (para más detalles, ver (García Ferrero et alt., 2023)). Además, es necesario considerar una ecuación de balance energético:

$$\dot{Q}_2 = \tau_g I_b F_{gf}\,\rho_f\,F_{fw} + \tau_g I_b F_{gw}\left(1 - \rho_w F_{wf} - \rho_w F_{wg}\right) + \frac{\sigma\left(T_f^4 - T_w^4\right)}{\frac{1-\varepsilon_f}{A_f\varepsilon_f} + \frac{1}{A_f F_{fw}} + \frac{1-\varepsilon_w}{A_w\varepsilon_w}} - \frac{\sigma\left(T_w^4 - T_{g,i}^4\right)}{\frac{1-\varepsilon_w}{A_w\varepsilon_w} + \frac{1}{A_w F_{wg}} + \frac{1-\varepsilon_g}{A_g\varepsilon_g}} - \dot{Q}_{3B} \quad (5)$$

Los parámetros clave en la Ec. (5) son los factores de vista (F_{ij}), transmisividad, reflectividad y emisividad (τ, ρ y ε, respectivamente) de los materiales involucrados en el proceso de transferencia de calor, y la constante de Stefan-Boltzmann (σ) para la ley de radiación del cuerpo negro.

Zona 3

El aire recibe un flujo de calor $\dot{Q}_3$ por medio de la convección con la superficie interna de la ventana (a temperatura $T_{g,i}$). Así, el HTF alcanza la temperatura T_3. Además, es necesario considerar el balance de calor en la ventana con una expresión similar a la Ec. (5). Dentro de la Zona 3, se han considerado la absorbancia del vidrio (α_g) y un coeficiente de convección natural h_{go}.

Zona 3B

Aquí se da un intercambio de calor, $\dot{Q}_{3B}$, por convección con la pared interna del cilindro (a temperatura T_w). Por lo tanto, el HTF llega al medio poroso a temperatura T_{3B}. $\dot{Q}_{3B}$ influye en el balance energético en la Zona 2. Las ecuaciones que gobiernan la transferencia de calor aquí son análogas a las Ecs. (4) y (2) pero incluyen un coeficiente de convección diferente (h_{wi}), así como un área efectiva distinta denominada A_w.

Zona 4

El fluido atraviesa el medio poroso (que está a temperatura T_f), absorbiendo un flujo de calor $\dot{Q}_4$. En esta zona, el aire aumenta su temperatura hasta T_4. La transferencia de calor es por convección con los poros dentro del absorbedor. Aunque las ecuaciones que describen el proceso son similares a las Ecs. (4) and (2), la convección dentro del poro se describe por medio de un coeficiente de transferencia de calor volumétrico (h_{vf}). Este coeficiente dependerá de diversos parámetros geométricos que caracterizan al absorbedor, como la porosidad (ϕ), el diámetro de poro (d_p), y el área superficial del absorbedor (A_f). Del mismo modo, para completar la descripción de la transferencia de calor en el medio poroso, es necesaria una ecuación de balance de enregía, similar a la Ec. (5).

Zonas L1 y L2 (pérdidas de calor en el aislante)

La transferencia de calor a través de la superficie aislante se modela de forma similar a la transferencia de calor en un intercambiador, por medio de ecuaciones análogas a las Ecs. (4) y (2). La transferencia de calor que tiene lugar en la superficie externa del aislante incluye una forma diferente de combinar los procesos de convección y radiación en la misma ecuación:

$$\dot{Q}_L = A_o\left(h_{c,L} + h_{r,L}\right)(T_L - T_a) \qquad (6)$$

donde A_o representa el área de la superficie externa del aislante y T_L denota la temperatura del propio aislante (zona L1 o L2). $h_{c,L}$ es el coeficiente de convección y $h_{r,L}$ representa el coeficiente de radiación que puede escribirse como sigue (Kalogirou, 2014):

$$h_{r,L} = \varepsilon_L \sigma \,(T_L + T_a)\left(T_L^2 + T_a^2\right) \qquad (7)$$

donde ε_L es la emisividad de la superficie externa del aislante.

En (García Ferrero et alt., 2023) pueden encontrarse más detalles sobre las ecuaciones, parámetros y consideraciones supuestas en este modelo de transferencia de calor.

Eficiencia térmica del receptor

La eficiencia térmica del receptor, η_{rec}, se define como el cociente entre el calor absorbido por el receptor y el flujo total de radiación que incide en el área de apertura del mismo (ventana de cuarzo):

$$\eta_{rec} = \frac{\dot{Q}_{rec}}{I_b} = \frac{\dot{m}\,(\bar{h}_o - \bar{h}_i)}{\eta_{opt}\, A_d\, DNI} \tag{8}$$

donde $\dot{Q}_{rec}$ representa el flujo de calor absorbido por el fluido dentro del receptor. Puede calcularse en términos del flujo de masa que atraviesa el sistema, $\dot{m}$, y de la diferencia entre las entalpías de salida y de enrada, $\bar{h}_o$ y $\bar{h}_i$, respectivamente. I_b es la radiación solar por unidad de tiempo que llega a la ventana del receptor. Este parámetro puede expresarse como el producto de la eficiencia óptica del disco parabólico, η_{opt}, el área de apertura del disco, A_d, y la irradiancia normal directa (*Direct Normal Irradiance*, DNI, en inglés).

La eficiencia térmica del receptor también puede expresarse en términos de las pérdidas de energía:

$$\eta_{rec} = 1 - \frac{\dot{Q_g} + \dot{Q_{L1}} + \dot{Q_{L2}} + \rho_g I_b}{I_b} \tag{9}$$

donde el producto $\rho_g I_b$ representa la fracción de energía reflejada por la ventana del receptor, y $\dot{Q}_g$, $\dot{Q}_{L1}$ y $\dot{Q}_{L2}$ representan las pérdidas de energía a través de la ventana y a través de las zonas L1 y L2 del aislante, respectivamente.

Validación del modelo

La validación del modelo del receptor solar se ha llevado a cabo por comparación directa entre los resultados obtenidos de la eficiencia térmica del receptor y los proporcionados por Zhu et alt. (Zhu et alt., 2020). El error relativo obtenido en el cálculo de la eficiencia térmica no sobrepasa el 1.5%. En (García Ferrero et alt., 2023) se pueden encontrar más detalles sobre el proceso de validación.

METODOLOGÍA E IMPLEMENTACIÓN DEL MODELO

El modelo del receptor solar se ha implementado en el lenguaje de programación Mathematica®. El área de apertura del disco parabólico es de 113.10 m^2 y su eficiencia óptica, 0.8830 (Giostri & Macchi, 2016). Considerando un área de apertura de la ventana del receptor de 0.0491 m^2, el factor de concentración que se alcanza es de 2304, valor que está en consonancia con lo reportado en la literatura (Belgasim et alt., 2018). Esta ventana de vidrio tiene una transmisividad en longitud de onda visible de 0.851. Respecto al medio poroso dentro del receptor, su radio y su anchura son 0.182 m y 0.065 m, respectivamente. Además, la emisividad de este elemento alcanza el 95%. En (García Ferrero et alt., 2023) se pueden encontrar más detalles sobre la geometría y los parámetros involucrados en la transferencia de calor.

Siguiendo el enfoque de (Bellos et alt., 2016), se han seleccionado seis fluidos de trabajo como HTF para el receptor solar. Los HTF seleccionados junto a sus masas molares se recogen en la Tabla 11. Otras propiedaddes de los fluidos se obtienen desde la base de

datos NIST *Standard Reference Database 23* (Lemmon et alt., 2013), que está directamente conectada al software Mathematica®. Cuando no se detalle de forma específica, el flujo de masa considerado será 0.0881 kg/s.

El sistema se analiza en condiciones de diseño, con una irradiancia normal directa de 1000 W/m2.

Tabla 11. Masa molar de los seis fluidos de transferencia de calor considerados

Fluido de transferencia de calor	Aire	N_2	CO_2	He	Ar	Ne
Masa molar (g/mol)	28.960	28.014	44.009	4.0026	39.948	20.180

RESULTADOS OBTENIDOS

El principal objetivo de este trabajo es analizar cómo influyen la temperatura ambiente y la temperatura y la presión de entrada al receptor en la eficiencia térmica del mismo, para seis fluidos de trabajo diferentes. Para ello, en la Fig. 39, se muestra en primer lugar un gráfico en 3D donde se representa la eficiencia del fluido de trabajo más convencional (aire) en función de las tres variables indicadas anteriormente. La temperatura ambiente se varía en un intervalo significativamente menor a los de la temperatura y presión de entrada debido a la menor amplitud térmica en el ambiente. Por otro lado, la variación de la temperatura y presión de entrada es mucho mayor puesto que al receptor solar se le pueden acoplar compresores de diferentes características. Así, el intervalo de presiones de entrada (304.0 kPa y 608.0 kPa) se puede traducir en un intervalo de relaciones de presión (3-6 veces la presión atmosférica a la entrada) en los que el compresor podría operar. Los valores más altos de la eficiencia térmica del receptor están asociados con valores de temperatura ambiente más altos, y temperaturas y presiones de entrada bajas. Se puede observar en la Fig. 39. que los cambios en la tempertura de entrada influyen mucho más en la mejora de la eficiencia que la variación en la temperatura ambiente, puesto que el rango de esta última variables es mucho más restringido. Asimismo, tampoco hay una diferencia pronunciada en la eficiencia del receptor con la variación de la presión de entrada.

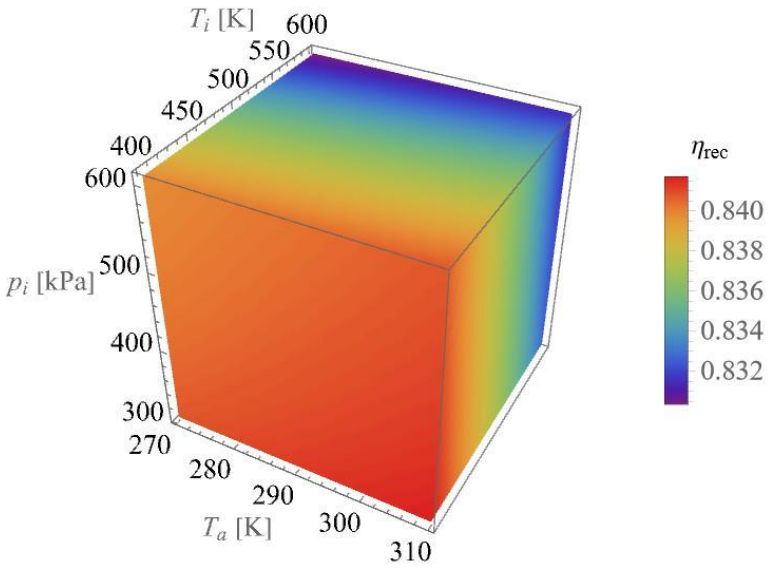


Fig. 39. Eficiencia térmica del receptor (η_{rec}) en función de la temperatura ambiente (T_a), de la temperatura de entrada (T_i) y de la presión de entrada (p_i) con un flujo de masa de 0.0881 kg/s.

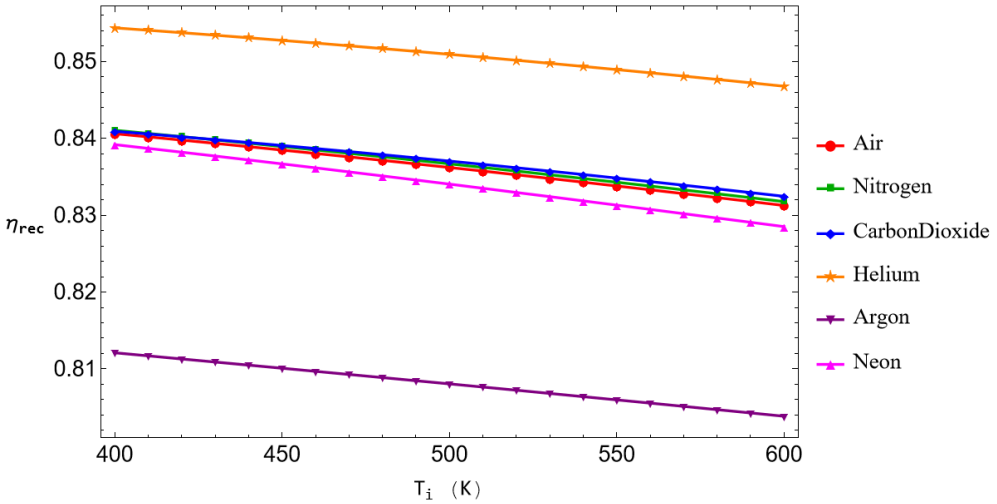


Fig. 40. Eficiencia térmica del receptor (η_{rec}) en función de la temperatura de entrada (T_i) para cada uno de los gases analizados, con un flujo de masa de 0.0881 kg/s, temperatura ambiente de 290 K y una presión de 507 kPa.

La Fig. 40. muestra cómo varía la eficiencia del receptor solar, para varios gases, en función de la temperatura de entrada, fijando la temperatura ambiente y la presión de entrada con valores de 290 K y 507 kPa, respectivamente. El aumento de la temperatura de entrada conlleva una reducción de la eficiencia dado que el incremento de temperatura del fluido de trabajo es menor. Esto orcurre puesto que en las simulaciones la irradiancia solar considerada es constante. La máxima reducción de la eficiencia del receptor (1.27%) se da en la curva del neón, la cual diverge de las curvas (muy similares) del aire, N_2 y CO_2 a medida que aumenta la temperatura de entrada. El helio presenta la mayor eficiencia en todo el rango de temperatura considerado, alcanzando eficiencias de hasta 0.854 en 400 K, mientras que el argón presenta la menor eficiencia (0.812).

El análisis de la eficiencia del receptor solar para varios flujos de masa se muestra en la Fig. 41. El flujo de masa varía en el intervalo [0.03-0.15] kg/s, lo que se traduce en una potencia térmica a la salida en el rango de [79.2-84.4] kWth. Este rango concuerda con los valores reportados en el estudio de (Giostri & Macchi, 2016). La eficiencia del receptor aumenta con el flujo de masa, pero no linealmente y, además, lo hace de forma diferente para cada fluido. Cuanto mayor es el flujo de masa, más energía térmica puede ser absorbida y mayor será la eficiencia del receptor. El helio y el argón siguen siendo los fluidos con mayor y menor eficiencia, respectivamente. Sin embargo, el resto de fluidos convergen a un mismo punto a medida que aumenta el flujo de masa. Esto se debe a que la diferencia en la masa molar de los diferentes fluidos se hace insignificante en el límite de flujos de masa grandes debido al gran número de moles involucrados en el proceso. Uno de los resultados más interesantes de este estudio es que, si se consideran flujos de masa pequeños, los gases nobles como el helio y el neón pueden presentar mejores eficiencias, mientras que para flujos de masa grandes, la selección del HTF no es tan determinante en la eficiencia del receptor.

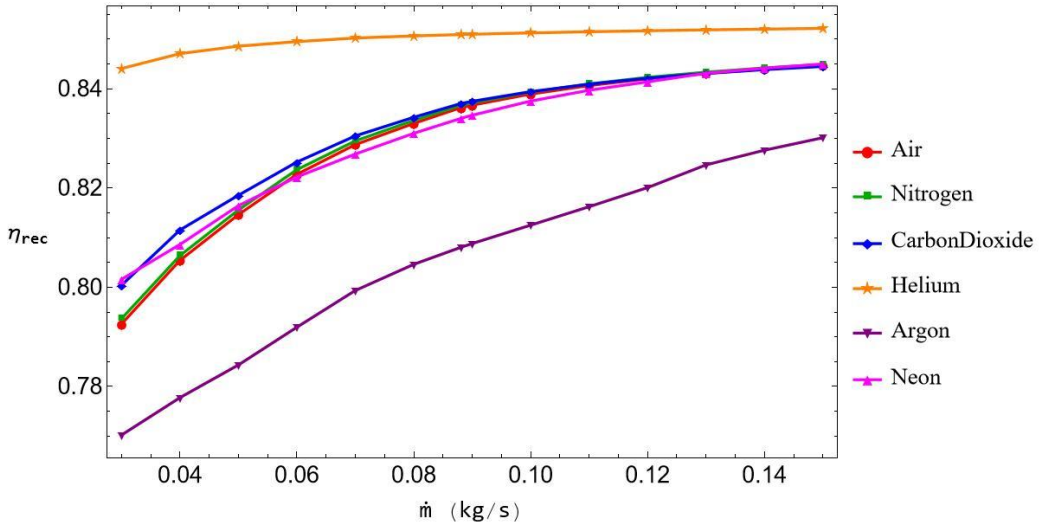


Fig. 41. Eficiencia térmica del receptor (η_{rec}) en función del flujo de masa ($\dot{m}$) para cada uno de los fluidos analizados, con una temperatura ambiente fija de 290 K, una temperatura y presión de entrada de 500 K y 507 kPa, respectivamente.

CONCLUSIONES

En este estudio, se ha mejorado el modelo anteriormente desarrollado para describir el comportamiento de un receptor solar acoplado a un disco parabólico (García Ferrero et alt., 2023). Asimismo, se ha analizado la influencia de seis gases o fluidos de transferencia de calor (*Heat Transfer Fluid*, HTF en inglés). Además, se ha estudiado el efecto que tienen la temperatura ambiente y la temperatura y presión de entrada en el receptor solar. Una temperatura ambiente elevada, así como una temperatura de entrada baja, mejoran la eficiencia térmica del receptor. Por otro lado, la influencia de la presión de entrada en el receptor en los resultados de la eficiencia es casi despreciable. El helio es el HTF que puede alcanzar los valores más altos de eficiencia comparado con los otros cinco fluidos considerados (aire, N_2, CO_2, Ar y Ne). De entre todas las variables analizadas, se ha

demostrado que el flujo de masa es uno de los parámetros con mayor potencial para aumentar la eficiencia del receptor. Para flujos de masa pequeños, los gases nobles como el helio y el neón presentan las mejores eficiencias, mientras que para flujos de masa grandes, la selección del fluido no es tan decisiva en la eficiencia. El aire, N_2 y CO_2 presentan resultados similares por lo que, de entre todos ellos, el aire es el gas más recomendado por simplicidad. Asimismo, el argon puede descartarse como HTF por su baja eficiencia. Finalmente, desde el punto de vista termodinámico, la selección del fluido de transferencia de calor para el receptor solar acoplado al disco parabólico debe depender del flujo de masa. No obstante, el siguiente paso de este trabajo es realizar un estudio de los diferentes HTF desde el punto de vista tecno-económico, puesto que es posible que otras variables afecten a la selección del HTF bajo la perspectiva económica.

AGRADECIMIENTOS

R. P. Merchán quiere agradecer un contrato postdoctoral co-financiado por los fondos europeos NextGenerationEU, "Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia", Ministerio de Universidades de España, y la Universidad de Salamanca ("Ayudas para la recualificación del sistema universitario español 2021-2022"). J. García-Ferrero también quiere agradecer un contrato de investigación ("Programa Investigo, Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia") co-financiado por los fondos europeos NextGenerationEU, Junta de Castilla y León y la Universidad de Salamanca.

NOMENCLATURA

Acrónimos

CSP *Concentrated Solar Power* – Energía solar de concentración

DNI *Direct Normal Irradiance* – Irradiancia Normal Directa

HTF *Heat Transfer Fluid* – Fluido de transferencia de calor

PDC *Parabolic Dish Collector* – Colector de disco parabólico

TES *Thermal Energy Storage* – Almacenamiento de energía térmica

REFERENCIAS

Belgasim, B., Aldali, Y., Abdunnabi, M. J. R., Hashem, G., & Hossin, K. (2018). The potential of concentrating solar power (CSP) for electricity generation in Libya. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *90*, 1-15. https://doi.org/10.1016/J.RSER.2018.03.045

Bellos, E., Tzivanidis, C., & Antonopoulos, K. A. (2017). A detailed working fluid investigation for solar parabolic trough collectors. *Applied Thermal Engineering*, *114*, 374-386. https://doi.org/10.1016/J.APPLTHERMALENG.2016.11.201

Bellos, E., Tzivanidis, C., Antonopoulos, K. A., & Daniil, I. (2016). The use of gas working fluids in parabolic trough collectors – An energetic and exergetic analysis. *Applied Thermal Engineering*, *109*, 1-14. https://doi.org/10.1016/J.APPLTHERMALENG.2016.08.043

Boretti, A. (2023). Technology readiness level of photo-electro-chemical hydrogen production by parabolic dish solar concentrator. *International Journal of Hydrogen Energy*, *48*(90), 35005-35010. https://doi.org/10.1016/J.IJHYDENE.2023.05.350

Sánchez Martínez, D., García-Rodríguez, M.L., Sánchez-Lencero,t., Muñoz-Blanco, A., Méndez-Majuelo,I., González-Almenara, R., Petit, B., de Weert, B., & Martín, J. (2019). *SOLMIDEFF (SOLar Micro gas turbine-driven Desalination for Environmental oFF-grid applications)*. Universidad de Sevilla. https://institucional.us.es/solmideff/

Escamilla, A., Sánchez, D., & García-Rodríguez, L. (2022). Assessment of power-to-power renewable energy storage based on the smart integration of hydrogen and micro gas turbine technologies. *International Journal of Hydrogen Energy*, *47*(40), 17505-17525. https://doi.org/10.1016/J.IJHYDENE.2022.03.238

García Ferrero, J., Merchán, R. P., Santos, M. J., Medina, A., Calvo Hernández, A., Canhoto, P., & Giostri, A. (2023). Modeling a solar pressurized volumetric receiver integrated in a parabolic dish: Off-design heat transfers, temperatures, and efficiencies. *Energy Conversion and Management*, *293*, 117436. https://doi.org/10.1016/J.ENCONMAN.2023.117436

Giacomo G. (2018). *Techno-economic optimization of a solar thermal power generator based on parabolic dish and micro gas turbine* [University of Seville]. https://idus.us.es/handle/11441/87457

Giostri, A., & Macchi, E. (2016). An advanced solution to boost sun-to-electricity efficiency of parabolic dish. *Solar Energy*, *139*, 337-354. https://doi.org/10.1016/j.solener.2016.10.001

Ho, C. K., & Iverson, B. D. (2014). Review of high-temperature central receiver designs for concentrating solar power. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *29*, 835-846. https://doi.org/10.1016/J.RSER.2013.08.099

International Renewable Energy Agency. (2023). *Renewable Power Generation Costs In 2022*. www.irena.org

Kalogirou, S. A. (2014). *Solar Energy Engineering* (Second Edition).

Lanchi, M., Montecchi, M., Crescenzi, T., Mele, D., Miliozzi, A., Russo, V., Mazzei, D., Misceo, M., Falchetta, M., & Mancini, R. (2015). Investigation into the Coupling of Micro Gas Turbines with CSP Technology: OMSoP Project. *Energy Procedia*, *69*, 1317-1326. https://doi.org/10.1016/J.EGYPRO.2015.03.146

Lemmon, E. W., Bell, I. H., Huber, M. L., & McLinden, M. O. (2013). NIST Standard Reference Database 23: Reference Fluid Thermodynamic and Transport Properties-REFPROP. Version 9.1; National Institute of Standards and Technology, Standard Reference Data Program. En *Version 10.0; National Institute of Standards and Technology:* https://www.nist.gov/publications/nist-standard-reference-database-23-reference-fluid-thermodynamic-and-transport

Schiel, W., & Keck, T. (2012). Parabolic dish concentrating solar power (CSP) systems. En K. Lovegrove & W. Stein (Eds.), *Concentrating Solar Power Technology* (Energy, Vol. 21, pp. 284-322). Woodhead Publishing .

Semprini, S., Sánchez, D., & De Pascale, A. (2016). Performance analysis of a micro gas turbine and solar dish integrated system under different solar-only and hybrid operating conditions. *Solar Energy*, *132*, 279-293. https://doi.org/10.1016/j.solener.2016.03.012

Zhu, J., Wang, K., Jiang, Z., Zhua, B., & Wu, H. (2020). Modeling of heat transfer for energy efficiency prediction of solar receivers. *Energy*, *190*, 116372. https://doi.org/10.1016/J.ENERGY.2019.116372

PROPUESTA DE HIBRIDACIÓN SOLAR DE LA CENTRAL GEOTÉRMICA CERRO PRIETO

González-Mora E.*, Lentz-Herrera A.E.**, Durán-García M.D.*

*Ingeniería en Sistemas Energéticos Sustentables, Facultad de Ingeniería, Universidad Autónoma del Estado de México, Cerro de Coatepec S/N, Toluca, 50110, (Estado de México) México, egonzalemo@uaemex.mx, mddurang@uaemex.mx

**Programa de Energía, Universidad Autónoma de la Ciudad de México, San Lorenzo 290, Benito Juárez, 03100, (Ciudad de México) México, alvaro.lentz@uacm.edu.mx

RESUMEN/RESUMO

Este estudio investiga la hibridación solar de la central geotérmica Cerro Prieto IV mediante canales parabólicos. Se analizaron dos configuraciones: generación directa de vapor (GDV) y uso de aceite térmico Therminol VP1. Se distribuyeron 46.17 kg/s de agua y 33.28 kg/s de Therminol-VP1 en 20 lazos cada uno. En GDV, se mantuvo un patrón de flujo bifásico anular para minimizar los esfuerzos térmicos en la tubería. Los resultados muestran que, aunque GDV genera más energía eléctrica, Therminol-VP1 tiene un mejor rendimiento exergético debido a menos irreversibilidades en la transferencia de calor y una menor caída de presión. La selección entre ambos métodos depende de consideraciones específicas del sistema. Este estudio proporciona una evaluación comparativa detallada de las dos estrategias de hibridación solar, ofreciendo una base sólida para la toma de decisiones en la implementación de sistemas de energía renovable, particularmente en entornos geotérmicos como Cerro Prieto.

PALABRAS CLAVE: Hibridación solar, planta geotérmica, generación directa de vapor, aceite térmico

ABSTRACT

This study investigates the solar hybridization of the Cerro Prieto IV geothermal power plant using parabolic troughs. Two configurations were analyzed: direct steam generation (DSG) and the use of Therminol VP1 thermal oil. 46.17 kg/s of water and 33.28 kg/s of Therminol-VP1 were distributed across 20 loops each. In DSG, an annular two-phase flow pattern was maintained to minimize thermal stresses in the pipeline. Results show that, although DSG generates more electrical energy, Therminol-VP1 has better exergetic performance due to fewer irreversibilities in heat transfer and lower pressure drop. The selection between both methods depends on specific system considerations. This study provides a detailed comparative assessment of the two solar hybridization strategies, offering a solid foundation for decision-making in the implementation of renewable energy systems, particularly in geothermal environments like Cerro Prieto.

KEYWORDS: Solar hybridization, geothermal power plant, direct steam generation, thermal oil

INTRODUCCIÓN

La tradición mexicana en el aprovechamiento de la energía geotérmica se remonta a la instalación de la primera central geotérmica en Pathé en 1959 (CFE, 2022). A la fecha, México cuenta con una capacidad instalada total de 1005.8 MW distribuida en cinco campos geotérmicos. Esta cifra se ha mantenido constante desde el último informe en 2019. Cerro Prieto lidera con una capacidad instalada de 570 MW, seguido por Los Azufres con 270.5 MW, Los Humeros con 119.8 MW, Tres Vírgenes con 10 MW, y el reciente Domo de San Pedro con 35.5 MW.

El campo geotérmico de Cerro Prieto, propiedad a la Comisión Federal de Electricidad (CFE), está situado al norte de México, a 30 km al sur de la frontera con Estados Unidos, dentro del anillo de fuego. Sus coordenadas son entre los meridianos 115°12' y 115°18' de longitud oeste y los paralelos 32°22' y 32°26' de latitud norte. Cubre una superficie de aproximadamente 20 km^2, con otros 18 km^2 destinados al estanque de evaporación.

Cerro Prieto está ubicado en el Valle de Mexicali, Baja California, cerca del volcán del mismo nombre. Esta planta consta de cuatro centrales y fue la segunda planta geotérmica más grande del mundo en el año 2000, con una capacidad instalada de 720 MW. Inició su construcción en 1958 y se puso en servicio en 1973. A lo largo de 27 años, se desarrollaron secuencialmente 13 unidades de potencia, culminando en el año 2000 con la instalación de la cuarta unidad, denominada Cerro Prieto IV, con una capacidad de 100 MW (Hernández Martínez et al., 2020).

La central Cerro Prieto I contaba con una capacidad total instalada de 180 MW, provenientes de cuatro unidades de 37,5 MW y una unidad de 30 MW (Unidades 1 a 5). Las primeras cuatro unidades, cada una de 37,5 MW, fueron retiradas en 2011, dejando en funcionamiento solo la unidad 5 de 30 MW. La central Cerro Prieto II tiene una capacidad total instalada de 220 MW, generada por dos unidades de 110 MW (Unidades 6 y 7). Por su parte, Cerro Prieto III también tiene una capacidad total instalada de 220 MW, con dos unidades idénticas (Unidades 8 y 9), similares a Cerro Prieto II. Finalmente, Cerro Prieto IV consta de cuatro turbinas idénticas (Unidades 10 a 13), cada una con una capacidad de 25 MW, conectadas a una chimenea de venteo general. En el yacimiento se han perforado más de 200 pozos, con profundidades entre 700 y 4300 m. Actualmente, la central geotérmica de Cerro Prieto tiene una capacidad instalada de 570 MW.

En el año 2009, se propuso la construcción de una nueva planta, Cerro Prieto V, que consistía en dos unidades de 50 MW, aumentando así la capacidad total de Cerro Prieto en 100 MW. Sin embargo, tras el sismo ocurrido en la ciudad de Mexicali en 2010, la producción de vapor se vio afectada, lo que resultó en la cancelación del proyecto Cerro Prieto V. Cerro Prieto es reconocido como uno de los yacimientos más estudiados a nivel mundial. Los primeros pozos descubrieron fluidos de temperaturas entre 180 °C a profundidades relativamente bajas, de 600 a 900 m. Al profundizar hacia el noreste, entre 800 y 1400 m, se encontraron fluidos con temperaturas de 250 °C a 280 °C. Solo al perforar pozos escalonados más al este se hallaron fluidos aún más calientes, aunque a mayores profundidades (DiPippo, 2012).

Desde el cierre permanente de las 4 unidades de Cerro Prieto I en 2011, el campo geotérmico ha enfrentado una disminución en la producción de vapor. En respuesta, la CFE ha explorado diversas estrategias para aumentar la generación de energía, considerando el uso de energía solar como una opción viable. La radiación solar en Cerro Prieto es de 5.5 kWh/m^2, superando el promedio nacional de 5.0 kWh/m^2. En 2012, se instaló una central de 5 MW en Cerro Prieto, empleando cuatro tecnologías distintas: paneles policristalinos con seguimiento de uno y dos ejes, paneles de película delgada con seguimiento de un eje, y paneles de concentración solar con seguimiento de dos ejes. Este proyecto allanó el camino para la implementación de una planta termosolar destinada a evaporar el agua residual de purga de las torres de refrigeración geotérmica y suministrar vapor a la red de tuberías de Cerro Prieto que alimenta las turbinas de vapor de las centrales eléctricas. Se sugiere la instalación de una planta de tratamiento de aguas para eliminar el lodo y los sólidos del agua de purga antes de ingresar a la planta termosolar (Carlos Miranda-Herrera, 2015).

En este estudio, investigamos el uso de canales parabólicos para mejorar la calidad del vapor en el campo geotérmico de Cerro Prieto IV, con el objetivo de incrementar la eficiencia de la turbina de vapor. Evaluamos dos enfoques híbridos: la generación directa de vapor en el campo solar, y el calentamiento de aceite térmico para mejorar la calidad del vapor en un generador de vapor.

DESCRIPCIÓN DE CERRO PRIETO IV

La central geotérmica de Cerro Prieto, con una capacidad instalada de 570 MW, actualmente produce 520 MW después del retiro de las cuatro unidades generadoras originales de Cerro Prieto I, cada una con una capacidad de 37.5 MW (SENER, 2023). Cerro Prieto IV, por otro lado, consta de cuatro unidades (Unidad 10 a Unidad 13), con una capacidad total de 110 MW para la central. El vapor utilizado se extrae de varios pozos en Cerro Prieto IV, los cuales presentan distintas propiedades termodinámicas. Estos pozos geotérmicos generan un flujo compuesto por una mezcla de agua (salmuera) y vapor, con una calidad de vapor del 34%. La infraestructura de la central incluye un pozo geotérmico, un separador flash, una turbina de vapor y un condensador.

En ocasiones, los pozos pueden experimentar averías debido a diversas razones, lo que resulta en una disminución en la disponibilidad de vapor para el ciclo. Además, la producción de vapor de los pozos tiende a disminuir con el tiempo (Lentz & Almanza, 2006). El vapor que alimenta las turbinas de Cerro Prieto IV tiene una presión de 10.5 bar y una temperatura de 182 ^{o}C. Se estima que estas unidades presentan un rendimiento neto de aproximadamente el 12% (Álvaro E. Lentz Herrera, 2005).

METODOLOGÍA

Descripción del sistema híbrido solar geotérmico

En el ámbito de la integración de energía solar en sistemas geotérmicos, se plantean dos configuraciones que no implican modificar el ciclo Rankine existente. La propuesta se enfoca en mejorar la calidad de la mezcla líquido-vapor extraída del pozo geotérmico

mediante el uso de energía solar concentrada. El objetivo es aumentar la producción de vapor para satisfacer una demanda eléctrica más extensa (Álvaro E. Lentz Herrera, 2005).

Para lograr este propósito, se proponen dos alternativas (ver Fig. 1), haciendo uso de los canales parabólicos ASTRO desarrollados por Abengoa (consultar Tabla 1) (ABENGOA, 2013). La primera opción consiste en la instalación de un circuito térmico independiente al fluido del pozo geotérmico. En este caso, se utiliza un fluido caloportador (Therminol VP1) en el campo solar, junto con un generador de vapor, para mejorar la calidad del vapor según sea necesario. La segunda opción investiga la generación directa de vapor en el campo solar (GDV), eliminando la necesidad de intercambiadores de calor o fluidos adicionales.

En ambos casos, el diseño del campo solar se enfoca en mejorar la calidad del flujo de vapor del pozo geotérmico en un 10%. Esta restricción se justifica por la presencia de sales y sílice en suspensión en la salmuera, lo que hace necesario limitar el aumento para evitar altas concentraciones en la fase líquida del fluido (Álvaro E. Lentz Herrera, 2005). En el contexto de este análisis, el fluido geotérmico se representa como agua, utilizando las relaciones definidas por la IAPWS IF-97 (Kretzschmar & Wagner, 2019). Los pozos en Cerro Prieto IV operan a una presión de 50 bar, generando un flujo de vapor saturado de 166.2 toneladas por hora con una calidad de 0.245. Luego, este vapor se expande en el tanque flash hasta alcanzar una presión de 10.5 bar, resultando en vapor con una calidad de 0.391. El propósito del campo solar es mejorar la calidad del fluido geotérmico a 0.345 antes de la expansión en el tanque, lo que conduciría a una calidad de vapor de 0.472 después del proceso de expansión.

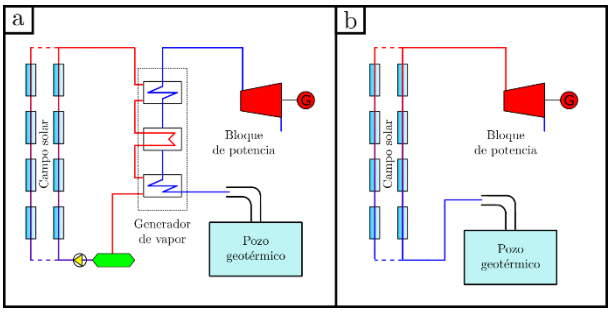


Fig. 1. Configuraciones a analizar. (a) Campo solar con Terminol VP1. (b) Campo solar en GDV.

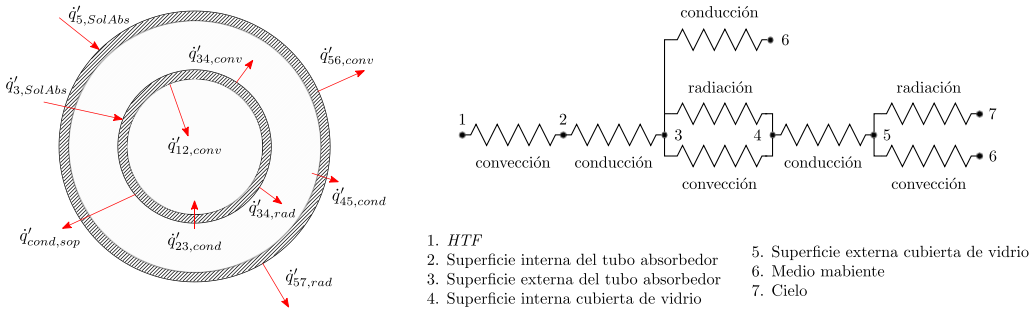
Tabla 1. Características del canal parabólico ASTRO (ABENGOA, 2013)

Parámetro	Valor
Apertura, m	5.77
Ángulo de borde, deg	80.3
Distancia focal, m	1.71
Diámetro del receptor, m	0.07

Modelo termohidráulico del campo solar

La Fig. 2 muestra la sección transversal del receptor del canal parabólico, junto con los flujos de calor correspondientes. Para determinar el tamaño óptimo del campo solar, se resuelven las ecuaciones (1). El modelo empleado en este estudio se basa en el "modelo de equilibrio homogéneo" y utiliza un método de diferencias finitas en una dimensión (1D).

Este enfoque implica subdividir el receptor en pequeños elementos denominados elementos colectores de calor (HCE, por sus siglas en inglés). Luego, se aplica un balance energético en estado estacionario a estos elementos, considerando factores como la irradiación solar normal directa, las pérdidas ópticas, las pérdidas térmicas y las ganancias del fluido caloportador (HTF, por sus siglas en inglés). El modelo 1D supone que las temperaturas, los flujos de calor y las propiedades termodinámicas son uniformes en toda la sección transversal del receptor. Para una descripción más detallada del modelo utilizado, se hace referencia al trabajo de González-Mora y Durán-García (2024).



(a) Flujos de calor sobre el HCE (b) Modelo de resistencia térmica

Fig. 2. Modelo térmico del canal parabólico

$$\begin{cases} \dot{q}'_{12,conv} = \dot{q}'_{23,cond} \\ \dot{q}'_{3,SolAbs} = \dot{q}'_{34,conv} + \dot{q}'_{34,rad} + \dot{q}'_{23,cond} + \dot{q}'_{38,cond} \\ \dot{q}'_{45,cond} = \dot{q}'_{34,conv} + \dot{q}'_{34,rad} \\ \dot{q}'_{45,cond} + \dot{q}'_{5,SolAbs} = \dot{q}'_{56,conv} + \dot{q}'_{57,rad} \\ \dot{q}'_{12,conv} = \dfrac{\dot{m}}{L_{HCE}}(h_{in} - h_{out}) \end{cases} \quad (1)$$

El sistema de ecuaciones (1) simplifica la absorción de radiación tanto en el tubo absorbedor como en la cubierta transparente como flujos de calor superficiales. El modelo de una dimensión (1D) asume uniformidad en las temperaturas, flujos de calor y propiedades termodinámicas en toda el área de la sección transversal. En este contexto, cada flujo de calor puede expresarse como:

$$\begin{cases} \dot{q}'_{i,SolAbs} = IAM\rho_{PTC}(\alpha\tau)_i W G_{bn} \\ \dot{q}'_{ij,cond} = \dfrac{2\pi k_{ij}(T_i - T_j)}{\ln D_j/D_i} \\ \dot{q}'_{ij,rad} = \dfrac{\sigma\pi D_i(T_i^4 - T_j^4)}{\dfrac{1}{\varepsilon_i} + \dfrac{(1-\varepsilon_j)D_i}{\varepsilon_j D_j}} \\ \dot{q}'_{ij,conv} = f(\Delta T) \end{cases} \quad (1)$$

donde IAM representa el ángulo modificador de incidencia, ρ_{PTC} es la reflectancia de los espejos, $(\alpha\tau)_i$ es el producto de la absortancia y transmitancia de la superficie i, W es el

ancho del canal, G_{bn} es la radiación solar incidente en la dirección normal, k es la conductividad de la superficie, T es la temperatura, D es el diámetro, σ es la constante de Stefan-Boltzmann, ε es la emitancia. Los subíndices i y j se utilizan para identificar cada una de las superficies, según se muestra en la Fig. (1b). Es importante señalar que la última ecuación del conjunto de Ecs. (1) implica un *funcional* de las temperaturas, con el propósito de evitar la utilización del coeficiente convectivo.

Para modelar el águlo entre el tubo absorbedor y la cubierta de vidrio, se considera la convección libre entre dos cilindros, dado que el receptor está evacuado. La convección entre la cubierta de vidrio y el ambiente puede ser forzada o natural, dependiendo de las condiciones atmosféricas; para la convección natural, se utiliza la ecuación de Churchill y Chu, mientras que para la convección forzada se aplica la ecuación de Žhukauskas (Bergman et al., 2011). Respecto a la convección entre el tubo absorbedor y el fluido caloportador, hay dos escenarios: la ecuación de Pethukhov o Gnielinski para flujo monofásico (Bergman et al., 2011) y la correlación de Gungor y Winterton para flujo bifásico (Gungor & Winterton, 1986).

Tamaño del campo solar

La longitud de los lazos en el campo solar se determina principalmente por el flujo másico circulante dentro de los tubos receptores. Se busca que el flujo dentro del receptor sea turbulento para facilitar una transferencia de calor eficiente entre el tubo y el fluido. Específicamente para el vapor, se requiere un patrón de flujo bifásico anular para minimizar los gradientes térmicos en el receptor y, así, reducir su deformación (González-Mora & Durán-García, 2024; Montes Pita, 2008).

Dado que el pozo geotérmico produce 166.2 toneladas por hora (46.17 kilogramos por segundo) de vapor a una presión de 50 bar con una calidad de 0.245, y se busca aumentar su calidad hasta 0.345, el cambio de entalpía requerido es de 163.972 kJ/kg. Por lo tanto, el campo solar debe proporcionar una potencia térmica de:

$$\dot{Q}_{SF} = \dot{m}_{vapor}\Delta h_v = 7570.05\ \text{kW} \tag{2}$$

Para el caso de Therminol-VP1, y con el esquema del generador de vapor representado en la Fig. 3, se puede determinar el flujo másico del aceite mediante un balance de energía. En este análisis, se considera que el Therminol-VP1 ingresa al generador de vapor a una temperatura de 373.94 °C y se enfría hasta alcanzar los 283.94 °C (20 °C por encima de la temperatura del vapor, PP=20 °C). De esta manera,

$$\dot{m}_{VP1} = \frac{\dot{m}_{vapor}\Delta h_v}{\bar{c}_{p_{VP1}}\Delta T_{VP1}} = 33.28\ \text{kg/s} \tag{3}$$

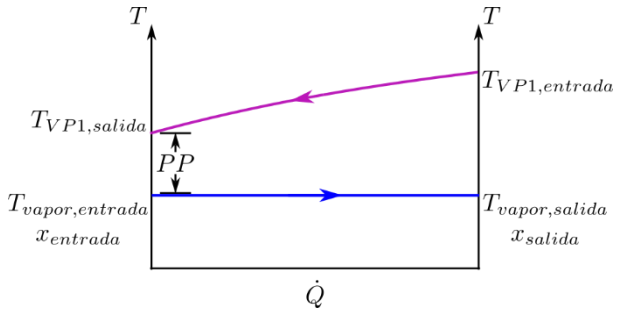


Fig. 3. Diagrama $T\dot{Q}$ del generador de vapor.

En ambos escenarios, el flujo másico total de los fluidos caloportadores se divide entre 20 lazos para alcanzar las temperaturas deseadas y mejorar la calidad del vapor. La Tabla 2 muestra los parámetros iniciales para las simulaciones y para determinar el tamaño del campo solar.

Tabla 2. Condiciones de análisis

Parámetro	Valor	Símbolo
Mezcla líquido vapor		
Temperatura, ºC	182	T_{vapor}
Presión inicial, bar	50	P_{vapor}
Flujo másico, kg/s	46.17	$\dot{m}_{vapor}$
Calidad inicial	0.2449	$x_{inicial}$
Calidad final	0.3449	x_{final}
Therminol VP1		
Temperatura inicial, ºC	283.9	$T_{VP1,in}$
Temperatura final, ºC	373.9	$T_{VP1,fin}$
Presión inicial, bar	10	P_{VP1}
Flujo másico, kg/s	33.28	$\dot{m}_{VP1}$
Rendimiento energético del generador de vapor	0.8731	$\eta_{I,gv}$
Rendimiento exergético del generador de vapor	0.9292	$\eta_{II,gv}$

Para mejorar la calidad del vapor y elevar la temperatura del VP1, dividimos el flujo másico total de cada fluido caloportador en la circulación de lazos paralelos. En este estudio, hemos elegido utilizar 20 lazos en ambos casos para comparar las diferencias en el tamaño del campo solar, así como el rendimiento energético y exergético del sistema. El área total de concentración se puede determinar mediante:

$$A_{sf} = 20L_{lazo} \tag{4}$$

En el caso del campo solar, los rendimientos energéticos y exergéticos se determinan mediante:

$$\eta_{I,sf} = \frac{\dot{Q}_{HTF}}{\dot{Q}_{sf}} = \frac{\dot{m}_{HTF}\Delta h}{A_{sf}G_{bn}} \quad (5)$$

$$\eta_{II,sf} = \frac{\dot{Ex}_{HTF}}{\dot{Ex}_{sf}} = \frac{\dot{m}_{HTF}\Delta ex}{A_{sf}\dot{Ex}_{G_{bn}}} \quad (6)$$

donde $\dot{m}_{HTF}$ es el flujo másico de cada fluido caloportador, Δh es el cambio de entalpía en el fluido, G_{bn} la radiación directa normal, Δex es el cambio de exergía en el fluido y $\dot{Ex}_{G_{bn}}$ es la exergía de la radiación solar, calculada según el modelo generalizado desarrollado por González-Mora et al. (2023). En el caso del campo solar con aceite térmico, el rendimiento energético y exergético global se calcula involucrando los rendimientos del generador de vapor ($\eta_{I,gv}$ y $\eta_{II,gv}$) mediante

$$\eta_I = \eta_{I,sf}\eta_{I,gv} \quad (5)$$

$$\eta_{II} = \eta_{II,sf}\eta_{II,gv} \quad (6)$$

RESULTADOS

Como se mencionó previamente, el campo solar debe calentar 33.28 kg/s de Therminol-VP1, aumentando su temperatura de 283.9 ºC a 373.9 ºC. En el caso del campo solar con generación directa de vapor, la calidad de los 46.17 kg/s de vapor debe aumentar de 0.2449 a 0.3449. Para lograr esto, distribuiremos el flujo másico total entre 20 lazos. En el caso del Therminol-VP1, cada lazo recibirá un flujo másico de 1.664 kg/s, mientras que en los lazos del campo con generación directa de vapor circularán 2.308 kg/s de vapor.

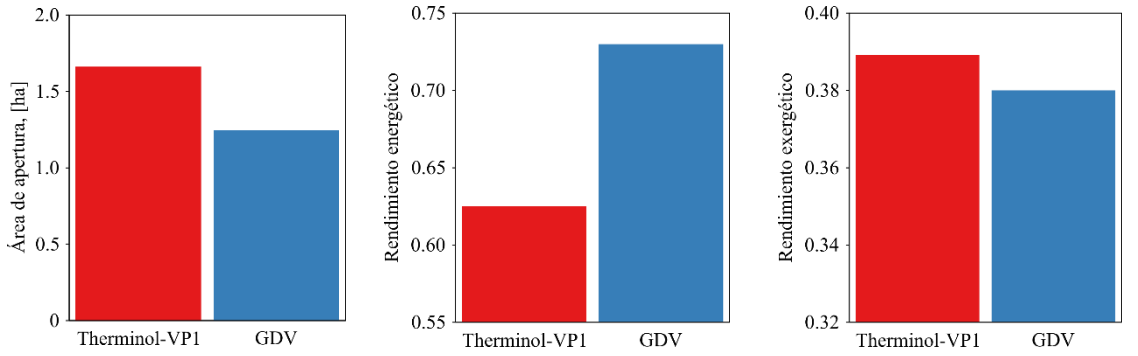
Los resultados se resumen en la Tabla 3 y la Fig. 4. Como se mencionó previamente, para garantizar una operación óptima del campo solar en generación directa de vapor, es crucial considerar el patrón de flujo bifásico en el receptor. La Fig. 5 exhibe el patrón de flujo obtenido bajo las condiciones simuladas utilizando el mapa de Taitel y Dukler (1976). Al analizar el mapa de flujo bifásico, se observa que el flujo es principalmente anular en todo momento, lo que conlleva a una notable reducción de los gradientes térmicos en el receptor y favorece una mejor transferencia de calor.

La comparación entre los resultados de los análisis de Therminol-VP1 y GDV revela diferencias significativas en varios parámetros clave. En particular, el área de apertura del sistema muestra una disparidad notable entre ambos casos, siendo mayor en el caso de Therminol-VP1 que en GDV. Esta disparidad podría afectar la eficiencia y la capacidad de generación de energía de cada sistema, ya que un área de apertura más grande puede favorecer una mejor transferencia de calor y una mayor eficiencia en la conversión de energía térmica a eléctrica.

Tabla 3. Condiciones de análisis

Parámetro	Therminol-VP1 + generador de vapor	Generación directa de vapor
Flujo másico, kg/s	33.28	46.17
Presión de entrada, bar	12†	50
Presión de salida, bar	11.9†	48.9
Caída de presión, bar	0.1†	1.1
Longitud del lazo, m	140	104
Área de apertura, ha	1.662	1.246
Rendimiento energético	0.6248	0.7258
Rendimiento exergético	0.3980	0.3773

†Referido al campo solar



(a) Área de apertura (b) Rendimiento energético (c) Rendimiento exergético

Fig. 4. Figuras de mérito

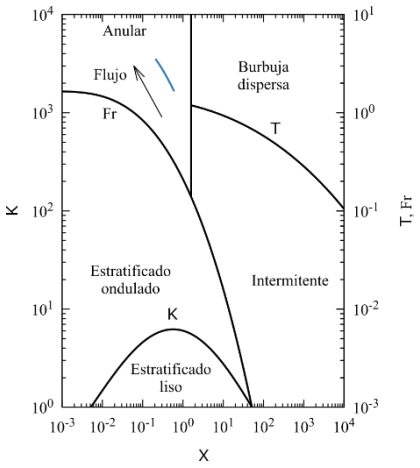


Fig. 5. Mapa de flujo bifásico en el proceso de generación de vapor

Al examinar los rendimientos energético y exergético, se nota que, aunque GDV muestra un rendimiento energético ligeramente superior, Therminol-VP1 exhibe un rendimiento exergético mayor. Esto sugiere que, aunque GDV pueda generar más energía eléctrica, Therminol-VP1, al evitar el cambio de fase, reduce las irreversibilidades en la transferencia de calor, lo que podría resultar en un mejor rendimiento general del sistema. Además, la

caída de presión es considerablemente menor en Therminol-VP1 debido a la ausencia de cambio de fase. Estos hallazgos sugieren que, aunque GDV pueda generar más energía eléctrica en términos absolutos, Therminol-VP1 demuestra un mejor desempeño exergético, que lo convierte en una opción potencialmente más favorable para la hibridación solar de la Central Geotérmica Cerro Prieto.

CONCLUSIONES

Se ha investigado la hibridación solar de la central Cerro Prieto IV mediante canales parabólicos. La integración de estos canales busca mejorar la calidad del vapor del campo geotérmico para aumentar el rendimiento de la turbina de vapor. Se exploraron dos configuraciones de campo solar: la generación directa de vapor (GDV) y el uso de aceite térmico Therminol VP1.

Para GDV, se distribuyen 46.17 kg/s de agua en 20 lazos de 104 m, mientras que 33.28 kg/s de Therminol-VP1 circulan en 20 lazos de 140 m. En ambos casos, se seleccionó el flujo másico por la menor área de captación. Además, en GDV, se priorizó mantener un patrón de flujo bifásico anular para minimizar los esfuerzos térmicos y la deformación de la tubería. Al comparar los resultados, se observa que el uso de aceite térmico presenta ventajas en rendimiento exergético en comparación con GDV, aunque no necesariamente en rendimiento energético.

REFERENCIAS/REFERÊNCIAS

ABENGOA. (2013). A new generation of parabolic trough technology.

Álvaro E. Lentz Herrera. (2005). Incremento en la cantidad de vapor en los ciclos geotermoeléctricos mediante concentradores de canal parabólico. Universidad Nacional Autónoma de México.

Bergman, T. L., Lavine, A. S., Incropera, F. P., & Dewitt, D. P. (2011). Fundamentals of Heat and Mass Transfer (7a ed.). John Wiley & Sons, Inc.

Carlos Miranda-Herrera. (2015, abril 24). Power Generation in Cerro Prieto Geothermal Field. World Geothermal Congress .

CFE. (2022, abril 14). MÉXICO, POTENCIA EN GEOTERMIA.

DiPippo, R. (2012). Double-Flash Steam Power Plants. En Geothermal Power Plants (pp. 111–130). Elsevier. https://doi.org/10.1016/B978-0-08-098206-9.00006-3

González-Mora, E., & Durán-García, D. (2024). Alternative Approach For Thermo-Hydraulic Modeling Of Direct Steam Generation In Parabolic Trough Solar Collectors. Journal of Thermal Science and Engineering Applications, 1–12. https://doi.org/10.1115/1.4064819

González-Mora, E., Poudel, R., & Durán-García, M. D. (2023). A practical upper-bound efficiency model for solar power plants. Journal of Non-Equilibrium Thermodynamics. https://doi.org/10.1515/jnet-2022-0080

Gungor, K. E., & Winterton, R. H. S. (1986). A general correlation for flow boiling in tubes and annuli. International Journal of Heat and Mass Transfer, 29(3), 351–358. https://doi.org/10.1016/0017-9310(86)90205-X

Hernández Martínez, E., Avitia Carlos, M. C. P., Cisneros Solís, J. I., & Prieto Avalos, M. C. M. del C. (2020). Thermodynamic simulation and mathematical model for single and double flash cycles of Cerro Prieto geothermal power plants. Geothermics, 83, 101713. https://doi.org/10.1016/j.geothermics.2019.101713

Kretzschmar, H.-J., & Wagner, W. (2019). International Steam Tables. Springer Berlin Heidelberg. https://doi.org/10.1007/978-3-662-53219-5

Lentz, Á., & Almanza, R. (2006). Parabolic troughs to increase the geothermal wells flow enthalpy. Solar Energy, 80(10), 1290–1295. https://doi.org/10.1016/j.solener.2006.04.010

Montes Pita, M. J. (2008). Análisis Y Propuestas De Sistemas Solares De Alta Exergía Que Emplean Agua Como Fluido Calorífero. Universidad Politécnica de Madrid.

SENER. (2023). Balance Nacional de Energía 2022.

Taitel, Y., & Dukler, A. E. (1976). A model for predicting flow regime transitions in horizontal and near horizontal gas-liquid flow. AIChE Journal, 22(1), 47–55. https://doi.org/10.1002/aic.690220105

OPTIMIZACIÓN MULTIOBJETIVO DE UNA PLANTA HÍBRIDA DE ENERGÍA SOLAR CONCENTRADA ACOPLADA A UN CICLO BRAYTON DE CO2 SUPERCRÍTICO.

Moctezuma-Hernández J.A.*, García-Ferrero J. *, Merchán R.P.*, M. Roco J.M*

*Departamento de Física Aplicada, Universidad de Salamanca, Salamanca, 37008, España, ja.moctezuma@usal.es

RESUMEN

Un modelo termodinámico y análisis de transferencia de calor del recibidor de partículas acoplado un ciclo de potencia es presentado en este trabajo. Dentro del recibidor de partículas de torre central, se utiliza un lecho fluidizado para la transferencia de energía de la radiación solar, el lecho fluidizado es una mezcla de carburo de silicio y aire. Las temperaturas de salida alcanzadas por el lecho fluidizado son de 650 °C. El coeficiente convectivo tiene un valor de 411 W/m^2K. El recibidor de partículas es acoplado a un ciclo Brayton de CO_2 supercrítico, el cual se modela termodinámicamente y se valida con un ciclo Brayton de aire el cual reproduce el comportamiento de una planta real. La conversión de calor a trabajo es optimizada en dos escenarios, en el primero se maximiza la eficiencia térmica y minimiza el flujo masico del combustible. En el segundo escenario se maximiza la eficiencia térmica y la potencia del ciclo mientras se minimiza el flujo masico del combustible. Los resultados muestran una disminución del 61.4% del flujo masico del combustible y un aumento del 40.5% de la eficiencia térmica del ciclo.

PALABRAS CLAVE: Concentración Solar, Lecho fluidizado, Optimización

ABSTRACT

A thermodynamic model and heat transfer analysis of the particle receiver coupled to a power cycle is presented in this work. Inside the central tower particle receiver, a fluidized bed is used for solar radiation energy transfer, the fluidized bed is a mixture of silicon carbide and air. The outlet temperature reached by the fluidized bed are 650 °C. The convective coefficient has a value of 411 W/m^2K. The particle receiver is coupled to a supercritical CO_2 Brayton cycle, which is thermodynamically modeled and validated with an air Brayton cycle which reproduces the behavior of a real plant. The conversion of heat to work is optimized in two scenarios, the first one maximizes the thermal efficiency and minimizes the fuel mass flow. The second scenario maximizes thermal efficiency and cycle power while minimizing fuel mass flow. The results show a 61.4% decrease in fuel mass flow and a 40.5% increase in cycle thermal efficiency.

KEYWORDS: Solar Concentration, Fluidized bed, Optimization

INTRODUCCIÓN

El uso de energía solar para producción de energía eléctrica ha tomado un gran interés en las ultimas décadas. Sobre todo, por ser una energía renovable y amigable con el medio ambiente. Una de las tecnologías que mas a tomado relevancia es la concentración solar en plantas de potencia (CSP), en especial en torres solares. En este tipo de tecnología la radiación solar es capturada por un parque de heliostatos los cuales concentran la radicación en el recibidor, el cual puede ser un recibidor de partículas. Dentro del recibidor se tiene un fluido caloportador al cual se le transfiere la energía en forma de calor. Al alcanzar altas temperaturas, este fluido puede ser utilizado para producir energía eléctrica al ser acoplado a un ciclo Rankine o Brayton.

El uso de lechos fluidizados para transferir calor dentro del recibidor de partículas ha adquirido importancia por la forma en como capta la energía de la radiación solar. En este sentido, Flamant *et al.* [1] realizaron un experimento para demostrar que las suspensiones densas de partículas (DPS) dentro de tubos se pueden utilizar como fluido para transferir calor. Para el experimento utilizaron partículas de carburo de silicio (SiC) con un diámetro de 64 µm y una densidad de flujo solar de 200-250 kW/m^2. La fracción volumétrica fue de 26 a 35%. Los resultados obtenidos son una temperatura de la suspensión de 50 °C a 150°C y un coeficiente de transferencia de calor de 140 a 500 $W/m^2\,K$. Los resultados muestran que con una velocidad mayor del fluido se puede tener mejores comportamientos del coeficiente de transferencia de calor. Por otro lado, Perez-Lopez *et al.* [2] realizaron un experimento donde utilizaron DPS y las partículas fueron SiC, con una fracción volumétrica del 30%. Las pruebas fueron realizadas con una variación del flujo masico de 600-1760 kg/h y una potencia solar térmica de 60-142 kW. Los resultados muestran que la salida del DPS es de 700 °C y la eficiencia térmica del receptor es de 50% y 90%. Por otro lado, los ciclos de potencia con dióxido de carbono supercrítico (sCO_2) han tenido un gran interés al poder acoplarse a las centrales de concentración solar, esto se debe a que este tipo de ciclos son compactos, seguros y económicamente más rentables [3]. Por esta razón, Kkatoon y Kim [4] realizaron un análisis de un ciclo Brayton con (sCO_2) utilizando una planta de concentración solar. El análisis se realizo con dos radicaciones normales directas, 1700 y 1300 kWh/m^2. Se utilizo sales fundida dentro del recibidor. Los mejores resultados se obtienen con ciclo Brayton de recompresion. La potencia neta del ciclo es de 37.17 y 39.07 MW, ciclo regenerativo y recompresion, respectivamente.

En este trabajo, se presenta un ciclo Brayton hibrido con (sCO_2). El sistema de potencia este acoplado a un concentrador solar, el cual es un recibidor de partículas el cual usa un lecho fluidizado o DPS, las partículas utilizadas son SiC. El proceso de transferencia de calor dentro del recibidor es modelado. La temperatura de salida del DPS es de 650℃. Por otro lado, se proponen dos escenarios de optimización para tener un mejor desempeño del sistema. Se utiliza el algoritmo NSGA-II para realizar la optimización. Los resultados muestran un aumento en la eficiencia térmica del sistema y un menor consumo del combustible.

MODELO

El modelado del recibidor de partículas y la transferencia de calor dentro del recibidor está basado en los trabajos desarrollados por Gallo *et al.*[5] y Córcoles *et al.* [6], respectivamente. Por otro lado, el análisis del ciclo de potencia se obtiene mediante un balance de masa y energía en cada componente.

Recibidor de Partículas.

Dentro del recibidor de partículas se tiene un lecho fluidizado, este lecho se conforma de dos elementos, aire y partículas de carburo de silicio (SiC). La evaluación de las propiedades termodinámicas de lecho fluidizado se realiza con la temperatura media. En las ecuaciones Ecs (10) – (12) se puede realizar el cálculo del flujo masico por unidad de área (G_{DPS}), la densidad del lecho fluidizado (ρ_{DPS}) y el calor especifico del lecho ($C_{p,DPS}$) [5].

$$G_{DPS} = \varphi_p \rho_p \left(u_g - u_{mf}\right) + (1 - \varphi_p)\rho_g u_g \tag{10}$$

$$\rho_{DPS} = \varphi_p \rho_p + (1 - \varphi_p)\rho_g \tag{11}$$

$$C_{p,DPS} = \frac{\varphi_p \rho_p C_{p,p} + (1 - \rho_p)\rho_g C_{p,g}}{\varphi_p \rho_p + (1 - \varphi_p)\rho_g} \tag{12}$$

Una vez que las propiedades termodinámicas del lecho fluidizado son conocidas, se procede a calcular el flujo masico del lecho fluidizado ($\dot{m}_{DPS}$). Este flujo masico es la suma del flujo masico de las particulas y del gas, ($\dot{m}_p, \dot{m}_g$, respectivamente). Realizando un balande de energía y tomando como sistema todo el recibidor de particulas, el flujo masico se puede calcular comose observa en las Ecs (13) – (14), donde $\dot{Q}_{rec}$ es la potencia térmica desarrollada por el parque de heliostatos. La temperatura de las partículas del lecho fluidizado es de $T_p^{out} = 650\ °C$. La temperatua de entrada de las particulas al recibidor (T_p^{in}) es propuesta al inicio del cálculo.

$$\dot{m}_p = \frac{\dot{Q}_{rec}}{\mathrm{C}_{p,p}(T_p^{out} - T_p^{in})} \tag{13}$$

$$\dot{m}_g = \frac{(1 - \varphi_p)\rho_p u_g}{\varphi_p \rho_p (\mathrm{u}_g - u_{mf})} \dot{m}_p \tag{14}$$

Por último, se calcula el número de tubos (N_{tubes}) necesarios para obtener la temperatura de salida de las partículas, eso se ve en la Ec, donde d_i es el diámetro interno del tubo.

$$N_{tubes} = \frac{4\dot{m}_{DPS}}{\pi d_i^2 G_{DPS}} \tag{15}$$

Análisis de Transferencia de Calor

El análisis de transferencia de calor dentro del recibidor se inicia con la incidencia de la radiación solar del parque de heliostatos con los tubos. Esta radiación aumenta la temperatura de las paredes del tubo, así el lecho fluidizado aumenta su temperatura y comienza el proceso de transferencia de calor por convección y por conducción entre las partículas y el gas. Este proceso de transferencia de calor se muestra gráficamente en la Figura 9.

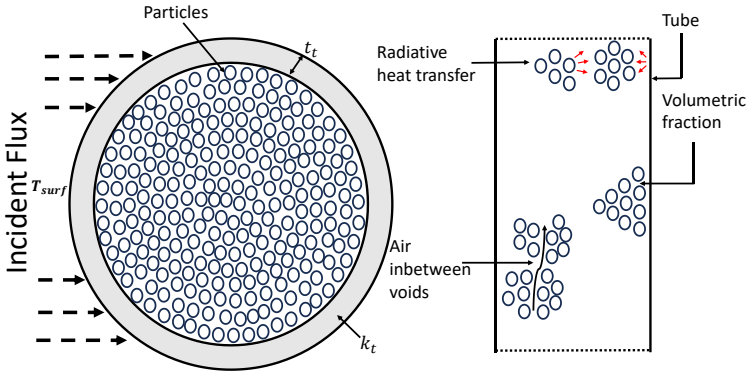


Figura 9. Proceso de trasferencia de calor dentro del recibidor.

El proceso de transferencia de energía en forma de calor dentro del recibidor se puede calcular mediante el coeficiente global de transferencia de calor (U), esto se muestra en la Ec, (16) [5]. Esta ecuación se obtiene del análisis del coeficiente global de transferencia de calor en coordenadas cilíndricas.

$$U = f_{act}\alpha_{DPS} + 2\frac{\sqrt{\alpha_{DPS}k_t t_t}}{\pi d_i} tanh\left[\pi\left(d_i + \frac{t_t}{2}\right)\left(\frac{1 - f_{act}}{2}\right)\sqrt{\frac{\alpha_{DPS}}{k_t t_t}}\right] \quad (16)$$

Donde f_{act} es la fracción frontal activa del tubo, esta variable solo considera la radicación solar que impacta en el tubo, como se observa en la. El coeficiente convectivo de transferencia de calor (α_{DPS}) tiene un especial interés, ya que es el encargado de modelar la transferencia de energía dentro del recibidor. Para obtener el valor numérico de esta variable es necesario utilizar correlaciones, en este trabajo se utilizan las implementadas por Gallo *et al.* [5] La manera de realizar el análisis del coeficiente convectivo puede ser mediante correlaciones empíricas o semi-empiricas, en este estudio se utilizan correlaciones semi-empiricas. En la Ec. se muestra el cálculo del coeficiente de transferencia de calor del lecho fluidizado (α_{DPS}), el cual depende del 70% del calor transferido por el coeficiente convectivo (α_w) y la radiación generada entre partículas (α_{rad}) [7].

$$\alpha_{DPS} = 0.7\alpha_w + \alpha_{rad} \tag{17}$$

$$\alpha_{rad} = 7.3(\varepsilon_p \varepsilon_t \sigma T_{mean}^3) \tag{18}$$

El calculo de α_{DPS} depende de la evaluación del α_w, en donde se utilizan las correlaciones simi-empiricas. En las Ecs. (19) – (22) propuestas en el trabajo de Córcoles et al. [6], se puede obtener el valor de esta variable. Donde α_g es la contribución de la transferencia de calor del gas, α_p es el coeficiente convectivo entre partículas y α_{gp} es la transferencia de calor que existe entre las partículas y el gas. Los valores numéricos de las variables que se encuentran en estas ecuaciones se pueden conocer de trabajos previos [8],[9].

$$\alpha_w = \alpha_g + f_p \alpha_p + \alpha_{gp} \tag{19}$$

$$\alpha_g = (c_0 Re_L^{n1} P_r^{n2} + c_1)\frac{k_g}{L} + c_2 \tag{20}$$

$$\alpha_p = \left(c_3 Re_p^{n3}\right)\frac{k_g}{d_p} \tag{21}$$

$$\alpha_{gp} = \left(c_4 Re^{n_4} P_r^{n_5} + c_5\right)\frac{k_g}{d_p} + c_6 \tag{22}$$

Ciclo de Potencia

Una vez conocida la temperatura de salida del lecho fluidizado T_p^{out}, se puede continuar con el análisis al ciclo de potencia. En la Figura 10 se observa el esquema del ciclo de potencia acoplada al recibidor de partículas, analizando el ciclo de potencia, se observa que tenemos un ciclo Brayton con dióxido de carbono supercrítico (sCO_2). El análisis del ciclo se realiza mediante balance de masa y energía como se aprecia en la siguiente subsección.

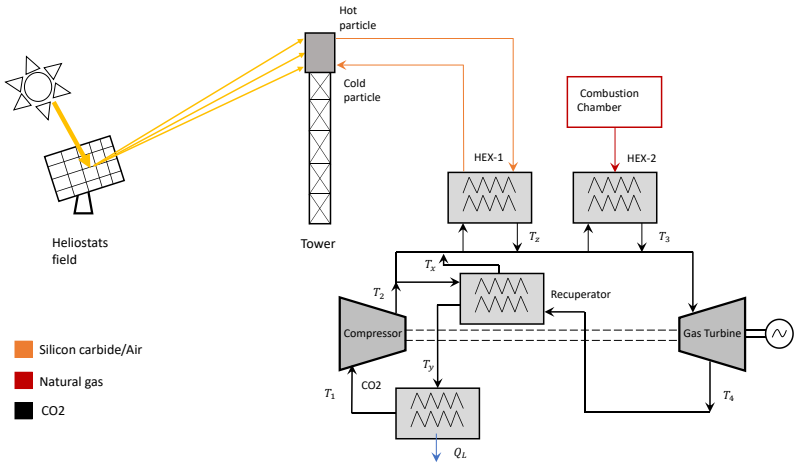


Figura 10. Esquema del ciclo de potencia acoplado al recibidor de partículas.

Modelo del Ciclo Brayton

Realizando un balance de masa y energía en cada componente se puede conocer las temperaturas, calor y trabajo realizado en el ciclo, esto se aprecia en las Ecs. (23) y (24). Dentro de los intercambiadores de calor se tomo en cuenta una eficacia el cual tiene valores de: eficacia del recuperador (ϵ_{rec}) de 0.775, eficacia del receptor solar (ϵ_{HS}) y de la combustión (ϵ_{HC}) de 0.78.

$$\sum \dot{m}_{in} = \sum \dot{m}_{out} \tag{23}$$

$$\sum \dot{Q} + \sum \dot{m}_{in} h_{in} = \sum \dot{W} + \sum \dot{m}_{out} h_{out} \tag{24}$$

Se tiene un análisis especial dentro del intercambiador de calor de la combustión, esto se ve en la ecuación (25) [10]. Donde η_c es la eficiencia de la combustión, $\dot{m}_f$ es el flujo masico del combustible y Q_{LHV} es poder calorífico del combustible. El calor total aportado al ciclo es la suma del calor aportado por el recuperador y el calor aportado por la combustión ($\dot{Q}_h = \dot{Q}_{HS} + \dot{Q}_{HC}$). Por último, el calor residual ($\dot{Q}_L$) se puede utilizar para un ciclo de cogeneración o para un suministro de agua caliente.

$$\left|\dot{Q}_{HC}\right| = \epsilon_{HC}\left|\dot{Q}_3\right| = \epsilon_{HC}\eta_c \dot{m}_f Q_{LHV} \tag{25}$$

VALIDACIÓN

Validación del Recibidor de Partículas.

Los softwares utilizados para computar todas las ecuaciones de la sección pasada fueron Mathematica [11] y EES software [12]. El análisis geométrico y de transferencia de calor del recibidor se comparo con lo reportado en la literatura. En este caso el trabajo de Belmonte

et al. [13] fue el utilizado para hacer la comparación. Al comprar los resultados del modelo con el autor se tiene un error del número de tubos de 2%, coeficiente convectivo del 4.4%, un flujo masico de las partículas del 3.3% y del área de absorción del 11%. El área de absorción es donde se tiene el mayor error ya que este se propaga debido al error que se tiene en el número de tubo. Aun así, el error es bajo al comparar el tipo de sistema analizado, por lo cual, se concluye que el modelo matemático desarrollado muestra un buen comportamiento.

Validación del Ciclo de Potencia.

Para la validación del ciclo de potencia se ha utilizado el software TRNSYS 18 [14]. Se ha elegido este software por su capacidad de realizar análisis transientes y dinámicos, así como realizar conexiones con otros softwares, como es el caso del software EES. TRNSYS utiliza la base de datos de REFPROP para el cálculo de las propiedades termodinámicas. La simulación en TRNSYS ha utilizado aire como fluido de trabajo, ya que es el único fluido que puede ser utilizado en un ciclo Brayton en este software. Así en el modelo desarrollado en Mathematica se ha utilizado aire en el ciclo de potencia para realizar la comparación. La comparación muestra un error relativo de T_x de 6.7%, T_2 de 0.88%, T_z de 1.3%, trabajo realizado por la turbina de gas (W_{GT}) de 0.01% y la eficiencia térmica del ciclo ($\eta_{Brayton}$) del 7%. Por lo tanto, podemos concluir que el error relativo máximo es de 7%, esto hace que el modelo desarrollado tenga una buena predicción si se cambia el fluido de trabajo o las variables de entrada.

OPTIMIZACIÓN MULTIOBJETIVO

El algoritmo utilizado en este trabajo es el NSGA-II. Se utiliza este algoritmo por su habilidad por salir de los óptimos locales, su extensibilidad a problemas multiobjetivo, así como manejar problemas no lineales y utilizar restricciones de una forma sencilla [15]. En este trabajo se han utilizado cinco variables de decisión, que se puede ver en la Tabla 12. Se han considerado dos escenarios para el proceso de optimización, en el primero se propone dos funciones objetivo: maximizar la eficiencia térmica y minimizar el flujo masico. En el segundo escenario se propone tres funciones objetivo: maximizar la potencia del ciclo, minimizar el flujo masico y maximizar la eficiencia térmica.

Tabla 12. Magnitudes de las variables de decisión.

Variable	Lower value	Upper value
$T_1\ (°C)$	25	77
$P_1\ (MPa)$	7.4	8
$\dot{m}\ (kg/s)$	15	18
$T_3\ (°C)$	800	1177
r_p	2	6.5

RESULTADOS

El algoritmo NSGA-II se ha ejecutado 15 veces para tener una mejor representación de los resultados mostrados en la optimización. Se ha utilizado Python y jMetalPy [16], el modelo se ha programado también en este lenguaje para realizar la optimización. A continuación, se muestras los resultados de los dos escenarios propuestos en este trabajo.

Primero Escenario

En este primer escenario se propone la optimización de la eficiencia térmica del ciclo y la minimización del flujo masico del combustible. Las variables de decisión son las misma para los dos escenarios. En la Figura 11 se muestran los resultados de la optimización. Al usar un algoritmo metaheurístico todos los valores mostrados en el frente de parto son óptimos, por lo cual, se utilizó el método de punto de equilibrio para elegir un solo punto. Al compara la eficiencia térmica con respecto al punto no optimizado se tiene un aumento del 12%, mientras que el flujo masico del combustible disminuyo en un 61.4%. En este escenario se tiene el menor consumo de combustible. Observando las variables de decisión de este escenario, se aprecia que la temperatura a la entra de la turbina es la menor de los escenarios, esto hace que se tenga la menor potencia generado por la turbina y a su vez el mayor consumo energético del compresor, generando la menor potencia del ciclo de los escenarios comparados.

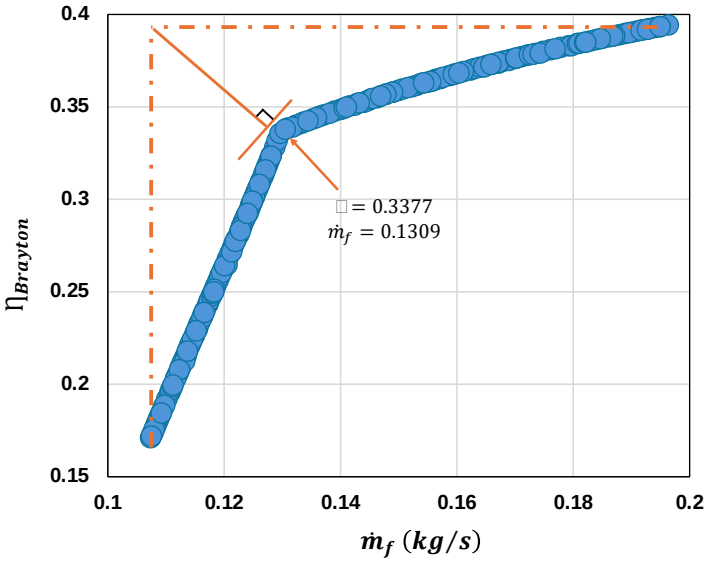


Figura 11. Frente de pareto del primer escenario.

Segundo Escenario

En este segundo escenario se tiene como funciones objetivo, la maximización de la potencia del ciclo y de la eficiencia térmica, así como la minimización del flujo masico del combustible. Los resultados se muestran en la Figura 12, donde se tiene el frente de Pareto de las tres funciones objetivo en la Figura 12a. Las tres figuras restantes son las funciones objetivo graficadas una versus la otra. Se utilizo el punto de equilibrio para elegir un punto óptimo. Los resultados de este punto optimo se muestran en la Tabla 13, donde se compara las funciones objetivo con el punto no optimizado, donde la eficiencia térmica tiene un aumento del 30%, el flujo masico del combustible disminuyo en un 40.5%, por otro lado, la potencia del ciclo aumento en un 57.4% con respecto al primer escenario, pero con respecto al punto no optimizado no se aprecia una mejoría. En este escenario se tiene la mejor eficiencia térmica de los tres escenarios, mientras que la potencia del ciclo y el flujo masico del combustible muestran un buen desempeño a pesar no de tener el mejor comportamiento de los tres escenarios. Por otro lado, las variables de decisión se mantienen muy similar que, al primer escenario, lo que cambia es una T_3 mayor a la entra de la turbina, lo que hace que se tenga la mayor producción de potencia en la turbina, pero a su vez un mayor consumo de energía en el compresor por la razón de compresión.

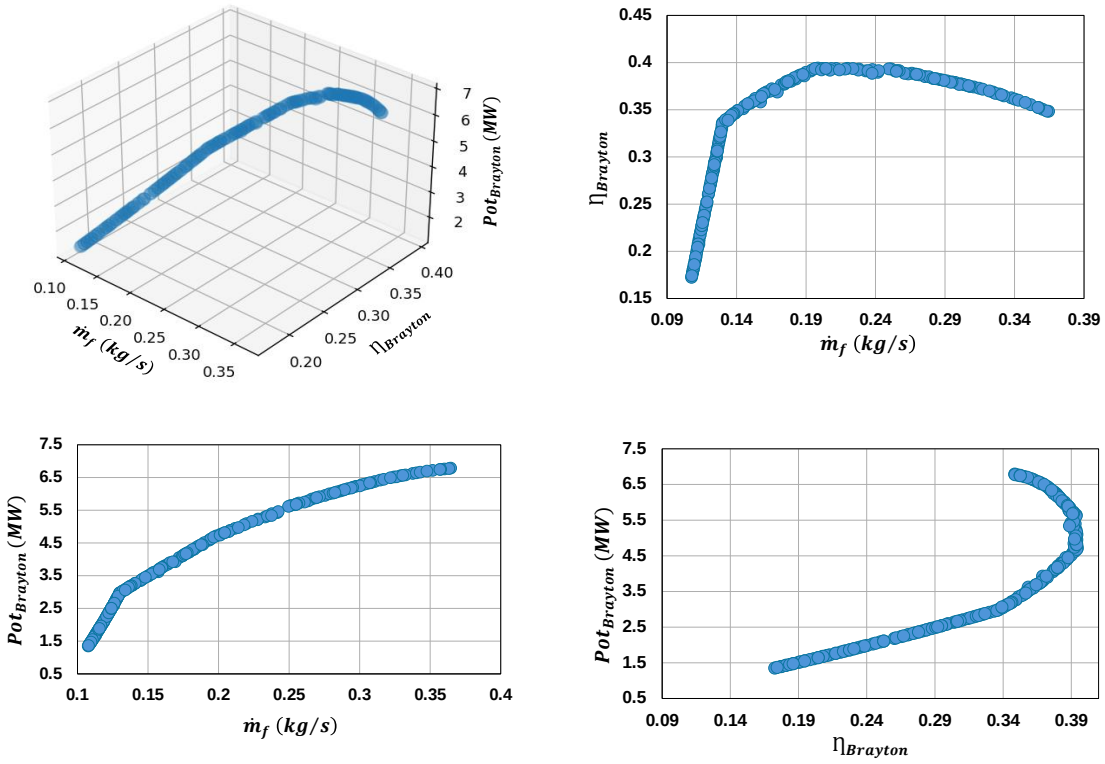


Figura 12. Frente de pareto del Segundo escenario. a) Frente de parte donde se muestran las tres funciones objetivo. b) Frente de Pareto graficando la eficiencia térmica contra el flujo masico del combustible. c) Frente de Pareto graficando la potencia del ciclo contra el flujo masico del combustible. d) Frente de Pareto de la potencia del ciclo contra la eficiencia térmica.

Tabla 13. Comparación de los escenarios de optimización y de las variables de decisión.

	No optimizado	**Primer escenario**	**Segundo escenario**
$Pot_{Brayton}\ (MW)$	5.52	3.03	4.77
$\eta_{Brayton}(\%)$	30.0	33.7	39.0
$\dot{m}_f\ (kg/s)$	0.3394	0.1309	0.2019
$\dot{Q}_h\ (MW)$	18.3	8.91	12.13
$\dot{Q}_L\ (MW)$	10.25	5.17	5.34
$W_{TG}\ (MW)$	5.97	4.57	6.24
$W_{CP}\ (MW)$	0.446	1.53	1.47
Variables de decisión			
$T_1\ (°C)$	25	77	70.6
$P_1\ (MPa)$	7.46	7.4	7.44
$\dot{m}\ (kg/s)$	17.9	15	15
$T_3\ (°C)$	1149	1076	1176.5
r_p	4.5	6.5	6.5

CONCLUSIONES

El análisis y modelado de un recibidor de partículas solar acoplado a un ciclo Brayton con dióxido de carbono supercrítico ha sido desarrollado en este trabajo. El modelo del recibidor de partículas ha sido validado con datos mostrados en la literatura, mientras que el ciclo de potencia acoplado al recibidor ha sido validado con TRNSYS 18. Los resultados muestran un buen desempeño del modelo desarrollado. Por último, el algoritmo NSGA-II se utilizó para realizar la optimización del sistema, el algoritmo arroja resultados que ayudan a tener un mejor desempeño del sistema, así como un menor consumo del combustible.

Los resultados mostrados de los escenarios de optimización muestran una disminución muy notoria en el uso del combustible utilizado, el primer escenario muestra una disminución del 61.4% del flujo masico del combustible con respecto al punto no optimizado, mientras que el segundo escenario muestra una disminución del 40.5%. Por otro lado, la eficiencia térmica aumenta en el primer y segundo escenario en un 12% y 30%, respectivamente, con respecto al punto no optimizado. La potencia generada en los puntos optimizados no muestra una mejoría, pero esto se puede compensar con la mejor en los otros puntos. Por último, se aprecia que utilizar concentración solar para generar energía eléctrica es de gran apoyo. Así como para hacer a estos sistemas más eficientes y amigables con el medio ambiente. Los algoritmos metaheurísticos por su parte son de gran ayuda para encontrar puntos óptimos en este tipo de sistemas energéticos.

REFERENCIAS

[1] G. Flamant *et al.*, “Dense suspension of solid particles as a new heat transfer fluid for concentrated solar thermal plants: On-sun proof of concept,” *Chem Eng Sci*, vol. 102, pp. 567–576, Oct. 2013, doi: 10.1016/j.ces.2013.08.051.

[2] I. Perez Lopez *et al.*, “On-sun operation of a 150 kWth pilot solar receiver using dense particle suspension as heat transfer fluid,” *Solar Energy*, vol. 137, pp. 463–476, Nov. 2016, doi: 10.1016/j.solener.2016.08.034.

[3] R. Hay and K. Celik, “Accelerated carbonation of reactive magnesium oxide cement (RMC)-based composite with supercritical carbon dioxide (scCO2),” *J Clean Prod*, vol. 248, Mar. 2020, doi: 10.1016/j.jclepro.2019.119282.

[4] S. Khatoon and M. H. Kim, “Preliminary design and assessment of concentrated solar power plant using supercritical carbon dioxide Brayton cycles,” *Energy Convers Manag*, vol. 252, Jan. 2022, doi: 10.1016/j.enconman.2021.115066.

[5] A. Gallo, J. Spelling, M. Romero, and J. González-Aguilar, “Preliminary Design and Performance Analysis of a Multi-megawatt Scale Dense Particle Suspension Receiver,” in *Energy Procedia*, Elsevier Ltd, May 2015, pp. 388–397. doi: 10.1016/j.egypro.2015.03.045.

[6] J. I. Córcoles, M. Díaz-Heras, M. Fernández-Torrijos, and J. A. Almendros-Ibáñez, “Flow and heat transfer analysis of a gas–particle fluidized dense suspension in a tube for CSP applications,” *Renew Energy*, vol. 206, pp. 1–12, Apr. 2023, doi: 10.1016/J.RENENE.2023.02.004.

[7] O. Molerus and K.-E. Wirth, *Heat Transfer in Fluidized Beds*, Springer. Dordrecht: Springer Netherlands, 1997. doi: 10.1007/978-94-011-5842-8.

[8] Wen-Ching Yang, *Handbook of Fluidization and Fluid-Particle Systems.* CRC Press, 2003. Accessed: Jan. 31, 2024.

[9] M. Leva and M.Grummer, “A correlation of solids turnover in fluidized systemsits relation to heat transfer,” *Chem Eng Prog*, vol. 48, pp. 307–313, 1952.

[10] D. Olivenza-León, A. Medina, and A. Calvo Hernández, “Thermodynamic modeling of a hybrid solar gas-turbine power plant,” *Energy Convers Manag*, vol. 93, pp. 435–447, Mar. 2015, doi: 10.1016/j.enconman.2015.01.027.

[11] Inc. Wolfram Research, “Mathematica, Version 13.2.” Champaign, IL, 2023.

[12] S. A. Klein, “Engineering equation solver ´(EES) v10.64.” 2019. Accessed: Jan. 31, 2024. [Online]. Available: http://fchartsoftware.com/ees/

[13] M. A. Reyes-Belmonte, A. Sebastián, J. Spelling, M. Romero, and J. González-Aguilar, “Annual performance of subcritical Rankine cycle coupled to an innovative particle receiver solar power plant,” *Renew Energy*, vol. 130, pp. 786–795, Jan. 2019, doi: 10.1016/j.renene.2018.06.109.

[14] S. A. Klein, “Trnsys.” 2018. Accessed: Jan. 31, 2024. [Online]. Available: http://www.trnsys.com/

[15] I. Giagkiozis, R. C. Purshouse, and P. J. Fleming, “An overview of population-based algorithms for multi-objective optimisation,” *International Journal of Systems Science*, vol. 46, no. 9. Taylor and Francis Ltd., pp. 1572–1599, Jul. 04, 2015. doi: 10.1080/00207721.2013.823526.

[16] A. Benítez-Hidalgo, A. J. Nebro, J. García-Nieto, I. Oregi, and J. Del Ser, “jMetalPy: A Python framework for multi-objective optimization with metaheuristics,” *Swarm Evol Comput*, vol. 51, Dec. 2019, doi: 10.1016/j.swevo.2019.100598.

ESTUDIO DEL POTENCIAL DE INTEGRACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES EN BODEGAS DE BALEARES

Andreu Moià-Pol

*Área de Ingeniería Mecánica, Departamento de ingeniería Industrial y Construcción,

Universitat de les Illes Balears

Cra Valldemossa km 7,5. 07122 Palma de Mallorca. Illes Balears. España

e-mail: andreu.moia@uib.cat web: http://www.uib.es

RESUMEN/RESUMO

Las bodegas de vino han pasado de sistemas pasivos y manuales a tener un alto consumo energético para tener vinos de alta calidad. En Baleares ha habido un crecimiento exponencial de Bodegas los últimos 30 años. En España el consumo unitario puede ser desde 4 kWh/HL en las bodegas más grandes y eficientes hasta 400 kWh/HL en las más pequeñas con más uso para eventos, en Baleares es difícil reducirlo a 20 kWh/HL, por las condiciones climáticas y por tener unas instalaciones pequeñas. Los sistemas solares térmicos y fotovoltaicos están muy presentes en España, en Baleares esta tecnología junto con la biomasa puede proporcionar toda la energía necesaria, en las bodegas analizadas hay instalandos de 50 a 100 kWp que aportan alrededor del 30% de la energía y unos 8 m^2 de paneles solares térmicos. Instalando más superficie y más potencia en estas bodegas, entre 100 a 200 kWp, y aumentando la eficiencia se podría llegar al 100% de la producción eléctrica a fin de obtener un balance cero.

PALABRAS CLAVE/PALAVRAS-CHAVE: Energía Solar Térmica, Energía Solar Fotovoltaica, Bodega, Biomasa, Edificios de Consumo casi nulo.

ABSTRACT

Wine cellars have gone from passive and manual systems to having high energy consumption to have high quality wines. In the Balearic Islands there has been an exponential growth of wineries in the last 30 years. In Spain, unit consumption can range from 4 kWh/HL in the largest and most efficient wineries to 400 kWh/HL in the smallest ones with more use for events, in the Balearic Islands it is difficult to reduce it to 20 kWh/HL, due to the weather conditions and small facilities. Solar thermal and photovoltaic systems are very present in Spain, in the Balearic Islands this technology together with biomass can provide all the necessary energy, in the wineries analyzed there are installations of 50 to 100 kWp that provide around 30% of the energy and about 8 m^2 of thermal solar panels. By installing more surface area and more power in these warehouses, between 100 to 200 kWp, and increasing efficiency, we could reach 100% of electrical production in order to obtain a zero balance.

KEYWORDS: Solar Thermal Energy, Photovoltaic, Winery, Biomass, Net Zero Consumption Buildings.

INTRODUCCIÓN/INTRODUÇÃO

Las bodegas de vino han pasado de sistemas pasivos y manuales a tener un alto consumo energético para tener vinos de alta calidad. En la fase de elaboración, cuando la uva de un viñedo llega a la bodega se puede procesar directamente o bien enfriarla para mantener los aromas. En el proceso los motores eléctricos accionan despalilladoras y rodillos mecánicos que eliminan la materia vegetal no deseada, quedando la pulpa y el mosto de la uva. Luego debe bombearse, también utilizando motores eléctricos, a tanques de fermentación, donde la levadura convierte el contenido de azúcar de las uvas en alcohol. En este punto es donde hay más consumo ya que para regular y para dicha fermentación hay que enfriar los depósitos de fermentación. Cuando el vino está listo, los sólidos se eliminan, algunas bodegas lo hacen con productos químicos y otras mediante sistemas de refrigeración eléctrica, para variar la solubilidad del vino y eliminar los sólidos. También se vuelve a consumir energía con bombas y motores, y el líquido se embotella y almacena mediante máquinas eléctricas de llenado, taponado y etiquetado. Dado que se utilizan máquinas para todos los pasos principales, el consumo de energía se puede controlar bien mediante el análisis de la factura energética de la bodega. El almacenamiento de los vinos normalmente se hacía bajo tierra para evitar el consumo energético para mantener la temperatura de conservación entre los 16-18ºC, si se construyen en la superficie el consumo energético será mayor ya que por mucho aislamiento que tengan se necesita un aporte de energía adicional para mantener las condiciones óptimas. Durante todos los procesos se requiere agua caliente para limpieza y desinfección de suelos, maquinas y depósitos.

Hay algunos consumos que son muy difíciles de reducir en una bodega pequeña, como iluminación, bombeo, almacenamiento, a veces tienen un gran espacio para refrigerarse. En el caso de Baleares, al ser una zona muy turística la mayoría de ellas tienen más visitas y eventos que una bodega convencional, especialmente los meses de verano. La mayoría de ellos tienen una superficie en el sótano y algunos de ellos están sobre el suelo o en pendiente lateral, según la posición se necesita más aislamiento y más ventilación. Utilizando otros indicadores energéticos, 50 y 110 kWh/m^2 año, puede parecer un consumo bajo, pero para los pocos meses de uso real es un indicador muy elevado.

Tabla 1. Indicadores energéticos de España. Fuente Dylan y otros.

ESPAÑA -Península		España - Baleares		
Bajo	Alto	Bajo	Alto	
3,76	16,31	22,25	434,22	kWh/HL

En España el consumo unitario puede ser desde 4 kWh/HL en las bodegas más grandes y eficientes hasta 400 kWh/HL en las más pequeñas que no son tan eficientes y en proporcion tiene más uso para eventos y otras actividades que disparan el consumo energético, como se ha comentado en Baleares, las bodegas analizadas disponen de una parte social y de visitas elevada por lo que es difícil reducirlo a 20 kWh/HL, por las condiciones climáticas y por tener unas instalaciones pequeñas. En otras bodegas analizadas que tiene unas instalaciones muy pequeñas, con escaso almacen y sin zona de visitas o eventos si que el consumo es inferior a los 20 kWh/HL.

Si además incluyéramos el consumo energético de la parte del cultivo y recogida de la uva, según Marras habría que añadirle unos 82 kWh/HL más al indicador, por lo que la parte agrícola en la Península tiene un impacto mayor.

La gran diferencia entre los indicadores energéticos se basa en el tamaño de la bodega, en España en zonas como Castilla La Mancha (CLM), Extremadura, Cataluña o La Rioja, las bodegas más pequeña producen millones de litros y por el contrario en Baleares sólo 2 superan el millón de litros y la mayor parte de las bodegas producen menos de 200.000 litros. Hay que tener en cuenta que algunas bodegas de CLM producen más vino que todas las bodegas isleñas juntas. Las viñas en España la mayoría son de secano, y además si se quiere tener vino de calidad la producción por hectárea tiene que ser baja. Baleares sólo supone el 0,2% del total de España pero con un consumo energético de casi el 1%. En la tabla siguiente podemos ver un comparativo de las zonas más productoras de vino.

Tabla 2. Indicadores energéticos de producción de vino y estimación de consumo. Fuente UPM y propia.

	Superficie (ha)	Vino (HL)	HL/ha	Energía (MWh)	kWh/HL	Potencial de Biomasa (MWh)
España	1.032.000	34.300.000	33	500.000	14,6	15.877.485
Francia	807.000	49.633.000	62	500.000	10,1	12.415.824
Italia	786.000	41.580.000	53	400.000	9,6	12.092.736
Portugal	240.000	5.925.000	25	75.000	12,7	3.692.438
Baleares	2.108	68.440	32	10.000	146	32.424

Las bodegas producen anualmente gran cantidad de restos de poda y durante el proceso de vendimia y elaboración del vino se producen gran cantidad de residuos orgánicos que tiene un alto poder calorífico, que generalmente se trituran y se utilizan como abono en la propia explotación. Solo haciendo una gestión de dichos residuos las bodegas podrían aprovechar el potencial energético de la biomasa para cubrir todo el consumo energético que necesitan, incluso vender excedentes, aunque a nivel tecnológico podrian cubrir todo el consumo térmico que necesitan. Según estudios realizados hace unos años, el potencial de poda es de más de 3,2 kg/ha con un PCI de 4,7 kWh/kg, en la parte de elaboración del vino se producen restos de tallos, semillas, pulpa seca y pieles, A estos restos se les conoce como “orujo de uva”, generalmente como se ha comentado se utilizan como abono para la propia viña, pero en algunos casos se llevan a una destileria y se obtiene el licor de orujo. En el caso de Baleares no existe ninguna empresa que elabore orujo, por lo que generalmente una parte se va a la producción de abono y otra parte se va a las depuradoras de aguas residuales, colapsando algunas veces los procesos biológicos de la propia depuradora debido al alto contenido de materia orgáncia y azúcares de dichos restos. Si se hace un secado de dichos restos también se pueden aprovechar como biocombustibles. Se estima que el potencial de de producción de dichos residuos es de más de 3 kg/ha con un PCI superior a 4 kWh/kg. En otros sectores como el del aceite si que se hace un gestión energética de los residuos, pero en el caso de las bodegas de baleares no se hace ninguna gestión.

Los sistemas solares térmicos pueden ofrecer importantes ahorros energéticos en los procesos de fabricación del sector vitivinícola y especialmente en la producción de agua

caliente. Los captadores térmicos, con captadores solares de baja temperatura (80-150°C), garantizan una altísima eficiencia (hasta un 60%) en la conversión de la radiación solar en energía térmica útil. Pueden proporcionar más de 600 kWh/m^2 año, con una potencia pico de alrededor de 1 kW/m^2.

Esta energía podría ser suministrada mediante Energía Solar (Térmica y FV) y Biomasa, todas ellas podrían producirse en el mismo viñedo, analizando diferentes bodegas en Mallorca hemos estudiado el diseño óptimo del proceso energético y los mejores sistemas de energías renovables. Las grandes instalaciones del centro de España podrían instalar sistemas con Biomasa y una fracción solar térmica alta combinando máquinas de absorción para satisfacer el agua caliente, la calefacción y refrigeración. En muchas bodegas se requieren temperaturas negativas para una parte del proceso que hacen que sea indispensable utilizar equipos de compresión convencionales.

EL IMPACTO ENERGÉTICO DE LAS BODEGAS DE VINO DE BALEARES.

En Baleares la producción de vino está aumentando los últimos años, ya que el incremento del turismo y la demanda del vino, con un crecimiento exponencial de Bodegas los últimos 30 años, se ha pasado de unas 20 bodegas a más de 120, lo que ha incrementado la producción. El 80% del vino es para consumo interno, un 17 % se exporta a Europa y el 3% se vende al resto de España. Existen dos Denominaciones de Origen Protegidas del Vino (D.O.Ps): D.O. Binissalem y D.O. Pla i Llevant que llevan más de 40 años. También hay Seis Indicaciones Geográficas Protegidas del Vino (I.G.Ps), que son Vinos de la Tierra (V.T.): V.T. Formentera; V.T. Ibiza; V.T. Illes Baleares; V.T. Isla de Menorca; V.T. Mallorca; V.T. Serra de Tramuntana-Costa Nord.

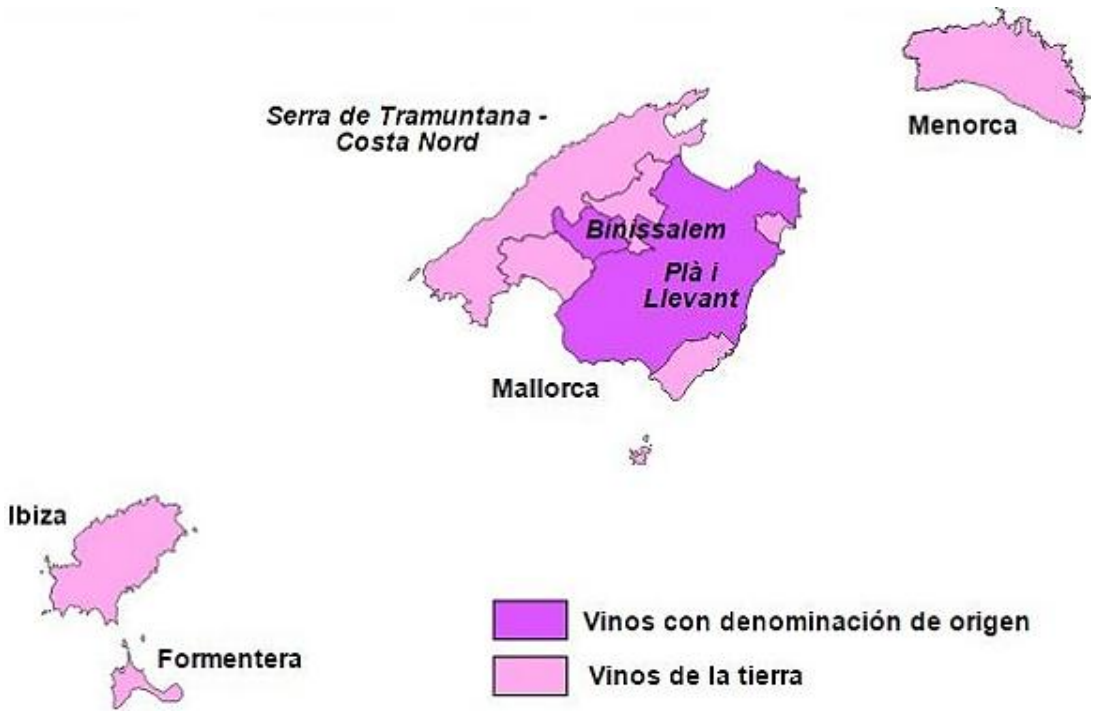


Figura 1. Mapa de zonas vinícolas de Baleares. Fuente; CAIB.

El que dispone de mayor número de bodegas es la de Mallorca, cuenta con 1.840 hectáreas de vino en producción y más de 100 Bodegas, aunque algunas bodegas estan inscritas en varias categorías, ya que hacen una parte de sus vinos con la D.O. y otra con la IGP de Mallorca, ya que dispones de varias marcas y en función del cliente disponen de variades más autóctonas de la DO y otras con variedades importadas para una clientela más internacional.

El consumo energético de estas bodegas supone más de 4.000 toneladas de CO_2, con un alto consumo energético en electricidad y gasoil, aunque los últimos años gracias a los bajos precios de la energía fotovoltaica y las ayudas gubernamentales en su instalación, muchas bodegas han instalado energía fotovoltaica en sus cubiertas para suplir parte del consumo. Si se hace un diseño óptimo, se pueden instalar energías renovables (biomasa y energía solar térmica y fotovoltaica) para tener cero emisiones y reducir su impacto.

La mayoría de bodegas de Baleares, al ser de pequeño tamaño, pueden implementar energías renovables de fácil mantenimiento con bombas de calor. Actualmente la mayoría de los productores de vino de Baleares están muy sensibilizados con el cambio climático que les está afectando en las cosechas, por lo que están apostando por implantar energías renovables y mejorar la eficiencia energética aunque afecte al precio del vino. La mayor parte de la energía consumida és térmica, más del 80%, tanto de frío (para conservación, control de fermentación, clarificación, climatización..) como de calor (fermentación, limpieza y calefacción), aunque más del 60% se traduce en consumo eléctrico con sistemas de compresión y resistencias eléctricas, sólo la parte de ACS en algunas bodegas se hace con calderas de gasoil. La parte exclusivamente eléctrica es inferior al 20% (prensas, bombeo, iluminación,…).



Figura 2. Mapa y vistas de algunas bodegas de Mallorca. Fuente; paginas web

Tabla 3. Superfície cultivada de viñedo en Baleares por zona. Fuente Consellería de Agricultura de les Illes Balears

Denominación	22 (ha)	23 (ha)	% 23 vs 22	22(hl)	23(hl)	% 23 vs 22	Nº bodegas
DO Binissalem	244,8	257,3	5,1%	7.893	8.747	10.8%	12
DO Pla i Llevant	389,6	369,1	-5,3%	13.665	13.742	0,6%	13
Total DO	**634,4**	**626,4**	**-1,3%**	**21.558**	**22.489**	**4.3%**	**25**
Vi de la terra Illes Balears	187,3	165,1	-11,9%	4.402	4.620	4,9%	3
Vi de la terra Serra de Tramuntana	1,8	2,4	32,6%	61	107	73,5%	5
Vi de la terra Mallorca	1.059	1.152	8,8%	34.658	37.684	8,7%	72
Vi de la terra Eivissa	57,8	63,9	10,6%	1.219	1.324	8,6%	5
Vi de la terra Illa de Menorca	55,5	83,9	51,2%	1.356	1.982	46,2%	9
Vi de la terra de Formentera	14,1	13,9	-1,8%	294	234	-20,2%	2
Total vi de la Terra	1.375	1.481	7,7%	41.990	45.951	9,4%	96
TOTAL BALEARES	**2.010**	**2.107**	**4,9%**	**63.548**	**68.440**	**7,7%**	**121**

La radiación solar es elevada en las Illes Balears, con más de 2600 horas de sol con un potencial de 1800 kWh/m^2 año. Se han analizado los consumos de varias bodegas por meses y a partir de varias auditorías energéticas se ha analizado el potencial de energías renovables que se pueden instalar. El principal uso es la electricidad para usos térmicos y electricos, algunas de ellas disponen de calderas de gasoil para la producción de ACS, que se va a prohibir en Baleares a partir de 2026. En estas bodegas hay 2 vias, una la de poner máquinas de refrigeración con recuperación de calor y también sustituir el consumo de gasoil por energía solar térmica. En las bodegas analizadas se pueden instalar entre 8 y 24 m^2 de paneles solares con una potencia pico de 8 a 24 kW.

También se pude instalar una caldera de biomasa y combinar la producción de energía solar térmica con la biomasa para máquinas de absorción, a fin de reducir el consumo eléctrico de los sistemas de compresión convencionales, aunque algunas de estas bodegas por su tamaño y escaso personal de mantenimiento optan por sistemas de compresión convencionales combinados con energía fotovoltaica, ya que las calderas de biomasa y los sistemas de absorción requieren un elevado mantenimiento. En Baleares las bodegas son instalaciones pequeñas y necesitan un diseño sencillo y maduro, con sistemas fotovoltaicos y solares térmicos y con una baja fracción de biomasa.

Los sistemas fotovoltaicos están muy presentes en Mallorca, en Baleares esta tecnología puede proporcionar de 1300 a 1600 kWh/kWp, en las bodegas analizadas, ya hay instalada energía fotovoltaica, entre de 50 a 100 kWp que aportan alrededor del 30% de la energía. Instalando más potencia en estas bodegas, entre 100 a 200 kWp, y aumentando la eficiencia se podría llegar a tener un balance anual del 100% de la producción eléctrica a fin de obtener un balance cero, aunque el escenario ideal es combinar la energía fotovoltaica varias tecnologías, como la solar térmica y la biomasa para cubrir el 100%. En los escenarios analizados es imprescindible hacer ”netmeetering” con las compañías eléctricas, ya que la

punta de consumo de las bodegas coincide con una época de baja radiación en Baleares, debido a que és el periodo de más lluvias y cuando la radiación solar empieza a descender, por lo que si no se hace acumulación de energía es muy difícil tener un autoconsumo o bien se tendrían muchos excedentes. En cuanto a la energía solar térmica para ACS es más fácil de gestionar, ya que siempre se diseñan los sistemas con acumulación y algunos de los trabajos de limpieza o embotellado se pueden programar con los días de mayor radiación, por lo que la fracción solar puede ser de más del 80%, aunque en los meses de invierno siempre se necesitará un apoyo auxiliar.

Otra gran ventaja de la parte de ACS y Calefacción es que con máquinas de refrigeración de 4 tubos o con recuperación de calor, se obtiene facilmente un elevado calor residual a 45ºC durante todo el año, debido a la gran demanda de frío que requieren las bodegas, por lo que el sistema solar puede dimensionarse para elevar la temperatura del sistema de 45ºC a 70ºC y así cumplir con la normativa sanitaria para controlar la legionela.

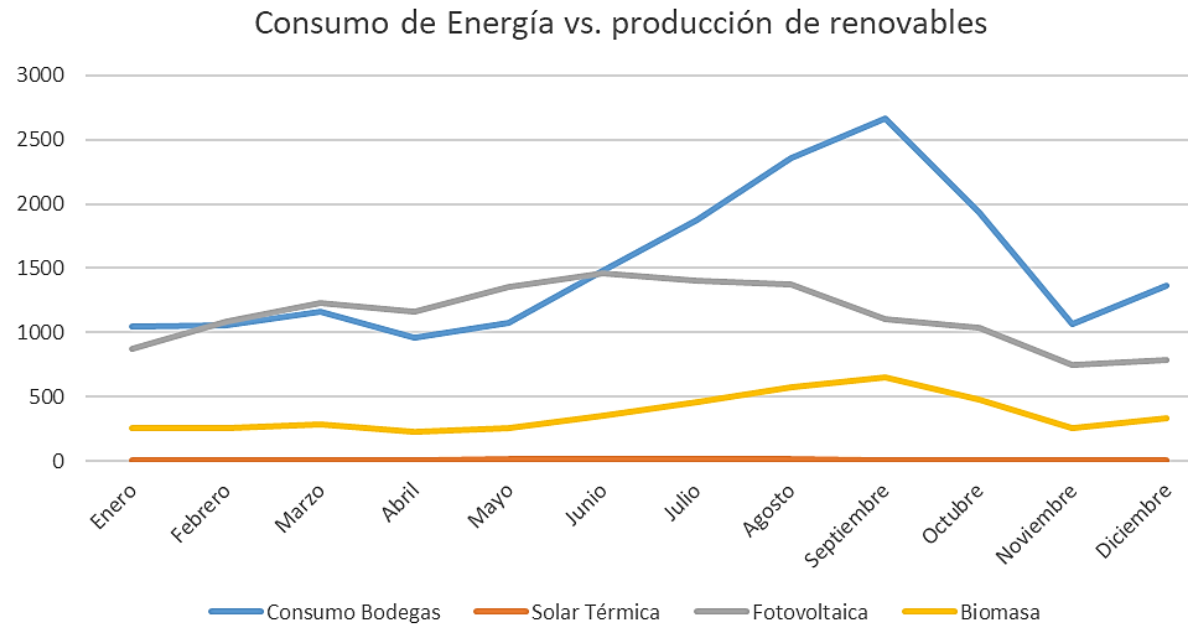


Figura 3. Consumo mensual estimado de Energía de las bodegas de Baleares y potencial de renovables

En la figura 3 podemos ver el perfil estimado de consumo energético de las bodegas de Baleares a partir de los datos obtenidos en varias auditorias. Podemos ver como la energía fotovoltaica puede suplir más del 70% de la energía de las bodegas, instalando 130 Wp/HL de vino, se tendría un potencia a instalar de 9-10 MWp, aunque no coincide el consumo punta con la producción, por lo que es necesario tener un netmetering y compensación económica con las comercializadors. En el caso de la energía solar térmica, aunque se podría aumentar su potencial utilizandola para máquinas de absorción, en nuestro caso sólo se analizado para el Agua Caliente Sanitaria y apoyo a calefacción con un un potencia de 30 a 90 HL/m^2 , supodría un aumento de 2000 m^2 a 6000 m^2, supondría suplir más del 80% del ACS, que supone entre el 1-5% de la energía consumida. El resto de consumos se pueden suplir con una caldera de biomasa a partir del gran potencial que producen las bodegas de restos de poda y uva, los cuales tienen un alto contenido energético que podria suplir del 20 al 50% de la energía, en función del consumo de calefacción, ACS y la parte de

refrigeración con una máquina de absorción, aunque el potencial de la biomasa de las bodegas podría suplir el 100% de la demanda, pero por economía de escala seria difícil que las bodegas pequeñas puedan producir electricidad con la biomasa ya que generalmente se tiene que hacer con sistemas de pirólisis que necesitan una instalación de mucha potencia para que sea rentable su explotación, como se ha comentado antes este tipo de instalaciones si que sería interesante en las grandes bodegas de las zonas vinícolas de España, donde algunas bodegas tienen una producción igual las 120 bodegas de Baleares.

Si tenemos en cuenta que en Baleares la energía fotovoltaica es la que tiene más potencia, con más de 360 MWp de fotovoltaica, la potencia instalada si todas las bodegas lo instalaran supondria menos del 3% del total actual. Según la planificación del gobierno Balear se espera llegar a tener una potencia instalada de fotovoltaica de más de 3000 MWp en los próximos 10 años.

Por lo que a dia de hoy el sistema más fácil de intergrar en las bodegas de Baleares sería la energía solar, térmica y especialmente fotovoltaica, ya que en las cubiertas existentes se puede intergar fácilmente dicha tecnología, y adaptar los sistemas térmicos existentes con los sistemas térmicos. Se puede ver en la figura 4, diferentes bodegas de Baleares que han instalado energía fotovotaica en las cubiertas existentes, tanto inclinada como planas.

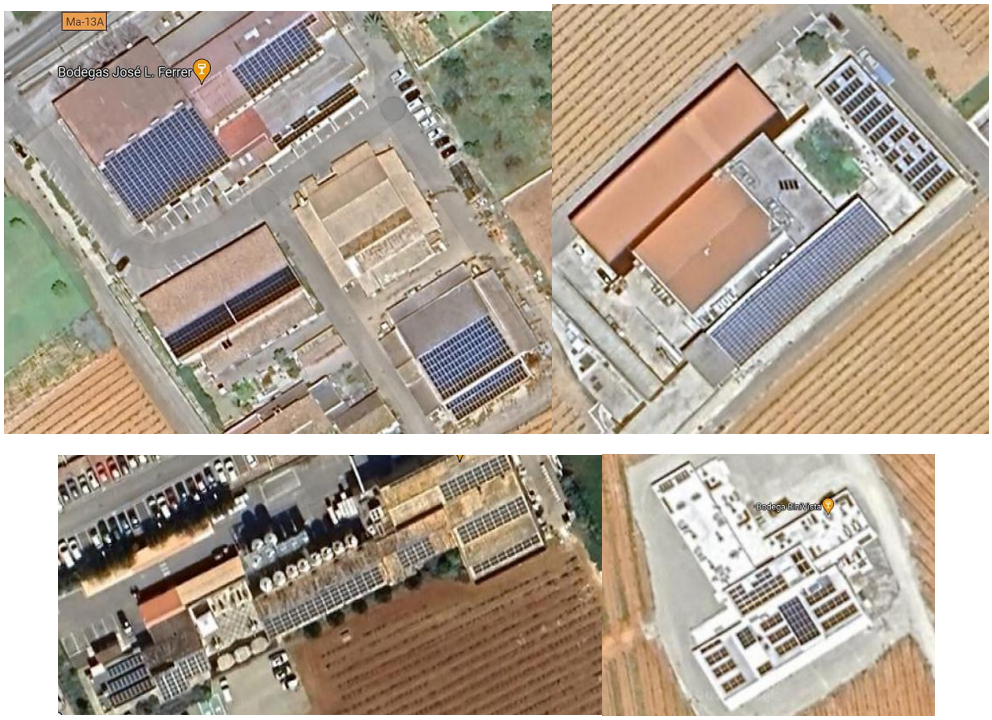


Figura 4. Vista de 4 bodegas con energía fotovoltaica en cubierta; Fuente; Googlemaps

CONCLUSIONES/COMENTÁRIOS FINAIS

En las bodegas de vino se puede llegar a un balance casi nulo de energía con energías renovables, especialmente solar térmica, fotovoltaica y biomasa. En las bodegas existentes analizadas instalando entre 8 a 24 m^2 de paneles térmicos, y de 100 a 200 kWp por bodega y aumentando la eficiencia se podría llegar al 100% de la producción eléctrica a fin de obtener un balance cero.

AGRADECIMIENTOS

Agradecer a las bodegas que han colaborado en los datos para la realización del artículo.

REFERENCIAS/REFERÊNCIAS

S. Marras et al., "Carbon Footprint Assessment on a Mature Vineyard," Agric. For. Meteorol. 214-215, 350 (2015).

K. Anderson, V. Pinella, and S. Nelgen, Global Wine Markets, 1860 to 2016 (Saint Philip Street Press, 2020).

M. Malvoni, P. M. Ongedo, and D. Laforgia, "Analysis of Energy Consumption: A Case Study of an Italian Winery," Energy Procedia 126, 227 (2017).

Dylan Drescher. Energy Consumption of Wine Production. December 5, 2022. Coursework for PH240, Stanford University, Fall 2022

Mervyn Smyth , Alistair Nesbitt . Energy and English wine production: A review of energy use and benchmarking. Energy for Sustainable Development. Vol 23, Dec. 2014, Pag 85-91

Joaquín Fuentes-Pila and José Luis García . Efficient Wineries IEE/12/758/SI2.644752. UPM, Technical University of Madrid. February 2014.

Bartali R. et Alt. Decarbonization of industrial processes: technologies, applications and perspectives of low-temperature solar heat (80-150°C) EuroSun 2020 Proceedings

F. ARREDONDO-RUIZ et Alt. Designs for energy-efficient wine cellars (ageing rooms): a review. Australian Journal of Grape and Wine Research 26, 9–28, 2020

European project Teslaproject.org

OPTIMIZACIÓN DE LA OPERACIÓN DE UNA PLANTA HÍBRIDA CSP+PV+P2H2P

Rovira A.*, Barbero R.*, Subires A.*, Fornés R.*.

*Departamento de Ingeniería Energética, Universidad Nacional de Educación a Distancia (UNED), Calle Juan delRosal, 12, Madrid, 28040, España, rovira@ind.uned.es

RESUMEN

La tecnología convencional de las centrales termosolares no es actualmente competitiva en términos de coste niveladode energía frente a otras alternativas renovables como la energía solar fotovoltaica o la energía eólica. Sin embargo, estas plantas son capaces de proporcionar una gestión versátil con un bajo coste. Una forma de reducir más su coste es su hibridación con energía solar fotovoltaica. Recientemente se están proponiendo sistemas que integran la producción fotovoltaica de forma sinérgica, de modo que se usa no solo para la inyección directa de potencia sino también como elemento de carga del sistema de almacenamiento de la central. También recientemente se están proponiendo sistemas denominados *power-to-heat-to-power*, en los que se hace uso de la variabilidad de los precios de venta de la energía eléctrica para almacenar energía en el sistema de almacenamiento térmico vía resistencias eléctricas. El presente trabajo se centra en esta triple integración con el objetivo de, por un lado, arrojar nuevo conocimiento acerca de esta integración conjunta y, por otro, identificar futuros puntos de mejora en la tecnología.

PALABRAS CLAVE: Energía Solar de Concentración, Hibridación CSP-PV, Bombeo de almacenamientode energía térmica, Sistemas de electricidad a calor a electricidad.

ABSTRACT

Currently, conventional technology or concentrating solar power plants is not competitive in terms of levelized cost of energy if compared to other renewable alternative like solar photovoltaics or wind turbines. However, these plantscan provide high dispatchability at a low cost. A possibility to further reduce their cost is their hybridization with solar photovoltaics. Recently, system that allows a synergistic integration are being proposed, as they the photovoltaics is used not only to increase the power introduced to the grid but also to charge the thermal energy storage system of the plant. Also recently, the so-called power-to-heat-to-power systems are being proposed, which make use of the variability of the price of electricity to store thermal energy via electric heaters. This works focuses on this triple integration with the aim of, on the one side, generating further knowledge on this nitration and, on the other hand, identifying room for improving the technology.

KEYWORDS: Concentrating Solar Power, Hybridisation CSP-PV, Pumped thermal energy storage systems,Power-to-heat-to-power systems.

INTRODUCCIÓN

La tecnología convencional de las centrales termosolares (CSP, por sus siglas en inglés), basada en el acoplamiento de un campo solar, bien de colectores cilindro-parabólicos o bien de helióstatos con receptor en torre central, con un bloque de potencia trabajando según un ciclo Rankine y junto con un sistema de almacenamiento térmico, no es actualmente competitiva en términos de coste nivelado de energía (LCOE) frente a otras alternativas renovables como la energía solar fotovoltaica (PV) o la energía eólica. Sin embargo, las plantas CSP son capaces de proporcionar la característica, a día de hoy única, de ofrecer una gestión versátil en el despacho de energía con un bajo coste. Esta característica es la que mantiene el atractivo de la tecnología, especialmente para futuros escenarios con una mayor penetración de fuentes de energía renovables no gestionables.

Una forma de reducir el LCOE de las centrales termosolares es la hibridación de estos sistemas con, precisamente, energía solar fotovoltaica. Como el coste de generación de la PV es significativamente menor que el de la CSP, su integración bien para incrementar la producción o bien para reducir el consumo de la planta puede reducir el coste de explotación. Como desventaja, la fracción generada por la PV no es gestionable.

Recientemente se están proponiendo sistemas que integran la producción fotovoltaica de forma sinérgica, de modo que se usa no solo para la inyección directa de potencia sino también como elemento de carga del sistema de almacenamiento de la central CSP. Son destacables los planteamientos de Richter et al. (2021), formulando el problema de optimización de la planta, los ejemplos concretos desarrollados por Starke et al. (2018) y Sumayli et al. (2023) y, más recientemente, la optimización planteada por Pilotti et al. (2023) incluyendo almacenamiento en baterías eléctricas, y el trabajo desarrollado por Guccione y Guédez (2023) proponiendo el empleo de ciclos de potencia alternativos al de vapor, basados en CO2 supercrítico.

También recientemente se están proponiendo sistemas denominados power-to-heat-to-power (P2H2P), en los que se hace uso de la variabilidad de los precios de venta de la energía eléctrica para almacenar energía en el sistema de almacenamiento térmico vía resistencias eléctricas, que luego es parcialmente devuelta a la red cuando la demanda de electricidad es alta. Se pueden mencionar los trabajos de Basta et al. (2022), que introduce estos sistemas en plantas basadas en tecnología de carbón, o el análisis de Frate et al. (2021) acerca del coste de la tecnología.

La combinación de ambas estrategias, hibridación con PV y almacenamiento de energía sobrante en momentos de baja demanda vía P2H2P, supone un paso adelante que puede repercutir en un mejor aprovechamiento de los recursos y de la planta CSP.

El presente trabajo se centra en esa triple integración, formulando un problema de optimización similar a los comentados previamente, pero introduciendo la variable de compra de electricidad procedente de la red. El objetivo de dicha integración es, por un lado, arrojar nuevo conocimiento acerca de esta integración conjunta, menos explorada que las anteriores y, por otro, identificar futuros puntos de mejora en la tecnología CSP ante posibles escenarios como los propuestos.

CONFIGURACIONES ANALIZADAS

La configuración de referencia, denominada CSP, consiste en una planta CSP convencional, con un campo de heliostatos con receptor en torre central, que calienta sales fundidas hasta una temperatura de aproximadamente 565 ºC y las envía a un sistema de almacenamiento de doble tanque (TES, por sus siglas en inglés). Las sales, a su vez, se envían a un generador de vapor (*molten salt steam generator*, MSSG) donde producen vapor. Este vapor se usa en un ciclo de tipo Rankine para producir potencia mecánica y, posteriormente, eléctrica que se vierte a la red. Elesquema de esta configuración se muestra en la Fig. 1 (izquierda).

La potencia nominal de la planta CSP se fija en 100 MWe, y se supone un rendimiento térmico nominal del 40%. Elcampo solar se dimensiona para que el múltiplo solar sea de 2:1, y la capacidad del sistema de almacenamiento se fija en 8 h. Todos esos valores son convencionales y típicos en la tecnología CSP.

Con objeto de reducir el LCOE de la central, a la configuración de referencia se le puede incorporar un campo de paneles fotovoltaicos, conformando una central híbrida, que se denominará CSP-PV. Para favorecer la integración de las dos tecnologías, la producción de electricidad por medio de la tecnología PV se puede destinar, o bien para la venta de energía a la red, o bien para cargar el sistema de almacenamiento térmico propio de la tecnología CSP, gracias al uso de resistencias eléctricas. De esa forma, cuando el precio de venta de electricidad sea muy bajo, se puede destinar la energía producida a almacenar energía térmica en el sistema de almacenamiento térmico. Posteriormente, cuando el precio de la electricidad sea mayor, dicha energía térmica se convertirá en eléctrica en el ciclo de termodinámico. Esta gestión de la energía permite diferenciar la operación planta integrada del funcionamiento de las dos centrales CSP y PV, trabajando de forma separada, introduciendo sinergias ya que, en cierto modo, se permite la gestión de la energía producida por la tecnología PV (no gestionable en su operación convencional), mejorar el factor de capacidad de la central CSP y, en definitiva, despachar electricidad en los momentos de mayor demanda y precio. El esquema de la central se muestra en la Fig. 1 (derecha).

En la configuración CSP-PV, los parámetros de diseño y tamaños relativos a la parte de la tecnología CSP se mantienen iguales a los de la configuración de referencia. Por otro lado, la potencia nominal del campo PV se establece en 100 MW, por lo que la potencia máxima es de 200 MW, y se supone seguimiento solar en dos ejes.

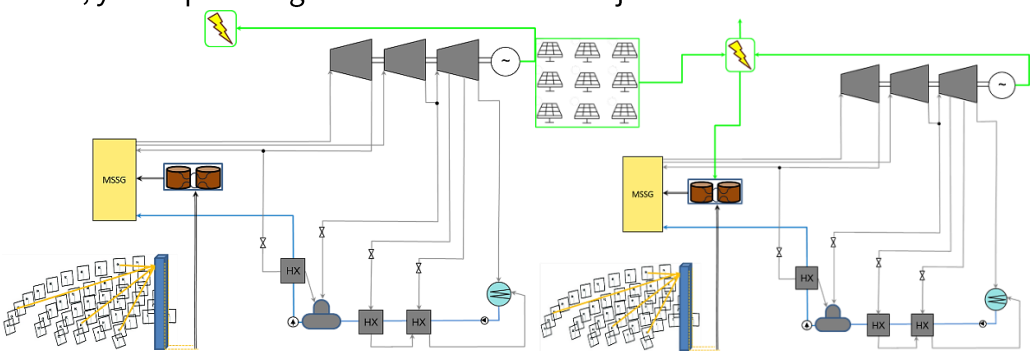


Fig. 1. Configuración CSP (izquierda) y configuración híbrida CSP-PV (derecha).

Como alternativa a la hibridación anterior, existe la posibilidad de introducir las resistencias eléctricas sin instalar elcampo fotovoltaico, de forma que, en los periodos en los que interesa cargar el TES por ser el precio de la electricidadbajo, la electricidad se ha de comprar a la red en lugar de auto consumir la producción fotovoltaica. Dicha configuración se denomina CSP-E. Como desventaja frente a la anterior, la electricidad se debe comprar. Como ventaja, la disponibilidad de carga del sistema de almacenamiento no queda restringida a las horas de insolación, sinoque se puede efectuar a conveniencia en cualquier momento del día. El esquema de la configuración se presenta en la Fig. 2 (izquierda).

La parte de CSP de la configuración es igual a la de las configuraciones anteriores. Con respecto a la compra de energía eléctrica, se impone la condición de consumir una potencia máxima de entrada igual a la potencia nominal del ciclo de potencia, 100 MWe.

La última configuración propuesta, denominada CSP-E-PV, incluye todos los sistemas anteriores, introduciendo la máxima versatilidad a la planta. Su esquema se presenta en la figura Fig. 2 (derecha). El diseño de la planta CSP es igual a los casos anteriores. Las dimensiones del campo PV son las mismas que en la configuración CSP-PV, y la potencia máxima que se permite consumir procedente de la red es la misma que en la configuración anterior, CSP-E.

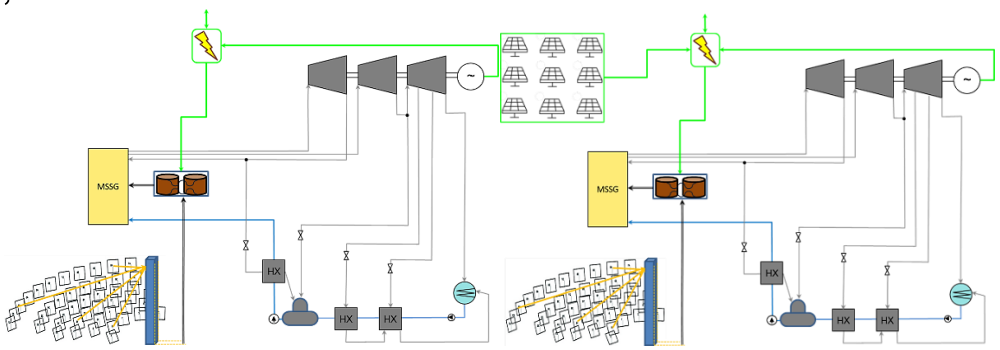


Fig. 2. Configuración híbrida CSP-P2H2P (izquierda) y configuración híbrida CSP-PV-P2H2P (derecha).

METODOLOGÍA

Las distintas configuraciones se simulan suponiendo que están situadas en Sevilla. Para ello, se utiliza el año meteorológico tipo en dicha localidad. Asimismo, se considera el precio de la electricidad del mercado mayorista deEspaña y Portugal correspondiente al año 2022. El comportamiento del campo de heliostatos y la torre central se caracteriza de la misma forma que en el trabajo de Rovira et al. (2023). Para el campo fotovoltaico, con seguimientoen dos ejes, se supone que la producción es proporcional a la radiación directa. El rendimiento del ciclo de potencia se caracteriza en función de la temperatura ambiental y del grado de carga según la Ec (1):

$$\eta = \eta_{nom} \cdot \left(1 - \frac{T_{cond} - T_{cond,nom}}{T_{vapor} - T_{cond,nom}}\right) \cdot (0.2 + 0.8 \cdot gc) \qquad (1)$$

En la Ec (1), el primer factor es el rendimiento nominal de la planta con una temperatura de vapor de 550 ºC (15 ºC inferior a la de las sales), una temperatura de condensación de 35 ºC (diez grados superior a la ambiental) y trabajandoal 100% de carga. El segundo factor corrige el rendimiento en función de la temperatura ambiental a través de la temperatura

de condensación, que se se supone que varía de la misma forma que la temperatura ambiental, manteniendo la diferencia de temperaturas en el condensador. Por otro lado, al mantenerse la temperatura de las lases,se puede suponer que la temperatura del vapor también se mantiene constante. La expresión de la variación del rendimiento con la temperatura de condensación procede de asemejar dicha variación con la del rendimiento un ciclo de Carnot trabajando bajo las mismas temperaturas máximas y mínimas. Por último, el último factor introduce un descenso lineal en el valor del rendimiento conforme se reduce la carga.

En todos los casos, se evaluará en comportamiento de la central de forma horaria para todas las horas del año. Para ello, se usa un algoritmo genético que optimiza la operación de la central. Para la configuración CSP, los datos de entrada para la optimización de la operación de la planta son:

- la temperatura ambiental;
- el precio de la electricidad;
- y la energía térmica producida por la torre central.

El problema de optimización tendría 24 variables independientes, que se corresponderían con el grado de carga de la central en cada una de las horas del día. Para reducir el número de grados de libertad, habida cuenta que se conoce la energía que se producirá durante el día en la torre central, se determina de antemano:

- Que la central puede estar encendida tantas horas como las que garantice como máximo el sistema de almacenamiento en ese día (el máximo de entre la capacidad máxima y el número de horas equivalente quede horas que genera la torre ese día). Como estas se pueden gestionar libremente, se seleccionan para ser variables independientes aquellas en las que el precio de venta es mayor.
- Que la central debe estar apagada en el resto de horas, puesto que el precio es menor, pero solamente cuandono sea posible hacer desenfoque por no tener llegada de recurso solar, puesto que no tiene sentido desenfocarsi se puede seguir produciendo aunque el precio de venta no sea alto. En definitiva, se considera que solo tiene sentido encender con un bajo precio para se pretende evitar el desenfoque.

Una vez determinado el grado de carga en cada una de las posibles horas del día, se procede a analizar si es o no necesario desenfocar los heliostatos si el sistema de almacenamiento eventualmente se llena. Las horas que se seleccionan para el eventual desenfoque son aquella en la que se alcanza la máxima capacidad de almacenamiento (si no tuviera limitación de capacidad) y las inmediatamente anteriores, desenfocando tanto tiempo como haga falta para dejar el almacenamiento completamente cargado.

En el caso de la configuración CSP-PV, los datos de entrada son los mismos más la potencia producida por el campoPV. Las variables independientes serían, como en el caso anterior, el grado de carga cada una de las 24 horas del díay, adicionalmente, más las *n* variables correspondientes a la potencia procedente del campo fotovoltaico que se destinaa cargar el sistema de almacenamiento en cada una de las *n* horas en las que está operativo.

Para reducir el número de variables se realizan las siguientes operaciones:

- Al igual que en el caso anterior, la central puede estar encendida tantas horas como las que garantice como máximo el sistema de almacenamiento en ese día, seleccionándose aquellas en las que el precio de venta es mayor.
- Se comprueba si el precio de venta durante las horas en las que el campo PV produce es lo suficientemente bajo para que, tras el almacenamiento y la conversión a potencia posterior, sea beneficioso en términos económicos. En concreto, el beneficio δB_{ij} de vender en una hora i tras haber almacenado en la hora j es:

$$\delta B_{ij} = v_i \cdot \delta p_i - v_j \cdot \delta e_j \quad (2)$$

Donde v es el precio de venta, δp es el incremento de producción y δe el consumo de electricidad procedentedel campo PV. La Ec (2) se puede reescribir de la forma siguiente:

$$\delta B_{ij} = v_i \cdot \frac{\partial p_i}{\partial e_i} \cdot \delta e_i - v_j \cdot \delta e_j \quad (3)$$

Donde ei es la energía consumida para accionar el ciclo y ej la usada para cargar el sistema de almacenamiento procedente del campo PV. Como ambas deben ser iguales, la condición resulta:

$$v_i \cdot \frac{\partial p_i}{\partial e_i} > v_j \quad (4)$$

La ecuación Ec (4) debe aplicarse a todas las horas j en las que hay producción fotovoltaica y compararla con la hora i de mayor precio de venta que para el que no se haya garantizado la venta en el paso anterior.

- Al igual que en la configuración anterior, la central debe estar apagada en el resto de horas en las que no se garantiza la producción en el primer paso (puesto que el precio es menor) y simultáneamente no haya de recurso solar. De este conjunto de horas apagadas se suprimen las mejores horas (en términos de precio de venta) en las que ahora sí se puede producir gracias a la carga del almacenamiento por la PV. Para ello, se eliminan tantas horas como el número de horas en las que sea susceptible la carga del TES con PV.

En el caso de las configuraciones CSP-E y CSP-E-PV, los datos y las variables independientes son las mismas que en el de la configuración CSP-PV, con la salvedad de que no se introduce la restricción de cargar el TES en horas de producción de PV, puesto que la compra puede realizarse en cualquier momento.

RESULTADOS

La Fig. 3 muestra los resultados para el caso de un día con recurso solar nulo y una curva de precios de venta de energía poco variables. Como se puede observar, debido a la ausencia de recurso solar la, ni la torre central de las distintas configuraciones ni el campo fotovoltaico de aquellas que lo incluyen es capaz de producir potencia. Además,debido a que la curva de precios es plana durante todo el día, en las configuraciones capaces de

comprar electricidad, CSP-E y CSP-E-PV, no es beneficiosa la carga del sistema de almacenamiento con electricidad de la red, por lo quela central está apagada. La Fig. 4 muestra un día con recurso solar igualmente nulo pero con una alta variabilidad enel precio de la electricidad. Se observa que en las configuraciones CSP y CSP-PV no hay producción, pero que en lasCSP-E y CSP-PV sí se procede a cargar el TES durante las horas de precio muy bajo, y se procede a la operación delciclo de potencia durante las horas de mayor precio de la electricidad.

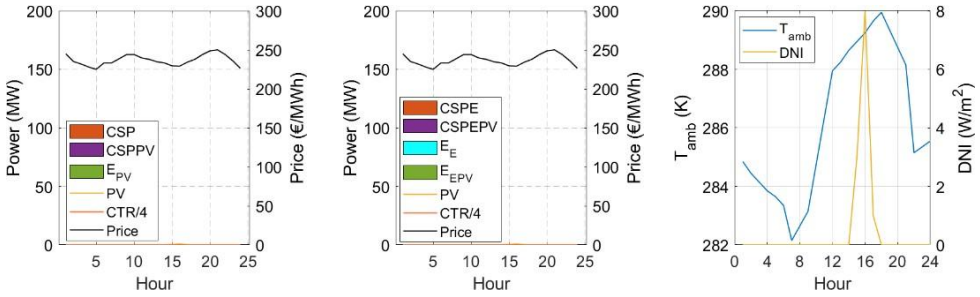


Fig. 3. Producción de las distintas configuraciones y condiciones ambientales durante días de recurso solar nulo ypoca variabilidad del precio de la electricidad (26 de enero).

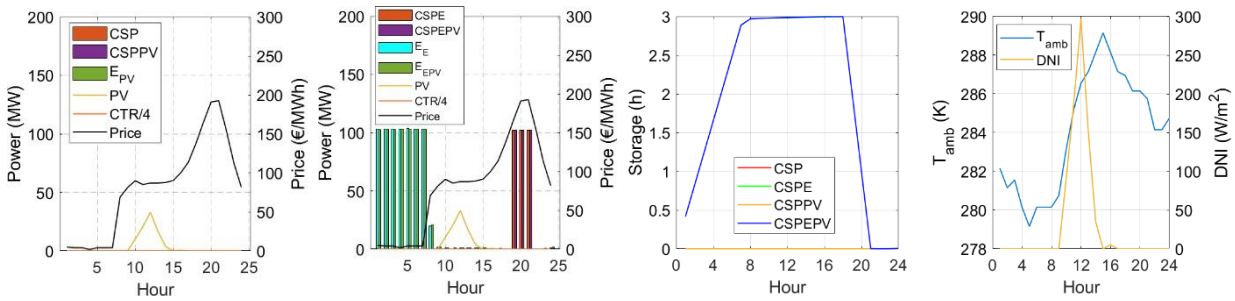


Fig. 4. Producción de las distintas configuraciones, gestión del sistema de almacenamiento térmico y condicionesambientales durante días de recurso solar nulo y alta variabilidad del precio de la electricidad (14 de diciembre).

Las Fig. 5 y Fig. 6 muestran días de recurso solar escaso y baja y alta variabilidad de los precios de la electricidad,respectivamente. En el día de baja variabilidad se observa que la central, en cualquiera de sus configuraciones, trabaja durante las horas de máximos precios de venta, pero no se carga el sistema de almacenamiento ni con electricidad procedente del campo PV ni de la red eléctrica. Sin embargo, en el día con alta variabilidad se observa que, para la configuración CSP-PV sí es beneficioso usar la producción de PV para cargar el almacenamiento, extendiendo una hora adicional la producción con alto precio de venta. En las configuraciones CSP-E y CSP-E-PV, la carga del TES con electricidad es mayor y la operación de la central se puede extender durante más tiempo, vendiendo energía en horarios con alto precio de la electricidad.

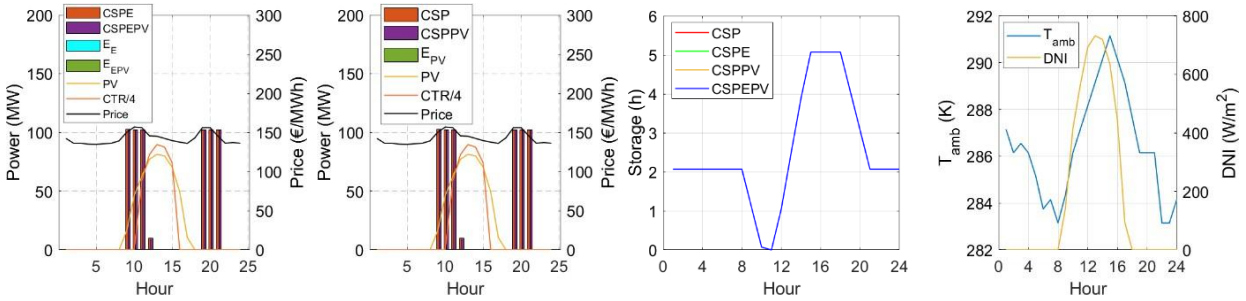


Fig. 5. Producción de las distintas configuraciones, gestión del sistema de almacenamiento térmico y condicionesambientales durante días de recurso solar escaso y baja variabilidad del precio de la electricidad (7 de diciembre).

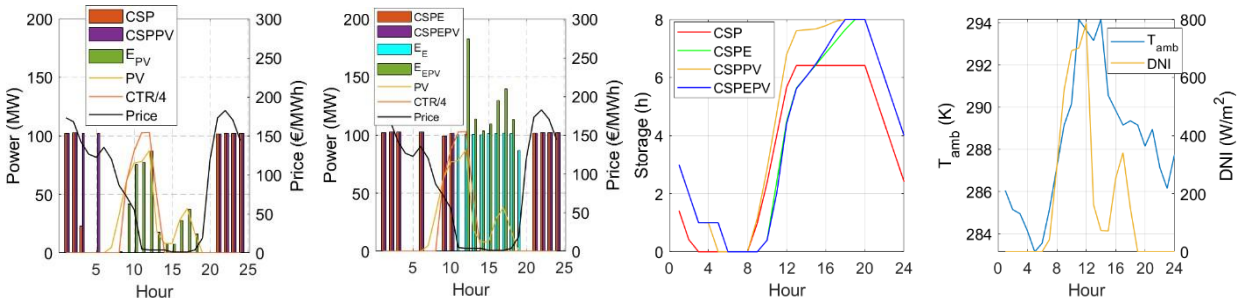


Fig. 6. Producción de las distintas configuraciones, gestión del sistema de almacenamiento térmico y condicionesambientales durante días de recurso solar escaso y alta variabilidad del precio de la electricidad (23 de abril).

Las Fig. 7 y Fig. 8 son análogas a las anteriores, pero en días con un recurso solar mayor. Se observa un comportamiento muy similar a los días con escasa radiación solar, si bien la contribución de la parte CSP de las configuraciones es significativamente mayor.

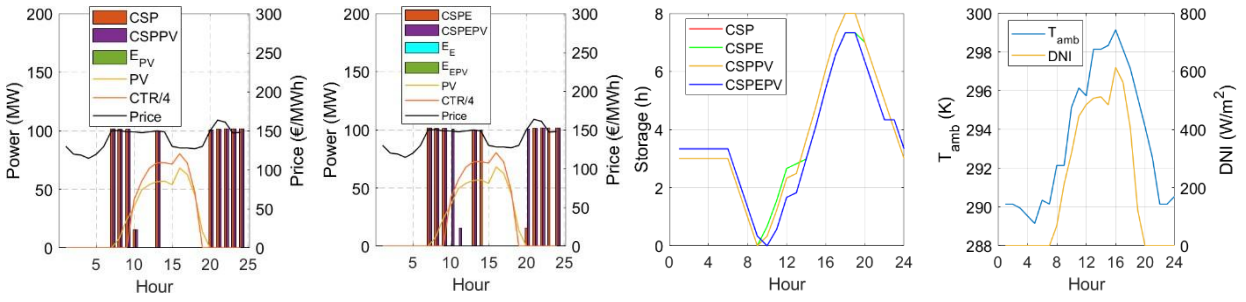


Fig. 7. Producción de las distintas configuraciones, gestión del sistema de almacenamiento térmico y condicionesambientales durante días de recurso solar moderado y baja variabilidad del precio de la electricidad (5 de julio).

Por último, las Fig. 9 y Fig. 10 muestran la operación de la central en días con un recurso solar muy alto y precios deventa con poca y mucha variabilidad, respectivamente. Debido al gran número de horas en los que es posible trabajarcon energía procedente de la torre

central, los sistemas de carga del TES no introducen mejoras en estos días ni siquiera cuando la variabilidad del precio de la electricidad es alta.

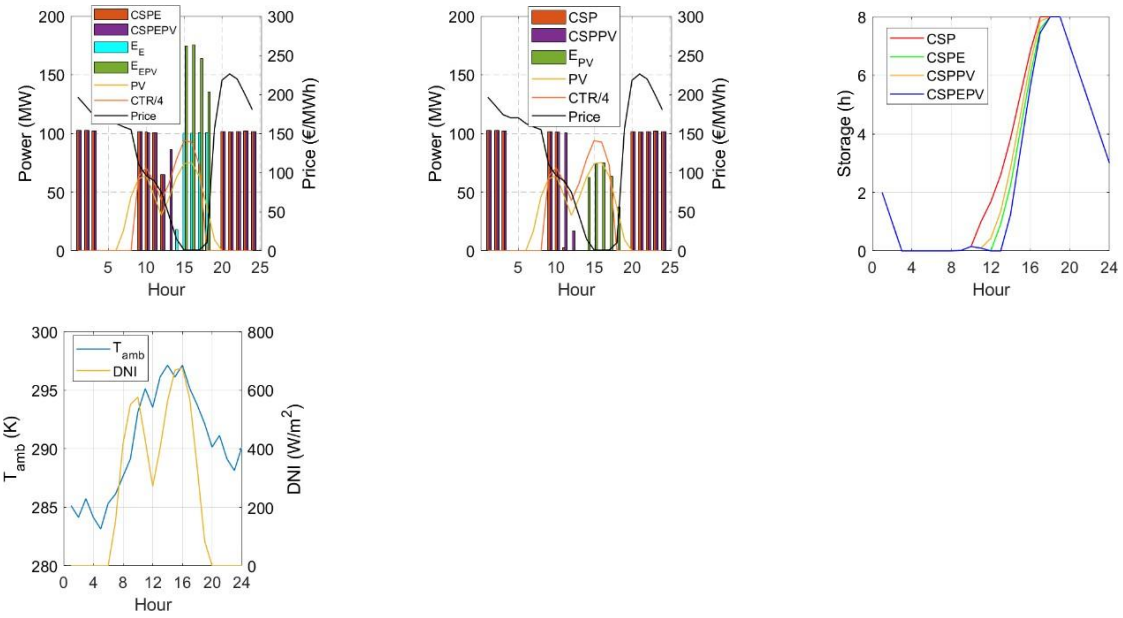


Fig. 8. Producción de las distintas configuraciones, gestión del sistema de almacenamiento térmico y condicionesambientales durante días de recurso solar moderado y alta variabilidad del precio de la electricidad (15 de mayo).

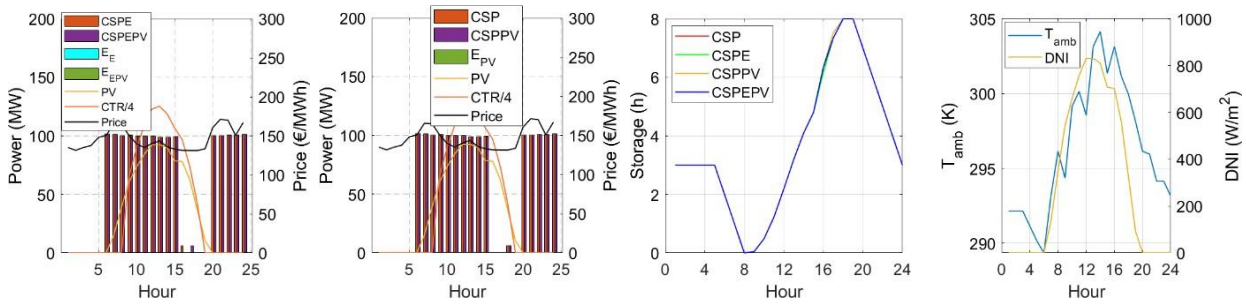


Fig. 9. Producción de las distintas configuraciones, gestión del sistema de almacenamiento térmico y condicionesambientales durante días de recurso solar alto y baja variabilidad del precio de la electricidad (28 de junio).

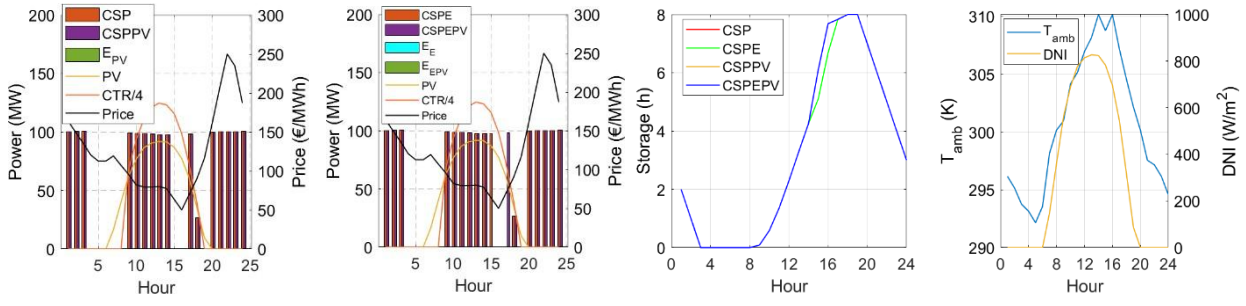


Fig. 10. Producción de las distintas configuraciones, gestión del sistema de almacenamiento térmico y condicionesambientales durante días de recurso solar alto y alta variabilidad del precio de la electricidad (19 de junio).

Tabla 1. Resultados del comportamiento anual de la planta.

	CSP	CSP-PV	CSP-E	CSP-E-PV
Producción de la planta	321.7 GWh	516.7 GWh	310.9 GWh	507.2 GWh
Energía vendida	321.7 GWh	516.7 GWh	329.2 GWh	523.9 GWh
Energía comprada	0	0	18.3 GWh	16.7 GWh
Producción bloque de potencia	321.7 GWh	323.6 GWh	329.5 GWh	330.4 GWh
Producción PV	0	197.0 GWh	0	197.0 GWh
Venta PV	0	19.3 GWh	0	19.4 GWh
Ingresos totales	60.1 M€	90.3 M€	60.4 M€	90.6 M€
Venta de energía	60.1 M€	90.3 M€	61.0 M€	91.1 M€
Compra de energía	0	0	0.6 M€	0.5 M€
Precio medio de venta	186.9 €/MWh	174.7 €/MWh	185.3 €/MWh	174.0 €/MWh
Precio medio de compra	-	-	32.9 €/MWh	30.2 €/MWh
Horas de venta	5174 h	6570 h	6124 h	6619 h
Horas de compra	0	0	2636	869

La Tabla 1 presenta los resultados anuales teniendo en cuanta la optimización de la operación cada uno de los días del año para todas las configuraciones. Se puede observar que, a pesar de que la energía neta producida por la configuración CSP-E es menor que la correspondiente a la configuración CSP, la venta tanto en términos de energía como de ingresos es mayor, y la configuración CSP-E proporciona mayores beneficios, que tendrán que ser contrastados con el coste incremental de introducir las resistencias eléctricas. La comparación es análoga para las configuraciones CSP-PV y CSP-E-PV, si bien el volumen de energía vendido es significativamente mayor por la contribución de la producción del campo PV.

Es interesante comprobar que el precio medio de venta es significativamente mayor al de compra en las configuraciones que permiten dicha compra. Asimismo, es interesante resaltar que dicho precio medio de venta se correspondería con el LCOE máximo que se debería alcanzar para que la configuración fuese rentable. A ese respecto,se observa que las configuraciones que introducen PV, si tendrán un mejor LCOE, también venden la energía a un precio menor. Por último, comparando las dos configuraciones que permiten compra de electricidad de la red, CSP-E y CSP-E-PV, se observa que el número de horas de compra en energía es mucho menor cuando se introduce el campo PV, puesto que se procede a consumir de la propia producción en lugar de tomar la electricidad de la red.

CONCLUSIONES

En este trabajo se optimiza y se compara la operación de cuatro configuraciones de plantas termosolares, denominadas CSP (referencia), CSP-PV (integración con PV con posibilidad de carga del sistema de almacenamiento con la producción PV), CSP-E (compra de electricidad de la red con posibilidad de carga de almacenamiento con dicha electricidad) y CSP-E-PV (todos los sistemas integrados). De la optimización se deduce que los sistemas propuestos son interesantes en escenarios de alta variabilidad del precio de venta de la electricidad, puesto en días con poca variación del precio no interesa el almacenamiento térmico con carga eléctrica. Asimismo, se observa que los sistemas son especialmente operativos cuando el recurso solar no es excesivamente alto pues, en esos casos, el número de horas en los que la central está operativa es alto y el sistema de almacenamiento se carga completamente sin necesidad de electricidad. Todos los sistemas propuestos introducen un aumento de beneficio sobre la referencia, que deberá ser contrastado con el coste incremental de introducir el campo PV y las resistencias eléctricas. Por último, de los resultados obtenidos se concluye que las configuraciones propuestas pueden introducir mejoras en la tecnología y son susceptibles de ser optimizados considerando variables adicionales como el tamaño relativo del campo solar, del campo fotovoltaico y del sistema de almacenamiento.

AGRADECIMIENTOS

Esta publicación es parte de proyecto de I+D+i PID2019-110283RB-C31 y de la ayuda PRE2020-094353, financiados por MCIN/ AEI/10.13039/501100011033/, por “FEDER Una manera de hacer Europa” y por FSE invierte en tu futuro.

REFERENCIAS

Basta A. el al. (2022). Conversion of combined heat and power coal-fired plants to Carnot batteries—Prospective sites for early grid-scale applications. J. Energy Storage 55, 105548.

Frate G. F. et al. (2021). Energy storage for grid-scale applications: Technology review and economic feasibility analysis. Renew. Energy 163, 1754–1772.

Guccione, S., Guedez, R. (2023). Techno-economic optimization of molten salt based CSP plants through integration of supercritical CO2 cycles and hybridization with PV and electric heaters. *Energy* 283, 128528.

Pilotti, L. et al. (2023). Simultaneous design and operational optimization of hybrid CSP-PV plants. *Applied Energy*

331, 120369.

Richter, P., Trimborn, T., Aldenhoff, L. (2021). Predictive storage strategy for optimal design of hybrid CSP-PV plants with immersion heater. *Solar Energy* 218, 237–250.

Rovira, A. et al. (2023). Towards High Solar Contribution in Hybrid CSP-Combined Cycle Gas Turbine Plants. Int. J. Energy Res. 8289873.

Starke, A. R., Cardemil, J. M., Escobar, R. Colle, S. (2018). Multi-objective optimization of hybrid CSP-PV systemusing genetic algorithm. *Energy* 147, 490e503.

Sumayli, H., et al. (2023). Integrated CSP-PV hybrid solar power plant for two cities in Saudi Arabia. Case Studies in Thermal Engineering 44, 102835.

PROYECTO ASTEP: ESTADO Y PROGRESO HASTA 2024

Rovira A.*, Abbas R.**, Solano J.P.***, Barnetche M.**, Muñoz J.****, Ibarra M.*, Barbero R.*

*Departamento de Ingeniería Energética, Universidad Nacional de Educación a Distancia (UNED), Calle Juan del Rosal, 12, Madrid, 28040, España, rovira@ind.uned.es

**Departamento de Ingeniería Energética y Fluidomecánica, Universidad Politécnica de Madrid (UPM), Calle José Gutiérrez Abascal, 2, 28006 Madrid, España, ruben.abbas@upm.es

***Departamento de Ingeniería Térmica y de Fluidos, Universidad Politécnica de Cartagena (UPCT), Campus Muralla del Mar, 30202 Cartagena, España, JuanP.Solano@upct.es

****Departamento de Ingeniería Mecánica y Energía, Universidad Miguel Hernández de Elche, Av. de laUniversidad s/n (03202), Elche, España, jose.munozc@umh.es

RESUMEN

La energía solar térmica para procesos industriales (SHIP por sus siglas en inglés) está adquiriendo una relevancia creciente como una de las formas de satisfacer la demanda de energía térmica necesaria para la industria. Esto conlleva un doble beneficio: en primer lugar, al utilizar una fuente de energía renovable, se reduce el consumo de combustibles fósiles, así como las emisiones de contaminantes y gases de efecto invernadero a la atmósfera; en segundo lugar, el calor para los procesos industriales se postula como un nicho de mercado distinto para la tecnologíasolar, lo que puede conducir a una disminución en el coste de los colectores solares mediante economías de escala enla fabricación y avances en la curva de aprendizaje en la implementación. Este trabajo presenta el proyecto ASTEP (Application of Solar Thermal Energy to Processes), que desarrolla un concepto innovador de SHIP, así como los avances actuales, recopilando los resultados del proyecto hasta la fecha.

PALABRAS CLAVE: Energía Solar de Concentración, Energía Solar Térmica para Procesos Industriales, Sistemas de Almacenamiento Térmico, Almacenamiento con materiales de cambio de fase, Colectores SolaresFresnel Rotativos.

ABSTRACT

Solar Heat for Industrial Processes (SHIP) is gaining interest as a path to meet the thermal energy demand in the industrial sector. Its introduction conveys a double benefit: first, the use of a renewable resource reduces the consumption of fossil fuels, as well as the emission of pollutants and greenhouse gases, while contributing to the decarbonization; second, SHIP technology can become into a specific and different market niche that make contribute to reduce the cost of concentrated solar energy with the introduction of economies of scale and advances in the learning curve for a cheap deployment of the technology. This work

presents the ASTEP (Application of Solar Thermal Energy to Processes) project, which develops an innovative SHIP concept, and its progress up to date.

KEYWORDS: Concentrating Solar Power, Solar Heat for Industrial Processes, Thermal Energy Storage, Phase Change Material, Rotatory Fresnel Collector.

INTRODUCCIÓN

La energía solar térmica para procesos industriales (SHIP) está adquiriendo una relevancia cada vez mayor como una de las formas de satisfacer la alta demanda de energía térmica requerida por la industria. Esto implica un doble beneficio: en primer lugar, al usar una fuente de energía renovable, se reduce el consumo de combustibles fósiles y, por lo tanto, la emisión de contaminación y gases de efecto invernadero a la atmósfera; en segundo lugar, el calor para procesos industriales se convierte en un nuevo nicho de mercado para la tecnología solar, lo que puede llevar a una disminución en el costo de los colectores solares a través de economías de escala en la fabricación y avances en la curva de aprendizaje en la implementación.

Según el Laboratorio Nacional de Energía Renovable (NREL) de los Estados Unidos, la Unión Europea (UE) ha sido líder en el uso, desarrollo, implementación y seguimiento de plantas SHIP en la última década. Sin embargo, hasta la fecha, esto se ha limitado en gran medida a cargas de calor por debajo de 150 ºC. El siguiente paso en la adopción a gran escala de la calefacción solar de procesos es desarrollar tecnologías y metodologías para la producción de energía solar térmica aplicada a procesos industriales de forma fiable y por encima de 150 ºC, lo que ampliará las posibilidades de explotación.

En la actualidad, existen algo más de un centenar de sistemas SHIP operativos en Europa, según la base de datos de plantas SHIP de la Tarea 49 de la AIE, y solo una veintena de ellos funcionan a temperaturas superiores a 150 ºC. El objetivo principal del proyecto ASTEP (Application of Solar Thermal Energy to Processes) es desarrollar un nuevo concepto de energía solar aplicado a la industria (SHIP) y demostrar su viabilidad en dos sitios de demostración industrial relevantes ubicados en dos regiones climáticas diferentes: Iasi en Rumania y Corinto en Grecia. Para ello, se están construyendo dos demostradores de la tecnología capaces de suministrar energía térmica para satisfacer las demandas de calor por encima de 150 ºC y frío en las condiciones que requieren los procesos industriales de las respectivas industrias.

Los objetivos del proyecto se pueden resumir en tres:

1. Desarrollar las distintas tecnologías involucradas en el concepto ASTEP: el colector solar SunDial, el sistema de almacenamiento térmico basado en materiales de cambio de fase y la integración de las tecnologías junto con el sistema de control.

2. Demostrar la tecnología ASTEP a una escala de 25 kW en dos sitios industriales relevantes. Para ello, se están construyendo y se instalarán los conceptos de los tres principales subsistemas (SunDial, almacenamiento térmico y sistema de concepto integrado), se probarán en laboratorio de forma independiente y se enviarán a los usuarios finales para la prueba de la tecnología ya integrada y en condiciones operativas relevantes y reales.

3. Evaluar la sostenibilidad del concepto ASTEP. Los beneficios de la tecnología ASTEP cubren aspectos no solo ambientales sino también políticos y socio-económicos. Para su evaluación se emplean distintas herramientas como el análisis del ciclo de vida, el cálculo del CAPEX, OPEX y coste nivelado del calor producido (LCOH por sus siglas en inglés), el análisis de ciclo de vida social y la aceptación social.

En los siguientes apartados se describen brevemente las principales tecnologías del proyecto, así como los casos de estudio en los que se probarán. Posteriormente, se muestra el estado actual del proyecto y los resultados obtenidos deforma preliminar y, finalmente, se esbozan los trabajos a realizar hasta el final del proyecto.

SUNDIAL, EL COLECTOR SOLAR FRESNEL ROTATIVO

Los colectores solares para procesos industriales generalmente son o de tipo plano sin concentración (o con pequeña concentración), colectores Fresnel lineales y colectores cilindro-parabólicos. Los dos últimos son capaces de alcanzar temperaturas muy por encima de 150 ºC, pero son sistemas adaptados que proceden del sector de generación de energía, generalmente con un alto coste de mantenimiento. En ASTEP se propone un concepto innovador, el SunDial,que tiene como objetivo principal limitar los requisitos de instalación, mantenimiento y operación.

El SunDial es un colector Fresnel rotatorio que consiste en una plataforma horizontal que gira alrededor de un eje vertical, con un concentrador lineal instalado en la plataforma. El campo solar consiste en espejos curvados paralelosa la línea del receptor que se utilizan como concentrador. Para limitar su coste y por los requisitos necesarios, estos espejos curvados proceden de espejos planos que se doblan in situ, simplificando la instalación.

Se consideran dos diseños del dispositivo SunDial, que se ilustran en la Fig. 1. En el primero, la condición de trabajopara este sistema Fresnel es que el sol debe estar en el plano de simetría del concentrador, es decir, el sistema debe girar en el ángulo azimutal durante el día. En este diseño, los espejos están fijos a la estructura. La compacidad del sistema y los espejos fijos conducen a una solución de bajo coste con una alta precisión de enfoque.

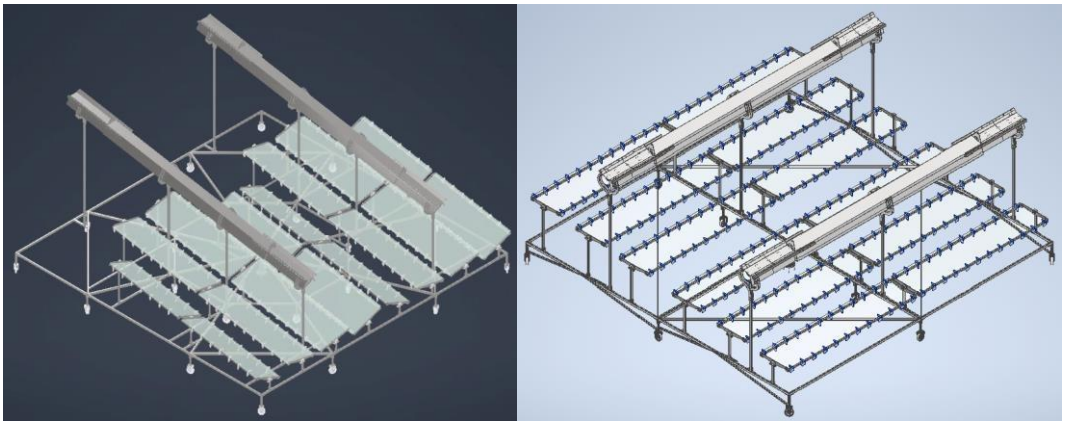


Fig. 1. CAD de las dos versiones del SunDial con sistema de seguimiento solar en uno (izquierda) y dos (derecha)ejes, para los casos de estudio de Mandrekas y AMTP, respectivamente.

En el segundo diseño, el SunDial consiste en varias filas de espejos giratorios en lugar de fijos. Los espejos y el receptor están instalados en la plataforma rotativa que gira alrededor de un eje vertical para mantener el sol dentro del plano transversal del colector. Al mismo tiempo, los espejos girarán alrededor de su eje longitudinal para reflejarhacia el receptor a medida que varía la altitud del sol. Así, el sistema sigue al sol utilizando un sistema de

seguimientode dos ejes, es decir, la plataforma gira con el ángulo azimutal del sol y el ángulo de inclinación de los espejos cambiasiguiendo la altitud solar. Esta solución comparte las ventajas de la anterior en cuanto a la reducción de costes, simplicidad y compacidad. El sistema de seguimiento adicional (inclinación de los espejos) introduce ciertacomplejidad -y el coste correspondiente- pero proporciona un mayor rendimiento, que permita el uso de la tecnologíaFresnel a altitudes en las que las tecnologías convencionales no pueden operar.

SISTEMA DE ALMACENAMIENTO TÉRMICO

Como sistema de almacenamiento térmico, se está desarrollando un sistema basado en materiales de cambio de fase(PCM) con insertos de mejora de transferencia de calor pasivas, a modo de aletas, con el objetivo de almacenar el exceso de energía térmica solar durante las horas pico de recurso solar y entregarla según la demanda del usuario final bajo condiciones de potencia controlada.

El diseño pasivo comprende la aplicación de estructuras de panal que se ubican en una carcasa y tienen la forma de multitubos con elementos integrados que mejoran la transferencia de calor. El fluido de transferencia de calor fluye a través de los tubos internos, y el PCM se almacena en el lado de la carcasa, llenando la estructura creada por el panal.

El desarrollo del sistema comprende la selección del material de cambio de fase, el diseño de los instertos, el métodopara su fabricación, el diseño de los acumuladores y los ensayos de comportamiento térmico y ante posible corrosión.

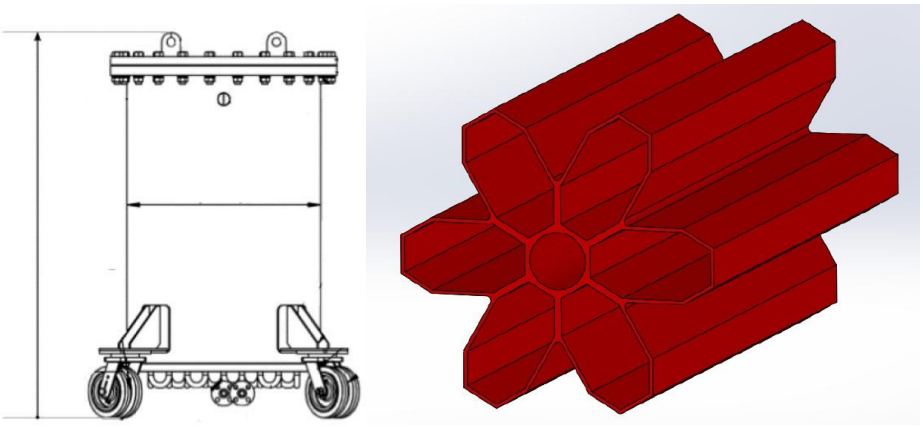


Fig. 2. CAD del acumulador y los insertos del sistema de almacenamiento térmico.

CASOS DE ESTUDIO

Mandrekas

La empresa MANDREKAS es una industria lecha ubicada en Corinto (latitud 37.93 N), por tanto, cerca del denominado cinturón solar, donde los sistemas de concentración solar pueden instalarse a un precio más bajo. La industria produce todo tipo de yogur, aderezos

(salsa tzatziki) y postres lácteos. Para su elaboración, necesitan tantola generación de vapor a 8 bar (175 ºC) para pasteurizar la leche, como refrigeración para almacenar sus productos atemperaturas alrededor de 5 ºC.

El concentrador desarrollado para este estudio de caso debe diseñarse de manera que se minimicen los costes de capital y de mantenimiento. Para ello, se propone el primer diseño de SunDial, de modo que el eje de rotación verticalpertenezca al plano de simetría. La condición de trabajo para este sistema Fresnel es que el sol debe estar en el planode simetría del concentrador, es decir, el sistema debe girar en el ángulo azimutal durante el día. Por lo tanto, la plataforma debe colocarse sobre algunos juegos de ruedas que se guían en un movimiento circular.

Los espejos están fijos en una plataforma plana que gira siguiendo al sol en el ángulo azimutal. La inclinación de cada espejo se define en la posición de referencia (cuando el receptor y el sol definen el plano de simetría virtual delsistema). Al minimizar las partes móviles, el mantenimiento y la operación también son sencillos, logrando un sistema robusto y fiable.

ArcelorMittal Tubular Products (AMTP)

ArcelorMittal es la empresa líder mundial en acero y minería. En particular, ArcelorMittal Tubular Productos - Iași,que pertenece a la División Europea de Productos Tubulares de ArcelorMittal (AMTP), se dedica a la fabricación detubos de acero soldados para diversas aplicaciones. Esta industria se encuentra en Iași (Rumanía), a una latitud de

47.1 N. Uno de los acabados clave para los productos de AM Iași es el denominado recubrimiento de color, que consiste en una capa delgada de material protector/decorativo coloreado (epoxi, a base de agua, termoplástico, etc.) que cubre toda la superficie externa del tubo. Para aplicar este recubrimiento de color, los tubos deben precalentarsea una temperatura de 220 ºC.

En este caso el concentrador solar debe instalarse en ubicaciones de latitud relativamente alta, por lo que se usará el diseño de SunDial con seguimiento solar en dos ejes. En este caso, la condición de trabajo para este sistema Fresneles que el sol debe estar en el plano transversal del concentrador, es decir, el sistema debe girar en el ángulo azimutaldurante el día para que la componente longitudinal de la radiación solar incidente sea nula. Por lo tanto, la plataformadebe colocarse sobre algunos juegos de ruedas que se guían en un movimiento circular.

Debido a que la altitud del sol varía a lo largo del día y del año, los espejos deben instalarse en ejes de rotación longitudinales, de modo que su inclinación transversal se adapte a la altitud del sol. Esto implica un coste mayor en comparación con el sistema de seguimiento de un eje, pero elimina tanto las pérdidas por factor coseno como las pérdidas finales. Como resultado, la variación de la potencia térmica incidente solo se deberá a las pérdidas por sombreado, que son menos importantes que las pérdidas por factor coseno y las pérdidas finales cuando la altitud delsol es muy baja. Además, elimina la necesidad de una inclinación longitudinal fija de la plataforma y de espejos transversales, lo que implica una reducción de costes.

CONCEPTO ASTEP PARA LOS CASOS DE ESTUDIO

La Fig. X muestra el sistema integrado propuesto para Mandrekas. El sistema de almacenamiento se dispone en seriecon el SunDial y la demanda. El SunDial ha de generar entre 2 y 20 kW de potencia térmica cuando hay radiación solar, mientras que el sistema de almacenamiento debe absorber o suministrar entre 0 y 15 kW. Para proporcionar los requisitos térmicos de la industria se prevé un intercambiador de calor que hace las funciones de evaporador, de 8 kW, de potencia, y otro cambiador que emula la alimentación a una máquina de absorción para la producción de frío,con una potencia de 6 kW.

Dado que la industria láctea no trabaja durante los fines de semana, estos días no hay demanda de calor, pero la demanda de frío se mantiene inalterada. Por lo tanto, el sistema debe ser capaz de funcionar con dos demandas, una de ellas durante 24 h los 7 días de la semana. La estrategia de control definida, con los sistemas dispuestos en serie, confiere margen suficiente para seleccionar la potencia nominal para el calor de proceso. Como solución de compromiso, se seleccionó una potencia térmica nominal de 8 kW, que tendrá que estar operativa desde las 9 h hastalas 17 h de lunes a viernes.

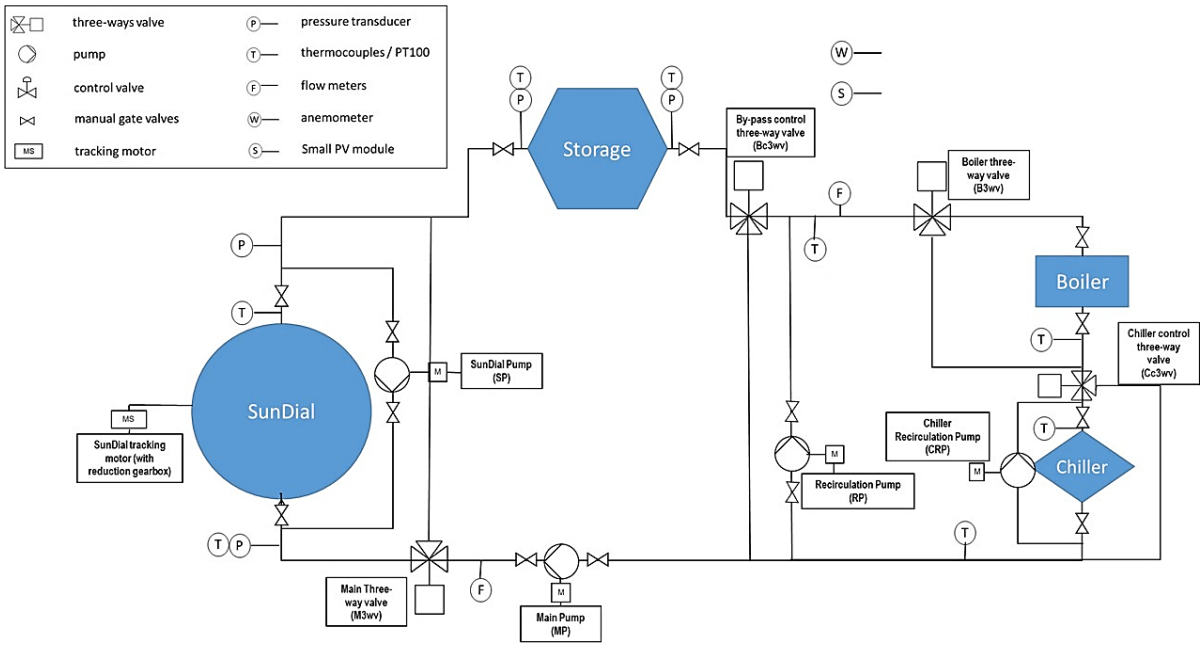


Fig. 3. Diagrama del concepto ASTEP para el caso de estudio de Mandrekas.

Finalmente, la estrategia de control debe garantizar el despacho de energía no solo en aprovechamiento energético, sino también en términos de seleccionar el tipo de la carga (calor de proceso, frío o ambos) a cubrir en cada momento,para minimizar el impacto de la histéresis propia del sistema de almacenamiento térmico y para acomodar posibles incertidumbres relacionadas con la energía solar recibida.

La Fig. 4 muestra el diseño propuesto para AMTP, que tiene el almacenamiento en serie con SunDial y la demanda.

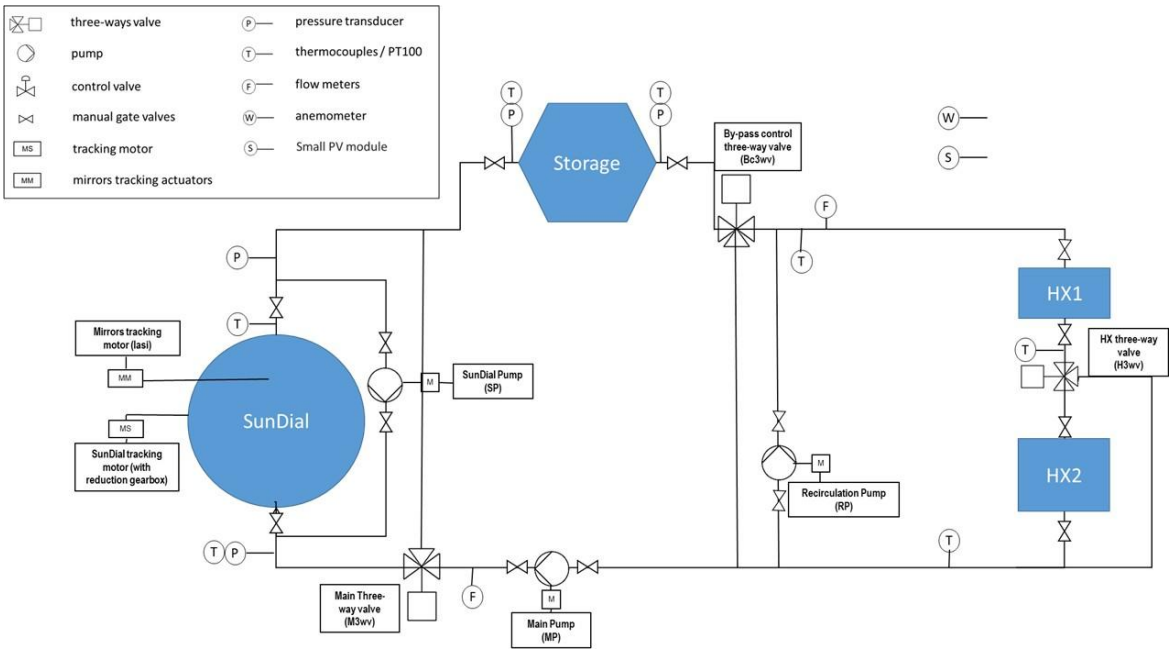


Fig. 4. Diagrama del concepto ASTEP para el caso de estudio de AMTP.

Las principales diferencias entre el caso de Mandrekas y el de AMTP son la demanda y la ubicación. Dado que la radiación solar en AMTP es reducida durante el invierno, el SunDial necesita segundo sistema de seguimiento solar,lo que requiere un motor adicional por línea de espejos con su sistema de control correspondientes.

Mientras que la demanda en Mandrekas consiste en un evaporador y una máquina de absorción, en AMTP está compuesta un horno para precalentar los tubos de acero antes de su recubrimiento con una pintura. A semejanza delcaso anterior, se decidió incorporar dos intercambiadores de calor aceite-aceite de 7 kW cada uno, que alimentarán dicho horno. De esa forma, gracias a la estrategia de control definida, existe margen para seleccionar el tamaño de los intercambiadores de calor y para minimizar la histéresis en el sistema de almacenamiento modulando el uso de uno de forma independiente o de los dos simultáneamente. En este caso, la industria opera 18 h al día de lunes a sábado.

ESTADO ACTUAL DEL PROYECTO, Y RESULTADOS PRELIMINARES

Durante una primera etapa del proyecto, se procedió al diseño, dimensionado y selección de los prototipos y los componentes necesarios para su implementación. Durante esa primera etapa, se obtuvieron numerosos resultados preliminares para evaluar los diseños. A modo de ejemplo, en la Fig. 5 y Fig. 6 se presentan algunos resultados de los modelos de simulación.

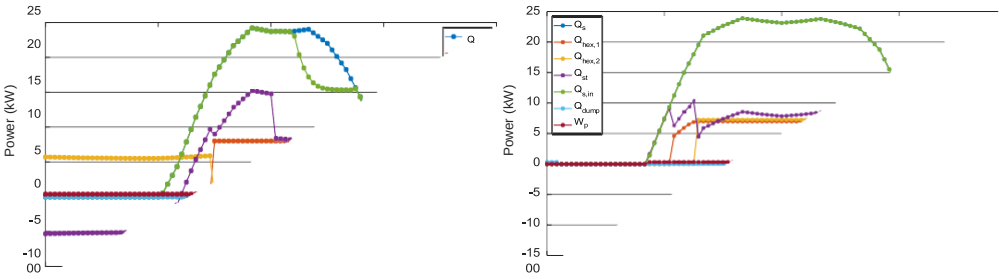


Fig. 5. Flujos de potencia en el SuDial, almacenamiento y demanda para un día con alto recurso solar enMandrekas (izquierda) y AMTP (derecha).

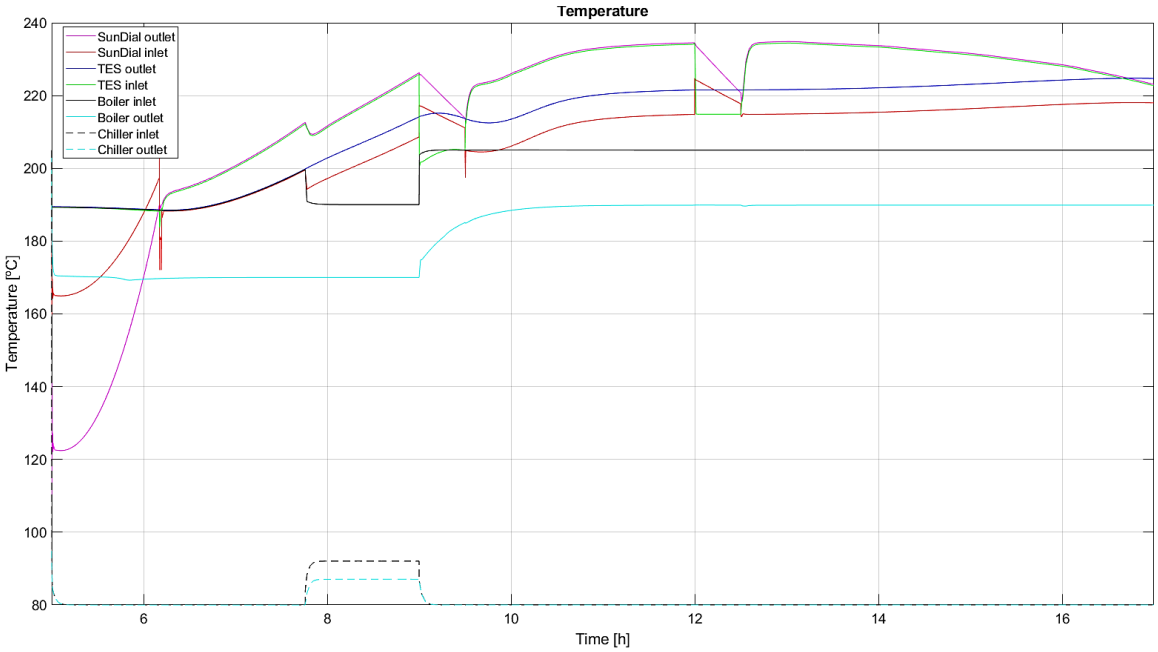


Fig. 6. Simulación dinámica del sistema ASTEP para Mandrekas ante un escenario con radiación solar variable porel paso de nubes.

Tras la conclusión de la etapa de diseño, los prototipos de SunDial y almacenamiento térmico se empezaron a construir en Madrid (Universidad Politécnica de Madrid) y Cartagena (Universidad Politécnica de Cartagena), respectivamente. Las Fig. 7 y Fig. 8 muestran el estado actual de construcción de los dos colectores SunDial, mientrasque la Fig. 9 muestra uno de los tanques de almacenamiento.



Fig. 7. SunDial con sistema de seguimiento en un eje para el caso de estudio de Mandrekas, antes (izquierda) ydespués (derecha) de la colocación de los reflectores.



Fig. 8. SunDial con sistema de seguimiento en dos ejes para el caso de estudio de AMTP.



Fig. 9. Acumulador del sistema de almacenamiento y detalle de los insertos.

A día de hoy, se han concluido los trabajos de construcción de los SunDial y se está procediendo a la puesta a punto del sistema de control, por lo que no se tienen resultados experimentales de los colectores. Los 3 acumuladores del sistema de almacenamiento térmico (uno para Mandrekas y dos para AMTP, ya que requiere de una demanda de temperatura más constante) se han construido, ensamblado, se han llenado con el PCM previa preparación en el laboratorio de la UPCT, se ha fundido el material y han comenzado los ensayos.

En la Fig. 10 se muestra un ejemplo con los resultados del proceso de carga y de descarga del sistema.

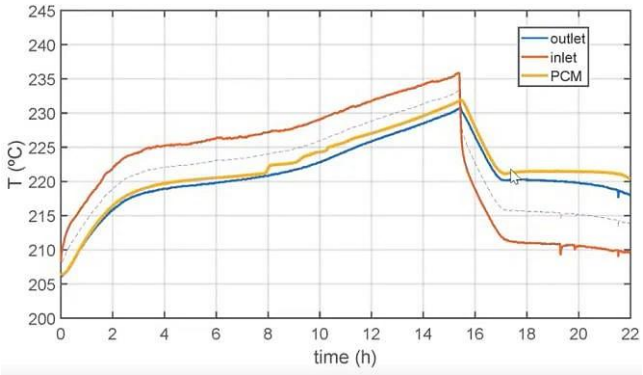


Fig. 10. Resultados experimentales del proceso de carga y de descarga de uno de los acumuladores del sistema dealmacenamiento.

Una vez que todos los sistemas: SunDial, sistema de almacenamiento y sistema de control, estén correctamente probados en laboratorio, los equipos se desmontarán y serán enviados los usuarios finales, Mandrekas y AMTP. Lasactividades restantes se muestran en la Tabla 1.

Tabla 1. Actividades restantes hasta la conclusión del proyecto.

T7.1 - Implementation of Concept Design for 2 Test Cases	1-1-2021 a 30-11-2024
T7.2 - Installation & Commissioning on Site	1-8-2024 a 30-11-2024
T7.3 - Monitoring	1-2-2023 a 30-6-2025
T7.4 - Validation	1-12-2024 a 29-6-2025
T8.1 - Life Cycle Assessment (LCA)	1-10-2020 a 30-6-2025
T8.2 - Life Cycle Costing (LCC)	1-7-2021 a 30-6-2025
T8.3 - Social LCA	1-10-2020 a 30-6-2025
T8.4 - Social Acceptance	1-12-2021 a 30-6-2025
T8.5 - Exergy Analysis	1-5-2021 a 30-6-2025

CONCLUSIONES

En este trabajo se presentan los objetivos y el estado actual del proyecto ASTEP. El objetivo principal del proyecto es desarrollar un nuevo concepto de energía solar aplicado a la industria y demostrar su viabilidad en dos casos de estudios, la industria láctea Mandrekas y la acerera ArcelorMittal Tubular Products. En el primer caso produciendo calor de proceso y frío y en el segundo calor de proceso a alta latitud.

Para ello se han desarrollado las distintas tecnologías involucradas en el concepto ASTEP: el colector solar SunDial,de tipo Fresnel rotativo; el sistema de almacenamiento térmico, basado en materiales de cambio de fase; y la integración de las tecnologías según un diseño en serie, junto con el sistema de control. Una vez completados los diseños se construyeron los prototipos de los distintos sistemas que, en la actualidad, están siendo probados de forma independiente en las instalaciones de la Universidad Politécnica de Madrid y la Universidad Politécnica de Cartagena.Cuando concluyan los ensayos, los equipos serán trasladados a los usuarios finales, en Grecia y Rumanía, donde la integración del concepto ASTEP será probado de forma integrada y en entorno relevante con condiciones de operación reales.

AGRADECIMIENTOS

El proyecto ASTEP está financiado por el programa de investigación e innovación Horizonte 2020 de la Unión Europea, bajo el acuerdo de subvención N.º 884411. La presente publicación refleja únicamente las opiniones de los autores y la UE no se hace responsable de cualquier uso que se pueda hacer de la información contenida en la misma.

DISEÑO DE INTERCAMBIADORES DE CALOR HELICOIDALES PARA EL ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA EN UNA CENTRAL TERMOSOLAR CON RECEPTOR DE SODIO Y CICLO DE CO_2 SUPERCRÍTICO

Pardillos-Pobo D.*, Laporte-Azcué M.*, Yousef M.S.**, Santana D.*

*Departamento de Ingeniería Térmica y de Fluidos, Universidad Carlos III de Madrid, Avenida de la Universidad, Leganés, 28911, (Madrid) España, dpardill@ing.uc3m.es

**Departamento de Ingeniería Mecánica, Universidad de Benha, Benha, Egipto.

RESUMEN

Este trabajo propone un nuevo diseño de intercambiadores de calor helicoidales para almacenar energía térmica mediante sales fundidas en una central termosolar de tercera generación de 10MWe. Este tipo de intercambiadores de calor se caracterizan por su estructura compacta, alta transferencia de calor, buen comportamiento a carga parcial, y resistencia a grandes y rápidos cambios de presión y temperatura. Las nuevas tendencias sugieren que las centrales termosolares de tercera generación utilizarán sodio líquido como fluido caloportador en el receptor, sales de cloruro fundidas como almacenamiento térmico y un ciclo de potencia de CO_2 supercrítico. Por primera vez, se presenta un diseño de intercambiador de calor helicoidal para transferir el calor del Sodio a las sales y de las sales al CO_2 supercrítico en una central termosolar de tercera generación. Se ha optimizado el diseño de los intercambiadores de calor Sodio-Sales y Sales-sCO2 mediante el coste total anualizado, obteniendo la siguiente expresión lineal de ambos intercambiadores en función del múltiplo solar: $TAC_{CWHEs}(k€) = 135.845 \cdot SM + 548.880$.

PALABRAS CLAVE: Intercambiadores de Calor Helicoidales, Energía eléctrica termosolar, ciclo de sCO_2

ABSTRACT

This work proposes a new design of coil-wound heat exchangers for molten salt thermal energy storage in a third generation 10MWe solar thermal power plant. This type of heat exchanger is characterised by its compact structure, high heat transfer, good partial load behaviour, and resistance to rapid and large changes in pressure and temperature. New trends suggest that third-generation solar thermal power plants will use liquid sodium as the heat transfer fluid in the receiver, molten chloride salts as thermal storage and a supercritical CO2 power cycle. For the first time, a coil-wound heat exchanger design is presented to transfer heat from sodium to salts and from salts to supercritical CO2 in a third-generation solar thermal power plant. The design of the Sodium-Salts and Salts-sCO2 heat exchangers has been optimised using the total annualised cost and the following linear

expression is obtained for both heat exchangers as a function of the solar multiple: $TAC_{CWHEs}(k€) = 135.845 \cdot SM + 548.880$.

KEYWORDS: Coil-Wound Heat Exchangers, Concentrated Solar Power, sCO2 power cycle

INTRODUCCIÓN

Los intercambiadores de calor helicoidales (CWHE) se caracterizan por su estructura compacta, alta transferencia de calor y resistencia a grandes cambios de presión, debido a que los tubos helicoidales se comportan como un muelle (Linde, 2018). Este tipo de intercambiadores de calor pueden soportar condiciones extremas, especialmente cuando se especifican cambios rápidos y cíclicos de temperatura y presión. Además, el CWHE tiene un alto rendimiento en operaciones de carga parcial, debido a la posibilidad de disponer de varias boquillas de entrada en el lado de los tubos. En consecuencia, se reduce el diámetro de la placa tubular, lo que también disminuye la tensión térmica en las conexiones entre tubos en caso de transitorios rápidos. Además, el coeficiente de transferencia de calor en el lado del tubo aumenta debido a la curvatura de los tubos en espiral, que induce fuerzas centrífugas y un flujo secundario perpendicular a la dirección principal del fluido. Este tipo de intercambiadores de calor tiene un gran recorrido en la licuefacción de gas natural, pero son novedosos en la industria termosolar.

En este trabajo se propone un diseño de CWHE para almacenar energía mediante sales fundidas en una central termosolar de tercera generación (Gen 3 CSP), como se puede observar en la Fig. 1. El bloque de potencia consiste en un ciclo de CO_2 supercrítico (sCO_2), que permite obtener un rendimiento de 52% con turbomáquinas muy compactas, lo que reduce el coste de capital y el tiempo de respuesta. Se ha seleccionado una potencia de 10MWe y una temperatura máxima de 700ºC, que son los objetivos del programa experimental STEP Demo (GTI Energy et al., 2019).

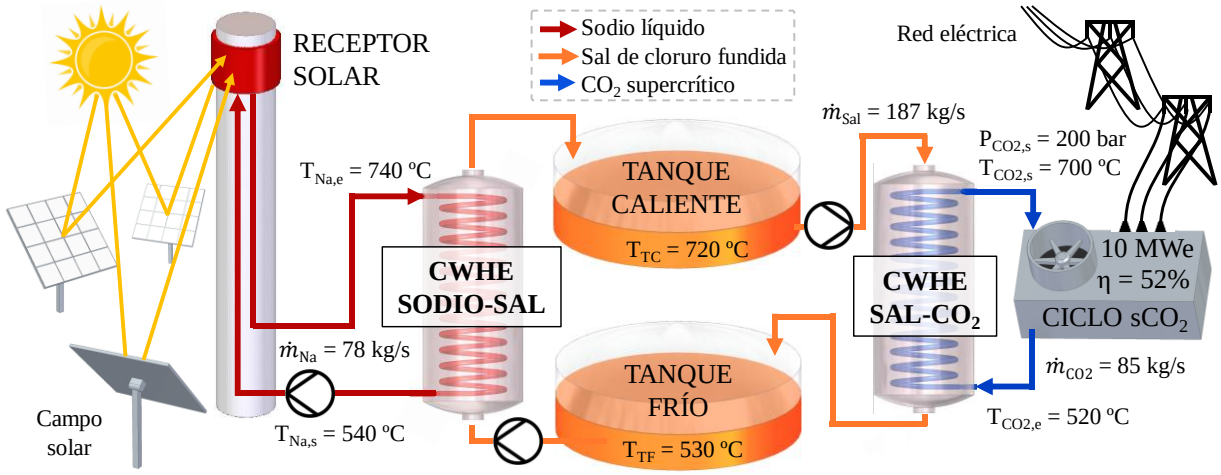


Fig. 42. Esquema de la planta termosolar de tercera generación de 10MWe y SM=1.

Para obtener el calor necesario para calentar los 85 kg/s de sCO_2 desde 520ºC hasta 700ºC que producen la potencia de 10MWe se utiliza energía solar concentrada (CSP). Un campo solar de heliostatos concentra la radiación solar en lo alto de una torre, donde se calientan 78·SM kg/s de sodio líquido desde 540ºC hasta 740ºC. El múltiplo solar (SM) es la ratio entre la potencia térmica del receptor solar y la potencia térmica requerida por el bloque de potencia, siendo SM=1 en la Fig. 1. El sodio líquido se utiliza como fluido caloportador en el receptor solar debido a que sus excelentes propiedades termo-físicas maximizan el

rendimiento y la fiabilidad (NREL, 2021). Sin embargo, el sodio se oxida en presencia de oxígeno y reacciona violentamente con el agua, por lo que se emplea sal de cloruro fundida como fluido para almacenar el calor en dos tanques de sales, uno a baja temperatura (530ºC) y otro a alta temperatura (720ºC). De esta forma, la radiación solar concentrada por el campo solar incide sobre el receptor solar, calentando el sodio líquido que a su vez calienta las sales fundidas en el CWHE Sodio-Sal. La energía térmica se almacena en los tanques de sales, que se pueden descargar calentando sCO_2 mediante el CWHE Sal-sCO_2 para producir electricidad cuando lo demande el mercado eléctrico.

METODOLOGÍA

El objetivo del presente trabajo consiste en la optimización económica de un nuevo diseño de CWHE Sodio-Sal y Sal-sCO_2 de una Gen3 CSP. En la Fig. 43a se puede observar un esquema de la metodología seguida para calcular el CWHE (Fig. 43b). Los parámetros de entrada son los diámetros normalizados de tubo de la norma TEMA, el diámetro mínimo del mandril, las propiedades del material, las propiedades de los fluidos, las velocidades máximas de los fluidos, la pérdida de carga máxima de los fluidos y los datos de la planta.

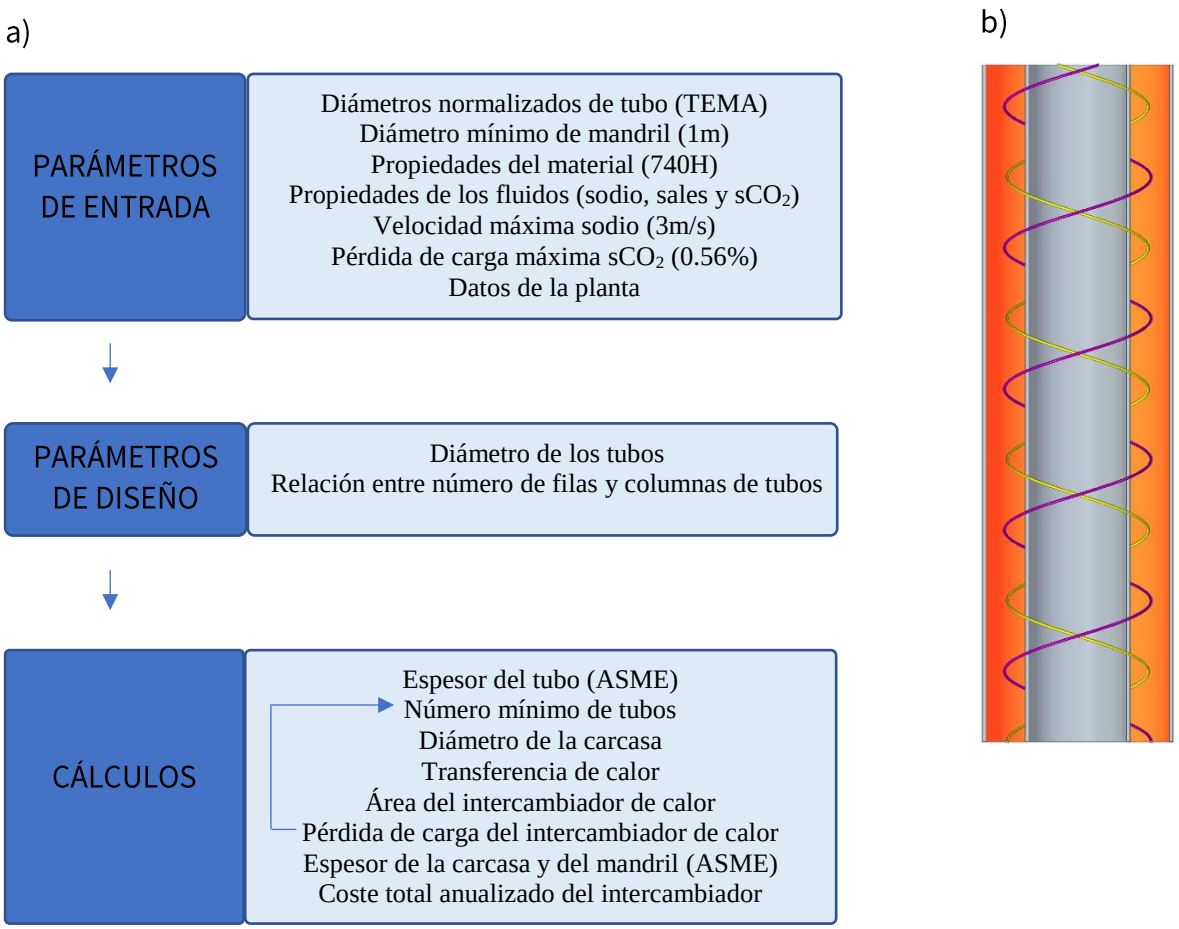


Fig. 43. a) Metodología para calcular el b) Intercambiador de calor helicoidal

El diámetro mínimo del mandril se establece como 1m para mantener el traceado eléctrico que asegure una temperatura de sal por encima del punto de congelación (400ºC). El

material seleccionado es la aleación 740H (Tabla 14), que puede trabajar en condiciones de hasta 800ºC (deBarbadillo J.J., 2017). En cuanto a las propiedades de los fluidos, las propiedades del sodio se obtienen de (Fink y Leibowitz, 1995), las propiedades de las sales clorhídricas (NaCl-KCl-$MgCl_2$) de (Wang et alt., 2021) y las propiedades del sCO_2 se determinan mediante la librería de CoolProp (Bell et alt., 2014). La velocidad máxima del sodio se ha limitado a 3m/s para evitar la corrosión y la erosión, y la pérdida de carga máxima del sCO_2 de 0.56% viene determinada por el bloque de potencia (ENREL, 2021).

Tabla 14. Propiedades del material 740H.

Parámetro de entrada	Valor
Presión máxima del 740H a +700 ºC (MPa)	103
Conductividad térmica del 740H ($W \cdot m^{-1} \cdot K^{-1}$)	18.4
Densidad del 740H (kgm^{-3})	8050
Precio del 740H ($€ \cdot kg^{-1}$)	100

Los datos de la planta se recogen en la Tabla 15, destacando que el coste de la electricidad se utiliza como valor orientativo para calcular el coste de operación de los intercambiadores de calor por bombeo de los fluidos. Los parámetros de diseño de los intercambiadores de calor son el diámetro de los tubos y la relación entre el número de filas y el número de columnas de tubos. El cálculo del CWHE Sodio-Sal y del CWHE Sal-sCO2 es muy parecido, calculándose el tubo medio mediante la diferencia de temperatura media logarítmica.

Tabla 15. Datos de la planta termosolar.

Parámetro de entrada	Valor
Potencia eléctrica de la planta (MW)	10
Rendimiento del ciclo de sCO2 (%)	52.03
Horas de operación del receptor al año ($h \cdot año^{-1}$)	2500
Horas de operación del bloque de potencia ($h \cdot año^{-1}$)	2500·SM
Coste de la electricidad, LCOE ($€ \cdot MWh^{-1}$)	70
Años de operación de la planta (años)	30
Tasa de interés (%)	8

A partir del diámetro de los tubos, se comienza calculando el espesor del tubo mediante la norma (ASME, 2010). En función del espesor y de la velocidad máxima del fluido que atraviesa los tubos se estima el número mínimo de tubos. A continuación, se determina el diámetro de la carcasa a partir del número de tubos y de la relación entre las filas y las columnas de tubos, lo que permite calcular la transferencia de calor. Para determinar el coeficiente de transferencia de calor del sCO_2 por convección dentro de los tubos helicoidales se utiliza la correlación de (Mori y Nakayama, 1966), que tiene en cuenta el flujo secundario debido a la forma helicoidal de los tubos. Sin embargo, el sodio se caracteriza

por tener un número de Prandtl muy bajo, por lo que no se puede utilizar la correlación de Mori y Nakayama, y se deben utilizar ecuaciones especiales para bajos números de Prandtl como la de (Notter y Sleicher, 1972), aunque no tenga en cuenta el flujo secundario. Por otro lado, se utiliza la correlación de (Gilli, 1965) para determinar la transferencia de calor por fuera del haz de tubos helicoidales.

Una vez calculado el coeficiente global de transferencia de calor se determina el área del intercambiador de calor mediante la diferencia de temperatura media logarítmica. Calculando la longitud de los tubos y del haz de tubos se puede estimar la pérdida de carga de los diferentes fluidos. Por dentro de los tubos helicoidales se utiliza la correlación de (Ito, 1959) tanto para el sodio como para el sCO2 y por fuera del haz de tubos helicoidales la correlación de (Gilli, 1965). En este punto, se itera el número de tubos en el CWHE de Sales-sCO2 hasta que la pérdida de carga es menor a la requerida por el ciclo de potencia. Por otro lado, la pérdida de carga de la sal en los intercambiadores de calor es necesaria para calcular la presión máxima por fuera de los tubos, con la que se determina el espesor del mandril y de la carcasa mediante la norma (ASME, 2010). Cabe destacar que para el cálculo del espesor del mandril se incluyen unos soportes colocados a una distancia equivalente al diámetro del mismo para evitar el pandeo. Finalmente, se calcula el coste total anualizado del intercambiador (González-Gómez et alt., 2017), teniendo en cuenta tanto el coste de capital como el coste de operación. El coste de capital se calcula considerando el precio del material utilizado (Tabla 14), y el coste de operación mediante las horas de operación y el coste de la electricidad (Tabla 15).

RESULTADOS

En la Fig. 44 se observa el TAC de los CWHE de Sodio-Sal y Sal-sCO2 en función del diámetro de los tubos y de la relación entre las filas y las columnas de tubos (NF/NC). Para un mismo diámetro, se pueden observar cambios abruptos en el TAC al variar el parámetro NF/NC. Como el número de filas y de columnas de tubos debe ser entero, al variar el parámetro NF/NC se generan variaciones en el número total de tubos, que a su vez producen variaciones en el TAC, lo que ocasiona la formación de subóptimos. En el caso del CWHE de Sal-sCO2 estas variaciones son más abruptas, generando una forma de dientes de sierra, debido a que el número de tubos debe ser iterado hasta que la pérdida de carga es menor que la fijada por el ciclo de potencia. En cualquier caso, se aprecia como el diámetro óptimo no varía al variar el SM, siendo de 12.70mm para el CWHE de Sodio-Sal y de 15.88mm para el de Sal-sCO2.

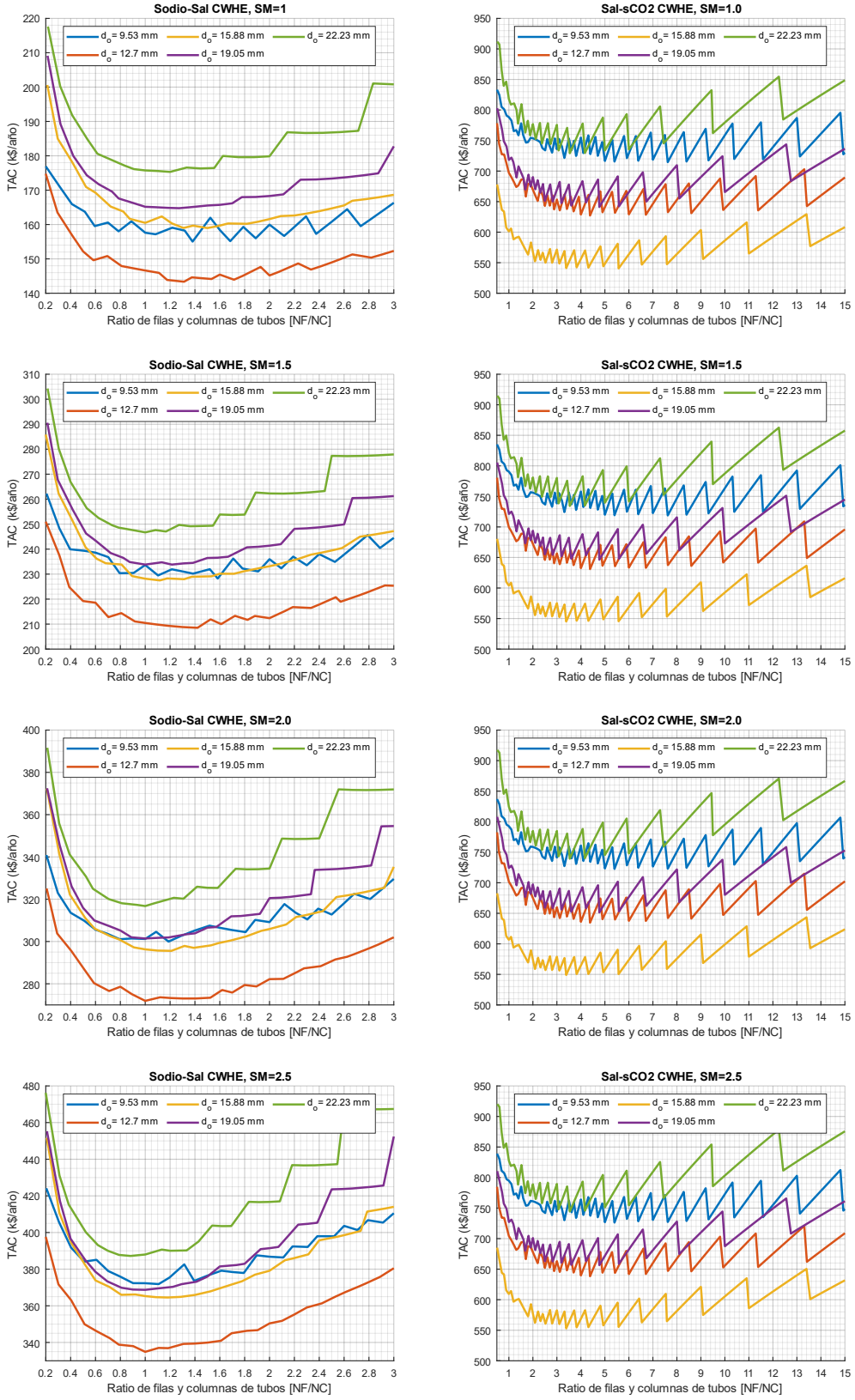


Fig. 44. TAC de los CWHE en función del diámetro de los tubos, el ratio de filas y columnas de tubos y el SM.

Tabla 16 se han recogido los parámetros de diseño de los CWHE óptimos para un múltiplo solar de SM=1. El diseño óptimo del CWHE de Sodio-Sales reduce el coste total anualizado a 143 k€/año y consiste en 336 tubos de 12.70mm de diámetro que se enrollan entre un mandril y una carcasa de 1m y 1.51m de diámetro respectivamente, ambos de 4.33m de altura. Por otro lado, el diseño óptimo del CWHE de Sales-sCO2 reduce el coste total anualizado a 541 k€/año y está formado por 1092 tubos de 15.88mm de diámetro que se enrollan entre un mandril y una carcasa de 1m y 1.56m respectivamente, con una altura de 10.43 m.

A pesar de tener la misma potencia térmica de 19.21 MWt, el coste del CWHE de Sodio-Sales es de 1.45 M€, más económico que el coste del CWHE de Sales-sCO2, que es de 5.97 M€. Por un lado, el espesor de los tubos del CWHE de Sodio-Sales es menor, debido a que no tiene que soportar las altas presiones del sCO2 (200 bar). Por otro lado, la pérdida de carga del sCO_2 está restringida por el ciclo de potencia, por lo que el número de tubos del CWHE Sales-sCO_2 es mayor que el mínimo numero de tubos necesarios para cumplir con la velocidad máxima del sCO2. Además, el sodio es un metal líquido, por lo que tiene unas excelentes propiedades de transferencia de calor, que reducen el area y en consecuencia el coste del CWHE Sodio-Sales. También hay que considerar que los espesores del mandril y de la carcasa del CWHE de Sales-sCO_2 son mayores que los del intercambiador de Sodio-Sales, debido a una mayor pérdida de carga y altura del intercambiador de calor, por lo que la presión máxima que tienen que soportar dichos espesores es superior.

El diseño y los costes del CWHE se han validado y comprobado con los diseños tradicionales de tubo-carcasa desarrollados por (NREL, 2021). El CWHE de Sodio-Sales tiene un coste por unidad de área un 13 % mayor que el de NREL, que consiste en un intercambiador de calor de dos etapas, fabricado en acero inoxidable para la etapa de baja temperatura e Inconel para la etapa de alta temperatura. Por otro lado, el CWHE de Sales-sCO_2 tiene un coste por unidad de energía térmica 36% mayor que el tubo-carcasa diseñado por NREL, devidido en una parte de baja temperatura fabricada en acero inoxidable y otra parte de alta temperatura fabricada en la aleación 617. El mayor coste de los intercambiadores de calor propuestos en el presente documento se debe a que los CWHEs consisten en una única etapa, por lo que tienen que utilizar el material de alto coste 740H. Además, los CWHEs tienen unos mayores costes de fabricación que los tradicionales intercambiadores de calor tubo-carcasa. Sin embargo, los CWHEs presentan ventajas frente a los tubo-carcasa, como su estructura compacta, alta transferencia de calor, buen comportamiento a carga parcial y resistencia a grandes cambios de presión y temperatura.

Tabla 16. Parámetros de diseño de los CWHE (SM=1)

Parámetro de diseño	Sodio-Sales	Sales-sCO_2
Potencia térmica, Q (MWt)	19.21	
Diámetro exterior de los tubos, d_o (mm)	12.70	15.88
Espesor de los tubos, t_t (mm)	1.42	3.30
Paso relativo de los tubos, p_t (-)	1.25	
Disposición de los tubos, θ_t (º)	90	
Diámetro del mandril, D_i (m)	1.00	
Distancia entre soportes internos del mandril, L_{sm} (m)	1.00	
Espesor del mandril, t_{si} (mm)	3.87	5.05
Diámetro de la carcasa, D_o (m)	1.51	1.56
Espesor de la carcasa exterior, t_{so} (mm)	5.37	7.25
Altura del bobinado, H (m)	4.33	10.43
Número de tubos, NT (-)	336	1092
Número de filas de tubos, NF (-)	21	78
Número de columnas de tubos, NC (-)	16	14
Relación entre filas y columnas de tubos, NF/NC (-)	1.31	5.57
Longitud del tubo medio, L_t (m)	21.46	29.06
Número de pasos por el tubo o vueltas de la hélice, N_{pt} (-)	13	6
Ángulo del tubo medio, α (º)	4.81	21.03
Flujo másico (tubos), $\dot{m}_t$ (kg·s^{-1})	77.97	85.27
Flujo másico (carcasa), $\dot{m}_c$ (kg·s^{-1})	187.32	187.32
Velocidad (tubos), v_t (m·s^{-1})	2.90	5.46
Velocidad (carcasa), v_c (m·s^{-1})	0.57	0.51
Coef. de trans. de calor conv. (tubo), h_t (kW·k^{-1}·m^{-2}))	35.92	2.16
Coef. de trans. de calor conv. (carcasa), h_c (kW·k^{-1}·m^{-2}))	3.87	3.29
Coef. de transf. de calor global, U (kW·k^{-1}·m^{-2}))	1.93	0.84
Área de transferencia de calor, A (m^2)	690	1583
Pérdida de carga del lado de los tubos, ΔP_t (kPa)	348	112
Pérdida de carga del lado de la carcasa, ΔP_s (kPa)	115	164
Coste del intercambiador de calor, C_c (M€)	1.45	5.97
Coste por unidad de área, $C_c \cdot A^{-1}$ (€·m^{-2})	2106	3775
Coste por potencia térmica, $C_c \cdot Q^{-1}$ (€·kWth^{-2})	76	311
Coste total anualizado, TAC (k€·año^{-1})	143	541

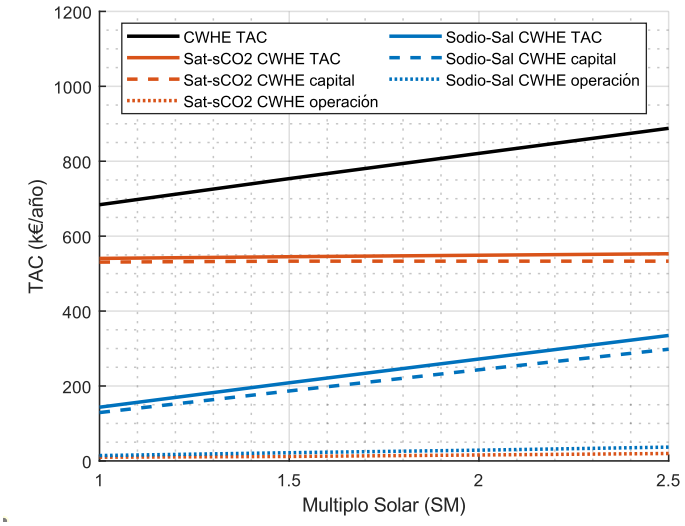


Fig. 45. Coste anualizado de los CWHEs en función del SM.

El coste del diseño óptimo de los CWHE en función al SM se ha graficado en la Fig. 45, incluyendo el coste de capital, el coste de operación y la suma de los dos CWHE. El aumento del SM produce un incrento en la potencia del CWHE de Sodio-Sales y un aumento en las horas de operación del CWHE Sales-sCO₂. Esto se traduce en un incremento del coste de capital y operación del CWHE de Sodio-Sales, y un incremento del coste de operación del CWHE de Sales-sCO₂, manteniendose constante el coste de capital del CWHE de Sales-sCO₂. También se puede apreciar como el coste de capital es mucho más grande que el coste de operación, debido a que para soportar las altas temperaturas se ha utilizado un material muy caro (740H). Este efecto se ve reforzado en el CWHE de Sales-sCO₂, que tiene un espesor de tubos alto para soportar los 200bar de presión del sCO₂ a +700ºC y además tiene restringida la pérdida de carga al 0.56% de la presión. De echo, se observa como a pesar de elevar el múltiplo solar a SM=2.5, el CWHE de Sales-sCO₂ sigue siendo más caro que el CWHE de Sodio-Sales. Además, se ha estimado el coste total anualizado de los intercambiadores de calor helicoidales en función del múltiplo solar, observando la siguiente correlación lineal $TAC_{CWHES} = 135.845 \cdot SM + 548.880$, cuya regresión se encuentra muy ajustada ($R^2 = 0.9999$).

CONCLUSIONES

En este trabajo se ha presentado un nuevo diseño de intercambiadores de calor helicoidales para almacenar energía mediante dos tanques de sales de cloruro en una central termosolar de tercera generación de 10MWe. Este tipo de intercambiadores de calor presentan una serie de ventajas, como su estructura compacta, alta transferencia de calor, buen comportamiento a carga parcial y resistencia a grandes cambios de presión y temperatura. Por tanto, los intercambiadores de calor helicoidales se muestran como una buena opción como intercambiadores de calor en las centrales termosolares de tercera generación, cuyo ciclo de potencia de sCO₂ supercrítico se caracteriza por ser capaz de ofrecer una rápida respuesta, además de operar a alta presión y temperatura. Los principales resultados del estudio se resumen a continuación:

- El diseño óptimo del CWHE de Sodio-Sales para SM=1 consiste en 336 tubos de 12.70mm de diámetro que se enrollan entre un mandril y una carcasa de 1m y 1.51m respectivamente, ambos de 4.33m de altura.
- El diseño óptimo del CWHE de Sales-sCO2 para SM=1 consiste en 1092 tubos de 15.88mm de diámetro que se enrollan entre un mandril y una carcasa de 1m y 1.56m respectivamente, ambos de 10.43 m de altura.
- El diámetro de los tubos óptimo se mantiene constante a pesar de aumentar el SM hasta 2.5.
- El TAC del CWHE de Sodio-Sal es más económico que el de Sal-sCO2 a pesar de aumentar el SM hasta 2.5 porque: a) el sodio tiene propiedades termofísicas superiores al sCO2, b) el espesor de los tubos de sCO2 es mayor para soportar su alta presión, y c) la pérdida de carga del sCO2 se encuentra restringida por el bloque de potencia.
- El CWHE de Sodio-Sales tiene un coste por unidad de área un 13 % mayor que el diseño de NREL
- El CWHE de Sales-sCO2 tiene un coste por unidad de energía térmica un 36% mayor que el de NREL.
- El TAC de los dos CWHEs en función del SM es de: $TAC_{CWHEs} = 135.845 \cdot SM + 548.880$

En trabajos futuros se optimizará el diseño del CWHE Sodio-Sales junto con el receptor solar de sodio, así como el diseño del CWHE de Sales-sCO_2 junto con el ciclo de CO_2 supercrítico. De la misma manera, se tendrán en cuenta los costes de los tanques de almacenamiento y se realizará una optimización de las temperaturas a las que se almacena la sal fundida en los tanques.

AGRADECIMIENTOS

Esta investigación está financiada por: proyecto PID2021-122895OB-I00 financiado por MCIN/AEI/10.13039/501100011033, FEDER “A way of making Europe” TED2021-129326B-I00 financiado por MCIN/AEI/10.13039/501100011033 y los fondos NextGenerationEU/PRTR de la Unión Europea y la beca “Ayudas para la formación del profesorado universitario” (FPU-21/01212) concedida por el Ministerio de Educación, Cultura y Deporte (MECD).

REFERENCIAS

ASME (2010) Rules for Construction of Pressure Vessels. Section VIII. Division 1

Bell I.H., Wronski J., Quoilin S., Lemort V. (2014) Pure and Pseudo-pure Fluid Thermophysical Property Evaluation and the Open-Source Thermophysical Property Library CoolProp. Ind. Eng. Chem. Res. 53, 6, 2498–2508

deBardillo J.J (2017) INCONEL alloy 740H. Materials for Ultra-Supercritical and Advanced Ultra-Supercritical Power Plants. 469-510

Fink J. K. and Leibowitz L. (1995) Thermodynamic and transport properties of sodium liquid and vapor. United States.

Gilli P. V. (1965) Heat Transfer and Pressure Drop for Cross Flow through Banks of Multistart Helical Tubes with Uniform Inclinations and Uniform Longitudinal Pitches. Nuclear Science and Engineering. 22:3, 298-314.

González-Gómez P.A., Gómez-Hernández J., Briongos J.V., Santana D. (2017) Thermo-economic optimization of molten salt steam generators. Energy Convers Manag. 146, 228-243.

GTI Energy, SwRI, GE, U.S. Department of Energy and National Energy Technology (2022) STEP 10 MWe Pilot Plant

Ito H. (1959) Friction Factors for Turbulent Flow in Curved Pipes. ASME. J. Basic Eng. 81(2), 123–132.

Linde (2018) Coil-wound heat exchangers. Individually designed to customer needs.

Mori Y. and Nakayama W. (1966) Study on forced convective heat transfer in curved pipes (2nd report, turbulent region). Int. J. Heat Mass Transfer. 10, 37-59.

NREL (2021) CSP Gen3: Liquid-Phase Pathway to SunShot.

Notter R. H. and Sleicher A. (1972) A solution to the turbulent Graetz problem-III Fully developed and entry region heat transfer rates. Chemical Engineering Science. 27, 2073-2093.

Wang X., Del Rincon J., Li P., Zhao Y., Vidal J. (2021) Thermophysical Properties Experimentally Tested for NaCl-KCl-MgCl2 Eutectic Molten Salt as a Next-Generation High-Temperature Heat Transfer Fluids in Concentrated Solar Power Systems. J. Sol. Energy Eng. 143(4), 041005

EVALUACIÓN COMPARATIVA DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS Y SOLARES TÉRMICOS PARA CALOR INDUSTRIAL: EFECTO ECONÓMICO DE LA VENTA DEL EXCESO DE ELECTRICIDAD

Rosales-Pérez J.F.*, Villarruel-Jaramillo A.*, Pérez-García M.**, Cardemil J.M.*, Escobar R.*

*Departamento de Ingeniería Mecánica y Metalúrgica, Escuela de Ingeniería, Pontificia Universidad Católica de Chile, Vicuña Mackenna 4860, Santiago 7820436, Chile

**CIESOL-Centro de Investigaciones en Energía Solar, Centro Mixto UAL-CIEMAT, Universidad de Almería, ceiA3 Campus de Excelencia Internacional Agroalimentario, Ctra. Sacramento s/n, 04120 Almería, España

RESUMEN

Los sistemas fotovoltaicos (PV) con calentadores eléctricos de resistencia (PV-EH) se han convertido en una alternativa prometedora para la integración de calor renovable en aplicaciones industriales, mostrando el potencial de lograr un mejor rendimiento económico que las tecnologías solares térmicas (ST) debido al bajo coste de los módulos PV. Sin embargo, el efecto de la venta del exceso de electricidad sobre el rendimiento económico del sistema PV-EH ha sido escasamente estudiado. Este trabajo evalúa el efecto de la venta del exceso de electricidad en el rendimiento económico de los sistemas PV-EH y su impacto en la competitividad de esta tecnología frente a los sistemas ST. Los resultados muestran que la venta del exceso de electricidad permite alcanzar fracciones solares altas con reducciones en el costo nivelado de energía térmica hasta de un 85,4% comparado con el escenario sin venta del exceso de electricidad y hasta un 89% menor que el sistema ST. Además, la competitividad del sistema PV-EH comparado a la alternativa ST se incrementa al reducirse los niveles de radiación.

PALABRAS CLAVE: Sistemas de energía solar, Calor de procesos industriales, Sistemas fotovoltaicos.

ABSTRACT

Photovoltaic (PV) systems with electric resistance heaters (PV-EH) have become a promising alternative for renewable heat integration in industrial applications, showing the potential to achieve better economic performance than solar thermal (ST) technologies due to the low cost of PV modules. However, the effect of selling excess electricity on the economic performance of the PV-EH system has been scarcely studied. This paper evaluates the effect of the sale of excess electricity on the economic performance of PV-EH systems and its impact on the competitiveness of this technology against ST systems. The results show that the sale of excess electricity allows the achievement of high solar fractions with reductions in the levelized cost of thermal energy up to 85.4% compared to the scenario

without the sale of excess electricity and up to 89% lower than the ST system. In addition, the competitiveness of the PV-EH system compared to the ST alternative increases as radiation levels decrease.

KEYWORDS: Solar energy systems, Industrial process heat, Photovoltaic systems.

INTRODUCCIÓN

La producción de calor para procesos industriales representa el 66% del consumo de energía en el sector industrial (IEA, 2018). La energía solar es una de las fuentes de energía renovable con mayor viabilidad de integración en el sector industrial (Rosales-Pérez et al., 2023; Villarruel-Jaramillo et al., 2021). Varios estudios han evaluado la integración de sistemas solares térmicos (ST) para el suministro de calor en el sector industrial, los cuales han alcanzado niveles de producción de energía y costos nivelados de energía térmica (LCOH) con gran potencial para competir con las alternativas tecnológicas fósiles (Quiñones et al., 2020; Rosales-Pérez et al., 2024). En los últimos años, el costo de los módulos fotovoltaicos (PV) ha disminuido continuamente, convirtiéndose en una alternativa para la producción de calor solar mediante la combinación de sistemas PV con calentadores eléctricos de resistencia (PV-EH) (Meyers et al., 2018). Una de las principales ventajas potenciales de los sistemas PV-EH es la posibilidad de vender el exceso de electricidad durante los periodos en los que la demanda de calor es inferior a la producción del sistema PV-EH. Sin embargo, el efecto de la venta del exceso de electricidad en el rendimiento económico del sistema PV-EH ha sido poco estudiado en aplicaciones industriales. Este trabajo evalúa el efecto en el desempeño económico de los sistemas PV-EH y compara su rendimiento con el de un sistema solar térmico (ST) bajo condiciones de alta y baja radiación solar.

METODOLOGÍA

Caso de Estudio

La evaluación se realiza con los datos meteorológicos de dos ciudades chilenas, Calama (Lat: -22,43°, Long: -68.91°; caso de alto nivel de radiación) y Puerto Montt (Lat: -41.47°, Long: -72.94°; caso de bajo nivel de radiación) los cuales son tomados de la Base de Datos Nacional de Radiación Solar (U.S Department of Energy, s.f.). Se considera un perfil de demanda diario con consumo entre las 8:00 y 18:00 horas todos los días de la semana (Giovannetti y Horta, 2016), con una demanda de energética representativa de 1000 MWh al año y una temperatura de suministro (Tset) de 75 °C. Para el cálculo del perfil de demanda se emplea la metodología para la generación de perfiles de demanda industrial presentado por Jesper et al. (2021). Este procedimiento permite calcular la demanda diaria a partir de la temperatura ambiente promedio diaria y la demanda total anual.

Modelo Numérico y Dimensionamiento del Sistema Solar

La Fig. 1(a) muestra el esquema del sistema ST compuesto por un campo de colectores planos (FPC), un tanque de almacenamiento de energía térmica (TES), intercambiadores de calor (hx) y un sistema de calor auxiliar con caldera de gas natural (gb). La Fig. 1(b) muestra el esquema del sistema PV-EH compuesto por un campo PV, EH, TES y sistema gb. El campo PV se simula en el software MATLAB utilizando el modelo PV de cinco parámetros (De Soto et al., 2006) y el modelo de temperatura de celda de Sandia (Kratochvil et al., 2004). Los resultados de producción eléctrica del sistema PV se cargan en TRNSYS para simular el

comportamiento térmico del sistema PV-EH bajo la demanda de calor del proceso industrial. Los EH son simulados en TRNSYS considerando una eficiencia constante (η_{eh}) de 0,98 (Meyers et al., 2018). El inversor es modelado en Matlab considerando una eficiencia constante (η_{inv}) de 0,96 (Ramasamy et al., 2022). El sistema ST se simula con TRNSYS utilizando el Type 1289 (TRNSYS, n.d.) el cual utiliza el enfoque de eficiencia dinámica EN12975-2 basado en el modelo cuasi-dinámico de colector ST de la norma ISO 9806 (Giovannetti y Horta, 2016). El almacenamiento térmico (TES) es simulado considerando un tanque cilíndrico estratificado con configuración vertical y completamente lleno empleando el Type 158. Los intercambiadores de calor son modelados empleando el Type 91 el cual usa el enfoque de efectividad (ε) constante (TRNSYS, 2017). Los parámetros de los principales componentes de los modelos numéricos de los sistemas analizados se muestran en la Tabla 1. Donde $\eta_{0,b}$ es el coeficiente de cero pérdidas, c_1 es el coeficiente lineal de pérdidas térmicas, c_2 es el coeficiente cuadrático de pérdidas térmicas, c_5 es la capacidad térmica efectiva, K_d es el modificar del ángulo de incidencia para la radiación difusa, η_{pv} es la eficiencia nominal en condiciones de prueba estándar (STC) del módulo PV, V_{mpp} es el voltaje en el punto de máxima potencia (MPP), I_{mpp} es la corriente en el MPP, V_{oc} es el voltaje de circuito abierto, I_{sc} es la corriente de corto circuito, $\alpha_{I,sc}$ es el coeficiente de temperatura de I_{sc}, $\alpha_{V,oc}$ es el coeficiente de temperatura de V_{oc} y U_{tes} es el coeficiente de pérdidas térmicas del TES.

El dimensionamiento de los campos ST y PV se realiza en base a la fracción solar (SF) deseada para el sistema. En el caso del sistema ST se realiza según el procedimiento presentado por Rosales-Pérez et al. (2024), con el cual se estima la producción anual de energía por área de colector a partir de los coeficientes de pérdidas del colector y los valores promedios de temperatura y radiación solar. El dimensionamiento del campo PV se realiza a partir del cálculo de la producción anual de energía de 1 m2 de módulo PV mediante el modelo implementado en Matlab.

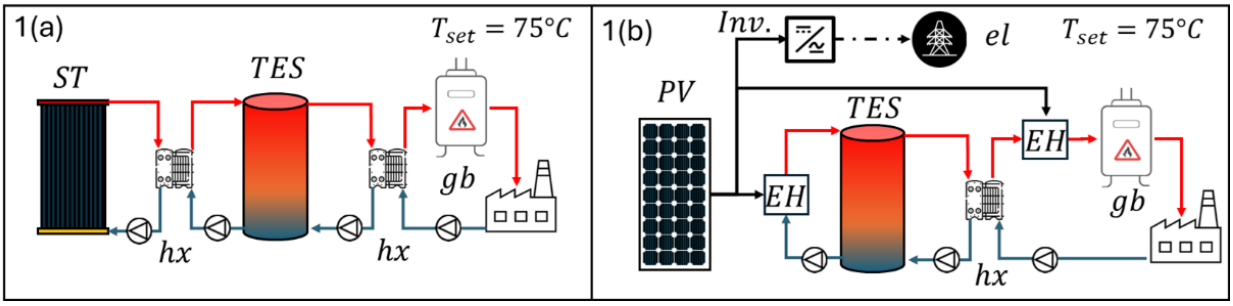


Fig. 1. Esquema de los sistemas de calor solar: 1(a) sistema ST; 1(b) sistema PV-EH.

Tabla 1. Parámetros de los componentes de los modelos números de los sistemas solares evaluados.

Componente	Type de TRNSYS o modelo implementado en Matlab	Parámetros principales
FPC	Type-1289	$\eta_{0,b}$=0,779
		c_1 = 2,41 [W/m^{2}K]
		c_2 = 0,015 [W/m^{2}K^2]
		c_5 = 6,798 [kJ/ (Km^2)]
		K_d = 0,98
PV	Modelo de cinco parámetros	η_{pv} = 0,21
		V_{mpp} = 41,96 [V]
		I_{mpp} = 13,11 [A]
		V_{oc} = 49,90 [V]
		I_{sc}= 14 [A]
		$\alpha_{I,sc}$ = 0,050 [%/°C]
		$\alpha_{V,oc}$ = -0,27 [%/°C]
Storage tank	Type-158	U_{tes} = 0,923 [W/m^{2}K]
Heat exchangers	Type-91	ε = 0,7

RESULTADOS

Las Figs. 2 y 3 muestran la fracción solar (SF) y LCOH en función del área total (A_{total}) de los sistemas FPC y PV-EH en Calama y Puerto Montt, respectivamente. Se consideran dos escenarios para el sistema PV-EH: 1) venta del excedente de electricidad (PV-EH$_{e\text{-}sold}$) y 2) sin venta del excedente de electricidad (PV-EH$_{e\text{-}not\ sold}$). En el caso de Calama (Figs 2.a y 2.b), el sistema FPC alcanza los mismos valores de SF con aproximadamente la mitad de A_{total} requerida por el sistema PV-EH. Del mismo modo, el menor LCOH del sistema FPC se alcanza para un A_{total} de 950 m^2, mientras el sistema PV-EH necesita aproximadamente 1750 m^2 para alcanzar un LCOH similar. Sin embargo, el LCOH del sistema PV-EH decrece continuamente con el incremente de A_{total}, mientras que el LCOH del sistema FPC comienza a incrementarse continuamente luego de alcanzar su mínimo. Para valores de SF por debajo de aproximadamente 0,96 no se observan diferencias significativas entre los valores de LCOH de los escenarios PV-EH$_{e\text{-}sold}$ y PV-EH$_{e\text{-}not\ sold}$. Luego de ese punto, el LCOH del caso PV-EH$_{e\text{-}not\ sold}$ comienza a incrementare, mientras que el del caso PV-EH$_{e\text{-}sold}$ continúa reduciéndose hasta alcanzar valores hasta 84,5% más bajos que el del PV-EH$_{e\text{-}not\ sold}$. En el caso de Puerto Montt (Figs 3.a y 3.b), las diferencias en la SF por A_{total} entre los sistemas FPC y PV-EH para áreas de campo solar relativamente pequeñas son significativamente menores que en el caso de Calama. Con un área de aproximadamente 3145 m^2, la SF de ambos sistemas se vuelve aproximadamente igual. Luego de esa área, el sistema PV-EH permite alcanzar fracciones solares más altas que el sistema FPC, y la diferencia crece continuamente a medida que A_{total} se incrementa. Por otra parte, la separación entre las curvas de LCOH entre los escenarios PV-EH$_{e\text{-}sold}$ y PV-EH$_{e\text{-}not\ sold}$ comienza para una fracción solar de aproximadamente 0,63 (34% más baja que en el caso de Calama), llegando la alternativa PV-EH$_{e\text{-}sold}$ a alcanzar un LCOH hasta 66% más bajo que la PV-EH$_{e\text{-}not\ sold}$ para un A_{total} de 8000 m^2.

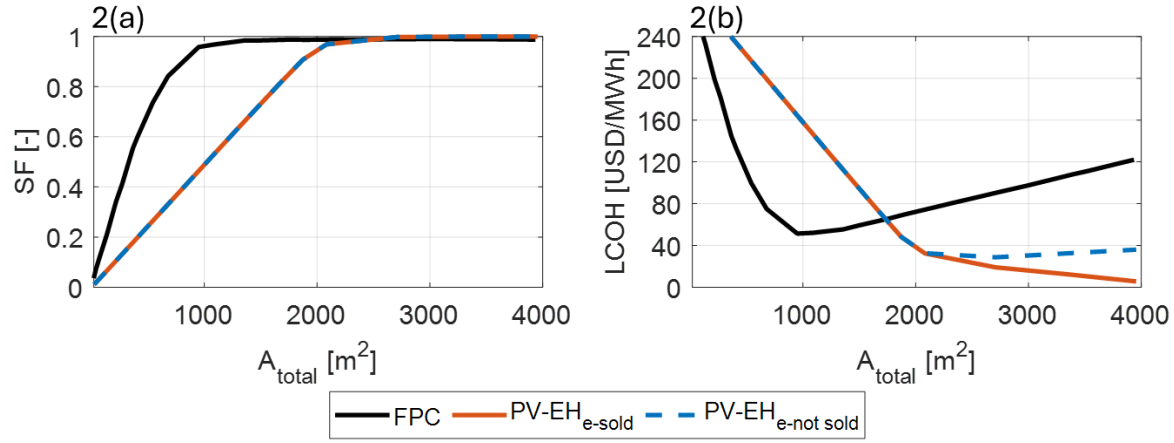


Fig. 2. LCOH de los sistemas FPC y PV-EH con venta y sin venta del excedente de electricidad en Calama.

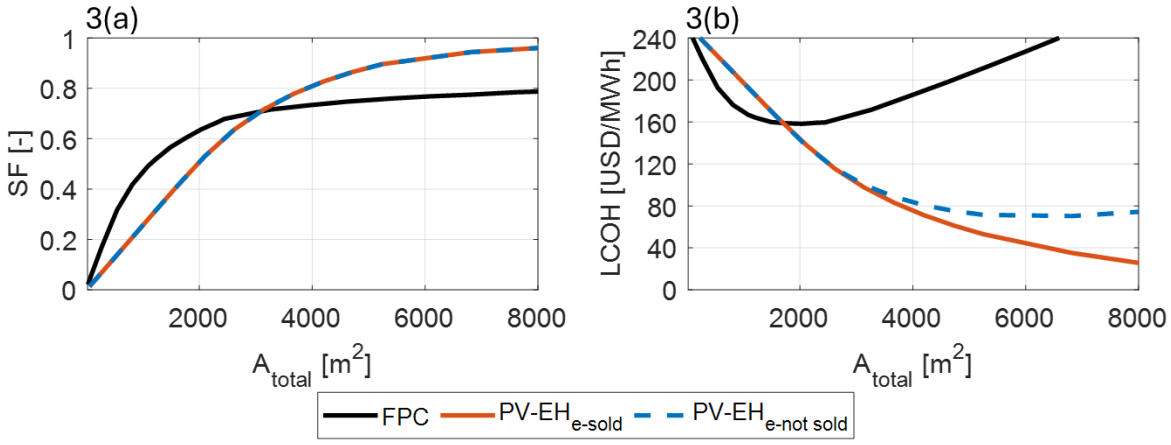


Fig. 3. LCOH de los sistemas FPC y PV-EH con venta y sin venta del excedente de electricidad en Puerto Montt.

Los resultados observados indican que el sistema PV-EH puede alcanzar valores altos de SF con menor LCOH que la alternativa ST. La mayor ventaja del sistema PV-EH sobre el ST se presenta en la ubicación con niveles bajos de radiación solar, donde el sistema PV-EH es capaz de superar la producción de energía por área del sistema FPC cuando se alcanzan valores de A_{total} superiores a 3146 m^2. Estos resultados concuerdan por lo hallado por Meyers et al., 2018. Por otra parte, cuando se alcanzan valores bajos de SF, la venta del exceso de electricidad no permite reducir de manera significativa el LCOH del sistema PV-EH en relación con la alternativa ST. Sin embargo, sobre cierto nivel de SF, el cual es significativamente menor en la ubicación con los niveles más bajos de radiación, el LCOH del escenario PV-EH$_{e\text{-not sold}}$ comienza a incrementarse mientras que el escenario PV-EH$_{e\text{-sold}}$ continúa disminuyendo, alcanzando un LCOH que puede ser hasta un 85,4% menor que el PV-EH$_{e\text{-not sold}}$ para el área de campo PV más grande y hasta un 89% menor que el sistema FPC con el área que permite el menor LCOH. Esto representa una gran ventaja, especialmente en aplicaciones en donde no se tienen limitaciones de área para la instalación del campo solar.

CONCLUSIONES

En este estudio se evaluó el efecto que la venta del exceso de electricidad tiene en el LCOH alcanzado por los sistemas PV-EH para el suministro de calor solar a procesos industriales y su competitividad relativa a los sistemas ST con FPC. Se consideró un proceso industrial con una temperatura de integración de 75 oC y se evaluaron dos escenarios de niveles de radiación, uno con niveles altos y otro con niveles bajos relativos al recurso solar disponible en Chile.

Los resultados de este trabajo indican que en escenarios donde la SF tiende a ser baja debido a las restricciones de aplicación, la venta del exceso de electricidad no tiene una influencia relevante en el desempeño económico de los sistemas PV-EH. Sin embargo, si existe la disponibilidad adecuada de superficie para la instalación del campo solar y el sistema PV-EH alcanza altos valores de SF, la venta del exceso de electricidad puede mejorar significativamente la viabilidad económica de los sistemas solares en el sector industrial, siendo capaz de reducir hasta en un 89% el LCOH del suministro de calor solar en relación con el mínimo alcanzado por la alternativa ST. Además, la competitividad de los sistemas PV-EH relativa a los sistemas ST se incrementa cuando se reducen los niveles de radiación. En futuros trabajos, se analizará como varía el efecto de la venta de electricidad en el comportamiento de los sistemas PV-EH relativo a los sistemas ST para diferentes rangos de temperatura de procesos, diferentes tecnologías de colectores solares térmicos y escenarios de costos de venta del excedente eléctrico.

AGRADECIMIENTOS

Rosales-Pérez J.F. agradece el financiamiento de la Agencia Nacional de Investigación y Desarrollo ANID BECAS/DOCTORADO NACIONAL 21200844. Los autores también desean expresar su agradecimiento a los proyectos ANID/FONDECYT 1240739, ANID/FONDEF ID24I10255, ANID/FONDECYT 1231186 y ANID/FONDAP 1523A0006 “Solar Energy Research Center”- SERC-Chile.

REFERENCIAS

De Soto, W., Klein, S. A., & Beckman, W. A. (2006). Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance. Solar Energy, 80(1), 78–88. https://doi.org/10.1016/J.SOLENER.2005.06.010

Giovannetti, F., & Horta, P. (2016). Comparison of process heat collectors with respect to technical and economic conditions.https://task49.iea-shc.org/Data/Sites/1/publications/Task%2049%20Deliverable%20A2%201_End%20(3).pdf

IEA. (2018). Clean and efficient heat for industry. https://www.iea.org/commentaries/clean-and-efficient-heat-for-industry

Jesper, M., Pag, F., Vajen, K., & Jordan, U. (2021). Annual Industrial and Commercial Heat Load Profiles: Modeling Based on k-Means Clustering and Regression Analysis. Energy Conversion and Management: X, 10, 100085. https://doi.org/10.1016/J.ECMX.2021.100085

Kratochvil, J. A., Boyson, W. E., & King, D. L. (2004). Photovoltaic array performance model. Sandia Report No. 2004-3535, 8, 1–19. https://doi.org/10.2172/919131

Meyers, S., Schmitt, B., & Vajen, K. (2018). Renewable process heat from solar thermal and photovoltaics: The development and application of a universal methodology to determine the more economical technology. Applied Energy, 212, 1537–1552. https://doi.org/10.1016/J.APENERGY.2017.12.064

Quiñones, G., Felbol, C., Valenzuela, C., Cardemil, J. M., & Escobar, R. A. (2020). Analyzing the potential for solar thermal energy utilization in the Chilean copper mining industry. Solar Energy, 197, 292–310. https://doi.org/10.1016/J.SOLENER.2020.01.009

Ramasamy, V., Zuboy, J., O'shaughnessy, E., Feldman, D., Desai, J., Woodhouse, M., Basore, P., & Margolis, R. (2022). U.S. Solar Photovoltaic System and Energy Storage Cost Benchmarks, With Minimum Sustainable Price Analysis: Q1 2022. www.nrel.gov/publications.

Rosales-Pérez, J. F., Villarruel-Jaramillo, A., Pérez-García, M., Cardemil, J. M., & Escobar, R. (2024). Techno-economic analysis of hybrid solar thermal systems with flat plate and parabolic trough collectors in industrial applications. Alexandria Engineering Journal, 86, 98–119. https://doi.org/10.1016/J.AEJ.2023.11.056

Rosales-Pérez, J. F., Villarruel-Jaramillo, A., Romero-Ramos, J. A., Pérez-García, M., Cardemil, J. M., & Escobar, R. (2023). Hybrid System of Photovoltaic and Solar Thermal Technologies for Industrial Process Heat. Energies 2023, Vol. 16, Page 2220, 16(5), 2220. https://doi.org/10.3390/EN16052220

TRNSYS. (n.d.). TESS COMPONENT LIBRARIES General Descriptions. Retrieved March 27, 2023, from https://www.trnsys.com/tess-libraries/TESSLibs17_General_Descriptions.pdf

TRNSYS. (2017). TRNSYS 18: Standard component library overview. http://sel.me.wisc.edu/trnsyshttp://software.cstb.frhttp://www.tess-inc.com

U.S Department of Energy. (n.d.). National Solar Radiation Database. Retrieved June 15, 2024, from https://nsrdb.nrel.gov/

Villarruel-Jaramillo, A., Pérez-García, M., Cardemil, J. M., & Escobar, R. A. (2021). Review of Polygeneration Schemes with Solar Cooling Technologies and Potential Industrial Applications. Energies 2021, Vol. 14, Page 6450, 14(20), 6450. https://doi.org/10.3390/EN14206450

ANÁLISIS TECNO-ECONÓMICO DEL SUNDIAL PARA PLANTAS DE CALOR DE PROCESOS INDUSTRIALES EN ALTAS LATITUDES

Barnetche M.*, González-Portillo L.F.*, Abbas R.*

*Departamento de Ingeniería Energética, Universidad Politécnica de Madrid, José Gutiérrez Abascal 2, 28006, Madrid, España, m.barnetche@upm.es.

RESUMEN

ASTEP es un proyecto europeo que propone una solución de bajo costo para calor solar de procesos industriales aplicable inclusive en latitudes altas. El concentrador, llamado SunDial, es un Fresnel rotatorio con dos ejes de seguimiento y alcanza una temperatura de 290 ºC. Además, cuenta con un almacenamiento de calor latente. El objetivo principal de este estudio es evaluar el costo del SunDial y el costo nivelado del calor (LCOH por sus siglas en inglés) del concepto ASTEP. Para ello a partir del conocimiento adquirido en la construcción de los prototipos en Madrid, se realizó un estudio de escalado para reducir los costos del SunDial. Luego se llevó a cabo un estudio de sensibilidad de las variables del sistema ASTEP con el objetivo de reducir el LCOH. De esta forma se encontraron el tamaño más eficiente para el SunDial y la configuración óptima para ASTEP.

PALABRAS CLAVE: Energía Solar Concentrada, Calor de Procesos Industriales, Análisis Tecno-económico.

ABSTRACT

ASTEP is a European project that proposes a low-cost solution for solar heat in industrial processes applicable even in high latitudes. The concentrator, called SunDial, is a rotating Fresnel with two tracking axes and reaches a temperature of 290°C. Additionally, it features latent heat storage. The main objective of this study is to evaluate the cost of SunDial and the Levelized Cost of Heat (LCOH) of the ASTEP concept. To achieve this, based on the knowledge acquired from prototype construction in Madrid, a scaling study was conducted to reduce SunDial costs. Subsequently, a sensitivity analysis of the ASTEP system variables was carried out to reduce LCOH. This led to the identification of the efficient size for SunDial and the optimal configuration for ASTEP.

KEYWORDS: Concentrated Solar Energy, Solar Heat for Industrial Processes, Tecno-economic Analysis.

INTRODUCCIÓN

Este estudio fue desarrollado dentro del marco del proyecto europeo ASTEP (Application of Solar Thermal Energy to Processes) cuyo principal objetivo es proveer una solución de bajo costo para la generación de calor solar de procesos industriales. Una de las principales características de este proyecto es que su concentrador solar puede ser aplicado a procesos industriales localizados inclusive en latitudes altas, donde la radiación solar directa es baja. Esto se debe gracias a que ASTEP cuenta con un nuevo concentrador solar de mayor eficiencia, llamado SunDial. El SunDial es un Fresnel rotatorio, por lo tanto, cuenta con dos ejes de seguimiento. Lo que le permite alcanzar una mayor eficiencia que las tecnologías actuales en altas latitudes (Abbas et al, 2023). El concepto ASTEP cuenta con un almacenamiento de calor latente por cambio de fase, lo cual aumenta la confiabilidad del sistema. El objetivo es producir calor a una temperatura mayor de 220 ^{o}C para una fábrica de tubos de acero ubicada en Iasi, Rumania.

El SunDial es el resultado de cuatro patentes españolas ES2578804B2, ES1138715U, ES2537607B2 y ES2713799A1, y dos patentes internacionales WO/2016/166388A1 y WO/2016/166390A1 desarrolladas por la Universidad Politécnica de Madrid (UPM) y la Universidad Nacional de Educación a Distancia (UNED). La principal característica del SunDial es su seguimiento en dos ejes. Esto se consigue mediante rotación del Fresnel para mantener el sol en la sección transversal y el movimiento de cada espejo siguiendo la elevación del sol. Además, el concentrador está inclinado 5^{o} en la sección transversal lo que aumenta su eficiencia. La Figura 1. muestra dos fotografías del SunDial desde perspectivas diferentes. Para garantizar el correcto rodamiento del SunDial se construyeron los rieles verdes que se aprecian en la Fig. 1. Estos rieles también permiten que las tuberías que transportan el fluido de transferencia de calor pasen por debajo del concentrador. El fluido utilizado es un aceite térmico que se mantiene en estado líquido a las bajas temperaturas que se alcanzan en invierno en Iasi de -10 ^{o}C.



Figura 1. Fotografía del SunDial siendo montado en Madrid en dos perspectivas diferentes.

El objetivo principal de este estudio es evaluar el costo del SunDial. Por lo tanto, se realizó un estudio detallado de todos los componentes adquiridos para construir el colector que se muestra en la Fig. 1. A partir de esta información se realizó un estudio de escalado para reducir el costo del colector por metro cuadrado de área de espejos. Además, se estudió el costo nivelado del calor (LCOH por sus siglas en inglés) del concepto ASTEP. A través de un

estudio de sensibilidad se identificaron las variables que tienen más impacto en el LCOH. Por lo que se encontró la configuración optima del sistema para obtener un LCOH menor que el costo actual del gas natural.

ESTIMACION DE COSTOS Y ESCALADO DEL SUNDIAL

El precio del SunDial se calculó considerando el costo unitario de todos los componentes comprados para construir el prototipo. El SunDial puede discretizarse en más de cien subelementos, pero solo los 20 primeros son los responsables de la mayor parte del costo, como se muestra en la Fig.2.a. Los elementos más costosos del prototipo son el receptor, el aislamiento, los motores de seguimiento, las juntas rotatorias y los rieles para que la plataforma gire. Sin embargo, los costos del prototipo son más altos que las tecnologías comerciales debido al proceso artesanal, lo que implica más horas de trabajo, retrabajo, material adicional y falta de optimización en la compra de los materiales lo que encarece su costo. Se tomaron una serie de consideración para calcular un costo más acertado del colector a través del contraste entre los precios pagados en el proyecto con otros precios encontrados en el mercado o la bibliografía revisada. Las suposiciones para calcular el costo del SunDial se encuentran en la Tabla 1.

Estas suposiciones se utilizaron para calcular un costo mínimo y máximo del SunDial, que resulto en un valor total de entre 234.6 a 348.5 €/m2. La Figura 2.b. muestra el desglose de costos por categorías donde se observa que las que aportan más peso al costo son el sistema de seguimiento, los espejos y el receptor. Sin embargo, si comparamos con datos de bibliografía (Ordoñez 2021, Kurup 2022, Sait 2015) es notorio que la categoría correspondiente al sistema de tuberías (HTF) también es significativamente más alta.

Esta discrepancia surge del hecho de que cada línea de espejos está equipada con su propio motor, y estas líneas de espejos son relativamente más pequeñas en comparación con las de colectores más grandes. Si los espejos se extendieran, los mismos motores seguirían siendo necesarios, pero el área del colector aumentaría, lo que conduciría a una reducción en el costo por área reflectiva. El mismo principio se aplica a las juntas giratorias y otros elementos del sistema de tuberías. Sin embargo, existe un límite en cuanto a cuánto puede expandirse el área del SunDial. En consecuencia, se realizó un análisis para determinar el tamaño óptimo del colector SunDial para minimizar los costos.

Tabla 1. Suposiciones para el cálculo de costo del SunDial

Ítem	Costo	Descripción
Receptor	36-56 €/m^2	(Kurup, 2022) (Ordoñez, 2021)
Tubo cuadrado galvanizado	1.575-2.4 €/kg	40% de reducción del costo del proyecto
Tuberías y accesorios	50%	Sobre el costo de los componentes
Componentes	50-65%	Motores, juntas rotatorias, variadores
Piezas de aluminio corte laser	12 €/kg	50% de reducción del costo del proyecto
Piezas de acero corte laser	2-4 €/kg	50% de reducción del costo del proyecto
Mano de obra	2 personas 1-2 semanas	20 €/hora convenio de Madrid

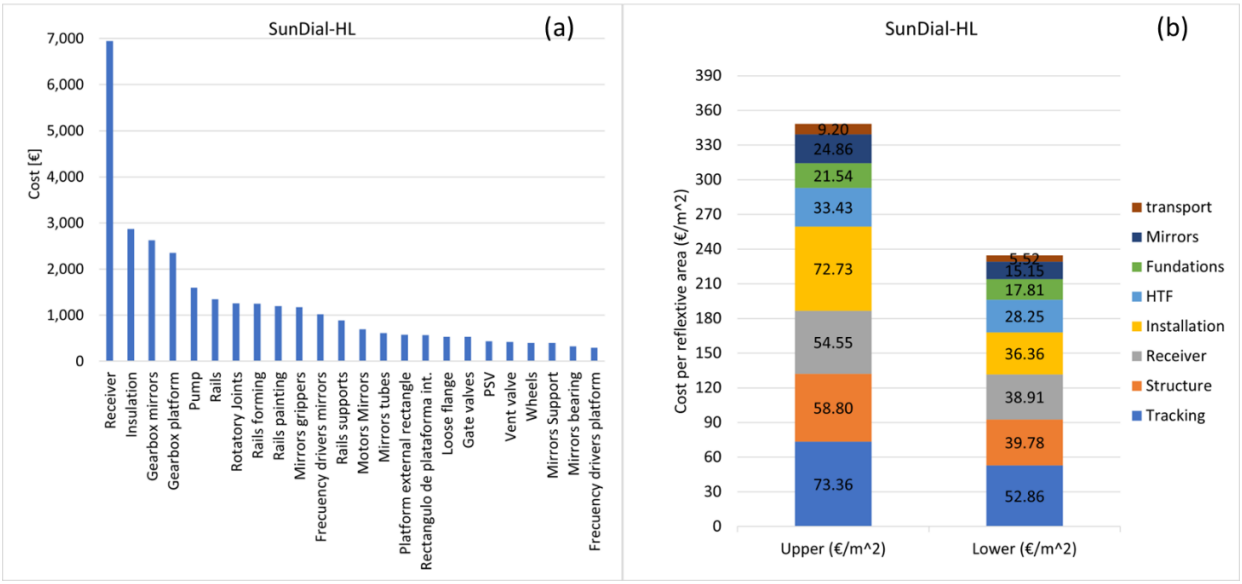


Figura 2. (a) Diagrama de pareto de los componentes del SunDial y (b) Costos por categoria del SunDial.

El SunDial está diseñado para estar sobre una plataforma cuadrada. Los tubos evacuados que se utilizan en el receptor se producen en una longitud estándar de 4 m. El SunDial tiene dos de estos tubos conectados en serie, lo que le da al receptor una longitud total de 8 m. Cada receptor tiene asociadas tres líneas de espejos. La plataforma SunDial tiene dos receptores instalados en líneas paralelas (pero conectados en serie), lo que suma un total de 6 líneas de espejos por plataforma. Por lo tanto, la plataforma cuadrada SunDial solo puede ser un múltiplo de 4 si se utiliza un tubo evacuado estándar. Los tamaños estándar inmediatos de las plataformas son por ejemplo 12x12 y 16x16.

A medida que se aumenta la plataforma SunDial, se requiere agregar más circunferencias concéntricas a la columna central que soportan las ruedas. Las circunferencias y las ruedas se agregan manteniendo la misma distancia entre ruedas del SunDial 8x8. Además, se mantiene la inclinación de los espejos y el receptor. Por lo tanto, el punto más alto del SunDial se incrementa. El área de los espejos y el total ocupado por la plataforma aumenta proporcionalmente. Las medidas características para estos tres tamaños de SunDial se muestran en la Tabla 2. La Figura 3. muestra un esquema de cómo se vería el escalado del colector para los tres tamaños.

Tabla 2. Principales parámetros de los diferentes tamaños de SunDial.

Parámetro	SunDial 8x8	SunDial 12 x12	SunDial 16x16
Área de espejos (m^2)	44	99	176
Atura máxima (m)	2.6	2.9	3.4
Potencia (kW)	20	40	73

El costo de las versiones ampliadas se calculó basado en el costo original de SunDial 8x8 afectado por diferentes factores dependiendo de la categoría con las siguientes ecuaciones:

$$C_{\{ext,rec\}} = \frac{L_{\{ext,rec\}} \cdot c_{\{rec\}}}{A_{\{ext,ref\}}} \qquad (1)$$

$$C_{\{ext,trac\}} = \frac{c_{\{8mplt\}} + c_{\{8mmir\}} \frac{n_{\{ext,mir\}}}{n_{\{8,mir\}}}}{A_{\{ext,ref\}}} \quad (2)$$

$$C_{\{ext,mir\}} = \frac{c_{\{8mir\}} \frac{A_{\{ext,ref\}} H_{\{ext\}}}{A_{\{8,ref\}} \quad H_{\{8\}}}}{A_{\{ext,ref\}}} \quad (3)$$

$$C_{\{ext,htf\}} = \frac{c_{\{8rj\}} + c_{\{8pip\}} \frac{L_{\{ext,pip\}}}{L_{\{8,pip\}}}}{A_{\{ext,ref\}}} \quad (4)$$

$$C_{\{ext,rails\}} = \frac{c_{\{8rails\}} \frac{P_{\{ext,rails\}}}{P_{\{8,rails\}}}}{A_{\{ext,ref\}}} \quad (5)$$

$$C_{\{ext,str\}} = \frac{c_{\{8w\}} \frac{n_{\{ext,w\}}}{n_{\{8,w\}}} + c_{\{8str\}} \frac{A_{\{ext,plt\}} H_{\{ext\}}}{A_{\{8,plt\}} \quad H_{\{8\}}}}{A_{\{ext,ref\}}} \quad (6)$$

Aquí, C es el costo por área reflectante de las versiones extendidas (12x12, 16x16, 20x20 o 24x24). El costo por área reflectante del receptor (C{ext,rec}) considera la longitud total del receptor (L{ext,rec}) y el costo del tubo evacuado estándar por metro (c{rec}). El costo de seguimiento (C{ext,trac}) se divide entre el costo de los motores requeridos para la plataforma (c{8mplt}) y los requeridos para los espejos (c{8mmir}), este último se ve afectado por la proporción del número de líneas de espejos en el SunDial extendido versus el SunDial 8x8. El costo por área reflectante de los espejos (C{ext,mirr}) considera la proporción de las áreas reflectantes y la altura de los colectores. En la categoría de los elementos para el transporte del fluido (C{ext,htf}), se considera el costo de las juntas giratorias (c{8,rj}), que son el mismo número en todos los tamaños de colectores, por separado del costo total del piping (c{8,pip}), que se ve afectado por la proporción de la longitud de piping en el colector. En la categoría de rieles (C{ext,rails}), se utiliza la proporción de la suma de los perímetros de los rieles. En la categoría de estructura (C{ext,str}), el costo de las ruedas se ve afectado por la proporción del número de ruedas y el resto por la proporción del área total de la plataforma y la altura de la plataforma. Finalmente, para el costo de instalación, se consideró el 20% de las horas extras requeridas para el SunDial 12x12, el 50% para el SunDial 16x16 y el 75% para el SunDial 20x20 y el doble para el SunDial 24x24. En la categoría de transporte, se considera el mismo costo total para el SunDial 12x12, el doble para el SunDial 16x16 y cuatro veces el costo para el SunDial 20x20 y el SunDial 24x24.

Los resultados se muestran en la Fig. 4. donde se puede ver que a partir del tamaño 16x16 el precio se mantiene estable, dentro del rango 240-175 €/m2. El principal factor en la reducción de costos de este colector es la categoría de seguimiento debido a que la longitud de los espejos se extiende, lo que reduce el costo de los motores y reductoras por área. Lo mismo sucede en la categoría del trasporte de fluido con las juntas rotatorias. El costo hallado para el SunDial se encuentra entre los rangos esperados de costos 200-150 €/m2 encontrados en la literatura para ser una opción atractiva frente a los combustibles fósiles (Bellos, 2018). Sin embargo, el costo nivelado del calor depende de otros factores, como la

radiación del sitio, la temperatura máxima del fluido, el tamaño del almacenamiento y la potencia de la demanda. Esto será investigado en la siguiente sección.

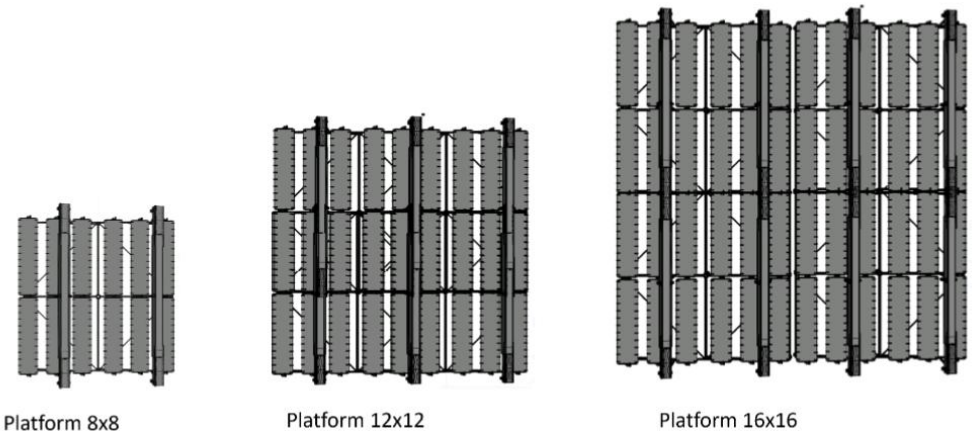


Figura 3. (a) Esquema de los diferentes tamaños de SunDial.

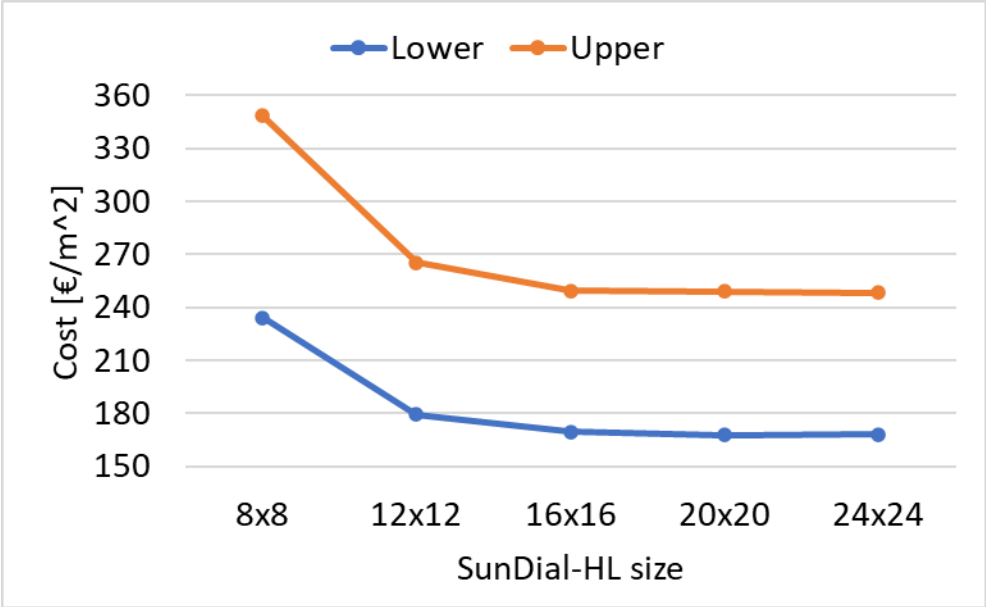


Figura 4. Costo por área de espejos para los distintos tamaños.

OPTIMIZACION DEL SISTEMA ASTEP

El objetivo de este estudio es encontrar qué variables del sistema ASTEP tienen un mayor impacto en el LCOH. Al identificar estas variables, el sistema ASTEP podría optimizarse para lograr el LCOH más bajo. Se realizo un análisis de sensibilidad del LCOH, donde se calculó para cada variable el LCOH dentro del rango seleccionado, manteniendo el resto de las variables en el caso base. Se considero para el cálculo del LCOH un costo de O&M del 0.5 % de valor de la inversión inicial, un tiempo de vida de 25 años de la planta, y una tasa de descuento del 5% (Epp, 2021).

Las simulaciones se llevaron acabo con un modelo dinámico previamente desarrollado para el SunDial 8x8 (Barnetche, 2023), que fue adaptado para simular al SunDial 12x12 y el

SunDial 16x16. Además, este modelo fue simplificado para poder realizar simulaciones anuales. Las simplificaciones fueron las siguientes: reducir los dos del SunDial a 6 y considerar las propiedades del fluido térmico constantes con la temperatura. La diferencia de energía obtenida con un modelo fue de 1% para simulaciones de un día, en tres estaciones distintas.

El SunDial 12x12 fue seleccionado como el caso base y SunDial 8x8 y SunDial 16x16 se utilizaron como rango inferior y superior. Las simulaciones se realizaron fijando el múltiplo solar, de modo que la demanda aplicada a SunDial 8x8 fue de 7 kW y a SunDial 16x16 fue de 24 kW. El costo utilizado para calcular la inversión inicial fue el costo medio de cada colector estimado en la sección anterior, 290 €/m^2, 220 €/m^2y 190 €/m^2 para cada tamaño de SunDial. El balance de planta (BOP) utilizado es el mismo para los diferentes colectores, por lo que, si el tamaño del SunDial aumenta, el costo del BOP por área reflectante se reduce. El resultado es un costo de BOP para SunDial 12x12 de 40 €/m^2, luego para SunDial 8x8 80 €/m^2y para SunDial 16x16 20 €/m^2. En la Tabla 3 se resumen los parámetros estudiados, su valor base y el rango en el que fueron variados.

Tabla 3. Parámetros variados en el análisis de sensibilidad.

Variable	Caso base	Rango
Numero de módulos de almacenamiento	2	0,1,2,3,4,5
Tamaño del SunDial	12x12	8x8,12x12,16x16
Temperatura máxima (ºC)	240	230,240,290
Potencia de la demanda (kW)	14	10,14,25,34

Los resultados del análisis de sensibilidad del LCOH se muestran en la Fig. 5, donde es evidente que la temperatura de desenfoque, el tamaño del SunDial y la potencia de demanda son variables con una gran influencia en el LCOH. Para la temperatura de desenfoque, un aumento del 20% representa una disminución del 10% en el LCOH. El SunDial 8x8 implica un aumento del 45% en el LCOH, mientras que el SunDial 16x16 tiene una reducción de casi el 30%. Un aumento de la demanda desde 14 a 34 kW, lo que implica una reducción del múltiplo solar de 3.7 a 1.4, presenta una reducción del LCOH de casi el 40%.

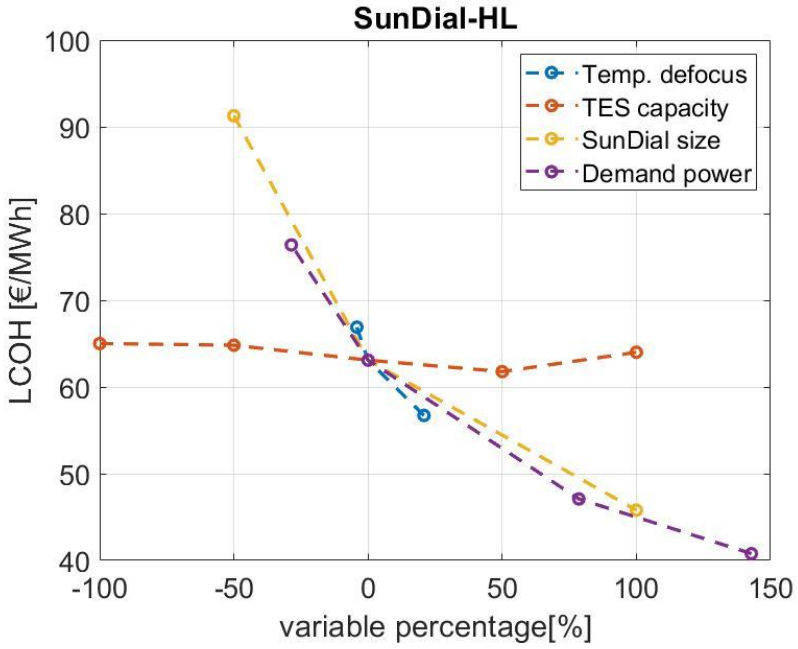


Figura 5. Estudio de sensibilidad de LCOH para las principales variables del SunDial.

El LCOH más bajo alcanzado para el SunDial-HL es de 40 €/MWh para una mayor potencia de demanda, por lo que se requiere un múltiplo solar menor. Este resultado significa que el SunDial 12x12 logra un precio muy competitivo en comparación con el precio del gas natural en Europa de 33 €/MWh. Además, el LCOH puede reducirse combinando las variables con mayor impacto en la disminución del LCOH, que son el aumento de la temperatura de desenfoque a 290 ºC y el uso del SunDial 16x16 con un múltiplo solar de 1.4. Lo cual evaluaremos a continuación.

El número de módulos de almacenamiento parece no tener un gran impacto en el costo LCOH. En términos de menor LCOH, el número óptimo es de 4 módulos. Pero para entender mejor el número óptimo de módulos, se evalúa la fracción solar del sistema. La fracción solar se ha calculado como la relación entre la energía total suministrada por SunDial y la demanda nominal de 122.64 MWh/y en la fábrica de tubos de acero. La Figura 6 muestra la evolución de la fracción solar con el número de módulos. Se puede observar que la fracción solar aumenta a medida que aumentan el número de módulos hasta llegar al número cuatro, a partir de donde el aumento se vuelve casi nulo.

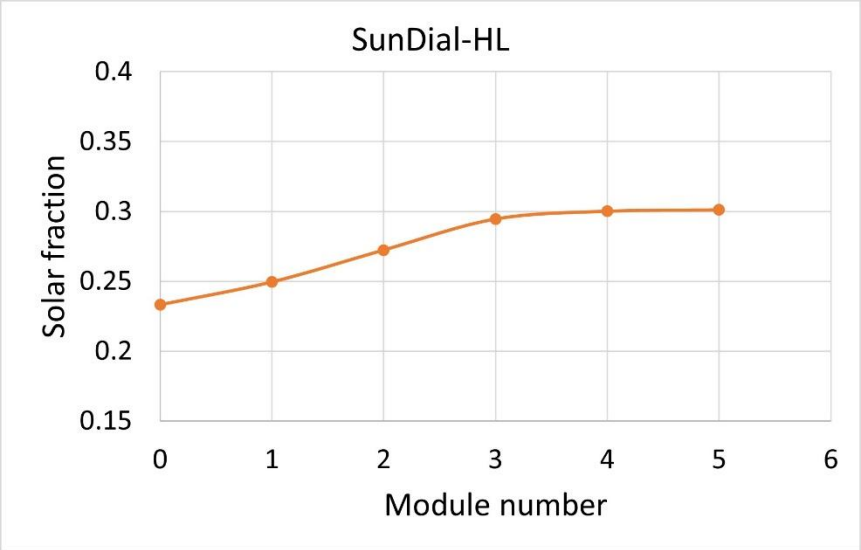


Figura 6. Fracción solar del sistema ASTEP versus el número de módulos de almacenamiento.

Finalmente, se realizó una simulación con el SunDial 16x16 con 2 módulos de almacenamiento, una demanda de 56 kW, lo que implica un múltiplo solar de 1.4 y una temperatura máxima de 290 ºC. El resultado fue una energía entrega al proceso de 100,7 MWh/y con un LCOH de 28.5 €/MWh. Este valor es más bajo que el costo actual del gas natural en Europa de 33 €/MWh, lo que significa que esta tecnología podría ser competitiva con los combustibles fósiles.

CONCLUSIONES

Se realizó un análisis tecno económico tanto para el SunDial como para el sistema ASTEP. Inicialmente, se llevó a cabo una revisión exhaustiva de la literatura, revelando que el rango de precios competitivos para colectores solares generalmente oscila entre 150-200 €/m^2. Luego, se realizó un análisis de costos del SunDial, donde se reveló que los gastos asociados con los motores de seguimiento, las juntas giratorias y el sistema de tuberías ejercen una influencia significativa en el costo total de los colectores debido a su tamaño relativamente pequeño. En consecuencia, se sugirieron dos prototipos más grandes del SunDial, lo que resultó en una disminución en el precio por área reflectante de al redor del 25%, que lo posiciono dentro del rango de costo necesario para la aplicación de calor de procesos industriales hallado en la literatura.

Además, se realizó un análisis de sensibilidad sobre el LCOH, revelando que las variables más influyentes son el múltiplo solar, el tamaño del SunDial y la temperatura máxima. La configuración óptima para lograr el precio más bajo implicaba el uso del SunDial 16x16, manteniendo una temperatura máxima de 290 ºC y adoptando un múltiplo solar de 1.4. Es destacable que el LCOH calculado fue de 28.5 €/MWh para una fábrica de tubos de acero situada en Rumanía. Lo cual es prometedor ya que subraya la competitividad de esta alternativa en el mercado, dado que el LCOH está por debajo del precio del gas natural de 33 €/MWh.

AGRADECIMIENTOS

El proyecto ASTEP ha recibido financiamiento del programa de investigación Horizon 2020 de la Unión Europea bajo el acuerdo de subvención N°884411. Nota: la presente publicación refleja únicamente las opiniones del autor y la Unión Europea no se hace responsable de ningún uso que se pueda hacer de la información contenida en ella.

REFERENCIAS

ABBAS, Rubén, BARBERO, Rubén, ROVIRA, Antonio and BARNETCHE, Magdalena, 2023. SunDial, a new collector for solar heat for industrial processes: Optical and thermal design. Thermal Science and Engineering Progress. 1 September 2023. Vol. 44, p. 102025. DOI 10.1016/J.TSEP.2023.102025.

ORDÓÑEZ, Freddy, FLORES, Esteban and SORIA, Rafael, 2021. Comprehensive analysis of the variables influencing the techno-economic optimization of medium temperature linear Fresnel collectors. *Energy Reports*. 1 November 2021. Vol. 7, p. 5747–5761. DOI 10.1016/J.EGYR.2021.08.194.

KURUP, Parthiv, GLYNN, Stephen and AKAR, Sertaç, 2022. Manufacturing cost analysis of advanced parabolic trough collector. AIP Conference Proceedings. 2022. Vol. 2445, no. May. DOI 10.1063/5.0085663.

SAIT, Hani H., MARTINEZ-VAL, Jose M., ABBAS, Ruben and MUNOZ-ANTON, Javier, 2015. Fresnel-based modular solar fields for performance/cost optimization in solar thermal power plants: A comparison with parabolic trough collectors. Applied Energy [online]. 2015. Vol. 141, p. 175–189. DOI 10.1016/j.apenergy.2014.11.074. Available from: http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.11.074

BELLOS, Evangelos and TZIVANIDIS, Christos, 2018. Assessment of linear solar concentrating technologies for Greek climate. [online]. 2018. [Accessed 24 May 2023]. DOI 10.1016/j.enconman.2018.06.076. Available from: https://doi.org/10.1016/j.enconman.2018.06.076

EPP, Bärbel, OROPEZA, Marisol and TAYLOR, Michael, 2021. Cost trends of solar energy for heat in industry. [online]. 2021. Available from: https://www.solar-payback.com/

BARNETCHE, Magdalena, GONZÁLEZ-PORTILLO, Luis F and ABBAS, Rubén, 2023. Optimum integration of latent heat storage in a solar thermal system for industrial processes: In series or in parallel? [online]. 2023. [Accessed 28 August 2023]. DOI 10.1016/j.applthermaleng.2023.121090. Available from: https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2023.121090

GENERACIÓN DE VAPOR EN INDUSTRIA CON COLECTORES SOLARES FRESNEL Y BOMBA DE CALOR DE ALTA TEMPERATURA

Famiglietti A.*, Abbas R.*

*Universidad Politécnica de Madrid, José Gutiérrez Abascal 2, 28006, Madrid, España, a.famiglietti@upm.es

*Universidad Politécnica de Madrid, José Gutiérrez Abascal 2, 28006, Madrid, España, ruben.abbas@upm.es

RESUMEN

La descarbonización del sector industrial es crucial para lograr objetivos de sostenibilidad y reducir la dependencia de los combustibles fósiles de las economías industrializadas. Las tecnologías Solares Térmicas pueden proporcionar calor en distintos rangos de temperaturas, con buenas prestaciones y costes razonables. Desarrollos recientes están trayendo al mercado bombas de calor de alta temperatura capaces de proporcionar calor por encima de 150 °C, que pueden ser alimentadas por sistemas solares fotovoltaicos. En este estudio se analiza la generación de vapor para uso industrial mediante configuraciones híbridas de tecnología de concentración tipo Fresnel y bomba de calor de alta temperatura alimentada por energía solar fotovoltaica, incluyendo la posibilidad de un almacenamiento térmico. Se consideran distintas configuraciones y se analizan a través de simulaciones numéricas al fin de evaluar los principales indicadores energéticos y económicos.

PALABRAS CLAVE: Calor Solar para Procesos industriales, Generación de Vapor, Linear Fresnel, Bomba de Calor de Alta Temperatura, Almacenamiento térmico

ABSTRACT

Decarbonization of the industrial sector is crucial to achieving sustainability goals and reducing dependence on fossil fuels. Solar thermal technologies can provide heat in different temperature ranges, with good performance and reasonable costs. High temperature heat pumps are emerging technologies able to provide heat up to 150°C, and can be powered by solar photovoltaic systems. This study analyzes the solar generation of steam for industrial use through hybrid configurations of solar concentrating technology such as linear Fresnel and high temperature heat pump powered by photovoltaic, including the possibility of thermal energy storage. Different configurations are considered and analyzed through numerical simulations to evaluate the main energetic and economic indicators.

KEYWORDS: Solar Heat for Industrial Process, Steam Generation, Linear Fresnel Collector, High Temperature Heat Pump, Thermal Energy Storage

INTRODUCCIÓN

Según la IRENA (International Renewable Energy Agency) el 74% de la demanda energética industrial es calor (85 EJ), aportada principalmente consumiendo combustibles fósiles. Alrededor del 50% del calor industrial se requiere a baja temperatura (< 150 °C) y media temperatura (150-400°C), consumidos en una gran variedad de procesos industriales. Las tecnologías Solares Térmicas ST pueden proporcionar calor en distintos rangos de temperaturas, con buenas prestaciones y costes razonables. Las tecnologías solares de concentración como los colectores lineales de tipo Fresnel pueden funcionar en el rango de temperatura media con altos rendimientos.

La energía solar fotovoltaica (PV) está ganando cuota de mercado a costes cada vez menores, siendo la tecnología solar dominante en el sector eléctrico. La aplicación de energía fotovoltaica en la industria está destinada a cubrir no solo la demanda eléctrica convencional, sino que están cada vez es más interesantes sus aplicaciones a calor de proceso. Soluciones “power-to-heat”, capaces de usar de manera eficiente electricidad solar y renovable para suministro de calor industrial hoy en día son extremadamente necesarias y atractivas. Aunque las bombas de calor industriales comerciales se limitan a aplicaciones de baja temperatura, desarrollos recientes están trayendo al mercado bombas de calor de alta temperatura (High Temperature Heat Pumps HT-HP) capaces de proporcionar calor por encima de 150 °C (Arpagaus et al., 2018).

En este estudio se analiza la generación de vapor para uso industrial mediante tecnología de concentración tipo Fresnel y la bomba de calor de alta temperatura alimentada por energía solar fotovoltaica. Para ello se considera un usuario industrial de referencia caracterizado por un dado perfil de demanda térmica semanal y las especificaciones de la red de vapor (presión de vapor saturo, temperatura de retorno condensado, entre otras).

El esquema de integración elegido para el estudio es la generación “indirecta” de vapor, en paralelo a una caldera de vapor convencional de gas natural. La generación indirecta de vapor solar implica la necesidad de un sistema de BOP (Balance of Plant) constituido por un “kettle reboiler Steam Generator (SG)” y equipos auxiliares. El generador de vapor kettle es alimentado por los condensados procedentes de la red industrial mientras que el aporte de calor se realiza a través de un fluido caloportador primario (solar), Fig.1. El vapor saturo generado el kettle se inyecta en la red de distribución industrial. En este estudio el fluido caloportador es agua presurizada, siendo una opción comúnmente empleada en el rango de temperatura previsto (150-200 °C). Se analizan distintas configuraciones de aportación de calor solar al circuito primario.

En primer lugar, se considera la opción de Solar Térmica CST y de bomba de calor HP alimentada por un campo solar fotovoltaico PV. La bomba de calor es una modelo pre-comercial de alto TRL (Technological Readiness Level), volumétrica de tipo Stirling, usando helio como fluido de trabajo y con capacidad de entregar calor hasta 280 °C (Høeg et al., 2023). E segundo lugar se considera una configuración híbrida con el CST y HP-PV en paralelo. Además se incluye un almacenamiento térmico sensible de tipo tanques de agua presurizada termoclinos, Fig.1.

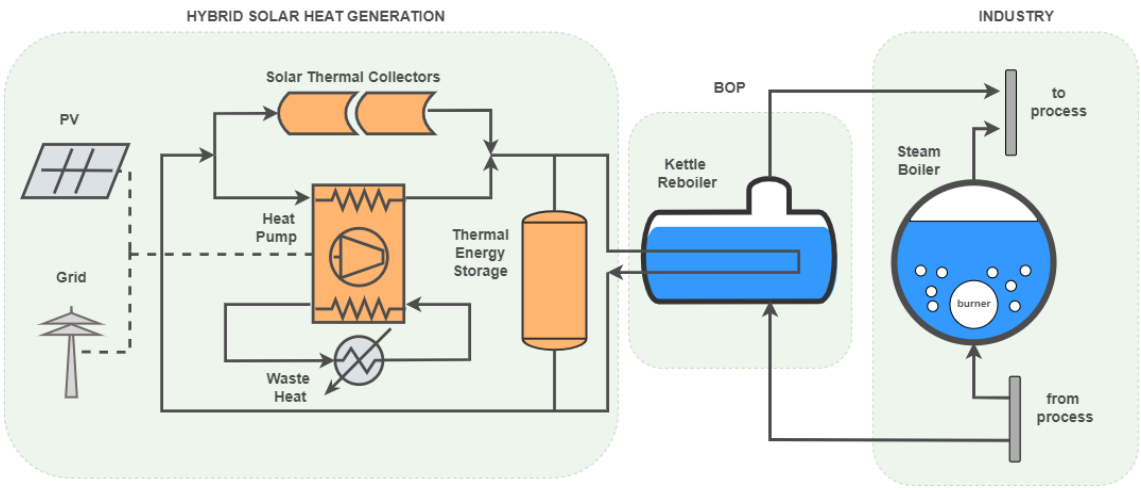


Fig.1 Esquema hibrido de generación solar indirecta de vapor industrial.

Para las varias configuraciones se obtiene la simulación horaria sobre el año meteorológico típico de localidades de interés, al fin de evaluar los principales indicadores energéticos (fracción solar anual, producción energética, …) y económicos (Levelized Cost of Heat, LCOH). Un análisis paramétrico permite establecer el impacto de los principales parámetros de diseño y operación, sobre los indicadores energéticos y económicos.

MODELOS NUMERICOS

Los modelos numéricos han sido implementados en entorno Python e incluyen la generación de vapor SG, el campo solar de concentración CST, el campo solar fotovoltaico PV, la bomba de calor HP, el almacenamiento térmico TES, el algoritmo de control apropiado a cada configuración. También se implementa el modelo económico de los componentes considerados.

Generación de vapor SG

La generación de vapor solar se realiza en paralelo al generador de vapor principal (Boiler, BO) a través de un generador de vapor (SG) tipo kettle. La presión del vapor p_s y la temperatura T_s están definidos de acuerdo con los parámetros del Boiler, así como la temperatura de entrada del agua T_{cond} (retorno de los condensado). El caudal del vapor $\dot{m}_s$ y la potencia térmica correspondiente $\dot{Q}_s$ se obtienen a partir del caudal y potencia de diseño $\dot{m}_{s,d}$ y $\dot{Q}_{s,d}$ y el perfil horario de la demanda industrial. Otros parámetros de diseño del SG son la temperatura de entrada y salida del lado del liquido $T_{l,in}, T_{l,ou}$ y el fluido empleado (agua presurizada). La presión lado liquido se define a partir de la temperatura de saturación del fluido $p_l = p_{sat}\langle T_{l,in} + \Delta T_{safe}\rangle$. La $T_{l,ou}$ se define a partir de T_s como $T_{l,ou} = T_s + \Delta T_{HX}$, y la $T_{l,in} = T_{l,ou} + \Delta T_l$.

La estimación de coste de instalación C_{SG} del generador de vapor SG se obtiene a partir del área del intercambiador A_{SG}, considerando un valor de referencia de la transferencia de calor $U_{SG} = 1400\ \mathrm{Wm^{-2}K^{-1}}$. Al coste base C_B se aplica factore correctivos que tienen en cuenta la presión F_P y el material F_M(Seider et al.).

$$C_{SG} = C_B F_P F_M C_{Eur} CE_{index} \quad (1)$$

$$C_B = exp\left(12.3310 - 0.8709 ln(A_{SG}) + 0.09005 \left(ln(A_{SG})\right)^2\right) \quad (2)$$

$$F_P = 0.9803 + 0.018 \left(\frac{p_{SG}}{100}\right) + 0.0017 \left(\frac{p_{SG}}{100}\right)^2 \quad (3)$$

$$F_M = a + \left(\frac{A_{SG}}{100}\right)^b \quad (4)$$

con a=2.7 y b=0.07 para acero inoxidable, y C_{Eur} factor de conversión de USD a Euro , A_{SG} en ft^2 y la pression p_{SG} en $psig$. El CE_{index} tiene en cuenta la infación, según el indice CEPCI, (Maxwell).

Solar térmica de concentración CST

El campo solar térmico CST se define a partir del colector y de la configuración de los lazos y su orientación. El colector es un concentrador linear Fresnel LFC comercial (Solatom), equipado con un receptor de un solo tubo de tipo evacuado, cuyos principales datos técnicos se reportan en la Tabla 1.

Tabla 1. Colector Fresnel y receptor

	L_m	5.28 m
Abertura	W_a	5.00 m
Altura sobre los espejos	H_m	2.72 m
Área activa del módulo	A_m	26.40 m^2
Máxima eficiencia óptica	η_{op0}	0.632
Número de espejos por módulo	n_m	10
Aberturas de espejo	w_a	0.50 m
Diámetro interior del receptor	D	0.066 m
Diámetro exterior del receptor	D_{ex}	0.07 m

El campo solar está definido por el número de LFC idénticos ensamblados en serie n_s en una fila recta, mientras que n_p filas están dispuestas en paralelo. El LFC se modela calculando el flujo de calor concentrado por los espejos primarios $\dot{q}_s$ en el perímetro del receptor $P_{ex} = D_{ex}\pi$, mediante una eficiencia óptica η_{op} obtenida a partir de un modificador del ángulo de incidencia proporcionado por el fabricante.

$$\dot{q}_s = \frac{G_{bn}\eta_{op}A_c}{A_r} = \frac{G_{bn}\eta_{op}W_a}{P_{ex}} = G_{bn}\eta_{op}C \quad (5)$$

$$\eta_{op} = \eta_{op0} IAM_T\langle\theta_T\rangle IAM_L\langle\theta_L\rangle \quad (6)$$

La potencia térmica $\dot{Q}_u$ ganada por el fluido a lo largo de una longitud L del receptor se obtiene según [13] utilizando el factor de eficiencia del colector F' y el factor de disipación de calor F_R.

$$\dot{Q}_u = F_R L P_{ex}[\dot{q}_s - U_L(T_{in} - T_{amb})] = \dot{m}(he_{ou} - he_{in}) \quad (7)$$

$$F' = \left[1 + \frac{U_L P_{ex}}{h_l P}\right]^{-1};\ F_R = \frac{\dot{m}\mathrm{cp}}{L P_{ex} U_L}\left[1 - \exp\left(-\frac{L F' P_{ex} U_L}{\dot{m}\mathrm{cp}}\right)\right] \quad (8)$$

El coeficiente global de transferencia de calor del tubo receptor $U_L\langle T_w, T_{amb}\rangle$ se obtiene mediante una expresión polinómica a partir de las pérdidas térmicas. La longitud del receptor se discretiza en n_e elementos para una mayor precisión, ya que en la entrada de cada elemento se pueden evaluar las variables U_L, h_l, así como las propiedades del fluido.

El área de captación se dimensiona a partir de la potencia de pico requerida $\dot{Q}_{peak}$ o de la fracción solar de diseño $SF_{d,CST} = \dot{Q}_{peak}/\dot{Q}_{s,d}$. El número de lazos n_p y la longitud del lazo L_d se ajustan para lograr el área requerida.

El coste de instalación del campo solar se obtiene a partir de un valor estimado por unidad de área de captación $c_{CST} = 304\ \mathrm{Eur\ m^{-2}}$. El coste se obtiene a partir de la herramienta de simulación del fabricante (Ressspi, 2018) implementada por (Solatom), para un campo solar de 50 módulos sin integración, aplicando el factor CEPCI de corrección de la inflación (Maxwell). $G_{bn,peak} = 1000\ \mathrm{Wm^2}$.

$$A_{CST} = \frac{\dot{Q}_{peak}}{G_{bn,peak}\eta_{op0}} = L_d W_a n_p \quad (9)$$

$$C_{CST} = A_{CST} c_{CST} \quad (10)$$

Campo solar fotovoltaico PV

El campo solar se define a partir de la potencia eléctrica de diseño deseada P_d, con orientación Sur inclinación igual a la latitud del sitio de instalación. Se asume una eficiencia de conversión constante $\eta_{PV} = 0.22$, un rendimiento de BOP η_{BOP}=0.9, $G_{bn,peak} = 1000\ \mathrm{Wm^2}$. El coste de instalación se obtiene a partir del coste por unidad de potencia de pico $c_{kWp} = 833\ €/\mathrm{KWp}$.

$$A_{PV} = \frac{P_{PV,d}}{G_{bn,peak}\eta_{PV}\eta_{BOP}} \quad (21)$$

$$C_{PV} = P_{PV,d} c_{kWp} \quad (12)$$

Bomba de Calor de Alta Temperatura HP

La bomba de calor de alta temperatura considerada es una modelo pre-comercial de tipo Stirling (Høeg et al., 2023). El rendimiento η_{COP} de la bomba respecto al COP ideal COP_{Carnot} se obtiene a partir los datos reportados por (Høeg et al., 2023) en función de ratio entre las

temperaturas medias de la fuente de calor de baja temperatura $T_{source,m}$ y de la entrega de calor a alta temperatura $T_{sink,m}$.

$$COP_{HP} = \frac{Q_h}{P_{HP}} = \frac{Q_h}{Q_h - Q_c} = COP_{Carnot}\eta_{COP} \quad (33)$$

$$COP_{Carnot,h} = \frac{T_{sink,m}}{T_{sink,m} - T_{source,m}} \quad (14)$$

El fluido de transferencia de calor puede ser agua presurizada o aceite en los lados de baja y de alta temperatura, con una variación máxima de temperatura de 25 °C y de 40 °C respectivamente. El salto máximo de temperatura (lift) se indica a 200°C, con una temperatura máxima de entrega de calor de 250°C. La capacidad de suministro de calor es entre 0.3 MW y 10 MW.

El coste de instalación se computa a partir del coste por unidad de potencia térmica entregada: $c_{HP} = 600 \div 800 \frac{€}{\text{kW}}$, como $C_{HP} = c_{HP}\dot{Q}_{peak}$.

Se dimensiona a partir de la potencia térmica de pico $\dot{Q}_{peak}$ o de la fracción solar de diseño $SF_{d,HP} = \dot{Q}_{peak}/\dot{Q}_{s,d}$.

Almacenamiento termico TES

El almacenamiento térmico sensible TES considerado en este estudio es de tipo tanque de líquido estratificado termoclino. El líquido almacenado es el mismo de utilizado el generador de vapor y el sistema de CST/HP (agua presurizada).

Se dimensiona a partir de las horas de almacenamiento requeridas h_{TES} y las temperaturas de diseño T_h y T_c. El volumen V_{TES} se reparte en un numero de tanques n_{tank} de acuerdo con una altura de tanque máxima admisible $H_{tank,max}$ y un factor de forma F_{Sh}.

$$V_{TES} = \frac{3600\ \dot{Q}_{s,d} h_{TES}}{\rho_l c p_l (T_h - T_c)} = V_{tank} n_{tank} \quad (45)$$

$$D_{tank} = \left(\frac{n_{tank} 4}{\pi F_{sh}}\right)^{\frac{1}{3}} ; H_{tank} = F_{Sh} D_{tank} \quad (16)$$

El espesor del tanque e_{tank} se obtiene de la presión y el diámetro.

$$e_{tank} = \frac{p_{tank} D_{tank}}{2SE - 0.6 p_{tank}} 0.0254 \quad (56)$$

con $E = 0.85$, S y p_{tank} en psi, $S = 16000\ psi$ para acero inox.

El coste de cada tanque computa considerando el coste del vessel C_{vessel}, del liquido C_{liq}, aislamiento termico C_{ins}, fundaciones C_{fou}, equipos hidráulicos y eléctricos C_{AUX}, instalación C_{inst} y overhead C_{oh}, elaborados a partir de (Mostafavi Tehrani et al., 2017).

$$C_{PBTES} = C_{vessel} + C_{fluid} + C_{ins} + C_{fou} + C_{AUX} + C_{oh} + C_{inst}$$

Tabla 2 parametros economicos TES

Costo del acero	C_{vessel}	4.5 €/kg
Costo de aislamiento	C_{ins}	300 €/m^2
Líquido	C_{fluid}	Agua 0.8 €/ m^3
Fundaciones	C_{fou}	1120 €/m^2
Electricidad e instrumentación, Válvulas y accesorios	C_{AUX}	390 €/m^3
Gastos generales	C_{oh}	10% del total
Overhead	C_{inst}	20% del total

Coste nivelado del calor LCOH

El Costo Nivelado del Calor (LCOH) se utiliza como principal indicador económico en este estudio. El LCOH es el coste de generación de calor, de ahí el precio mínimo al que se debe vender para recuperar el coste de instalación (CAPEX) y los costes de operación y mantenimiento (OPEX, aquí denominado $C_{O\&M}$) durante su vida útil de la planta. Se define de forma análoga al Costo Nivelado de Energía LCOE utilizado para el análisis financiero de la producción de electricidad.

Según la Task 54 de la IEA, el LCOH se puede estimar de la siguiente manera, considerando tasas de descuento anuales constantes r_{dis}, ecuación. (18). Se asume $r_{dis} = 0.05, n_y = 25$ años, $C_{O\&M} = 0.01 I_0$.

$$I_0 = C_{CST} + C_{TES} + C_{PV} + C_{HP} + C_{SG} \tag{17}$$

$$LCOH = \frac{I_0 + \sum_{n_y=1}^{N_y} \frac{C_{O\&M_{n_y}}}{(1 + r_{dis})^{n_y}}}{\sum_{n_y=1}^{N_y} \frac{E_{n_y}}{(1 + r_{dis})^{n_y}}} \tag{18}$$

RESULTADOS

Se implementan distintas configuraciones a partir del esquema de Fig.1.

El SG es alimentado por el solo CST en la configuración CST_SG y por la el sistema PV-HP en la configuración PV-HP_SG. La configuración híbrida incluye el CST y sistema PV-HP en paralelo, cuyo dimensionamiento se define a través de una relación de hibridación R_{hyb}. La fracción solar de diseño SF_d representa la relación entre la potencia térmica nominal aportada al SG, y la potencia nominal requerida $\dot{Q}_s$ para la generación del caudal de vapor $\dot{m}_s$. La potencia $\dot{Q}_{solar} = \dot{Q}_{CST,d} + \dot{Q}_{HP,d}$ es aportada por la CST o por el sistema PV-HP o su combinación. La fracción solar de diseño de CST y HP-PV es respectivamente su potencia nominal sobre la potencia requerida nominal.

$$SF_d = \frac{\dot{Q}_{CST,d} + \dot{Q}_{HP,d}}{\dot{Q}_s} = SF_{d,CST} + SF_{d,HP} \tag{19}$$

$$SF_{d,CST} = \frac{\dot{Q}_{CST,d}}{\dot{Q}_s} \tag{20}$$

$$SF_{d,HP} = \frac{\dot{Q}_{HP,d}}{\dot{Q}_s} \tag{21}$$

$$R_{hyb} = SF_{d,HP}/SF_d \tag{22}$$

El campo solar fotovoltaico se dimensiona de acuerdo con $SF_{d,HP}$, siendo la potencia eléctrica de pico del campo PV ajustada a la potencia eléctrica requerida por la bomba de calor en condiciones de diseño $P_{PV,d} = P_{HP,d}$. Las configuraciones incluyen el almacenamiento térmico TES cuando el parámetro de horas de almacenamiento es $h_{TES} > 0$. Los parámetros SF_d, R_{hyb} y h_{TES} definen la configuración utilizada en la simulación y el dimensionamiento. Se asume la fuente de calor a baja temperatura necesaria para el funcionamiento de la HP siempre disponible a una temperatura de entrada de 70°C.

La simulación se ejecuta por intervalos horarios sobre el año meteorológico típico (TMY) de la ubicación elegida. Los parámetros del proceso industrial y generación de vapor utilizado se reportan en la Tabla 3. El perfil demanda "Daily 5/7" corresponde a la potencia nominal entre las 8:00 h y las 18:00 h de la hora local ("Daily") de los días laborales, y potencia nula en el resto de las horas y los fines de semana (5/7).

Tabla.3 Parámetros de la simulación

Presión vapor	8 bar
Temperatura vapor	170 °C
Temperatura retorno condensado	150 °C
Perfil demanda	Daily 5/7
Caudal vapor	0.5 kg/s
Potencia térmica nominal	1.07 MWh
ΔT_l	30°C
ΔT_{HX}	10°C
ΔT_{safe}	10°C
Orientación CST	NS
Temperatura entrada fuente HP	70 °C
Ubicación	Madrid (España)

Algunos resultados se reportan en la Tabla 4. Se reportan valores anuales obtenidos para varias configuraciones incluyendo la sola CST ($R_{hyb} = 0$), la solar PV-HP ($R_{hyb} = 1$), una configuración híbrida CST PV-HP con $R_{hyb} = 0.5$, sin TES. Además, se reportan CST PV-HP con $R_{hyb} = 0.5$ con TES de $h_{TES} = 2; 4; 6\ h$. La tabla valores anuales de energía Ey_{req} requerida por el proceso, y la proporcionada al vapor Ey_s, que definen la fracción solar anual

$$SF_{d,HP} = \frac{Ey_s}{Ey_{req}} \tag{23}$$

Parte de la energía producida por los campos solares no se utiliza, cuando no puede ser almacenada y usada en el SG, por lo que se reporta el exceso de $Ey_{CST,excess}$ y $Ey_{PV,excess}$. Los parámetros ex_{CST} y ex_{PV} tienen en cuenta el valor relativo.

$$ex_{CST} = Ey_{CST_{excess}}/Ey_{CST} \quad (24)$$

$$ex_{PV} = Ey_{PV,excess}/Ey_{PV} \quad (25)$$

Se detalla el coste de instalación CAPEX total y de los varios componentes.

Tabla 4. Comparación entre distintas configuraciones de generación de vapor, valores anuales.

Esquema	Unidad	CST	PV-HP	CST PV-HP	CST PV-HP TES	CST PV-HP TES	CST PV-HP TES
SF_d	-	1	1	1	1	1	1
R_{hyb}	-	0	1	1	1	1	1
h_{TES}	horas	0	0	0	2	4	6
SF_y	-	0.34	0.51	0.42	0.51	0.54	0.58
LCOH	€/MWh	53.20	71.64	64.33	68.82	77.74	86.85
Ey_req	GWh	2.80	2.80	2.80	2.80	2.80	2.80
Ey_s	GWh	0.94	1.41	1.18	1.42	1.52	1.61
Ey_CST	GWh	1.62	0.00	0.81	0.81	0.81	0.81
Ey_CST_excess	GWh	0.68	0.00	0.34	0.21	0.17	0.13
ex_CST	—	0.42	0	0.42	0.26	0.21	0.16
Ey_h HP	GWh	0.00	1.41	0.71	0.82	0.88	0.94
Ey_c HP	GWh	0.00	0.73	0.37	0.42	0.46	0.48
COP HP	-	-	2.07	2.07	2.07	2.07	2.07
Ey_PV	GWh	0.00	1.05	0.52	0.52	0.52	0.52
Ey_PV_excess	GWh	0.00	0.36	0.18	0.13	0.10	0.07
ex_PV	—	0	0.34	0.35	0.25	0.19	0.13
CAPEX	€	513,280	1251,640	935,580	120,220	1461,180	1730,200
CAPEX CST	€	0	0	256,640	256,640	256,640	256,600
CAPEX PV	€	0	398,450	199,220	199,220	199,220	199,200
CAPEX HP	€	0	746,960	373,480	373,480	373,480	373,500
CAPEX TES	€	106,240	0	0	268,640	525,610	794,600
CAPEX SG	€	513,280	106,240	106,240	106,240	106,240	106,200

Los resultados indican que el LCOH de los sistemas CST y HP-PV es relativamente cercano, y que la HP-PV logra una fracción solar mayor. El TES puede reducir las pérdidas de energía solar no utilizada durante los fines de semana y las primeras y últimas hora del día. Se obtiene una fracción solar mayor aumentando el número de horas de TES, con un incremento de LCOH.

Comparado con valores de coste del gas natural utilizado para la generación de vapor convencional, los resultados obtenidos indican viabilidad económica de todas las configuraciones reportadas. Según (Eurostat) en España, el coste del gas natural para consumidor industrial medio ha variado entre 33 €/MWh y 140 €/MWh entre el año 2018 y el 2023, con una media de 65 €/MWh, que sube hasta 85 €/MWh si se considera solo el periodo 2021-2023.

Se lleva a cabo un análisis paramétrico y se incluyen algunos resultados en la Fig.2. Al variar de la SF_d y de la relación de hibridación se reportan las variaciones de SF_y y LCOH. Se puede apreciar el aumento de fracción solar SF_y gracias al almacenamiento TES. Se obtienen un menor LCOH para SF_d entr 1.0 y 1.5 tanto para todas las configuraciones.

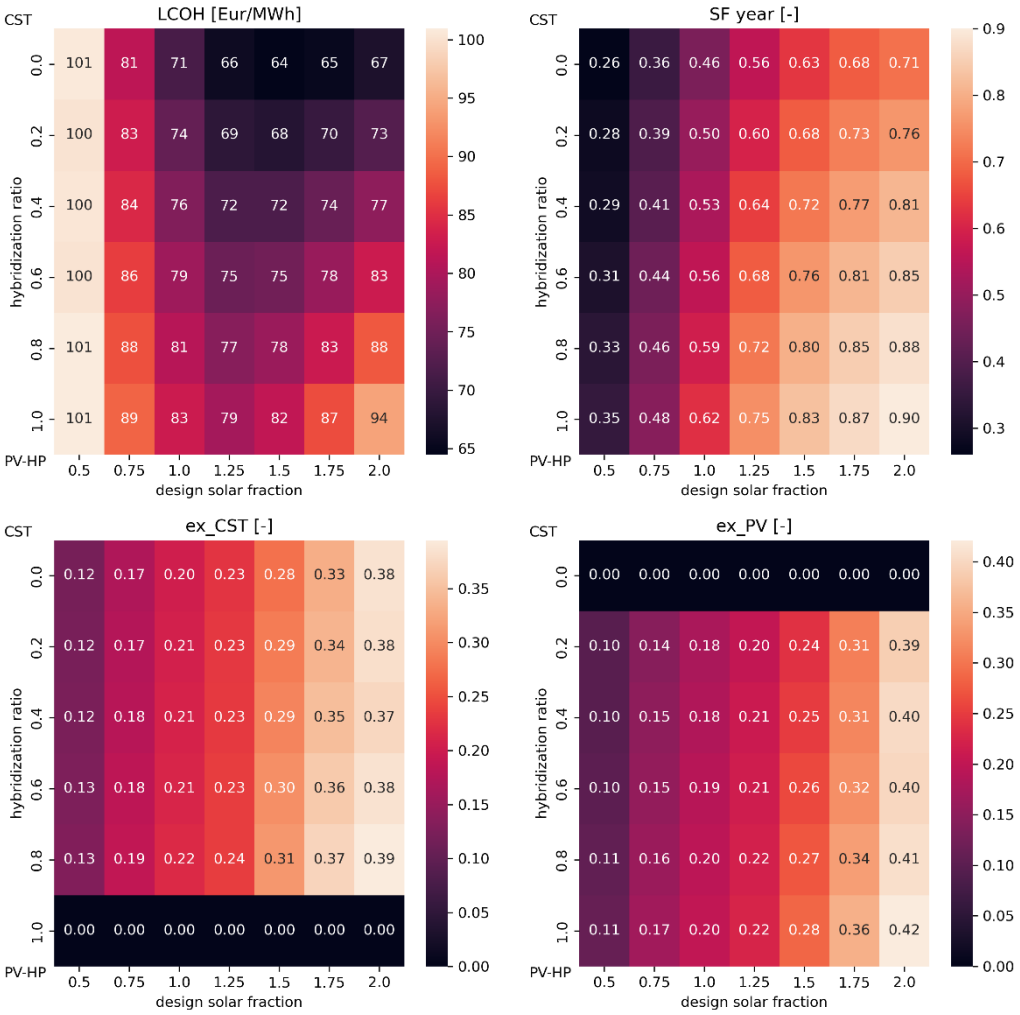


Fig.2. Análisis paramétrico de distintas configuraciones para la ubicación de Madrid (España)

CONCLUSIONES

En este estudio se analiza la viabilidad tecno-económica de configuraciones hibridas de generación indirecta de vapor mediante tecnología de concentración tipo Fresnel, bomba de calor de alta temperatura alimentada por energía solar fotovoltaica y almacenamiento térmico sensible. Comparado con valores de coste del gas natural utilizado para la

generación de vapor convencional, los resultados obtenidos indican viabilidad económica de todas las configuraciones reportadas. El almacenamiento térmico sensible permite aumentar la fracción solar anual con modesto aumento del LCOH.

AGRADECIMIENTOS

Se agradece la financiación del proyecto “Ayudas Juan de la Cierva Formación de Ministerio de Ciencia e Innovación” de MCIN/AEI/10.13039/501100011033 y la Unión Europea “NextGenerationEU”/PRTR.

REFERENCIAS

Arpagaus, C., Bless, F., Uhlmann, M., Schiffmann, J., & Bertsch, S. S. (2018). High temperature heat pumps: Market overview, state of the art, research status, refrigerants, and application potentials. In *Energy* (Vol. 152, pp. 985–1010). Elsevier Ltd. https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.03.166

Høeg, A., Løver, K., Asphjell, T.-A., & Lümmen, N. (2023). *Performance of a new ultra-high temperature industrial heat pump*. https://www.researchgate.net/publication/371192209

International Renewable Energy Agency (IRENA). (n.d.). www.irena.org

Solatom. (n.d.). *SOLAR STEAM FOR INDUSTRIAL PROCESSES*. http://www.solatom.com/

Eurostat. https://ec.europa.eu/eurostat/

Maxwell, C. *Cost indices. 2024. URL: https://toweringskills.com/financial-analysis/cost-indices/; accessed: 2024.*

Ressspi. The solar simulator for industrial processes. URL: www.ressspi.com, Accessed: 2024.

PUESTA EN MARCHA DE DOS COLECTORES SOLARES SUNDIAL PARA CALOR DE PROCESOS INDUSTRIALES Y SU BALANCE DE PLANTA

Abbas, R.*, San Millán, J.**, Barnetche, M.*, Roncal-Casano, J.J.*, Sebastián, A.*, Cano, J.**

*Universidad Politécnica de Madrid (UPM), calle José Gutiérrez Abascal 2, 28006 Madrid, España. ruben.abbas@upm.es

**Fundación para el Fomento de la Innovación Industrial (F2I2), calle José Gutiérrez Abascal 2, 28006 Madrid, España

RESUMEN

El sector industrial es responsable del 20% de las emisiones de gases de efecto invernadero. La descarbonización del sector podría beneficiarse del uso de calor solar para procesos industriales (SHIP). Sin embargo, los colectores de placa plana, aunque comunes, están limitados a temperaturas inferiores a 80 ºC, mientras que muchos procesos industriales requieren temperaturas superiores a 150 ºC. Los colectores solares concentradores convencionales, diseñados para temperaturas más altas, son costosos. Investigadores de la Universidad Politécnica de Madrid y la Universidad Nacional de Educación a Distancia han desarrollado el innovador SunDial, un colector solar concentrador adaptado para diversas latitudes. Este proyecto, parte del H2020 ASTEP, busca proporcionar 25 kW de potencia térmica y alcanzar 25 MWh anuales. Los colectores se están probando en TecnoGetafe y serán instalados en Corinto, Grecia, e Iasi, Rumanía. A pesar de varios retrasos y problemas, incluyendo inundaciones, el sistema está casi listo para comenzar los ensayos que validarán su rendimiento.

PALABRAS CLAVE/PALAVRAS-CHAVE: Calor solar para procesos industriales, SunDial, Instalación experimental

ABSTRACT

The industrial sector is responsible for 20% of greenhouse gas emissions. Decarbonizing the sector could benefit from using solar heat for industrial processes (SHIP). However, flat plate collectors, although common, are limited to temperatures below 80 ºC, while many industrial processes require temperatures above 150 ºC. Conventional solar concentrators, designed for higher temperatures, are costly. Researchers from the Polytechnic University of Madrid and the National Distance Education University have developed the innovative SunDial, a solar concentrator adapted for various latitudes. This project, part of H2020 ASTEP, aims to provide 25 kW of thermal power and achieve 25 MWh annually. The collectors are being tested in TecnoGetafe and will be installed in Corinth, Greece, and Iasi, Romania. Despite several delays and issues, including flooding, the system is nearly ready to begin testing to validate its performance.

KEYWORDS: Solar heat for industrial processes, SunDial, Experimental field

INTRODUCCIÓN

El sector industrial es un importante contribuyente a la emisión de gases de efecto invernadero, representando el 20% de las emisiones totales. En la búsqueda de la descarbonización de este sector, el calor solar para procesos industriales (SHIP, por sus siglas en inglés) puede jugar un rol muy importante. Los colectores de placa plana han sido predominantemente utilizados para aplicaciones de calor solar en la industria, si bien están limitados a temperaturas por debajo de los 80 ºC. Esto plantea un desafío ya que los requisitos industriales a menudo exigen temperaturas que superan los 150 ºC, lo que hace necesaria la adopción de colectores solares concentradores.

Opciones convencionales como los colectores lineales Fresnel y de cilíndrico-parabólico pueden proporcionar calor solar dentro del rango de temperatura de 150-300 ºC. No obstante, estos colectores fueron inicialmente diseñados para temperaturas mucho más altas, resultando en costes elevados de instalación y mantenimiento cuando se emplean para el rango de temperaturas requerido. Por ello, investigadores de la Universidad Politécnica de Madrid y la Universidad Nacional de Educación a Distancia han propuesto una solución innovadora llamada el SunDial [Abbas et al. 2023].

En el marco del proyecto H2020 ASTEP (GA 884411), se han diseñado dos colectores SunDial distintos que han sido construidos conjuntamente por la Universidad Politécnica de Madrid y la Fundación para el Fomento de la Innovación Industrial en Madrid. Una vez finalicen los tests de validación en Madrid, estos colectores serán trasladados e instalados en dos sitios industriales: uno en Corinto, Grecia, y otro en Iasi, Rumanía. Los colectores han sido específicamente diseñados para entregar una potencia térmica de aproximadamente 25 kW, siendo capaces de obtener 25 MWh anuales mediante la integración de un almacenamiento térmico de cambio de fase [Mecieb et al. 2022]. La instalación de ambos colectores en TecnoGetafe, liderada por F2I2, incluye una balance de planta único para ambos colectores. La UPM, por su parte, lidera la realización de tests en TecnoGetafe para alcanzar el Nivel de Preparación Tecnológica (TRL) 4. La instalación y prueba en los emplazamientos de los usuarios finales permitirá alcanzar el TRL 5.

El presente trabajo presenta la operación de construcción y puesta en marcha de la planta solar para la validación de ambos colectores SunDial. Para ello, se pormenorizan los diferentes subsistemas de los colectores y su diseño, las fases de la construcción y las pruebas previas a la operación de la planta.

UN NUEVO COLECTOR PARA CALOR DE PROCESOS: EL SUNDIAL

Este concepto se basa en cuatro patentes españolas (ES2449167B2, ES2537607B2, ES2578804B2 y ES2596294B2) y consiste en uno o más colectores Fresnel lineales cortos paralelos instalados sobre una plataforma giratoria [Abbas et al. 2023].

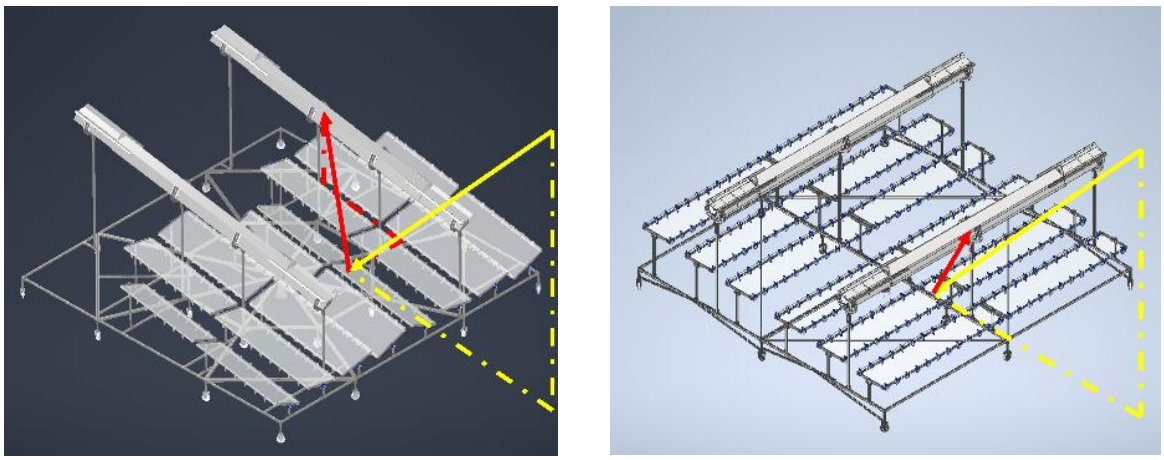
Existen dos diseños alternativos para este concepto dependiendo de la ubicación del usuario final:

- SunDial para latitudes bajas: Cuando el colector está destinado a ser usado en latitudes bajas, la plataforma gira de manera que el sol se mantenga dentro del

plano longitudinal del campo de espejos. De esta manera, desde la perspectiva de la sección transversal del campo, el sol siempre está en su culminación. Por lo tanto, los espejos están fijos en la plataforma, es decir, no necesitan seguir al sol, lo que reduce el costo del colector. Por otro lado, cuando la altitud del sol es baja, las pérdidas de coseno y las pérdidas finales se vuelven importantes. Para reducir estas pérdidas, el campo se inclina longitudinalmente. Además, los espejos son más cortos que el receptor, el cual se instala con un desplazamiento longitudinal para minimizar las pérdidas finales [Abbas et al. 2022].

- SunDial para latitudes altas: El diseño anterior no es válido para latitudes altas, ya que la altitud del sol es baja durante la mayor parte del año. Por lo tanto, se propone un diseño mejorado, que rota la plataforma para mantener el sol dentro de la sección transversal del campo. Como resultado, las pérdidas de coseno se reducen considerablemente y no hay necesidad de reducir la longitud del espejo ni de incluir un desplazamiento longitudinal. Por otro lado, los espejos deben seguir al sol ya que la altitud del sol en la sección transversal varía a lo largo del día. Para aumentar la compacidad del campo, se incluye una ligera inclinación en la sección transversal del campo.

La Fig. 1 muestra dos ejemplos donde se utilizan dos campos Fresnel (y receptores) por plataforma.



(a) Diseño para bajas latitudes

(b) Diseño para altas latitudes

Fig. 1. Representación CAD del concentrador donde el rayo incidente está representado en amarillo y el rayo reflejado en azul para un momento determinado del día.

El procedimiento llevado a cabo para el diseño de concepto de los colectores está descrito en detalle en Abbas et al. 2023. Como resultado de este diseño se han obtenido unos colectores con las siguientes características geométricas:

Tabla 1. Medidas básicas de los diseños de concepto resultantes

Característica	Diseño de bajas latitudes	Diseño de altas latitudes
Medida de la plataforma (m x m)	8,3 x 8,3	8 x 8
Número de campos Fresnel por plataforma (en serie)	2	2
Número de espejos por campo	4	3
Inclinación del campo (deg)	10 º (longitudinal)	5 º (transversal)
Superficie reflectante total (m^2)	47,5	44,0
Seguimiento solar de los espejos	No	Sí
Anchura por espejo (m)	1,03	0,94
Longitud de espejos (m)	6,3 (centrales); 5,3 (laterales)	8
Altura del punto alto del receptor frente al punto más bajo de los espejos (m)	3,4	2,55

Se puede observar cómo el colector diseñado para Iasi, en latitud (latitud 47,1 º N) tiene menor superficie reflectante y menor tamaño de la plataforma que el diseñado para Corinto (37,9 º N), a pesar de que la erradicación anual en esta última localización es sensiblemente mayor. Se debe recordar que ambos diseños conducen, junto a un sistema de almacenamiento de cambio de fase, a un aporte anual a los usuarios finales de 25 MWh en ambas localizaciones. El menor tamaño del colector de altas latitudes es el resultado de su seguimiento en dos ejes, incluyendo por un lado la rotación de la plataforma y por el otro la rotación de los espejos. Evidentemente, este sistema tiene un coste mayor, pero permite la aplicación de la tecnología a latitudes muy altas con grandes compacidades.

BALANCE DE PLANTA: EL SISTEMA ASTEP

Tal y como se ha mencionado anteriormente, el sistema ASTEP busca la generación de 25 MWh anuales de calor anual. En el caso de Corinto, el uso del calor industrial requiere por un lado 8 kW de potencia térmico con entrada a 205 ºC para generación de vapor, y el otro lado 6 kW con entrada a 190 ºC para alimentar un enfriador de absorción que está en serie con el generador de vapor. En cuanto al usuario final de Iasi, requiere aceite a 220 ºC con una potencia que puede variar entre 7 kW y 14 kW para precalentamiento de tubos. De cara a gestionar el calor generado por el colector y entregado a la demanda, en paralelo se ha diseñado un almacenamiento de cambio de fase de una mezcla eutéctica de sales de nitrato. La integración del colector, demanda y almacenamiento ha sido realizada por Barnetche et al. 2023a,b.

Los colectores solares se han fabricado e instalado en la Universidad Politécnica de Madrid, donde son ensayados, mientras que el sistema de almacenamiento ha sido fabricado, instalado y ensayado la Universidad Politécnica de Cartagena. Es decir, en la instalación que se presenta en este trabajo no hay ni almacenamiento y demanda real. De cara a emular tanto la demanda como el almacenamiento trabajando de carga se han instalado

dos aero-enfriadores, de manera que uno sustituye al sistema de almacenamiento y el otro a la demanda industrial. La Fig. 2 muestra un esquema de la instalación, donde se representa únicamente un colector SunDial.

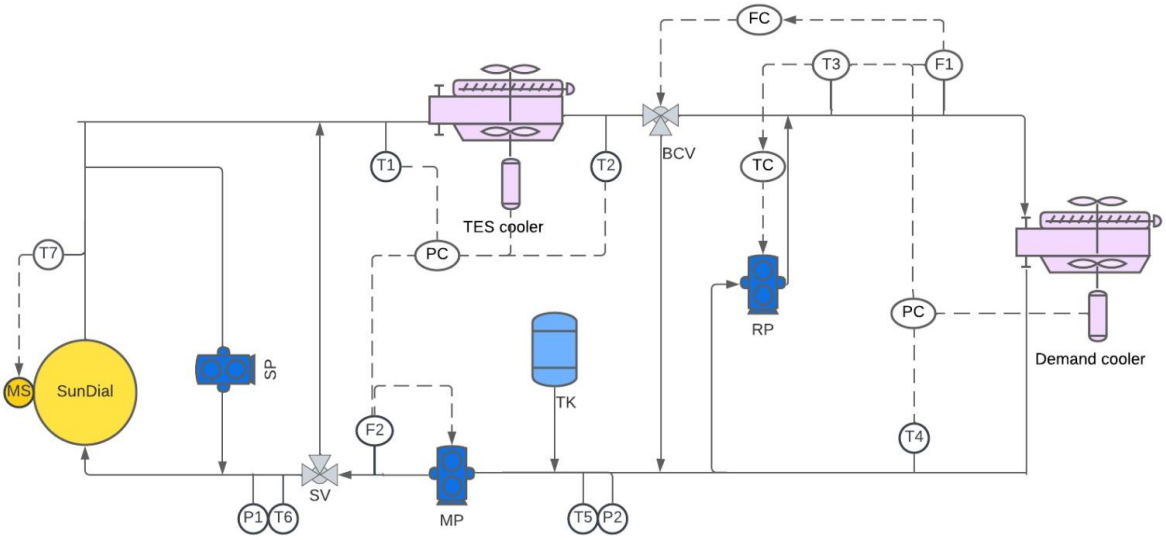


Fig. 2. Esquema del balance de planta de la instalación realizada en TencoGetafe.

Como se observa, la instalación incluye una bomba principal (MP), que proporcional el caudal necesario para tener una velocidad del aceite en los tubos del alanceamiento de 1 m/s, una bomba de recirculación (RP) y una válvula de control de 3 vías de by-pass (BCV) que permiten controlar el caudal y la temperatura a la entrada de la demanda, una bomba de recirculación en el SunDial (SP), que permite tener una velocidad de 1 m/s en los tubos receptores. Además, los dos aero-enfriadores tienen variadores de frecuencia que permite controlar el calor extraído, emulando lo mejor posible al almacenamiento y la demanda. La Fig. 3 presenta una imagen de la instalación en un estado preliminar donde se identifica el SunDial de baja latitud a la derecha, el de alta latitud a la izquierda y los dos aeros en primer plano.

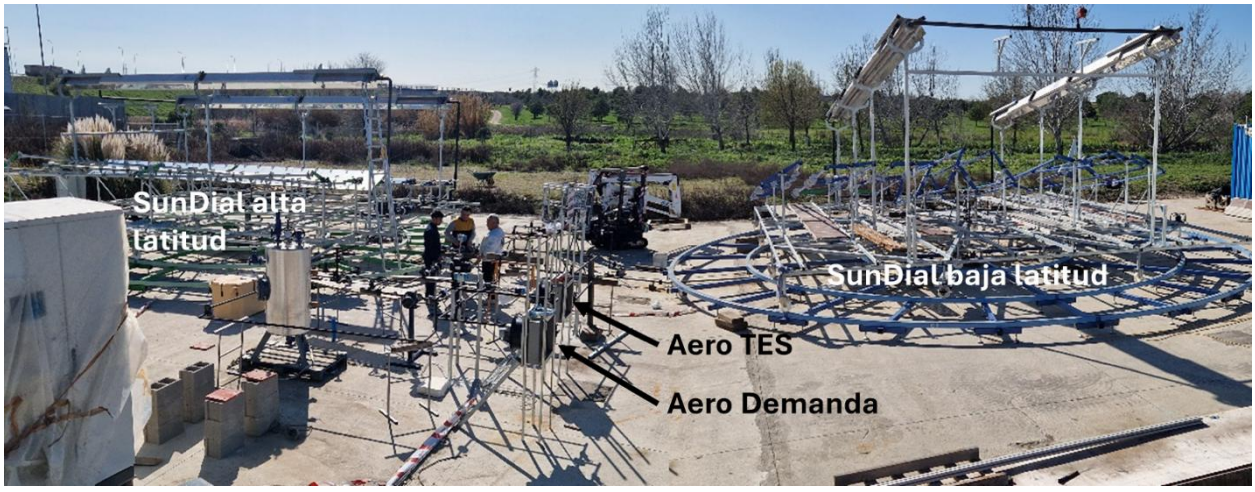


Fig. 3. Situación de la instalación en un estado preliminar.

CONSTRUCCIÓN DE LOS COLECTORES

Para instalar los concentradores SunDial, se encargaron tres caminos circulares elevados. Estos caminos están equipados con patas de altura ajustable, lo que permite la instalación del SunDial sobre suelos irregulares. Además, como los rieles están elevados, los tubos que transportan el fluido calotransportador pueden instalarse debajo de ellos sin necesidad de excavar una zanja. La Fig. 4 (izquierda) muestra un conjunto de caminos de rieles azules y otro conjunto, de color verde, siendo instalados en la parte trasera. Una plataforma cuadrada se instala sobre estos caminos de rieles. Esta plataforma está soportada por un soporte central con un rodamiento axial en el centro, y ruedas que ruedan sobre los caminos de rieles. La plataforma está compuesta por varias estructuras pequeñas triangulares o rectangulares que pueden caber dentro de un contenedor de envío. La Fig. 4 (derecha) muestra una plataforma instalada sobre el camino de rieles (antes de ser galvanizada).



Fig. 4. Caminos de raíles instalados (izquierda); y plataforma rotatoria del SunDial instalada sobre los raíles (derecha).

Las líneas de espejos y los receptores, con las dimensiones e inclinación dadas en la sección anterior, se fijan en la plataforma. Cada línea de espejos tiene tres soportes, con un rodamiento conectado a una o dos placas que sostienen la estructura del espejo. El proyecto utiliza espejos estándar de 3 mm de grosor. Los espejos se curvan mediante un mecanismo patentado donde unas placas tipo pinza sostienen los espejos. Estos pares de placas se separan en la parte inferior, rotando y haciendo que el espejo se doble. La Fig. 5 (izquierda) muestra un espejo de prueba doblado usando este método. Las imágenes centrales muestran instalaciones preliminares para altas latitudes (centro), mientras que la figura de la derecha ilustra las estructuras de los espejos instaladas sobre las plataformas.



Fig. 5. Test de curvado de espejos utilizando la nueva metodología (izquierda), estructura preliminar de las líneas de espejos para altas latitudes (centro) y estructuras instaladas sobre las plataformas (derecha).

Con respecto al receptor, su estructura fue comprada a una empresa de Fresnel. Consiste en un cuerpo de cavidad trapezoidal extendido longitudinalmente por cuatro elementos para alcanzar una longitud total de 8 m. Aunque la base del receptor pertenece a la empresa, su estructura de soporte al resto del campo no pudo ser utilizada debido a la especificidad de nuestro diseño. En consecuencia, se desarrolló un sistema innovador basado en placas en forma de S, como se muestra en la Fig. 6. Aunque los receptores no han sido instalados, han sido ensamblados junto a las plataformas giratorias.



Fig. 6. Un receptor siendo instalado en la planta de bajas latitudes (izquierda) y dos receptores instalados en la planta de altas latitudes (derecha).

En cuanto al diseño del circuito de tuberías, en la zona correspondiente al balance de planta y la entrada a los SunDial, hasta la recirculación del SunDial, se usan tuberías ¾'', mientras que tras dicha recirculación se usan 2'' por limitar las pérdidas de carga. Sin duda, la parte más complicada en cuanto al diseño es el acceso de las tuberías a los SunDial. Esta se realiza a través del soporte central, que tiene un diámetro interior de tan solo 90 mm. La rotación de la plataforma se permite mediante dos juntas rotativas, que son centradas mediante un soporte. En la conexión de dichas juntas con la tubería sobre la plataforma se usan mangueras flexibles de acero para permitir el correcto funcionamiento de las juntas, ver Fig. 7.



Fig. 7. Tuberías de entrada y salida del SunDial fijadas al soporte central mediante dos juntas rotativas.

Se ha realizado ya una prueba de fugas mediante aceite a 3 barg, en la que se han detectado fugas en una de las juntas rotativas, en una brida de un receptor y en una válvula de venteo.

Estos puntos han sido reparados y próximamente se llenará el circuito de nuevo para su puesta en marcha.

En cuanto a los sensores instalados, hay dos termorresistencias a la entrada y salida del SunDial, del aero de almacenamiento y del aero de demanda, así como un caudalímetro junto a la bomba principal y en el circuito de la demanda, para el cálculo del calor intercambiado en los 3 elementos, ver Fig. 2.

PROBLEMAS SOBREVENIDOS

Aunque originalmente se planeó que las pruebas concluyeran en octubre de 2022, el proyecto ha encontrado numerosos retrasos. Estos contratiempos se pueden atribuir a varios factores, como la necesidad de rediseñar muchos elementos durante la construcción, la ausencia de un diseño detallado de tuberías al inicio de la construcción y los retrasos de los proveedores. Además, hemos experimentado dos inundaciones por crecimiento de un arroyo contiguo, hechos inusuales en años anteriores. Estas inundaciones destruyeron muchos dispositivos y componentes ya instalados, y obligaron al rediseño del circuito para evitar más daños en eventuales nuevas inundaciones. La Fig. 8 muestra una imagen de la inundación que ocurrió en diciembre de 2022.



Fig. 8. Fotografías de la parcela inundada en 2022.

La situación actual de la instalación es la mostrada en la Fig. 9.



Fig. 9. Estado actual del colector de bajas latitudes (izquierda) y altas latitudes (derecha).

CONCLUSIONES

Tras los problemas sufridos durante la construcción de los colectores SunDial y del lazo experimental para llevar la tecnología a TRL 5, el sistema se encuentra prácticamente finalizado, esperando el comienzo de los ensayos en las próximas semanas. Se espera que estos ensayos permitan validar las estimaciones en cuanto a rendimiento y comportamiento de los SunDial y del sistema ASTEP, capaz de regular el calor transferido a la demanda de manera óptima. Si esta validación se lleva a cabo, la tecnología SunDial habrá confirmado su capacidad de ser competitiva para calor solar para procesos industriales, especialmente para altas latitudes. Esto sería posteriormente confirmado mediante su instalación y prueba en los usuarios finales.

AGRADECIMIENTOS

El proyecto ASTEP está financiado por el programa de investigación e innovación Horizonte 2020 de la Unión Europea, bajo el acuerdo de subvención N.º 884411. La presente publicación refleja únicamente las opiniones de los autores y la UE no se hace responsable de cualquier uso que se pueda hacer de la información contenida en la misma.

REFERENCIAS/REFERÊNCIAS

Abbas, R.; Barbero, R.; Rovira, A.; Barnetche, M. (2023) SunDial, a new collector for solar heat for industrial processes: Optical and thermal design. Thermal Science and Engineering Progress, 44, 102025.

Abbas, R.; Montes, M. J; Cano, J.; González-Portillo, L. F; Sebastián, A.; Muñoz-Antón, J.; Rovira, A.; Martínez-Val, J. M (2022) Enhancement of SunDial optical performance handling cosine and end losses ,AIP Conference Proceedings, 2445, 1.

Barnetche, M.; González-Portillo, L. F; Ibarra, M.; Barbero, R.; Rovira, A.; Abbas, R.; (2023) Dynamic analysis of the SunDial, the rotatory Fresnel collector, AIP Conference Proceedings, 2815, 1.

Barnetche, M.; González-Portillo, L. F; Abbas, R. (2023) Optimum integration of latent heat storage in a solar thermal system for industrial processes: In series or in parallel?, Applied Thermal Engineering, 232, 121090.

Mecieb, F.Z.; García-Bermejo, F.; Solano, J.P.; Herrero-Martín, R.; Laouedj, S. (2022) Solar-driven melting dynamics in a shell and tube thermal energy store: A numerical analysis. Journal of Energy Storage, 52-B, 104924.

SISTEMA COMBINADO DE COLECTORES SOLARES FRESNEL Y ALMACENAMIENTO TÉRMICO EN HORMIGÓN USANDO AIRE PARA CALOR DE PROCESO INDUSTRIAL

Famiglietti, Antonioa ; Rahjoo, Mohammadb ; Jorge, S. Doladob,c , Lecuona, Antoniod

aEscuela Técnica Superior de Ingenieros Indusriales, Universidad Politécnica de Madrid, C/José Gutiérrez Abascal-2, 28006 Madrid, Spain; antonio_famiglietti@live.it

bCentro de Física de Materiales (CSIC-UPV/EHU), Paseo Manuel de Lardizábal 5, 20018 Donostia-San Sebastián, Spain; m.rahjoo@csic.es

cDonostia International Physics Center (DIPC), Paseo Manuel de Lardizabal 4, 20018 Donostia-San Sebastián, Spain; j.dolado@ehu.eus

dUniversidad Carlos III de Madrid, Departamento de Ingeniería Térmica y de Fluidos, Leganés, Spain, lecuona@ing uc3m.es

RESUMEN/RESUMO

Este estudio propone un enfoque innovador para la descarbonización del calor de procesos industriales mediante la integración con calentador de aire solar asistidos por turbocompresor basado en colectores solares Fresnel y un sistema de almacenamiento de energía térmica de hormigón geopolimérico. La configuración de circuito abierto, que utiliza aire como único fluido de transferencia de calor, simplifica la integración con procesos industriales que consumen aire caliente a temperatura media (200-400 °C). Se analiza numéricamente un campo de colectores Fresnel de 533 kW de pico con un almacenamiento térmico y la estrategia de control. El sistema se simula a lo largo de un año meteorológico típico y se calculan indicadores clave de rendimiento (KPIs) para evaluar los aspectos energéticos, económicos y medioambientales del concepto propuesto. El sistema de almacenamiento muestra una alta utilización de capacidad. El análisis económico destaca ahorros sustanciales en costos de energía, especialmente durante los meses de verano, con un retorno de inversión favorable. El análisis medioambiental demuestra reducciones significativas en las emisiones de CO2 y NOx del quemador de gas cuando se implementa el sistema TES. Los hallazgos respaldan la viabilidad y los beneficios potenciales del sistema propuesto para la descarbonización del calor de procesos industriales.

PALABRAS CLAVE/PALAVRAS-CHAVE: Colector solar Fresnel, almacenamiento de energía térmica, hormigón geopolimérico, calor de proceso industrial

ABSTRACT

This study proposes an innovative approach for decarbonizing industrial process heat by integrating a turbo-assisted concentrating solar air heater using Fresnel solar collector field

with a geopolymeric concrete thermal energy storage. The open-loop configuration, using air as the sole heat transfer fluid, simplifies integration with industrial processes consuming medium-temperature hot air (200-400 °C). A 533 kW peak solar Fresnel collector is numerically studied, including thermal energy storage and control strategies.

The system is simulated over a typical meteorological year, and key performance indicators (KPIs) are calculated to assess the energy, economic, and environmental aspects of the proposed concept. The thermal energy storage system exhibits high capacity utilization. The economic analysis highlights substantial energy cost savings, particularly during summer months, with a favorable return on investment. The environmental analysis demonstrates significant reductions in CO2 and NOx emissions from the gas burner when the thermal energy storage is implemented. The findings support the feasibility and potential benefits of the proposed system for decarbonizing industrial process heat.

KEYWORDS: Fresnel solar collector, thermal energy storage, geopolymeric concrete, industrial process heat

INTRODUCCIÓN

El sector industrial consume cantidades significativas de combustibles fósiles para los procesos térmicos, y muchos dependen del aire caliente como medio para el secado, el curado y el procesamiento de materiales. Los colectores solares de concentración ofrecen una alternativa renovable para generar aire caliente a media temperatura. Sin embargo, los sistemas solares térmicos convencionales se enfrentan a limitaciones como el uso de fluidos líquidos de transferencia de calor, que plantean riesgos de fugas y requieren intercambiadores de calor adicionales (Rehman et al., 2019; Pietruschka et al., 2016).

Para abordar estos desafíos, este estudio propone un enfoque innovador que combina un campo de colectores solares Fresnel para calentar directamente aire ambiente (CSAH) propuesto por (Famiglietti et al., 2020) y un sistema de almacenamiento de energía térmica (TES) de hormigón geopolimérico (Rahjoo et al., 2022a, 2022b). Al utilizar aire como único fluido de transferencia de calor en una configuración de circuito abierto, este sistema simplifica la integración con procesos industriales que consumen aire caliente a temperatura media, que oscila entre 200 y 400 °C.

El calentamiento directo de aire en colectores de concentración ha sido estudiado en teóricamente en (Famiglietti et al., 2020). En un estudio posterior se ha establecido la viabilidad técnica del concepto a escala industrial (Famiglietti et al., 2021). Un prototipo de 45kW ha sido estudiado experimentalmente, cuyo resultado se reportan en (Famiglietti y Lecuona, 2021a, 2021b).

El esquema CSAH permite evitar el uso de fluido caloportador líquido así como un intercambiador de calor HTF/aire, reduciendo riesgos de fugas, mantenimiento y costos. La potencia de bombeo necesaria para impulsar aire a través del tubo receptor de vacío crece rápidamente con la escala del campo solar. Para superar esta limitación, los autores (Famiglietti et al., 2020) proponen acoplar el campo solar con un turbocompresor de automóvil, que permite operar con mayor densidad de aire sin consumir energía auxiliar externa para bombeo y soplado. El aire ambiente se comprime antes del calentamiento directo hasta 2-3,5 bar, de modo que las caídas de presión se minimizan gracias a la mayor densidad del aire. Una turbina expande el aire caliente recuperando la potencia de compresión. El aire caliente de la turbina se mantiene a 300-400 °C y está disponible para uso industrial.

El desajuste entre la disponibilidad de energía solar no programable y la demanda de calor industrial se reconoce como una de las principales barreras para la adopción generalizada de tecnologías de calor solar industrial. Para superar esta limitación, se están desarrollando almacenamiento de energía térmica (TES) para varias aplicaciones, incluido el calor de proceso de temperatura baja a media.

Estudios anteriores han demostrado el potencial del aire como fluido de transferencia de calor eficiente y rentable en almacenamiento térmico de hormigón, evitando los problemas relacionados con la expansión térmica entre los tubos metálicos y el hormigón (Rahjoo et al., 2023). El material TES y la configuración geométrica y la mejora del rendimiento son objeto de investigación y desarrollo continuos (Rahjoo et al., 2024).

En este estudio se combina un campo solar CSAH turboasistido (Famiglietti et al., 2021) con un TES de hormigón, integrándolos en paralelo con un quemador de gas natural convencional para suministrar calor al proceso industrial. El campo solar está sobredimensionado respecto a la demanda térmica industrial, para almacenar energía durante las horas punta, principalmente durante la temporada de verano, y aumentar la fracción solar anual. Se implementan modelos CSAH, TES y de control para gestionar los flujos de energía, simulando el sistema durante un año meteorológico típico en lugares de interés, lo que permite un análisis energético, económico y de viabilidad del concepto propuesto. Se evalúa de forma preliminar la incorporación del TES a través de su dimensionamiento y simulación. Los parámetros más importantes incluyen el factor de utilización del quemador con TES, la capacidad de TES, el costo inicial de TES, el costo mensual de energía con y sin TES, el costo mensual de electricidad con y sin TES.

DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

El sistema propuesto incluye el calentador solar de aire de concentración CSAH y TES de hormigon, que configuran una unidad de producción de calor solar integrada en un proceso térmico industrial. El esquema de integración se muestra en la Fig.1. El campo solar combinado y el sistema TES se integran en paralelo con un quemador de gas natural convencional para suministrar calor al proceso industrial. Esta disposición híbrida garantiza un suministro fiable y continuo de aire caliente, incluso durante períodos de baja radiación solar o alta demanda de energía. Un sistema de control gestiona los flujos de energía entre el campo solar, TES y el proceso industrial, optimizando el rendimiento del sistema y maximizando la utilización de la energía solar, Figura 1.

El suministro de calor convencional es un quemador de gas natural que inyecta directamente gases de combustión calientes al proceso a la temperatura requerida. Esta es una solución común en la industria donde no existen requisitos estrictos sobre la calidad del aire caliente suministrado. La unidad de producción de calor solar (CSAH y TES) está en paralelo con la fuente de calor convencional (quemador). Cuando se proporciona aire caliente solar, la potencia del quemador y el caudal se reducen para cumplir con los requisitos del proceso solar.

Se prefiere la integración paralela entre CSAH y TES a la integración en serie, de acuerdo con el perfil diario de suministro de calor de CSAH. De hecho, el CSAH suministra principalmente aire caliente a una temperatura constante de 300-350 °C, mientras que el caudal másico varía según la energía solar a lo largo del tiempo. Este comportamiento indica la posibilidad de utilizar parte del caudal másico para cargar el TES durante el período de exceso de energía solar. La descarga de TES se produce calentando el aire ambiente hasta la temperatura de proceso, como se detalla en los siguientes apartados. Si no se alcanza la temperatura requerida por el proceso, el quemador actua pra ajustar la temperatura de la mezcla de aire que se injecta al proceso.

El sistema TES de hormigón geopolimérico actúa como amortiguador, almacenando energía térmica cuando la radiación solar es abundante y liberándola cuando es necesario. El hormigón geopolimérico, una alternativa sostenible al hormigón convencional, presenta propiedades térmicas favorables para las aplicaciones de TES (Rahjoo et al., 2022a, 2022b).

El hormigón tiene una conductividad térmica $k = 1.2\ \mathrm{Wm^{-1}\ K^{-1}}$, una capacidad calorífica $cp = 1000\ \mathrm{J/kg\ K}$ y una densidad $\rho = 2890\ \mathrm{kg/m^3}$. El material y la configuración geométrica de TES son objeto de investigación y desarrollo para optimizar el rendimiento térmico y la capacidad de almacenamiento (Rahjoo et al., 2023. 2024).

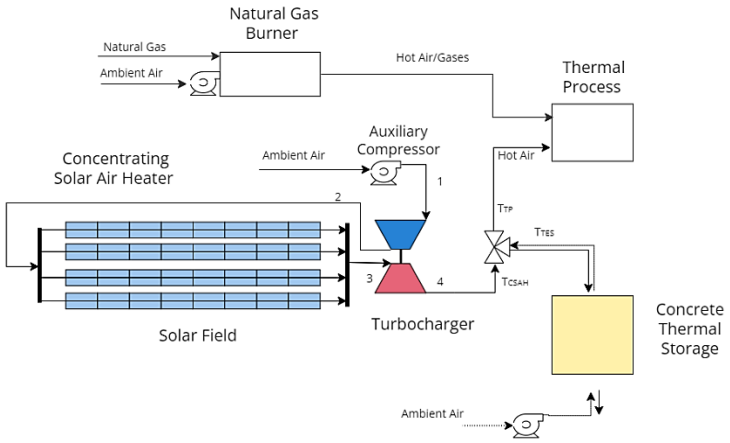


Fig.1 Esquema de integración del campo solar turbo-asistido CSAH y el TES en el proceso industrial

METODOLOGÍA

Según la metodología establecida, el desempeño del sistema se simula en cada hora del año meteorológico típico. El algoritmo de control define el modo de funcionamiento para cada intervalo horario.

Para ello se implementan los modelos numéricos del CSAH, del TES y de la demanda térmica del proceso industrial.

Según el diseño de la Fig.1, el CSAH se compone de un campo solar lineal de Fresnel y una unidad de turbocompresor para bombeo de aire. El modelo numérico utilizado en este estudio se detalla en (Famiglietti et al., 2021). El modelo permite establecer los parámetros de diseño como el tipo de colector, el número de módulos y la configuración del campo solar, el tipo de turbocompresor con sus características externas. Los principales parámetros se reportan en Tab. 1. El campo solar consta de $n_m = 32$ módulos con $A_m = 26.4\ m^2$ de área de espejos primarios, formando un área activa total de $A_{tot} = 845\ m^2$. La potencia pico de la unidad resulta). $\dot{Q}_{CSAH,peak} = n_m A_m \eta_{op0} G_{bn,peak} = 533\ \mathrm{kW}$, siendo la eficiencia óptica máxima $\eta_{op0} = 0.632$ y la irradiancia normal directa pico $G_{bn,peak} = 1000\ \mathrm{Wm^{-2}}$.

Table.1 Parametros de diseño del CSAH

Module length	L_m	5.28 m
Aperture width	W_a	5.00 m
Height above mirrors	H_m	2.72 m
Module active area	A_m	26.40 m^2
Peak optical efficiency	η_{op0}	0.632
Number of mirrors per module	n_m	10
Mirror aperture	w_a	0.50 m
Inner receiver diameter	D	0.066 m
Outer receiver diameter	D_{ex}	0.07 m
Area de campo solar	A_{tot}	845 m^2
Potencia termica de pico	$\dot{Q}_{CSAH,peak}$	533 kW

La demanda térmica se asume constante a lo largo del año típico, con $\dot{Q}_{load} = 150$ kW , siendo la temperatura de suministro nominal de $T_{load} = 300$°C con un minimo de $T_{load,min} = 250$°C. El CSAH es sobredimensionado con respecto a la demanda térmica de diseño, siendo la fracción solar de diseño $S_{f,d} = \frac{\dot{Q}_{CSAH,peak}}{\dot{Q}_{load}} > 1$. Esto permite aumentar la fracción solar en los días de invierno, cuando el CSAH proporción potencia menor de la $\dot{Q}_{CSAH,peak}$. Gracias al uso del TES los excesos de energía en otras temporadas de mayor recurso solar son almacenado y utilizado para el suministro, incrementando la fracción solar anual.

Para establecer la carga y la descarga del sistema TES, la metodología calcula el déficit y el exceso de energía diaria en función de la diferencia entre Q_{load} requerida por el proceso y Q_{CSAH} producida por el CSAH. Esto permite identificar los períodos en los que la demanda térmica supera la disponibilidad (déficit) y viceversa (exceso). Posteriormente, se determina el exceso de energía máxima diaria agrupando los datos por fecha. Este valor sirve como una estimación preliminar de la capacidad TES requerida, indicando la cantidad de energía excedente que podría almacenarse y utilizarse más adelante.

La fase de evaluación se centra en cuantificar el rendimiento y los beneficios económicos de la integración de un sistema TES. Aquí, el modelo calcula la contribución de TES, a través de la cantidad de energía recuperada de la TES para satisfacer los déficits de energía identificados. Además, se determina la participación del quemador en la generación de energía. Para evaluar la rentabilidad de TES, la metodología estima los costes totales diarios de energía y electricidad con y sin integración de TES. Este análisis comparativo permite calcular los ahorros de costos logrados mediante la utilización de TES. Por último, el estudio evalúa el impacto de TES en varias métricas de rendimiento, incluido el factor de utilización del quemador y la utilización de la capacidad de TES. Estas métricas proporcionan información sobre la eficiencia del funcionamiento del quemador y la utilización de TES. Además, la metodología evalúa la influencia de los TES en la reducción de los picos de demanda, las emisiones de CO2 y NOx y la volatilidad de los costes, ofreciendo una imagen completa de los beneficios medioambientales y económicos.

Procesamiento de datos y cálculo de KPI

Desde el punto de vista energético, el estudio calcula y determina el factor de utilización del quemador con TES, revelando la proporción de la demanda de energía satisfecha por el quemador de respaldo cuando el TES está en uso. Además, el trabajo estima la capacidad de TES requerida en función del exceso de energía diario máximo y calcula el porcentaje de capacidad de TES realmente utilizada.

Desde el punto de vista económico, el trabajo evalúa los beneficios financieros de la implementación del sistema TES. Calcula el ahorro mensual de energía y costes de electricidad asociada al quemador que se consigue con el uso de TES en comparación con un sistema sin TES. El código también determina el retorno de la inversión (ROI) y el conste nivelado del calor (LCOH), teniendo en cuenta el costo inicial del sistema TES y CSAH. Además, evalúa la reducción de la demanda máxima de energía lograda mediante el uso del CSAH con TES, lo que puede conducir a la reducción de los costes de capacidad. El código también analiza la volatilidad mensual de la energía, la electricidad y el costo total con y sin TES, lo que proporciona información sobre la capacidad del sistema para reducir las fluctuaciones de costos.

Desde el punto de vista medioambiental, el estudio cuantifica la reducción de emisiones de CO2 y NOx conseguida mediante el uso del sistema. Calcula las emisiones mensuales de CO2 y NOx del quemador de gas cuando se utiliza TES y las compara con las emisiones sin TES. Este análisis destaca los beneficios ambientales potenciales de la implementación del colector solar Fresnel combinado y el sistema TES.

El coste de instalación del CSAH se determina considerando un coste de campo solar de 325 €/m2 y un coste de la intergracion de 42,000 €, de acuerdo con estimaciones de mercado.

El sistema TES funciona con una eficiencia de carga y descarga de 0,7, un estado de carga inicial (SOC) de 0,0 y un coste de capacidad de 2 €/kWh. El quemador de gas tiene una eficiencia de 0,8 y el factor de uso de electricidad del sistema es de 0,015. El análisis económico tiene en cuenta los precios de la electricidad durante el tiempo de uso, con precios en horas punta, media y valle fijados en 0,213216 €/kWh, 0,154146 €/kWh y 0,117098 €/kWh, respectivamente, referindos al año 2020 como referencia. Los precios medios mensuales del gas oscilan entre 6 €/MWh y 19 €/MWh, con los precios más bajos en abril y mayo de 2020 y los precios más altos en noviembre y diciembre de 2020. Estos parámetros de entrada constituyen la base para evaluar el rendimiento y la viabilidad económica del sistema Fresnel integrado en TES propuesto con un quemador de gas.

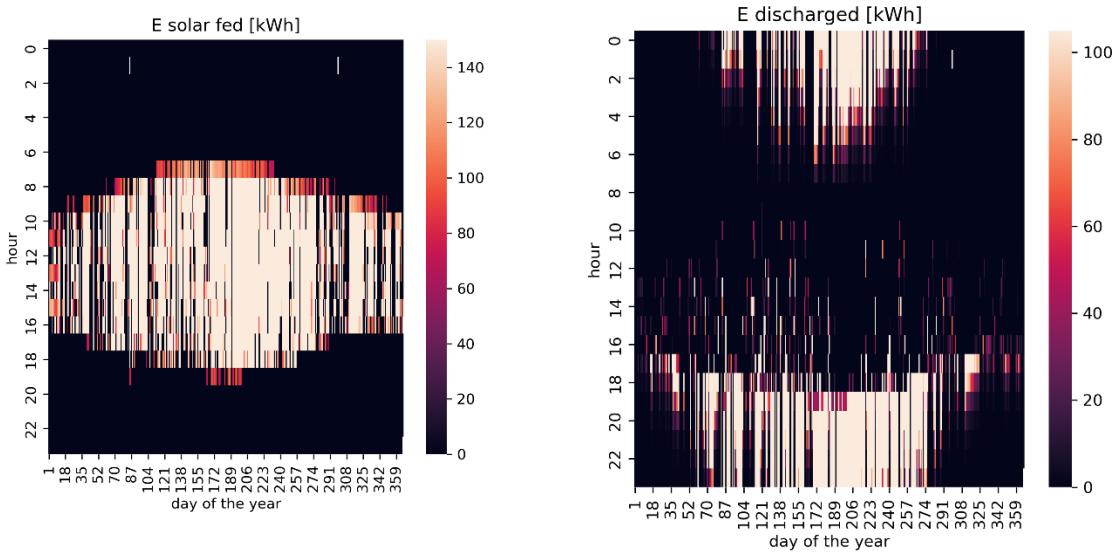
RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Análisis energéticos

Este exceso de energía se produce principalmente durante los meses de verano, cuando la radiación solar es abundante, lo que indica un gran potencial para el almacenamiento de energía térmica (TES). La implementación del sistema TES permite almacenar este exceso

de energía y utilizarlo durante períodos de menor radiación solar o mayor demanda de energía.

En Fig.2(a) se reporta energía horaria producida por el CSAH que ha sido directamente utilizada en el proceso. Se puede notar como varían las horas de suministro directo durante el año. En Fig.2(b) se reporta la energía suministrada al proceso por el TES cuando se descarga. El TES es capaz de funcionar en las estaciones intermedias y en verano, cuando existe excedente de energía. La fracción solar anual obtenida es $S_{f,a} = 0.47$.



(a) (b)

Fig.2 Energía horaria suministrada al proceso por el CSAH(a) y por el TES (b)

El sistema TES exhibe una alta utilización de capacidad, lo que significa que la energía almacenada se utiliza de manera eficiente para satisfacer la demanda de energía. Esto sugiere que el tamaño y el diseño preliminar del sistema TES están bien optimizados para las condiciones operativas específicas. La alta utilización de capacidad también indica que el sistema puede reducir eficazmente la dependencia de los combustibles fósiles y aumentar la contribución de la energía solar al suministro total de energía.

La capacidad estimada de TES es de 1728 kWh diarios con 9 horas de carga aproximadamente. Esta capacidad se determina en función del exceso de energía diario máximo que se puede almacenar. El factor de utilización del quemador con TES varía mensualmente. El factor de utilización mensual promedio del quemador se muestra en la Figura 3.

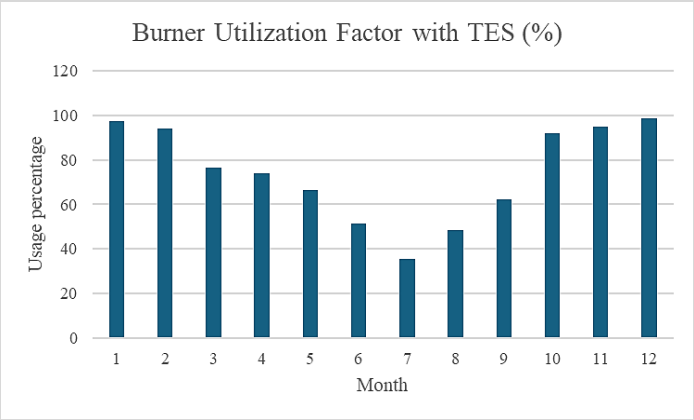


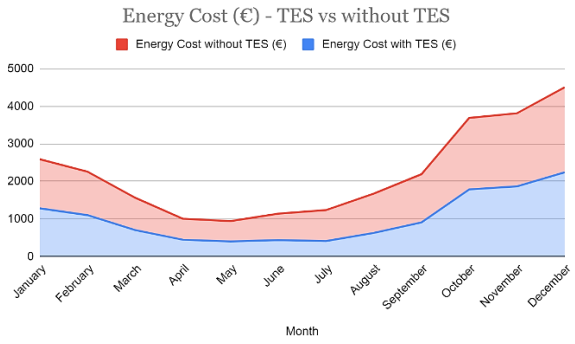
Fig.3 Los factores de utilización promedio mensual del quemador

Estos valores indican el porcentaje de demanda de energía satisfecha por el quemador de respaldo cuando el TES está en uso. Los valores más bajos sugieren una mayor contribución del sistema CSAH-TES en la satisfacción de la demanda de energía.

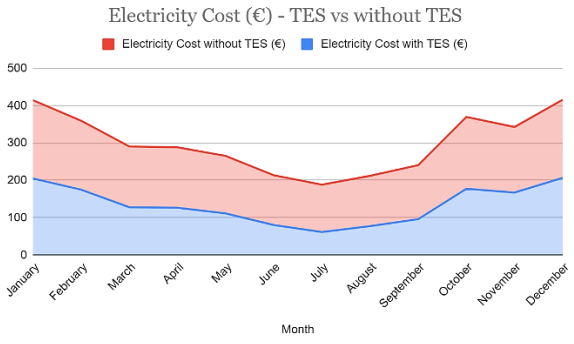
Análisis Economico

Los datos energéticos proporcionados por la simulación (Figura 2 y 3) permiten un análisis preliminar de los ahorros de costes logrados mediante la implementación del sistema propuesto. Los resultados del análisis económico revelan un importante ahorro de costes de energía convencional utilizada por el quemador en todos los meses, observándose los mayores ahorros durante el periodo estival, especialmente en julio y agosto Fig.4. También se analizan el ahorro de energía eléctrica asociada al funcionamiento del quemador, para el bombeo del aire y equipos auxiliares.

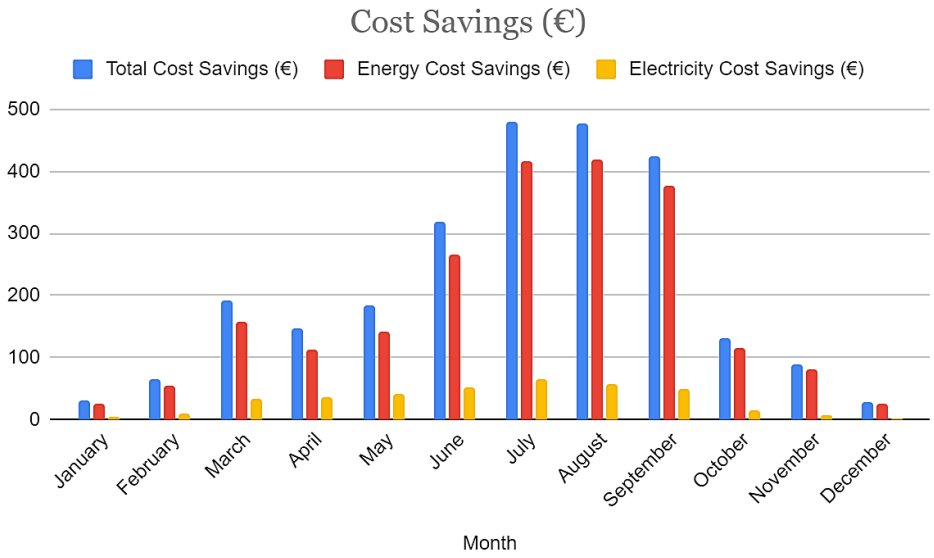
Los datos muestran claras variaciones estacionales en el ahorro de costos. Los meses de verano, caracterizados por una mayor demanda de refrigeración, muestran los ahorros más sustanciales, mientras que los meses de invierno, con mayores necesidades de calefacción, muestran ahorros de costos relativamente menores, pero aún notables. Durante los meses más fríos, como enero y diciembre, el ahorro total de costes es menor.



(A)



(B)



(C)

Fig.4 Ahorro de costes logrado mediante la implementación de un CSAH con TES

Los resultados indican la eficacia del sistema combinado CSAH y TES en la optimización del consumo de energía y la reducción de los costes asociados. El coste nivelado del calor se estima $LCOH = 55\ €/\mathrm{MWh}$.

Analisis ambiental

Los datos revelan reducciones sustanciales en las emisiones de CO_2 y NO_x en todos los meses cuando se emplea el sistema TES. Las reducciones más significativas se observan durante los meses de verano, alineándose con el período de mayor demanda de energía para fines de refrigeración.

En julio, el sistema TES logra una notable reducción de 4.833 kg en emisiones de CO_2 y 0,72 kg en emisiones de NOx, lo que representa las mayores reducciones mensuales de todo el año. Esta tendencia es consistente con el aumento del consumo de energía durante los meses más cálidos, lo que destaca la capacidad del sistema TES para mitigar las emisiones de manera efectiva durante los períodos de máxima demanda.

Las reducciones sustanciales de las emisiones de CO2 y NOx logradas a través de la implementación del sistema CSAH-TES tienen importantes implicaciones ambientales. El CO_2 es uno de los principales contribuyentes a las emisiones de gases de efecto invernadero y al cambio climático, mientras que las emisiones de NO_x están asociadas con diversos problemas ambientales y de salud, incluida la contaminación del aire y la formación de ozono troposférico.

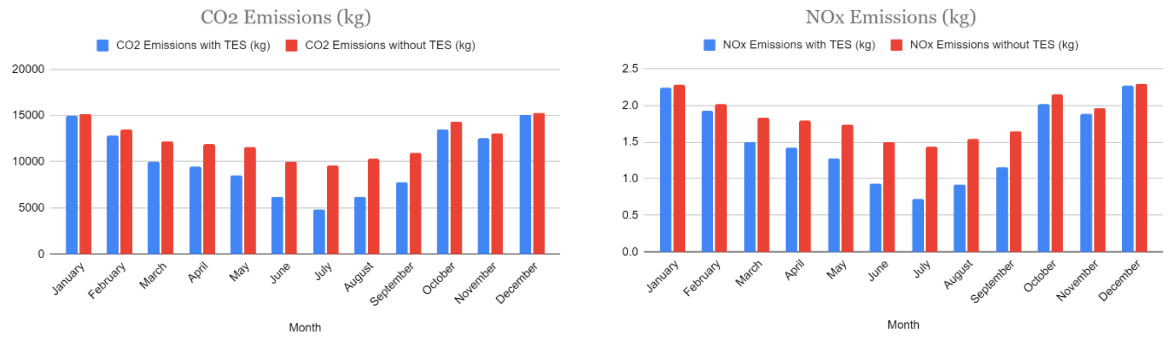


Fig.5 Reducción de las emisiones de CO2 y NOx lograda por el sistema TES a lo largo de diferentes meses

Al reducir eficazmente estas emisiones, el sistema CSAH-TES no solo contribuye a la eficiencia energética y al ahorro de costes, sino que también desempeña un papel crucial en la mitigación del impacto medioambiental del consumo de energía y en la promoción de prácticas sostenibles.

CONCLUSIONES/COMENTÁRIOS FINAIS

Los resultados presentados en este estudio respaldan la viabilidad y los beneficios potenciales del sistema propuesto que combina un campo de colectores solares Fresnel (CSAH) de 533 kW de pico y un sistema de almacenamiento de energía térmica (TES) de hormigón geopolimérico para la descarbonización de una demanda térmica de 150kW, requerida para un proceso industrial que consuma aire caliente. El sistema utiliza aire como único fluido de trabajo. El análisis energético revela una capacidad del sistema de generar 552 MWh anuales a 300 °C, de los cuales 390 MWh son aportados directamente por el campo solar y 163 MWh son aportados a través del almacenamiento térmico alimentado por los exceso de energía solar, principalmente durante los meses de verano cuando la radiación solar es abundante. El sobredimensionamiento del campo solar permite obtener una fracción solar anual de 0.47, gracias al almacenamiento térmico.

Desde el punto de vista económico, el análisis indica que se pueden lograr ahorros sustanciales en los costos de energía y electricidad asociados al quemador de gas que es la fuente de calor convencional del proceso industrial. El sistema TES también demuestra su eficacia en la reducción de la volatilidad de los costos y la mitigación de los picos de demanda. En cuanto al impacto ambiental, la implementación del sistema CSAH-TES condujo a reducciones significativas en las emisiones de CO2 y NOx del quemador de gas, lo que destaca los beneficios potenciales para la sostenibilidad y la mitigación del cambio climático.

En la siguiente etapa, se simulará el sistema TES utilizando dinámica de fluidos computacional (CFD) y otros métodos numéricos. Esto permitirá una evaluación más detallada y precisa del rendimiento del sistema, incluyendo factores como la transferencia de calor, los patrones de flujo y la optimización del diseño geométrico del TES y su hermanamiento con el sistema CSAH.

AGRADECIMIENTOS

Se agradece el apoyo recibido a través de la "Ayuda Juan de la Cierva Formación" del Ministerio de Ciencia e Innovación (MCIN/AEI/10.13039/501100011033) y la Unión Europea "NextGenerationEU/PRTR" a A. Famiglietti. Asimismo, se reconoce la financiación del proyecto RTI2018-098554-B-I00 del Programa Estatal de I+D+i Orientada a los Retos de la Sociedad (convocatoria 2018), financiado por MCIN/AEI/10.13039/501100011033 y cofinanciado por el Fondo Social Europeo, que ha permitido el desarrollo de los trabajos de M. Rahjoo.

REFERENCIAS/REFERÊNCIAS

Famiglietti, A., & Lecuona, A. (2021a). Direct solar air heating inside small-scale linear Fresnel collector assisted by a turbocharger : Experimental characterization. *Applied Thermal Engineering*, *196*(September).

Famiglietti, A., & Lecuona, A. (2021b). Small-scale linear Fresnel collector using air as heat transfer fluid: Experimental characterization. *Renewable Energy*, *176*, 459–474.

Famiglietti, A., Lecuona, A., Ibarra, M., & Roa, J. (2021). *Turbo-assisted direct solar air heater for medium temperature industrial processes using Linear Fresnel Collectors . Assessment on daily and yearly basis*. *223*.

Famiglietti, A., Lecuona-Neumann, A., Nogueira, J., & Rahjoo, M. (2020). *Direct solar production of medium temperature hot air for industrial applications in linear concentrating solar collectors using an open Brayton cycle . Viability analysis*. *169*(September 2019).

Pietruschka, D., Hassine, I. Ben, Cotrado, M., Fedrizzi, R., & Cozzini, M. (2016). Large Scale Solar Process Heat Systems -planning, Realization and System Operation. *Energy Procedia*, *91*, 638–649.

Rahjoo, M., Goracci, G., Martauz, P., Rojas, E., & Dolado, J. S. (2022). Geopolymer Concrete Performance Study for High-Temperature Thermal Energy Storage (TES) Applications. *Sustainability (Switzerland)*, *14*(3).

Rahjoo, M., Goracci, G., Gaitero, J.J., Martauz, P., Rojas, E. and Dolado, J.S., 2022. Thermal energy storage (TES) prototype based on geopolymer concrete for high-temperature applications. Materials, 15(20), p.7086.

Rahjoo, M., Rojas, E., Goracci, G., Gaitero, J.J., Martauz, P. and Dolado, J.S., 2023. A numerical study of geopolymer concrete thermal energy storage: Benchmarking TES module design and optimizing thermal performance. Journal of Energy Storage, 74, p.109389.

Rahjoo, M., Rojas, E., Goracci, G., & Dolado, J. S. (2024). Exploring the role of surface roughness in concrete-based thermal energy storage systems: A computational study. Journal of Energy Storage, 88, 111515.

Rehman, S., Ahmad, A., Alhems, L. M., & Rafique, M. M. (2019). Experimental evaluation of solar thermal performance of linear Fresnel reflector. *Journal of Mechanical Science and Technology*, *33*(9), 4555–4562.

EVALUACIÓN TERMODINÁMICA DE UNA TURBINA DE GAS CON PRECALENTAMIENTO SOLAR

González P.E.*, García L. M. M.*, Castro H. S.*, Lugo L. R.*, Torres A. A.*, Ambriz G. J. J.*

*Área Académica de Ingeniería en Recursos Energéticos, Universidad Autónoma Metropolitana Iztapalapa, Av. Ferrocarril San Rafael Atlixco No. 186, Colonia Leyes de Reforma 1ª Sección, Iztapalapa, 09310, Ciudad de México, México. E-mail: cbi2223803541@xanum.uam.mx

RESUMEN/RESUMO

En este trabajo se realiza el análisis termodinámico a la turbina de gas PGT25 + G4 con un sistema de torre solar para precalentar el aire a la entrada de la cámara de combustión. El sistema se compone de un compresor, una torre solar, una cámara de combustión, una turbina de alta presión y una de baja presión, el sistema se simula en el programa Thermoflex a las condiciones ambiente de presión y temperatura de 1.0132 bar y 25 °C, con una irradiancia diaria promedio de 6.3 kWh/m2/d, con sodio líquido como fluido de trabajo en la torre solar y metano como combustible. En este análisis se considera fija la temperatura a la entrada de la etapa de expansión, variando la temperatura del aire a la entrada de la cámara de combustión en un intervalo de 600°C a 800°C. Como resultado se obtiene que, el flujo másico del combustible disminuye 27.11% y la relación de potencia con flujo de calor aumenta un 33.75%, manteniendo la misma potencia generada y eficiencia térmica, debido a la incorporación de la torre solar; en cuanto al desempeño del intercambiador de calor, su eficacia presenta un cambio de 0.13 a 0.48

PALABRAS CLAVE/PALAVRAS-CHAVE: Torre solar, Turbina de gas, Precalentamiento del aire

ABSTRACT

In this paper, thermodynamic analysis is done on the PGT25 + G4 gas turbine with a solar tower system, the purpose of the solar tower is to preheat the air temperature at the inlet of the combustion chamber. The system consists of a compressor, a solar tower, a combustion chamber, a high-pressure turbine and a low-pressure turbine. The system is simulated in Thermoflex program with ambient pressure and temperature conditions of 1.0132 bar and 25°C, with an average daily irradiance of 6.3 kWh/m2/day, using liquid sodium as the working fluid in the solar tower and methane as fuel. In this analysis, the temperature at the inlet of the expansion stage is considered fixed, the air temperature at the inlet of the combustion chamber is varied within a range of 600°C to 800°C. As a result, the fuel mass flow rate decreases by 27.11% and the power-heat flow relation increases by 33.75%, maintaining the same power generated and thermal efficiency, due to the incorporation of the solar tower; in terms of the heat exchanger performance, its effectiveness changes from 0.13 to 0.48.

KEYWORDS: Solar tower, Gas turbine, air preheated

INTRODUCCIÓN

En la actualidad, uno de los mayores desafíos a los que se enfrenta la humanidad es la escases de recurso naturales para satisfacer sus necesidades. Esta escases se ha hecho evidente en varios sectores, especialmente en el sector energético, donde su fuente primaria son los combustibles fósiles para generar potencia eléctrica, esto ha llevado a este sector a buscar nuevas fuentes de energía que disminuyan la dependencia de los combustibles. Una de las propuestas más prometedoras en el sector energético es la integración de sistemas de generación de energía térmica con fuentes de energía limpia, como la energía solar, eólica, hidráulica, entre otras. Esta alternativa busca disminuir la dependencia de los combustibles fósiles y el impacto al medio ambiente producidos por su uso.

En el sector energético, las turbinas de gas son los sistemas más se utilizados para la generación de potencia. Estos sistemas transforman la energía química contenida en el combustible en energía térmica a través de la reacción de combustión. Luego, mediante el proceso de expansión, la energía térmica se convierte en energía mecánica que alimenta un generador eléctrico para producir energía eléctrica. Generalmente, estos sistemas utilizan combustibles fósiles para generar potencia. Al ser la energía solar una de las opciones que más destaca dentro de las energías limpias, se han acoplado sistemas solares a las turbinas de gas con el fin de aprovechar la radiación solar para generar electricidad a través de diferentes configuraciones como, concentradores solares, torres solares, paneles solares, etc. Estas modificaciones en los sistemas de turbinas de gas utilizando energía solar como recurso, contribuyen a la generación de potencia eléctrica, lo que reduce las emisiones de carbono y a mitigar el impacto ambiental asociado con la generación de electricidad a partir de combustibles fósiles.

Se han estado realizando diversos estudios, donde se acopla a los sistemas de turbinas tecnologías empleadas en la energía solar. En 2017, Petrakopoulou y col. realizaron un análisis a un ciclo combinado, donde se acopla una planta solar para aumentar la temperatura del aire a la entrada de la cámara de combustión de 800°C a 1000°C. En este análisis se muestra que, al acoplar una planta solar, la eficiencia energética no muestra cambios considerables; sin embargo, la eficiencia exergética aumenta el 24% para 800°C y 39% para 1000°C. Por otra parte, en 2017 Abagnale y col. realizan el análisis de un ciclo térmico para microturbinas asistidas con energía solar, en este trabajo se muestran dos arreglos de turbina de gas, uno que contempla un sistema de concentradores parabólicos y un ciclo Rankine regenerativo y otro, donde se acopla una torre solar; en ambos sistemas, el recurso solar es aprovechado antes de la etapa de combustión y se considera un regenerador a la salida de la etapa de expansión. Los resultados muestran que, el primer sistema es recomendable para la integración de ciclos híbridos, aumentando así, la generación de potencia neta y el segundo, al aumentar la temperatura del aire que entra a la cámara de combustión, muestra ahorros en el flujo de combustible. Behar, O., presenta el acoplamiento de un campo solar a una turbina de gas, con el fin de precalentar el aire comprimido. En este trabajo se desarrolla modelos termodinámicos y de transferencia de calor para cada componente, comparando sus predicciones con experimentos y códigos de laboratorio pertinentes. Como resultado de este análisis, Behar obtuvo que, la relación de

presiones y las temperaturas de operación en el campo son los principales factores que afectan el desempeño del sistema. En 2020, Giostri y col. realiza el estudio de una torre solar de pequeña escala acoplada a microturbina de gas, en donde, desarrollan la metodología para evaluar el rendimiento óptico del campo de helióstatos acoplado a un concentrador secundario y el rendimiento térmico. De los resultados, se muestra la posibilidad de la hibridación de la planta, es decir, la producción de energía de la turbina de gas en horas seleccionadas y fuera de esas horas se genera potencia mediante combustión con biometano o gas natural. Por otra parte, en 2022 Hamouda y col. realizaron la evaluación tecnoeconómica a un sistema de cogeneración impulsado por energía solar. Se compara dos condiciones de operación; la primera condición es obtener la máxima generación de potencia utilizando el ciclo Rankine orgánico. El segundo escenario corresponde al uso del calor residual enviado a un generador de vapor para generar una mayor cantidad de vapor en el sistema. Los resultados muestran que el segundo escenario tiene cambios considerables en la planta de cogeneración, se obtiene menores costos por hora en la generación de potencia, el costo asociado al consumo de agua también disminuye, al igual que las emisiones de dióxido de carbono.

Motivado con lo anterior, en este trabajo realiza la evaluación termodinámica a un sistema de turbina de gas con precalentamiento solar, donde se varía la temperatura a la salida del intercambiador de calor para cuantificar cómo afecta ésto en el flujo de combustible o flujo de calor suministrado por la cámara de combustión. En el trabajo se plantean modelos matemáticos para determinar las propiedades, tales como, presión, temperatura, entalpía y entropía de cada uno de los estados que conforman al sistema. De los parámetros que se evalúan en el sistema es el flujo de calor, la eficacia, flujo másico de combustible, eficiencia térmica, el número de heliostatos y el área reflectiva.

CASO DE ESTUDIO\METODOLOGÍA

En la Fig. 1 se muestra el diagrama esquemático de la turbina de gas PGT25+G4 acoplado al sistema de torre solar, el estudio termodinámico se simula en el software Termoflex. Todos los subsistemas se encuentran enumerados, así como las corrientes de entrada y salida del volumen de control. El sistema consta de un compresor axial de 17 etapas (1); un intercambiador de calor a contraflujo (2); donde se lleva a cabo el intercambio de calor entre la el fluido de trabajo de la torre solar y el aire suministrado a la cámara de combustión, una cámara de combustión anular (3); una turbina de alta presión de 4 etapas (4), que genera la potencia requerida por el compresor; una turbina de baja presión de 4 etapas (5), que genera la potencia motor; y una torre solar (6), donde se aprovecha el recurso solar. En el diagrama, el aire aspirado por el compresor, el combustible, los gases de escape y el fluido de trabajo de la torre solar se representan mediante los equipos 8, 9, 10 y 11, respectivamente.

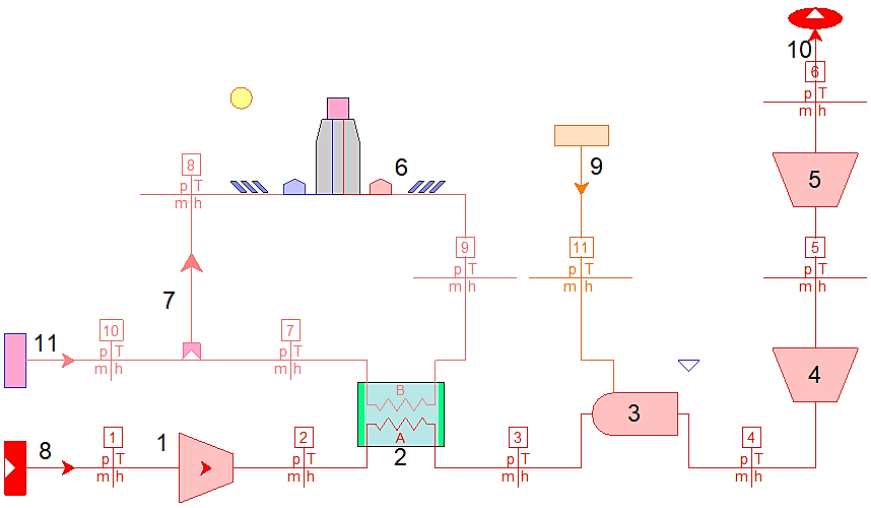


Fig. 1. Diagrama esquemático del caso de estudio

En la Fig. 2 se muestra el diagrama temperatura entropía del sistema de turbina de gas con precalentamiento solar, en éste se ilustran los estados y los procesos del sistema. El proceso 1 a 2, es el de compresión, de 3 al 4 es el proceso de suministro de calor mediante la cámara de combustión, de 4 al 5 y de 5 al 6 son los procesos de expansión en las turbinas de alta y baja presión. Del estado 2 al 3 se tiene el suministro de calor en el intercambiador de calor. En este subsistema se intercambia el calor entre la corriente de sodio líquido proveniente de la torre solar y la corriente de aire que alimenta la cámara de combustión.

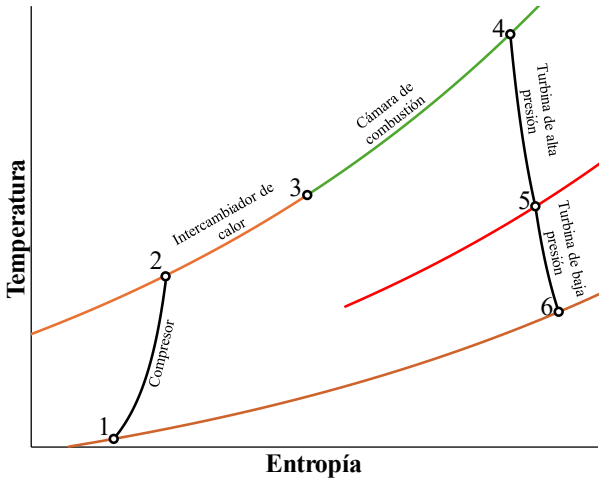


Fig. 2. Diagrama temperatura contra entropía de la turbina de gas con precalentamiento solar.

La temperatura del aire a la descarga del compresor se expresa de la siguiente manera:

$$T_2 = T_1\left(1+\frac{\pi_C^{x_a}-1}{\eta_{SIC}}\right) \tag{1}$$

Realizando un balance de masa y energía en el subsistema 3, se determina la temperatura del aire a la salida del intercambiador de calor, T_3. En este sistema es en donde se lleva a cabo la transferencia de calor entre el sodio líquido y el aire aspirado por la cámara de

combustión, además, se muestra la importancia de la torre solar en la diferencia de temperaturas del estado 2 y 3; mientras mayor sea la temperatura del estado 3, se aprovecha más el recurso solar y el flujo de combustible requerido será menor. Considerando que el intercambiador de calor es un sistema adiabático, no se genera ni se suministra trabajo y despreciando la energía cinética y potencial, el flujo de calor suministrado por la torre solar a la corriente de aire. La eficacia del intercambiador de calor es la relación entre el flujo de calor real y el máximo flujo de calor que existe entre las corrientes. El flujo de calor real es igual al suministrado por la torre solar y el máximo flujo de calor es igual al producto del flujo másico del aire, el calor específico a presión constante y la diferencia entre la temperatura mayor y menor que existe en el intercambiador de calor, es decir:

$$\varepsilon_{IC} = \frac{\dot{Q}_{real}}{\dot{Q}_{max}} = \frac{\dot{m}c_P \Delta T}{\dot{m}c_{P,min}\Delta T_{\max}} = \frac{\dot{m}_a c_{P,a}\left(T_3 - T_2\right)}{\dot{m}_a c_{P,a}\left(T_9 - T_2\right)} = \frac{T_3 - T_2}{T_9 - T_2} \tag{2}$$

Junto con la eficacia, se calcula el flujo de calor suministrado en el intercambiador de calor, quedando la siguiente expresión:

$$\dot{Q}_{sum,TS} = \dot{m}_a\left(h_3 - h_2\right) = \dot{m}_a c_{P,a}\left(T_3 - T_2\right) \tag{3}$$

El sistema de torre solar está formado por una torre, un recibidor, un depósito frío, un depósito caliente, una bomba, una turbina y un campo de heliostatos. En el estado 7, el fluido de trabajo sale del intercambiador de calor y entra al depósito frío, seguido de eso, es bombeado al recibidor de la torre solar, donde aumenta su temperatura debido al calor suministrado por la energía solar reflejada por los heliostatos. El fluido de trabajo sale del recibídor a alta temperatura y es mandado a una turbina, donde se genera potencia, la cual, es utilizada para el sistema de bombeo de la torre solar; después de este proceso, el fluido de trabajo se manda al depósito caliente. Finalmente, el fluido ingresa nuevamente al intercambiador de calor, repitiendo el ciclo.

El calor suministrado por el sol se evalúa en función de la irradiancia, la cantidad de heliostatos disponibles y el área del recibidor, así como la eficiencia total de éstos. De acuerdo con el programa Termoflex, la energía que reflejan los heliostatos es igual a la irradiancia proveniente del sol (I_{rec}) por el área reflectiva total (A_{ref}) menos el porcentaje de los reflectores desenfocados (L), es decir:

$$\dot{Q}_{ref} = I_{rec} A_{ref}\left(1 - L\right) \tag{4}$$

Por otra parte, la energía del recibidor es igual al producto de la energía reflejada del colector y la eficiencia del recibidor. La eficiencia del recibidor depende de algunos parámetros como las pérdidas de calor convectivas, las pérdidas de calor por medio de la radiación, entre otras, donde la mayoría de las pérdidas se deben a las sombras o los bloqueos del subsistema

$$\dot{Q}_{rec} = \dot{Q}_{ref}\eta_{rec} \tag{5}$$

En el subsistema 3 ocurre el suministro de calor mediante la combustión a presión constante. La temperatura a la salida de la cámara de combustión es un parámetro importante, porque junto con la temperatura a la salida del intercambiador de calor y la relación aire combustible, se determina el flujo de calor suministrado por la cámara de combustion

$$\dot{Q}_{sum,CC} = \dot{m}_a \left[(1 + rca) c_{P,gc} T_4 - c_{P,a} T_3 \right] \tag{6}$$

El flujo másico de combustible es la relación entre el calor suministrado a la cámara de combustión y el poder calorífico inferior del combustible

$$\dot{m}_{comb} = \frac{\dot{Q}_{sum,CC}}{PCI} \tag{7}$$

En la turbina de alta presión aprovecha la energía térmica de los gases de combustión provenientes del subsistema 3, para generar potencia mecánica, que alimenta al compresor. Para el cálculo de las propiedades de los gases de combustión a la salida del subsistema 3, es necesario calcular la relacion de presiones de la turbina de alta presion, la cual, se determina mediante el balance de masa y energía en los subsistemas 1, 4 y la flecha que los une, dando como resultado la siguiente expresión

$$\pi_{TAP} = \left[\frac{1}{1 - \frac{c_{P,a}}{c_{p,gc}} \frac{T_1 \left(\pi_C^{x_a} - 1 \right)}{T_4 \eta_{SIC} \eta_{SITAP} (1 + rca)}} \right]^{\frac{1}{x_{gc}}} \tag{8}$$

La presión y la temperatura a la salida del subsistema 4 se determinan mediante las siguientes ecuaciones.

$$P_5 = \frac{P_4}{\pi_{TAP}} \tag{9}$$

$$T_5 = T_4 \left[1 - \eta_{SITAP} \left(1 - \frac{1}{\pi_{TAP}^{x_{gc}}} \right) \right] \tag{10}$$

El proceso de expansión del subsistema 5 se calcula de manera análoga al subsistema 4, con la diferencia de que toda la potencia generada en este subsistema es la potencia neta. La presión y la temperatura de los gases de escape, así como la potencia generada, se determinan con las siguientes expresiones, considerando que la relación de presiones total es el producto de la relación de presiones del subsistema 4 y 5.

$$P_6 = \frac{P_5}{\pi_{TBP}} = \frac{P_5}{\frac{\pi_T}{\pi_{TAP}}} \tag{11}$$

$$T_6 = T_5\left[1-\eta_{SITBP}\left(1-\frac{1}{\pi_{TBP}^{x_{gc}}}\right)\right] \tag{12}$$

$$\dot{W}_{neta} = \dot{m}_a\left(h_6 - h_5\right) = \dot{m}_a c_{P,gc}\left(T_6 - T_5\right) \tag{13}$$

La eficiencia térmica es la relación entre la potencia neta y el calor suministrado a la turbina de gas; en este caso, el calor suministrado es la suma del calor suministrado por la cámara de combustión y por la torre solar

$$\eta_{TH} = \frac{\dot{W}_{neta}}{\dot{Q}_{sum,CC} + \dot{Q}_{sum,IC}} \tag{14}$$

Finalmente, la relación entre la potencia neta y el flujo de calor suministrado en la cámara de combustión indica de qué manera se está aprovechando el calor suministrado por la combustion

$$RWQ = \frac{\dot{W}_{neta}}{\dot{Q}_{sum,CC}} \tag{15}$$

RESULTADOS

Para el caso de estudio se considera que el medio ambiente se encuentra a una presión, temperatura y humedad relativa de 1.0132 bar, 25 °C y 60%, respectivamente. Se considera una irradiancia directa promedio de 774W/m^2 a nivel del mar, que corresponden a la irradiancia recibida en el solsticio de invierno y una temperatura de 1000°C a la salida de la torre solar. Como fluidos de trabajo se tiene aire atmosférico y metano como combustible en el ciclo de turbina de gas y sodio líquido para el ciclo de torre solar. El calor específico a presión constante del aire se considera de 1.003 kJ/kgK, el del sodio líquido de 1.383 kJ/kgK y el poder calorífico inferior del metano se considera de 50046.7 kJ/kg. De acuerdo con la ficha técnica de la turbina de gas PGT25+G4, la relación de presiones en el compresor es de 24, la temperatura a la entrada de la turbina es de 1213.52°C, genera una potencia de 34MW y opera con una eficiencia térmica de 0.4137.

En este trabajo se realizan variaciones en la temperatura a la entrada de la cámara de combustión. De acuerdo a la Fig. 2, se observa que, a medida que la temperatura a la entrada de la cámara de combustión aumenta, el calor suministrado por ésta y el flujo másico de combustible disminuyen. En la Fig. 3 se comprueba esto, a medida que la temperatura a la entrada de la cámara de combustión aumenta de 600 a 1050°C, el flujo de calor suministrado por la torre solar también aumenta, el suministrado por la cámara de combustión disminuye, esto se debe a que el calor suministrado en el intercambiador de calor se transfiere de una mamera más eficaz. Como la temperatura a la salida de la cámara de combustión, la relación de presiones del compresor y las condiciones ambiente permanecen constantes, el flujo de calor total requerido en la turbina de gas siempre será el mismo, la única diferencia es que el porcentaje de flujo de calor total se divide entre el

suministrado por la torre solar y la cámara de combustión, y como consecuencia, la eficiencia térmica no cambia.

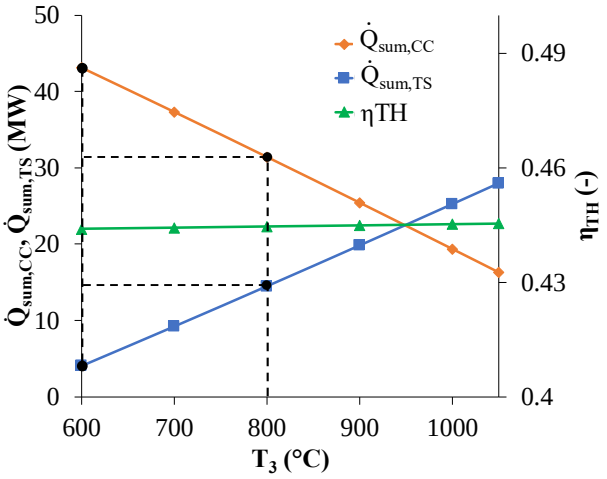


Fig. 3. Flujo suministrado por la cámara de combustión y la torre solar y eficiencia térmica contra temperatura a la entrada de la cámara de combustión

Para un aumento en la temperatura de la entrada a la cámara de combustión de 600°C a 800°C se muestra una disminución en el flujo de calor suministrado por la cámara de combustión de 43.11 MW a 31.42 MW, un aumento en el flujo de calor suministrado por la torre solar del 256%, es decir, de 4.065 MW a 14.504 MW. Además, no se muestran cambios aparentes en la eficiencia térmica. También se muestra que, a temperaturas mayores a 950 °C, el flujo de calor suministrado por la torre solar es mayor que el suministrado por la cámara de combustión.

La eficacia en el intercambiador de calor es un parámetro importante, ya que éste indica de qué manera se está llevando a cabo la transferencia de calor entre dos corrientes. En este caso, al trabajar con sodio líquido y aire, la capacidad calorífica del aire es menor; por lo cual, la eficacia se considera en función de las temperaturas de entrada y salida del aire en el intercambiador de calor y la temperatura a la entrada del sodio líquido en el intercambiador de calor.

En la Fig. 4 se muestra el diagrama de la eficacia del intercambiador de calor y el flujo másico del combustible en función de la temperatura a la salida de la cámara de combustión, se muestra que, para un aumento en la temperatura del aire de 600°C a 800°C, se tiene un aumento en la eficacia del intercambiador de calor de 0.13 a 0.48, debido a que el calor se aprovecha de manera más eficaz, logrando así, aumentar la temperatura del aire a la entrada de la cámara de combustión. Por otro lado, se muestra una disminución en el flujo másico del combustible del 27.11%. Al aumentar la temperatura a la salida del intercambiador de calor, el flujo de calor requerido por la cámara de combustión es menor, lo cual, representa una disminución en el flujo másico de combustible.

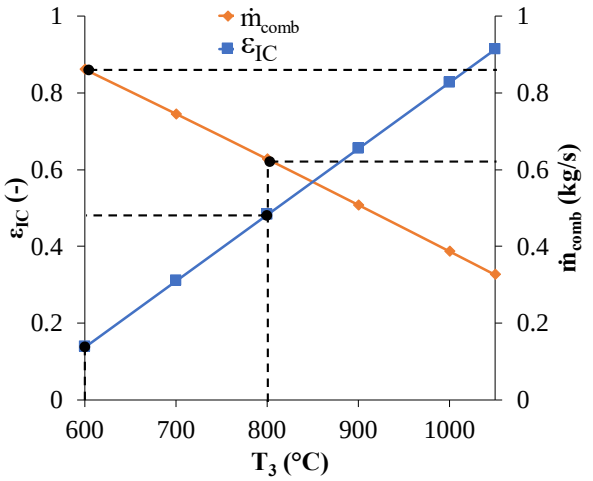


Fig. 4. Eficacia del intercambiador de calor y flujo másico de combustible contra temperatura a la entrada de la cámara de combustión

Al requerir un mayor flujo de calor en el intercambiador de calor, se requerirá un mayor flujo de calor en el recibidor y un mayor flujo de calor reflejado y para que esto ocurra, tanto el área reflectiva como el número total de heliostatos aumentarán. Para un aumento en la temperatura a la entrada de la cámara de combustión de 600°C a 800°C, el área reflectiva presenta un aumento del 257%; es decir, de 14820 m^2 a 53055m^2 y el número de heliostatos también presentan un aumento del 258%; pasando de 332 a 1189, considerando que cada heliostato tiene un área reflectiva de 44.59 m^2.

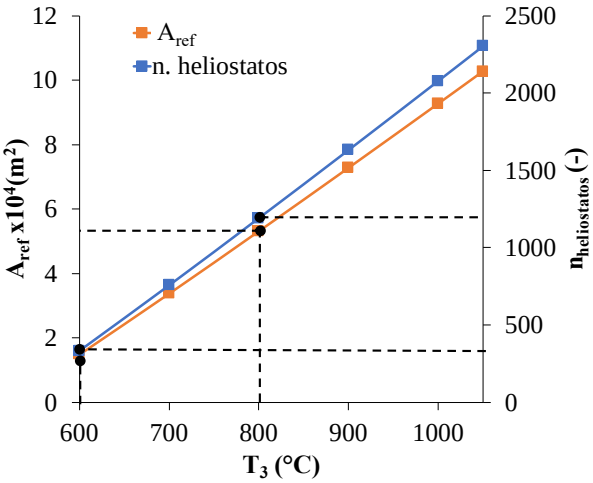


Fig. 5. Área total reflejada y número de heliostatos contra temperatura a la entrada de la cámara de combustión

Finalmente, la relación que existe entre la potencia neta generada y el calor suministrado en la cámara de combustión muestra cuanto flujo de calor es requerido en la cámara de combustión para generar una potencia dada, el tener valores por debajo de 1 indica que, se requiere más flujo de calor en la cámara de combustión y más flujo másico de combustible para una misma potencia. El tener el valor de uno en esta relación representa que, la potencia generada es igual al flujo de calor suministrado en la cámara de combustión. Un valor mayor a uno representa que la potencia generada es mayor que el flujo de calor suministrado por la cámara de combustión, es decir, la contribución al flujo de calor total

es mayor debido a la torre solar. Para un aumento en la temperatura a la entrada de la cámara de combustión de 600°C a 800°C se tiene un aumento en esta relación del 33.75%, es decir, el flujo de calor suministrado por la cámara de combustión cada vez es menos en comparación de la potencia generada. También se muestra cercano a los 1000°C, esta relación aproxima su valor a uno, es decir, la potencia que se genera es igual al flujo de calor.

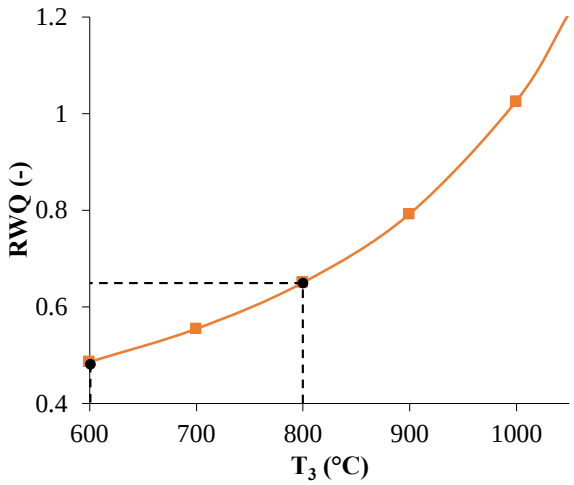


Fig. 6. Relación entre la potencia neta y el flujo de calor suministrado en la cámara de combustión contra temperatura a la entrada de la cámara de combustión

CONCLUSIONES

Se concluye que la incorporacion de un sistema de precalentamiento solar a una turbina de gas aeroderivada representa mejoras en cuanto al consumo de combustible para la generación de calor, no obstante, para satisfacer el aumento en la temperatura a la salida del intercambiador de calor, es necesario contar con un sistema de torre central con un área reflectiva mayor y, por consiguiente, una mayor cantidad de heliostatos. El sodio líquido es un fluido recomendable para este tipo de sistemas, porque al no estar en contacto con corrientes de agua, no se corre el riesgo de la reacción entre ellos. Además, debido a sus propiedades termodinámicas, como la máxima temperatura a la que puede operar, que es de 1330°C, y su calor específico de 1.383 kJ/kgK, se pueden alcanzar altas temperaturas sin llegar a dañar al fluido. La eficacia del intercambiador de calor depende de las condiciones a las que se encuentre el equipo, el material, el tipo de fluido que circule en él, entre otros factores, mientras mayor sea el valor de la eficacia, el intercambio de calor entre ambas corrientes se llevará a cabo de mejor manera, logrando así, alcanzar mayores temperaturas a la salida de éste mismo equipo. Si bien, en este trabajo no se analiza la composición química del combustible y los gases de escape, al disminuir el flujo másico del combustible, las emisiones al medio ambiente también se verán disminuidas.

AGRADECIMIENTOS

Se agradece a la Universidad Autónoma Metropolitana Iztapalapa y la Planta Piloto Dos ”PP2” por el apoyo otorgado para la participación en este congreso.

REFERENCIAS/REFERÊNCIAS

Petrakopoulou, F., Sánchez-Delgado, S., Marugán-Cruz, C., & Santana, D. (2017). Improving the efficiency of gas turbine systems with volumetric solar receivers. Energy Conversion And Management, 149, 579-592.

Abagnale, C., Cameretti, M. C., De Robbio, R., & Tuccillo, R. (2017). Thermal Cycle and Combustion Analysis of a Solar-Assisted Micro Gas Turbine. Energies, 10(6), 773.

Behar, O. (2018). A novel hybrid solar preheating gas turbine. Energy Conversion and Management, 158, 120-132.

Giostri, A., Binotti, M., Sterpos, CAMILLA y Lozza, G. (2020). Torre solar de pequeña escala acoplada a microturbina de gas. Energías Renovables, 147 , 570-583.

Hamouda, M. A., Shaaban, M. F., Eldean, M. A. S., Fath, H. E., & Al Bardan, M. (2022). Technoeconomic assessment of a concentrated solar tower-gas turbine co-generation system. Applied Thermal Engineering, 212, 118593.

ENERGIA SOLAR NO AMBIENTE CONSTRUÍDO E NAS COMUNIDADES

ENERGIA SOLAR NO AMBIENTE URBANO: CASO DE ESTUDO, DESAFIOS, ABORDAGENS E INVESTIGAÇÃO

Viana S.*, Simões T.*, Aelenei L.*, Justino P.*

*Unidade de Energias Renováveis e Eficiência Energética, LNEG, Estrada do Paço do Lumiar, 1600-038 Lisboa, Portugal, susana.viana@lneg.pt

RESUMO

O Município de Cascais tem vindo a empenhar-se na mitigação das alterações climáticas, na proteção do ambiente e renaturalização de florestas e espaços verdes, no aumento da recolha seletiva e melhoria de processos de tratamento de resíduos, na melhoria da mobilidade, apostando na mobilidade suave combinada com zonas intermodais de ligação a transportes públicos, como os comboios e a rede gratuita de autocarros municipais (Mobi Cascais) para residentes, trabalhadores e estudantes. Como forma de diminuir a sua pegada de carbono, o município pretende ainda apostar na geração de energia a partir de fontes renováveis, nomeadamente na integração de energia solar fotovoltaica em edifícios públicos e em edifícios geridos pela autarquia. Para atingir estes objetivos Cascais tornou-se um caso de estudo em dois projetos europeus, Re-Value e WeGenerate.

PALAVRAS CHAVE: Alterações climáticas; Revalorização urbana; Comunidades de Energia; Energia Renovável; Bairros sustentáveis.

ABSTRACT

The Municipality of Cascais has been committed to climate change mitigation, protecting the environment and re-naturalizing forests and green spaces, increasing selective collection and improving waste treatment processes and mobility, by focusing on light mobility combined with intermodal areas for the connection to public transport, like trains and the free municipal bus network (Mobi Cascais) for residents, workers and students. Aiming to reduce its carbon footprint, the municipality also intends to invest in renewable energy generation, namely by integrating photovoltaic solar energy into public buildings and buildings managed by the municipality. To achieve these goals, Cascais has become a case study in two European projects, Re-Value and WeGenerate.

KEYWORDS: Climate change; Urban revaluing; Energy communities; Renewable energy; Sustainable neighbourhoods.

INTRODUÇÃO

O Município de Cascais está envolvido em iniciativas europeias e globais para alcançar a neutralidade climática e os objetivos de desenvolvimento sustentável, nomeadamente o Pacto Europeu de Autarcas, o Acordo Europeu das Cidades Verdes e a Missão da União Europeia (EU) para a Adaptação às Alterações Climáticas. A UE comprometeu-se a atingir a neutralidade climática até 2050 e tem como objetivo reduzir as emissões líquidas de gases com efeito de estufa em pelo menos 55% até 2030, relativamente aos níveis de 1990. A vila de Cascais está ativamente empenhada nos esforços para atingir estes objetivos, particularmente em sectores como os transportes, os edifícios, a agricultura, e os resíduos. É por isso dada grande relevância à produção de energia renovável e ao avanço da eletrificação de várias indústrias como estratégias fundamentais para atingir a quase neutralidade carbónica em 2050. Uma das principais apostas para Cascais é o reforço das parcerias público-privadas para as comunidades energéticas, com especial destaque para as energias renováveis locais, com o objetivo específico de combater a pobreza energética nas zonas de habitação social. Dentro deste contexto Cascais tornou-se um caso de estudo em dois projetos europeus, Re-Value e WeGenerate.

O projeto Re-Value pretende demonstrar como a neutralidade climática e a qualidade urbana podem ser alinhadas, revalorizando a ligação das cidades às suas zonas costeiras, reforçando os co-benefícios e atenuando os potenciais impactos adversos. Pretende-se incorporar o conceito “New European Bauhaus” que considera que belos são os lugares, as práticas e as experiências que são: enriquecedores, inspirados pela arte e pela cultura, e respondem a necessidades que vão para além da funcionalidade; sustentáveis, em harmonia com a natureza, o ambiente e o nosso planeta; e inclusivos, encorajando um diálogo entre culturas, disciplinas, géneros e idades. Deste projeto, para além de Cascais, fazem parte mais 8 cidades costeiras europeias. Para Cascais foram definidas 3 zonas piloto onde serão aplicadas a maior parte das medidas de melhoramento - a estrada da Guia, as margens e zona envolvente da Ribeira das Vinhas e a praia de Carcavelos. Este projeto iniciou-se em janeiro de 2023 e irá terminar em dezembro de 2026.

O projeto WeGenerate representa a mudança de paradigma do “construir para as pessoas” para o “construir com as pessoas”. Neste contexto, as partes interessadas; vila, cidadãos, comunidades, empresas, investigadores e profissionais, apropriam-se dos processos de regeneração urbana e co-criam em conjunto bairros sustentáveis, centrados nas pessoas, acessíveis e visualmente agradáveis. O bairro de estudo deste projeto é o bairro de Alcabideche, onde se pretende mitigar a pobreza energética e melhorar as condições de conforto e habitabilidade dos edifícios recorrendo à criação de comunidades de energia. Este projeto iniciou-se em novembro de 2023 e irá terminar em outubro de 2027.

Neste trabalho serão apresentados os desafios encontrados, o planeamento e as abordagens consideradas, nomeadamente o levantamento do potencial de energias renováveis. Atualmente, estão também a ser desenvolvidas ferramentas de apoio a decisão tendo como objetivo apoiar Cascais na definição de medidas com o maior impacto positivo na vida dos cidadãos e na mitigação das alterações climáticas. Neste documento apresenta-se uma descrição sucinta das potencialidades destas ferramentas e dos resultados a obter com a sua aplicação.

OBJETIVOS E ESTRUTURA

Este artigo apresenta o trabalho inicial desenvolvido no âmbito dos projetos Re-Value e WeGenerate para a vila de Cascais. Em relação ao projeto Re-Value, um dos principais objetivos é o desenvolvimento de um roteiro detalhado, alinhado com o Modelo de Impacto Re-Value e a Missão Cidades da UE, baseado em estudos de viabilidade com co-benefícios e de neutralidade climática e qualidade urbana, modelos viáveis de investimento e parceria, e uma base de apoio bem estabelecida para a co-criação com os cidadãos locais e as partes interessadas. O segundo grande resultado são os Planos de Transformação Territorial a longo prazo, baseados no Modelo de Impacto e nas experiências desenvolvidas ao longo do projeto.

Quanto ao projeto WeGenerate, os objetivos principais são a instalação de sistemas fotovoltaicos em edifícios municipais ou geridos pelo município e a criação de comunidades de energia associadas a bairros sociais, para mitigar a pobreza energética e melhorar as condições de conforto dos cidadãos que habitam nesses bairros. Pretende-se fazer um estudo social antes e depois da implementação da comunidade energética para determinar o impacto desta medida e ainda será criado um Digital Twin do bairro social de Alcabideche para avaliar o desempenho energético dos edifícios e determinar melhorias a implementar.

O presente estudo pretende partilhar os resultados da primeira fase de desenvolvimento destes dois projetos, centrando-se em três aspectos principais: (i) a caracterização do potencial de Energias Renováveis (ER) (solar, eólica e ondas) utilizando uma análise espacial, (ii) a análise dos objetivos do município para 2050 em termos de consumos de energia e emissões de Gases de Efeito de Estufa (GEE), considerando os dados de 2019, último ano de dados completo sem a influência da pandemia COVID-19 de 2020/21 e, (iii) contribuição dos dois projetos para alcançar a quase neutralidade carbónica em 2050.

O estudo está estruturado em 4 secções principais, começando pela introdução, objetivos e estrutura do documento, seguindo-se o trabalho já desenvolvido para cada um dos projetos, e, finalmente, conclusões e perspetivas de trabalho futuro.

PROJETO WEGENERATE

Este projeto está ainda numa fase inicial estando a definir-se as metodologias e estratégias a adotar para cada uma das 4 cidades intervenientes, Bucareste, Cascais, Cesena e Tampere. Cascais optou por se focar nas comunidades de energia e na geração de energia renovável.

Comunidade de Energia no Bairro de Alcabideche

Em Cascais serão instalados sistemas fotovoltaicos nas coberturas dos edifícios marcados a vermelho na Fig. 1, que farão parte de uma comunidade de energia como produtores.

Na Tabela 1 estão indicados os edifícios onde se irá instalar fotovoltaico e as respetivas potências, em dois desses edifícios serão também instalados sistemas de armazenamento

de energia com baterias. O projeto também contempla a instalação de carregadores para veículos elétricos, embora ainda seja necessário estudar quais as localizações que permitirão a maior/melhor utilização desses equipamentos.

Tabela 1. Potência fotovoltaica a instalar nos edifícios

Edifício	Potência a instalar [kWp]
1 - Junta de Freguesia Alcabideche	12
2 - Piscina Municipal de Alcabideche	67
3 -Antigo Mercado de Alcabideche – Centro de dia	10
4 - Escola de Música de Alcabideche	13
5 - Complexo Desportivo de Alcabideche	84

Comparando a estimativa de energia produzida a partir das capacidades instaladas indicadas na Tabela 1 com o consumo de cada um dos edifícios foi possível determinar o rácio médio de autoconsumo de 46%, e também a percentagem média de independência da rede elétrica, 53%. Será dada prioridade ao autoconsumo destes edifícios e a energia excedente será entregue aos 58 apartamentos dos 5 edifícios do bairro social indicados a laranja na Fig. 1, que serão consumidores da comunidade de energia.

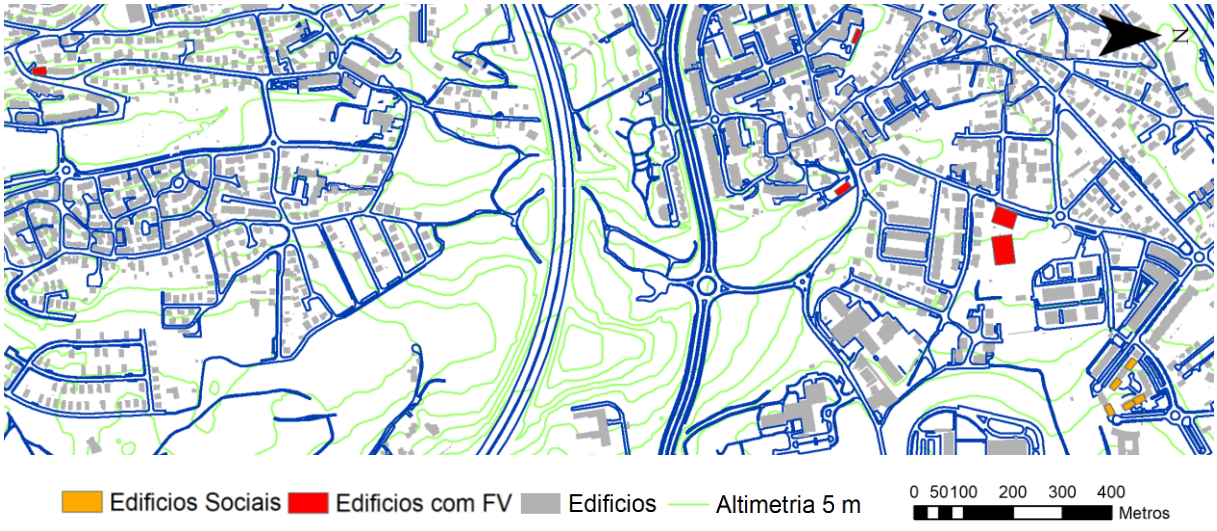


Fig. 1. Mapa com os edifícios da comunidade de energia

Neste momento já foi feito o levantamento do potencial de energia solar na cobertura dos edifícios, estando em curso o seu processamento e avaliação da sua disponibilidade e qualidade. Está também em curso a caracterização dos edifícios do projeto-piloto, o estudo para a implementação da comunidade de energia e o levantamento de informação sobre os habitantes do bairro social.

Numa primeira análise foi possível verificar que nenhum dos edifícios, produtores ou consumidores tem auditoria ou certificação energética, pelo que, a caracterização dos edifícios é o primeiro desafio a ultrapassar. O segundo desafio é conhecer melhor a comunidade do bairro social e para isso será necessário fazer inquéritos às famílias que aí

residem para determinar por exemplo, o número de ocupantes de cada apartamento, o nível de conforto térmico, a capacidade de pagar as faturas de eletricidade, melhorias que gostariam de ver implementadas, etc.

Neste projeto a intervenção em termos sociais irá contemplar:

- envolvimento da comunidade escolar e da vizinhança, para promover a cidadania energética;
- A promoção de campanhas de sensibilização e capacitação para a promoção da literacia climática dos cidadãos e das partes interessadas relevantes (por exemplo, associações de cidadãos, autoridades locais, empresas dos sectores mais relevantes);
- A replicação deste modelo de regeneração para todos os bairros sociais de Cascais, bem como para outros municípios da Área Metropolitana de Lisboa.

PROJETO RE-VALUE

Neste projeto já foi desenvolvido um roteiro inicial com o levantamento de informação relativa ao potencial e aos constrangimentos de cada um dos pilotos, nomeadamente, potencial renovável, certificação energética de edifícios, planos municipais, mobilidade e transportes, envolvimento dos cidadãos e partes interessadas, etc. O próximo passo no desenvolvimento do roteiro para a neutralidade climática de Cascais é a avaliação de um portfólio de soluções de mitigação, com base em diferentes cenários de desenvolvimento. Para tal, está a ser desenvolvida no LNEG uma ferramenta de simulação, descrita em Barbosa et al.. Esta ferramenta de apoio à decisão tem 3 componentes principais, ou simuladores, como ilustrado na Fig. 2. Cada um dos 3 simuladores tem objetivos e funções específicos:

I) Simulador de cenários que permite desenhar de forma interativa cenários socioeconómicos para diferentes variáveis sectoriais que informam as tendências locais de descarbonização, desenvolvido com recurso ao Excel ©.

II) Simulador de mitigação, que permite traduzir esses cenários em emissões de GEE, considerando a identificação e priorização de opções de mitigação (alterações tecnológicas e comportamentais) adaptadas à realidade dos municípios portugueses, sendo desenvolvido com recurso ao Excel ©.

III) Simulador de mapeamento que permite mapear os "hot spots" de emissões de GEE à escala local, sendo desenvolvido com recurso ao ArcGIS ©.

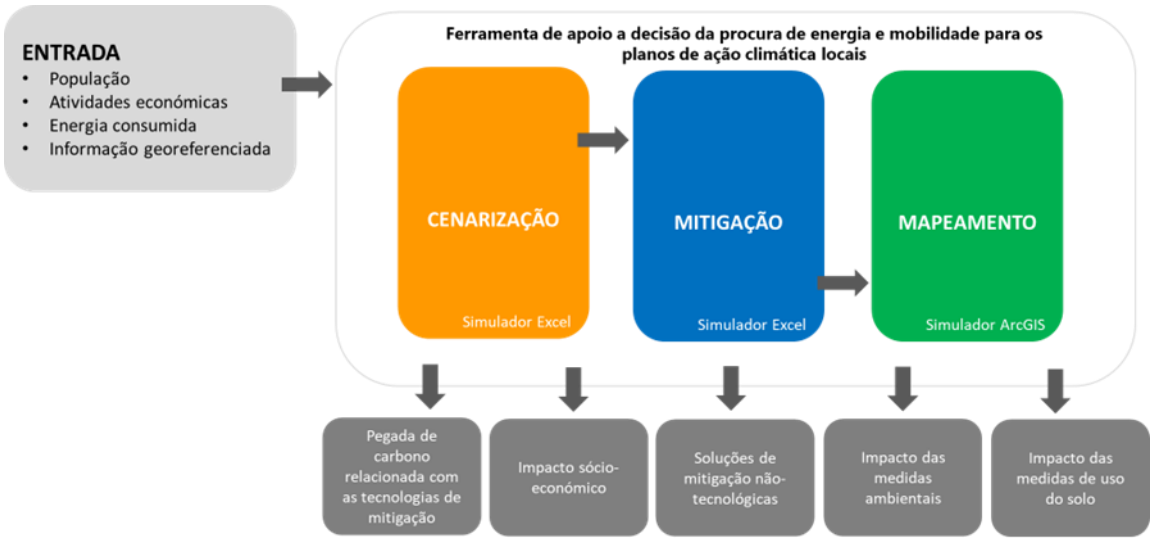


Fig. 2. Ferramenta de apoio à decisão para o desenvolvimento da procura de energia e mobilidade para os planos de ação climática locais

Avaliação do Potencial Renovável

Nos parágrafos que se seguem apresenta-se o trabalho já desenvolvido para o projeto Re-Value. Com o objetivo de aumentar a utilização de energias renováveis no Município de Cascais para atingir os objetivos de neutralidade carbónica em 2050, foi realizada uma avaliação do potencial renovável de forma a quantificar o contributo que as diferentes fontes renováveis poderão dar para os objetivos energéticos da cidade, através da utilização de microturbinas eólicas, conversores de energia das ondas e, principalmente, sistemas fotovoltaicos. Assim, foi efetuado o levantamento dos recursos eólico e solar para toda a cidade, e da energia das ondas para a costa de Cascais. Para a caracterização das fontes de energia renováveis disponíveis foram utilizados os 3 métodos seguintes.

Potencial Solar Urbano

A Irradiação Global Horizontal (IGH) média anual ao nível do solo e nas coberturas/telhados foi avaliada para o concelho de Cascais tendo em conta a orografia do terreno e a malha urbana (forma e cota dos edifícios). Para tal recorreu-se a um Modelo Digital de Terreno (MDT) onde se somou a malha urbana, representando assim, um Modelo Digital de Terreno Urbano: MDT-U. O mapeamento solar foi efetuado com base numa ferramenta de modelação da radiação solar incluída num Sistema de Informação Geográfica (SIG). As ferramentas de análise da radiação solar do SIG calculam a insolação numa determinada área, com base em métodos de visualização do algoritmo hemisférico desenvolvidos por Rich et al. e posteriormente melhorados por Rich e Fu. A quantidade total de irradiação calculada para um determinado local ou área é dada como irradiação global. O cálculo da irradiação direta, difusa e global é estimado para cada local na superfície topográfica, produzindo mapas de irradiação para toda uma área geográfica.

Potencial Eólico Urbano

A metodologia utilizada na criação do mapa de potencial eólico recorre ao mesmo MDT-U usado no caso da energia solar, podendo ser modelado como se se tratasse de um terreno muito complexo como entrada para um modelo de avaliação do recurso eólico (por exemplo, Wasp ou WindSim). Esta metodologia reduz fortemente os custos computacionais associados aos modelos computacionais de dinâmica de fluidos para simular grupos de edifícios; simplifica a geometria da malha urbana e permite alargar a área de simulação à escala do município. Os resultados obtidos são depois validados com dados experimentais obtidos em dois locais do concelho de Cascais – um sensor Lidar instalado na cobertura do Edifício de Interpretação Ambiental da Pedra do Sal, no Estoril (os dados utilizados referem-se ao período de junho de 2012 a maio de 2013 com correção inter-anual dos valores da velocidade média horizontal do vento) e uma estação anemométrica instalada no aeródromo de Tires, em São Domingos de Rana (período de medições entre 2009 e 2012). O detalhe dos procedimentos aplicados e resultados, podem ser consultados em Simões et al..

Potencial de Energia das Ondas ao largo da Costa

Segundo Mendes et al. a energia contida num estado de mar pode ser descrita a partir do seu espetro direcional de frequência e direção de propagação da onda. Os espectros aqui utilizados foram obtidos para um modelo de agitação marítima Mar3G (Ondatlas), aplicado neste caso a quatro locais (Cabo Raso, Guia, Cascais, Parede) do concelho de Cascais, que se irão apresentar nos mapas do potencial renovável. A partir de um conjunto de espectros representativos das ondas nestes quatro pontos, foi possível determinar a densidade de potência das ondas e a sua direção média para cada um destes pontos (e para cada espetro de onda observado no local) considerando a abordagem de Mendes et al. Foram determinados gráficos de dispersão da densidade de potência em função da direção média da potência, que conduziram à distribuição bivariada de probabilidades. Os gráficos polares da distribuição bivariada foram divididos em sectores de 30º com a denominação comummente utilizada (ex. Norte-Norte-Nordeste, N-NNE), e classes de potência que não estão igualmente espaçadas, aumentando o seu intervalo com o valor da densidade de potência.

Resultados Obtidos na Primeira Fase do Projeto

Tendo em conta a metodologia utilizada para a caraterização das fontes de ER descrita anteriormente, foram elaborados mapas para o potencial solar, para o potencial eólico e para o potencial da energia das ondas.

Potencial Renovável – Resultados da Análise Espacial

O recurso solar considerando a altimetria do terreno e a influência dos edifícios é mostrado na Fig. 3.a Os valores mais elevados correspondem a uma IGH anual de 1422 kWh/m^2 e os mais baixos a 143 kWh/m^2.

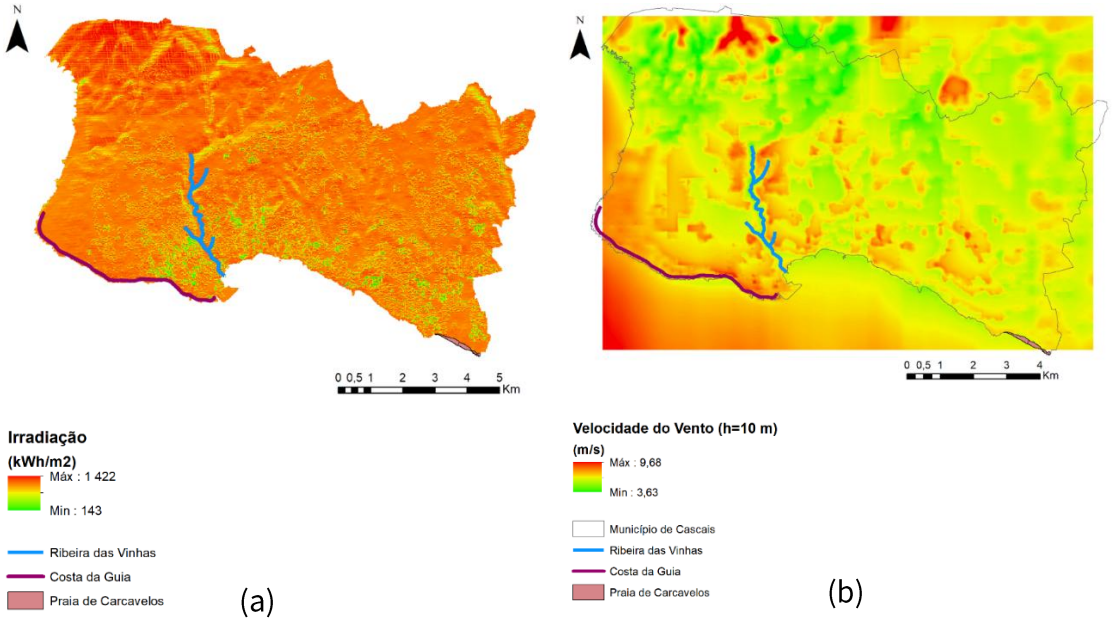


Fig. 3. (a) IGH média anual para Cascais considerando a altimetria do terreno e a influência dos edifícios; (b) Velocidade média do vento para Cascais a uma altura de 10 m acima dos edifícios

A Fig. 3.b representa a velocidade média do vento a uma altura de 10 m acima dos edifícios para o concelho de Cascais, onde o intervalo de velocidade do vento se situa entre 8 m/s e 3,6 m/s. A velocidade mais baixa é aproximadamente a velocidade de corte da maioria das pequenas turbinas eólicas, ou seja, a velocidade do vento a partir da qual a turbina começa a produzir eletricidade.

Para avaliar o potencial de energia das ondas ao longo da costa de Cascais, foram recolhidos dados para 4 locais que são apresentados na Fig. 4. A profundidade ao longo da costa foi também considerada e está representada nas linhas verdes de isobatimetria para 8, 16 e 30 m de profundidade.

A densidade de potência média anual para a energia das ondas em cada local foi obtida utilizando a função de densidade de probabilidade bivariada da densidade de potência e da direção da potência, conduzindo a um valor de 26 kW/m para o Cabo Raso, 19 kW/m para a Guia, 26 kW/m para Cascais e 15 kW/m para a Parede. Correspondendo à direção de Oeste para Este, o Cabo Raso é o local mais ocidental e a Parede é o mais oriental.

Esta avaliação de potencial será útil para os dois projetos, sendo que o potencial solar será particularmente relevante para o projeto WeGenerate.

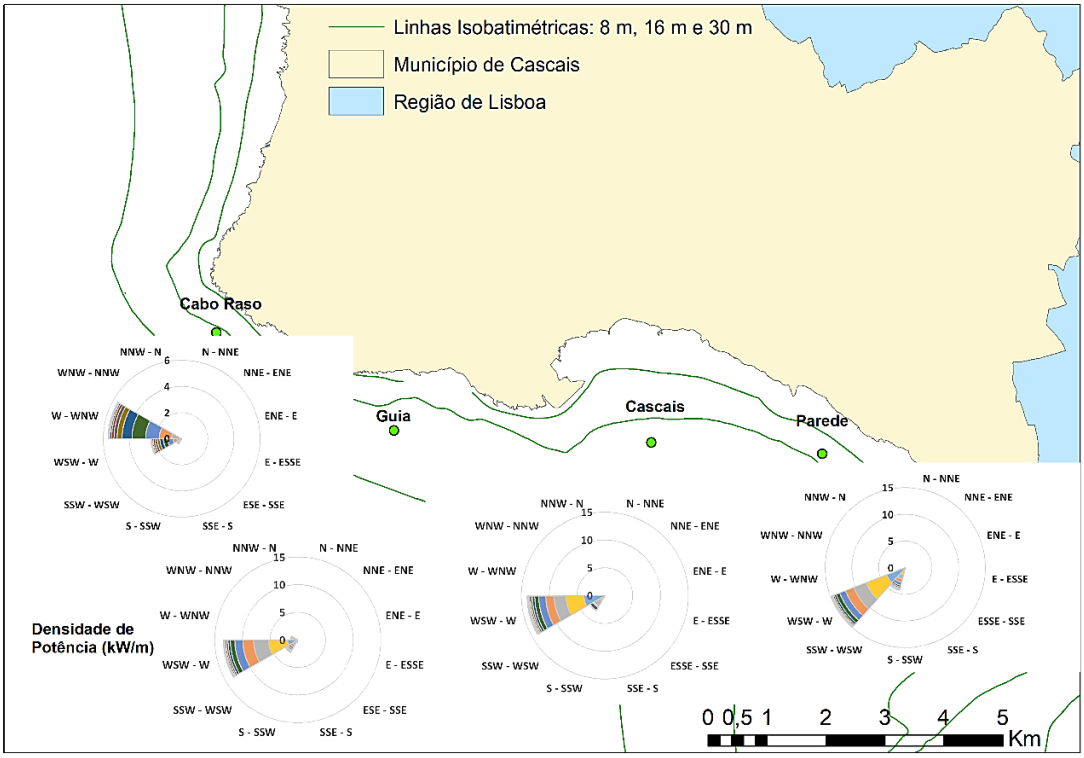


Fig. 4. Potencial da energia das ondas na costa de Cascais

COMENTÁRIOS FINAIS

Este artigo apresenta o trabalho preliminar desenvolvido até ao momento em Cascais no âmbito dos projetos Re-Value e WeGenerate. Os principais destaques vão para os objetivos estratégicos desta vila, a avaliação do seu potencial de ER e o incentivo à implementação de comunidades de energia. De acordo com o roteiro municipal para 2050, o maior potencial de redução das emissões equivalentes de CO_2 no município encontra-se nos sectores dos edifícios residenciais e dos transportes, logo, as medidas de mitigação prioritárias deverão focar-se nestes sectores. Como exemplo de medidas, podem referir-se, a melhoria da eficiência energética nos edifícios, começando pelos edifícios municipais ou geridos pelo município, a divulgação de informação sobre como os cidadãos podem ter acesso a fundos para a melhoria do desempenho energético das suas casas, facilitar a utilização de transportes públicos (a cidade já tem 44 linhas de autocarros municipais que são gratuitas para os habitantes da cidade, trabalhadores ou estudantes) e meios de transporte alternativos. Da mesma forma, a criação de áreas intermodais adicionais para reduzir o uso de veículos privados, e, promover incentivos aos utilizadores de Veículos Elétricos (VE), tais como, estacionamento gratuito em certas áreas da cidade, entre outras.

De acordo com os resultados obtidos até agora, é possível concluir que o município é caracterizado por um elevado potencial renovável, especialmente para o desenvolvimento de projetos solares fotovoltaicos. Em termos da localização dos pilotos, e olhando em detalhe para o que foi proposto para os dois projetos, a utilização de sistemas de energia renovável para a eletrificação da maioria das atividades, tem um grande potencial nessas áreas, tanto no projeto Re-Value como no projeto WeGenerate. Algumas possibilidades são

a instalação de sistemas de sombreamento de estacionamento FV com estações de carregamento para VE na praia de Carcavelos e na costa da Guia, estações de carregamento FV para bicicletas elétricas na ciclovia da Ribeira das Vinhas e a instalação de sistemas FV em coberturas e/ou fachadas. A expansão destas estratégias para outras áreas, para além destes projectos-piloto, deve também ser considerada.

Como trabalho futuro pretende continuar-se o desenvolvimento da ferramenta de apoio à decisão nas suas 3 vertentes e desenvolver também um *Digital Twin* para o bairro de Alcabideche que permita avaliar em detalhe as medidas a implementar no bairro social para melhorar o conforto dos seus habitantes e também a energia produzida e os fluxos de energia entre edifícios.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem o financiamento da investigação descrita neste trabalho através dos Programas Europeus HORIZON-MISS-2021-CIT-02-01 - Planeamento e conceção urbanos para cidades justas, sustentáveis, resilientes e com impacto neutro no clima até 2030 - Projecto Re-Value, ID 101096943 e HORIZON-CL5-2022-D4-02-02 - Soluções para a regeneração sustentável, resiliente, inclusiva e acessível de bairros que permitam estilos de vida e empresas com baixa pegada de carbono - Projeto WeGenerate, ID 101123546.

REFERÊNCIAS

Barbosa, J., et al (2024). Ferramenta de apoio à decisão de simulação para o desenvolvimento da procura de energia e mobilidade para planos locais de ação climática. *LNEG no âmbito de uma colaboração com o município de Almada* (não publicado), Março de 2024.

Rich, P.M., W.A. Hetrick, and S.C. Saving. 1995. Modeling Topographic Influences on Solar Radiation: a manual for the Solarflux model*. Los Alamos National Laboratory Report LA-12989-M*.

Rich, P.M., Fu P., Problems, Prospects and Research Needs. 4th International Conference on Integrating GIS and Environmental Modeling (GIS/EM4), Banff, Alberta, Canada, September 2 - 8, 2000.

Simões, T., Estanqueiro, A. A new methodology for urban wind resource assessment. *Renewable Energy*, Elsevier, pp. 598–605, Volume 89, April 2016. https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.12.008.

Mendes, R.P.G., Calado M.R.A., Mariano S.J.P.S., Wave energy potential in Portugal – Assessment based on probabilistic description of ocean waves parameters, *Renewable Energy*, Vol. 47, 2012, pp. 1-8. https://doi.org/10.1016/j.renene.2012.04.009.

ESTUDIO DE HIBRIDACIÓN DE ENERGÍAS FOTOVOLTAICA Y TÉRMICA EN LA UNIVERSITAT DE LES ILLES BALEARS PARA TENER UN BALANCE CERO DE EMISIONES.

Pere A. Bibiloni Mulet[1], Andreu Moià-Pol[1]; Jacinto Vidal Noguera[1], Iván Alonso de Miguel[1], Víctor Martínez-Moll[1], Yamile Díaz[1], Vicente Canals Guinand[1], Benito Mas Garcia[2] y Carles Mulet Forteza[3]

1 Departamento de Ingenería Industrial y Construcción, 2 Cap del Servei Tècnic i d'Infraestructures, 3 Departamento de Economia de la Empresa

Universitat de les Illes Balears Cra Valldemossa km 7,5. 07122 Palma de Mallorca. Illes Balears. España

e-mail: pere-antoni.bibiloni@uib.cat web: http://www.uib.es

RESUMEN/RESUMO

El campus de la Universitat de les Illes Balears tiene un consumo energético muy elevado y con el incremento de precios del 2022 tuvo un problema presupuestario que aceleró una transición a fuentes renovables. El objetivo de este estudio es identificar el potencial de implantar energía fotovoltaica para reducir el consumo de energía y las emisiones de gases de efecto invernadero, diseñando un escenario objetivo con "cero emisiones de CO_2" y "energías 100% renovables" para el consumo energético en el campus y que cumpla con los objetivos de la UE.

La UIB puede servir de ejemplo del camino a seguir, incrementado y optimizando la red de distrito con acumulación térmica y eléctrica. En la UIB se quiere instalar una fracción de más del 90% de energía fotovoltaica combinado con sistemas inteligentes de gestión de los edificios y las bombas de calor. Se estudiarán escenarios con energía solar térmica, caldera con biomasa, biogás o hidrógeno verde e incrementar la potencia de las bombas de calor. Si el resto de los edificios estudiados incrementase la superficie de paneles según el Código Técnico de la Edificación e instalase paneles fotovoltaicos con bomba de calor se podrían combinar las tecnologías para lograr una alta fracción solar y descarbonizar los edificios. Los primeros resultados demuestran que se pueden reducir las emisiones de CO_2 al 100% e investigar escenarios de energía neta cero y servir de ejemplos para otros núcleos urbanos para llegar a escenarios cero emisiones con acumulación térmica y eléctrica.

INTRODUCCIÓN/INTRODUÇÃO

El Campus está situado en un entorno rural entre los núcleos habitados de Son Espanyol y Sa Garriga a unos 7 km de Palma. Ocupa casi 100 hectáreas, de las cuales, según el próximo nuevo Plan Especial, 52 corresponderán a reserva natural. Incluye, en su límite NO, una parte de l'Àrea d'Especial Interès (ANEI) conocida como Estribaciones de la Sierra de Tramuntana. El terreno es poco accidental, a pesar de la vaguada correspondiente a la antigua balsa de la zona húmeda de la Font de la Vila, en la que encontraremos la cota mínima (80 m); la zona ocupada por los equipamientos docentes es llana i la zona rural tiene una ligera pendiente desde la máxima cota (107 m) del extremo NO del campus hacia la denominada zona húmeda. Dispone de 20 departamentos, 19 edificios, con 41 estudios de grado con 11.868 estudiantes y 37 estudios de máster con 1.373 alumnos y con más de 1.748 personal docente e investigador.

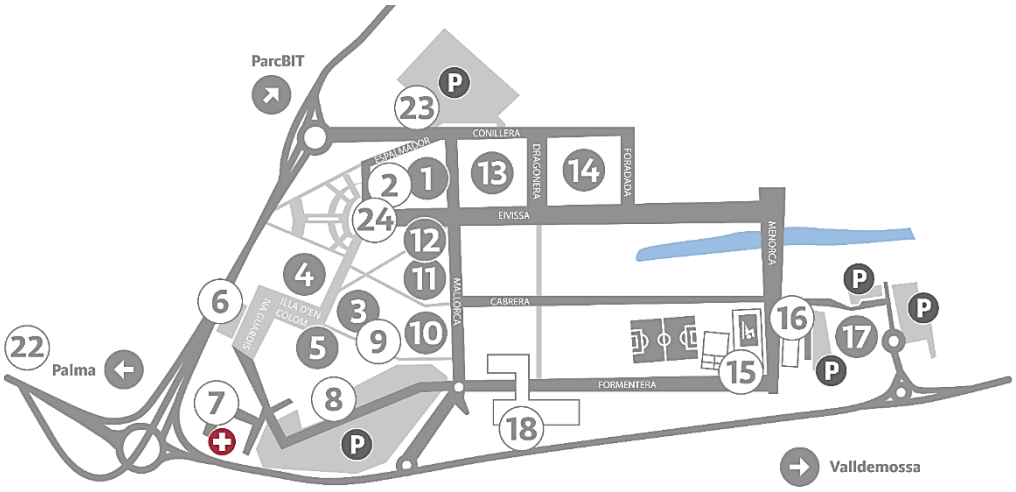


Figura 1. Mapa del campus. Listado en la tabla 1.

La UIB se unió a la campaña Race to Zero de las Naciones Unidas en 2021, comprometiéndose a reducir las emisiones de carbono en un 50% para 2030 y lograr emisiones netas cero para 2050. Además, la UIB enfrentó un aumento significativo de los costos de energía debido a la Guerra de Ucrania, con Los costes energéticos aumentarán un 281% entre 2020 y 2022, hasta alcanzar los 3 millones de euros.

El Centro Deportivo, el centro de Tecnología Informática, el científicotécnico y el Estabulario con muchos laboratorios funcionando las 24h, son los dos edificios con mayor consumo de energía en el campus kWh/m^2.

Tabla 1. Consumo energético por edificio.

Nº	Edificio	Superficie útil (m^2)	Consumo anual MWh	Energia (kWh/m^2)
1	Anselm Turmeda	8586	609	71
2	CTI	769	307	399
3	Guillem Colom Casasnovas	5882	613	104
4	Ramon Llull*	7360	360	49
5	Mateu Orfila i Rotger *	11281	876	78
7	Cas Jai	599	42	70
8	Cientificotècnics i instituts de recerca	5672	2017	356
10	Antoni Maria Alcover i Sureda	4034	268	66
11	Beatriu de Pinós	2503	131	52
12	Margalida Comas i Camps	6000	-	-
13	Guillem Cifre de Colonya*	11863	1031	87
14	Gaspar Melchor de Jovellanos*	18366	1363	74
15	Campus Esport	7292	2048	281
16	Bartomeu Rosselló-Pòrcel	3237	201	62
17	Arxiduc Lluís Salvador	1997	158	79
18	Son Lledó	4532,6	161	36
	Interdepartamental	170	60	353
	Estabulari (Lab. Biologia)	434	172	397
		100576	10417	110

La potencia actual del campus con bombas de calor es de más de 10 MW, con 5 edificios conectados a una red de distrito de cogeneración y otra con unidades independientes.

Según la ley de cambio climático tiene que haber una gran reducción hacia los objetivos 2020 o 2030. En este estudio se han utilizado los consumos de energía y las emisiones de CO_2 de la Universidad de los últimos años y se han propuesto medidas para alcanzar el 100% de consumo eléctrico con energías renovables y mejorar la eficiencia.

Como respuesta a estos retos, la UIB, con la colaboración de varios grupos de investigación, desarrolló una estrategia para reducir el consumo energético y las emisiones de CO_2 mejorando la eficiencia energética de los edificios, electrificando la demanda y desplegando un conjunto de instalaciones fotovoltaicas para cubrir el 113% del consumo anual del campus. consumo de electricidad. A través de proyectos desarrollados bajo esta estrategia, la UIB obtuvo 20,8 millones de euros en convocatorias competitivas del Mecanismo para la Recuperación y la Resiliencia (MRR), parte de los fondos de la UE Next Generation EU destinados a apoyar la inversión y las reformas en los Estados miembros para una recuperación sostenible y resiliente de la crisis. Pandemia de COVID-19 y al mismo tiempo promover las prioridades ecológicas y digitales de la UE. Actualmente, se han

instalado en el campus 0,14 MWp de los 7,1 MWp proyectados de generación fotovoltaica en 18 ubicaciones. La figura 2 ilustra la distribución de las plantas fotovoltaicas.

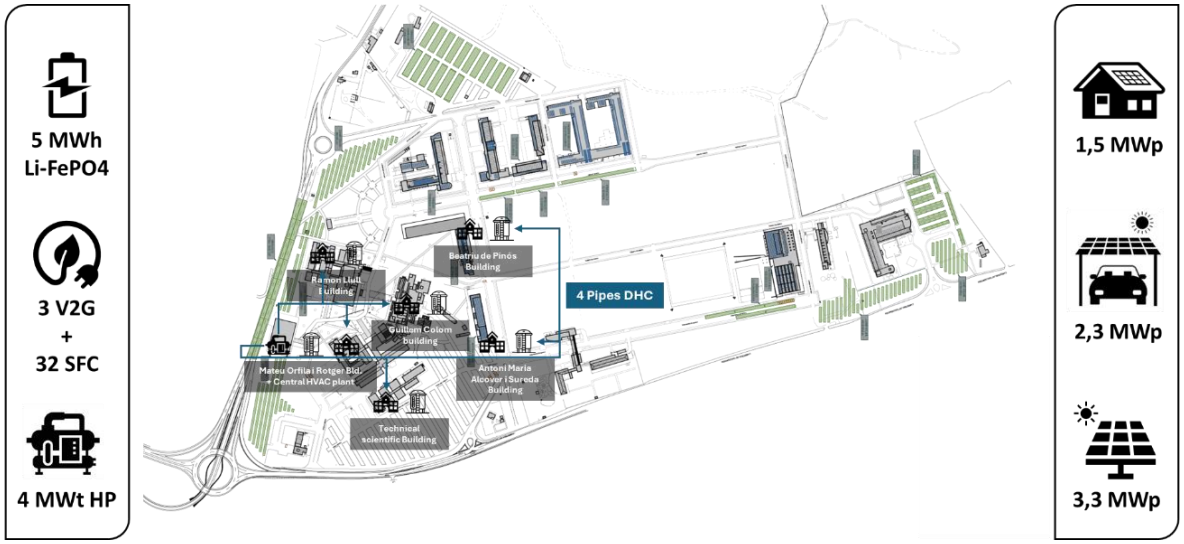


Fig. 2. Mapa de distribución de las placas fotovoltaicas previstas en el campus

Se necesitará apoyarse en sistemas de gestión y de acumulación para poder aprovechar al máximo la energía, ya que el campus tiene un consumo medio eléctrico de 0,7 MW y llega a los 3 MW de punta, por lo que algunas horas en determinados días se necesitará la acumulación. Se ha analizado la implantación de y la energía excedentaria para almacenar 16 MWh de energía térmica utilizando como mínimo un 50%.

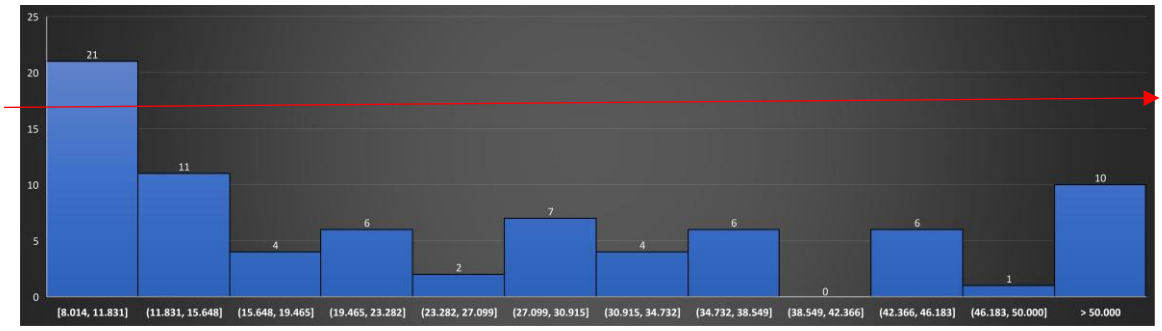


Fig. 3. Numero de veces que un almacenamiento de 16 MWh llegarà all 50 % (8 MWh) durante invierno.

Según la simulación durante 78 veces durante el periodo de calefacción de superará el 50% de almacenamiento de 16 MWh.

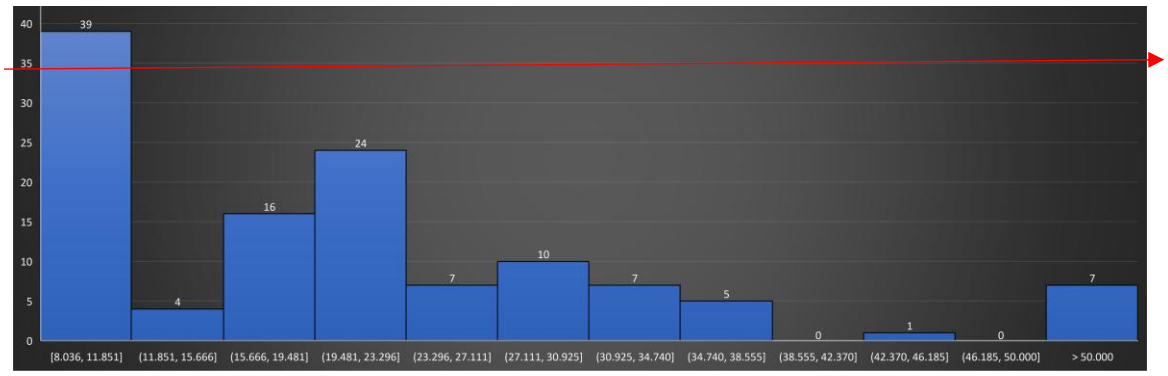


Fig. 4 Número de veces que un deposito de 16 MWh llega al 50%.

En refrigeración, debido a que la radiación es mayor se requiere más almacenamiento, habrá 39 veces durante los meses donde se utiliza la refrigeración en que es será necesario acumular los excedentes eléctricos en un depósito de almacenamiento de 30 MWh si se combina con acumulación de hielo se puede optimizar el tamaño de lo contrario habría que incrementar el volumen o tener más excedente de producción eléctrica, que o bien se vierte a la red o bien se almacena en baterías de Litio, que se tiene estimado instalar unos 5 MWh de capacidad.

Tabla 2. Potencia y acumulación propuesta por conjunto de edificio.

	Edificio	Potència kW	Energia acumulada MWh	Acumulación m^3
1	Anselm Turmeda	859	2,8	162
2	CTI	77		
3	Guillem Colom Casasnovas	649	9,6	554
4	Ramon Llull*	736		
5	Mateu Orfila i Rotger *	1128		
7	Cas Jai	60		
8	Cientificotècnics i instituts de recerca	567		
10	Antoni Maria Alcover i Sureda	403	3,8	217
11	Beatriu de Pinós	250		
12	Margalida Comas i Camps	600		
13	Guillem Cifre de Colonya*	1186	9,1	523
14	Gaspar Melchor de Jovellanos*	1837		
15	Campus Esport	729	3,8	217
16	Bartomeu Rosselló-Pòrcel	324		
17	Arxiduc Lluís Salvador	200		
18	Son Lledó	453	1,4	78
		10058	**30**	**1730**

Para ello será necesario acumular distribuidamente, uniendo los edificios que están más cerca para optimizar el sistema, tal como se puede ver en la tabla 2, con un volumen total de acumulación entre 1500 a 4000 m^3 el calor y el frio, en función de la energía que se quiera acumular y las consignas a utilizar. Actualmente en invierno la mayoría de edificios trabajan entre 40-45ºC, pero las máquinas pueden llegar a 75ºC, con un retorno de 40 a 45ºC, lo que nos da un delta de T de cas 30ºC para acumular energía. En cambio en verano, la mayoría de sistemas funcionan entre 7 y 12ºC, pero las máquinas convencionales pueden funcionar a hasta -10ºC, con un retorno a unos 12ºC-15ºC.

En un futuro se estudiarán materiales con cambio de fase, pero a priori el sistema más sencillo es el agua, tanto en calor como en frío. En el caso de frío se puede acumular glicol o bien ir a sistemas maduros con acumulación de hielo, ya que la producción de hielo permitirá optimizar el volumen de acumulación, aunque requiere de un sistema más sofisticado.

Actualmente la mayoría de los fabricantes de bombas de calor disponen de máquinas convencionales que pueden trabajar las temperaturas comentadas. Se puede optimizar el sistema con varias plantas en paralelo condensadas por aire o por agua. En nuestro caso hay 2 edificios que tienen un alto consumo de calor todo el año por lo que pueden ser con recuperación de calor. En una primera aproximación nos da como resultado una potencia de Bombas de calor adicional de 4 MW con el que se puede diseñar el sistema de almacenamiento combinado con la planta fotovoltaica que puede llegar a almacenar en verano 30 MWh aprovechando el cambio de fase del hielo con un volumen mínimo y más de 30 MWh en invierno.

CONCLUSIONES/COMENTÁRIOS FINAIS

La UIB puede servir de ejemplo del camino a seguir, incrementado y optimizando la red de distrito con acumulación térmica y eléctrica. En la UIB se quiere instalar una fracción de más del 90% de energía fotovoltaica combinado con sistemas inteligentes de gestión de los edificios y las bombas de calor. Se estudiarán escenarios con energía solar térmica, caldera con biomasa, biogás o hidrógeno verde e incrementar la potencia de las bombas de calor. Si el resto de los edificios estudiados incrementase la superficie de paneles según el Código Técnico de la Edificación e instalase paneles fotovoltaicos con bomba de calor se podrían combinar las tecnologías para lograr una alta fracción solar y descarbonizar los edificios. Los primeros resultados demuestran que se pueden reducir las emisiones de CO_2 al 100% e investigar escenarios de energía neta cero y servir de ejemplos para otros núcleos urbanos para llegar a escenarios cero emisiones con acumulación térmica y eléctrica.

AGRADECIMENTOS/AGRADECIMIENTOS

El autor quiere agradecer a la UIB y la dirección General de Energía de la CAIB por su ayuda para la realización de este artículo.

REFERÊNCIAS/REFERENCIAS

E. Trianti-Stourna, et alt., Energy Conservation Strategies for Sports Centers - Part B: Swimming Pools, Energy & Buildings, 27, 123-135, (1998)

Andreu Moià-Pol .Estudio de ampliación del sistema solar de una piscina climatizada en Mallorca. CIES 2018.

Andreu Moià Pol et alt. Study Case of Solar Thermal and Photovoltaic Heat Pump System for Different Weather Conditions. Proceedings of the Eurosun 2014

Christian Wintelera,Ralf Dotta, Thomas Afjeia, Bernd Hafnerb. Seasonal Performance of a Combined Solar, Heat Pump and latent heat storage. SHC 2013.

http://www.codigotecnico.org/

https://www.pactodelosalcaldes.eu

COMUNIDADES ENERGÉTICAS PARA LA DESCARBONIZACIÓN DE LA DEMANDA DE CALOR/FRÍO EN EL SECTOR TURÍSTICO

Navarro R. P.*, López M.F. G.*

*Departamento de Energías Renovables, Instituto Tecnológico de Canarias, ITC, Playa de Pozo Izquierdo s/n, Santa Lucía de Tirajana, 35119, (Las Palmas) España, privero@itccanarias.org

RESUMEN

El sector turístico se enfrenta al reto de reducir su huella de carbono para responder a un mercado cada vez más exigente con la descarbonización de la economía. Energías renovables como la geotermia, la energía solar térmica y la bioenergía, combinadas con recuperación de calor residual y medidas de ahorro y eficiencia energética en edificios e instalaciones así como las redes de calor y frío, bombas de calor y tecnologías de generación eléctrica renovables, constituyen el eje de un nuevo modelo energético para el sector turístico: descarbonizado, eficiente, fiable y flexible. Las Comunidades Energéticas jugarán un rol importante en este modelo energético al dotar a ciudadanos y pymes de un instrumento para canalizar y organizar acciones colectivas con un enfoque bottom-up, y participar activamente en la transición energética del sector. Las Comunidades Energéticas son acogidas con optimismo por el sector pero se evidencia la necesidad de formar y asesorar para que las iniciativas de energía comunitaria prosperen. El proyecto LIFE Community Engagement for Clean Heat (ConnectHeat), impulsa un marco estratégico y político para el desarrollo de Comunidades Energéticas creadas con el objetivo de descarbonizar la demanda de calor y/o frío. Una de las áreas objetivo del proyecto son los núcleos urbanos turísticos del municipio de San Bartolomé de Tirajana, donde se ha impulsado la creación de un Comité Asesor integrado por los agentes claves del sector para identificar las necesidades locales y las expectativas respecto al desarrollo de Comunidades Energéticas térmicas. La experiencia adquirida será posteriormente transferida a otras regiones europeas gracias a un ambicioso plan de replicación y diseminación de resultados.

PALABRAS CLAVE: Comunidades de Energía Renovables, Generación Térmica Renovable, Redes de Calor y/o Frío

ABSTRACT

The tourism sector faces the challenge of reducing its carbon footprint to respond to an increasingly demanding market with the decarbonisation of the economy. Renewable energies such as geothermal, solar thermal and bioenergy, combined with waste heat recovery and energy saving and efficiency measures in buildings and facilities as well as district heating and cooling networks, heat pumps and renewable power generation technologies, form the backbone of a new energy model for the tourism sector:

decarbonised, efficient, reliable and flexible. Energy Communities will play an important role in this energy model by providing citizens and SMEs with an instrument to channel and organise collective actions with a bottom-up approach, and to actively participate in the energy transition of the sector. Energy Communities are welcomed with optimism by the sector but there is a clear need for training and advice for community energy initiatives to flourish. Community Engagement for Clean Heat (ConnectHeat) LIFE project will develop an enabling policy framework for the development of community energy initiatives, aiming at decarbonising the heating and cooling. One of the target areas of the project is the urban tourist areas of the municipality of San Bartolomé de Tirajana, where the creation of an Advisory Group made up of main stakeholders of the sector has been promoted to identify local needs and expectations regarding the development of heating and cooling Energy Communities. The experience gained will subsequently be transferred to other European regions thanks to an ambitious plan for replication and dissemination of results.

KEYWORDS: Renewable Energy Communities, Renewable Thermal Generation, District Heating and Cooling

INTRODUCCIÓN

El turismo es el motor económico de Canarias, 14,6 millones de turistas visitaron las islas en el año 2022 y la actividad turística representó el 35,5% del PIB y el 39,7% del empleo total en la región. La actividad turística se caracteriza además por su capacidad de arrastre sobre el resto del tejido productivo, de forma que por cada 100 euros de valor añadido generados directamente por la demanda turística, se aportan 44,9 euros en otras ramas (efectos indirectos), y de igual manera, por cada 100 empleos creados en ramas en contacto directo con el turista, se generan 38 de manera indirecta en otras ramas de actividad (Exceltur et alt. 2023). El sector se enfrenta al reto de reducir su huella de carbono para responder a un mercado cada vez más exigente con la descarbonización de la economía y mitigar el incremento de los costes de explotación, consecuencia de las tensiones geopolíticas que han afectado al suministro de recursos energéticos como el gas natural o petróleo.

Energías renovables como la geotermia, la energía solar térmica y la bioenergía, combinadas con recuperación de calor residual y medidas de ahorro y eficiencia energética en edificios e instalaciones, así como las redes de calor y frío, bombas de calor y tecnologías de generación eléctrica renovable constituyen el eje de un nuevo modelo energético para el sector turístico: descarbonizado, eficiente, fiable y flexible. Las Comunidades de Energías Renovables (CER) jugarán un rol importante en este nuevo modelo energético al dotar a ciudadanos y pymes de un instrumento para canalizar y organizar acciones colectivas, con un enfoque bottom-up, que les permite participar activamente en la transición energética del sector. Las Comunidades Energéticas son acogidas con optimismo, pero se evidencia la necesidad de formar y asesorar al sector para que las iniciativas de energía comunitaria prosperen.

El proyecto LIFE Community Engagement for Clean Heat (ConnectHeat), impulsa un marco estratégico y político para el desarrollo de Comunidades Energéticas creadas con el objetivo de descarbonizar la demanda de calor y/o frío en 7 áreas objetivo localizadas en Bélgica, Bulgaria, España, Croacia, Italia, Alemania y Portugal, en distintos sectores y con un amplio rango de soluciones técnicas y sistemas basados en la integración de energías renovables locales, cuya experiencia pueda ser posteriormente transferida a otras regiones europeas gracias a un ambicioso plan de replicación y diseminación de resultados. El Instituto Tecnológico de Canarias es el responsable del desarrollo de las acciones en una de las áreas objetivo del proyecto, los núcleos urbanos turísticos del municipio de San Bartolomé de Tirajana, donde se concentran el 63,5% del total de plazas turísticas ofertadas en la isla de Gran Canaria (82.366).

Las Comunidades Energéticas se están implantando con éxito en el ámbito de la generación eléctrica y es necesario transponer el mismo enfoque en el sector de calefacción y refrigeración para poder cumplir los objetivos fijados por la EU y alcanzar la neutralidad climática en el año 2050. En Canarias los núcleos turísticos suponen demandas de calefacción de espacios insignificantes, pero el carácter anual de su oferta turística determina que sea necesaria la climatización de piscinas al exterior durante el periodo invernal. El Reglamento de Instalaciones Térmicas en Edificios (RITE) establece como requisito imprescindible que esta demanda de calor se provea con fuentes de calor

renovable y/o residual, lo que en muchas ocasiones supone un desafío tecnológico y económico importante.

El concepto de Comunidad Energética es relativamente desconocido para el sector turístico principalmente debido a la falta de casos de éxito en el sector. La ausencia de referencias y casos reales contribuye a una elevada percepción de riesgo. Por ello es imperativo incidir en los esfuerzos encaminados a identificar incentivos que puedan impulsar la adopción de comunidades de energía térmica, mitigando los costes y las inversiones iniciales. Un marco normativo y político favorable es crucial para facilitar el establecimiento de estas comunidades, y la difusión de información fiable desempeña un papel fundamental para garantizar la comprensión y el compromiso de los consumidores.

METODOLOGÍA

En estudios previos se ha desarrollado una metodología para la evaluación de la demanda de calefacción y refrigeración en el sector turístico basada en herramientas SIG (López Martínez-Fortún G. y Navarro Rivero P., 2022). Esto ha permitido la elaboración de mapas de densidad de demanda de calor y frío y la identificación de áreas de potencial interés para el despliegue de redes de calor y/o frío en Canarias. Las redes de climatización urbanas son elementos clave en la descarbonización de los núcleos turísticos ya que permiten agregar demandas energéticas de distintos consumidores, optimizar sinergias y gestionar eficazmente la generación térmica ya que el factor de escala facilita la integración de energías renovables, de calor residual y de excedentes de generación eólica y fotovoltaica. Son además infraestructuras energéticas que mejoran la resiliencia del sistema energético ante factores externos como fenómenos meteorológicos extremos.

Comité Asesor

El primer paso para el desarrollo del proyecto ha sido impulsar la creación de un Comité Asesor integrado por los principales agentes del sector turístico (Stakeholder Advisory Group, SAG). El Comité, de participación voluntaria y abierto a la incorporación de otros agentes que puedan ser identificados a lo largo del proyecto, es la herramienta principal para la toma de decisiones participativas y consensuadas y para crear un marco político positivo que impulse la creación de Comunidades Energéticas locales. El análisis e intercambio de información con los miembros del Comité Asesor ha permitido identificar las necesidades locales y las expectativas respecto al desarrollo de Comunidades Energéticas en el entorno local y es la base para determinar el alcance del proyecto piloto.

Se han mantenido reuniones bilaterales con los agentes clave del sector y se convocan reuniones semestrales del Comité Asesor SAG para recopilar información acerca de los avances en la descarbonización, las necesidades formativas del sector y los retos que supone la transformación del modelo energético actual. En las reuniones se informa acerca de los avances en el proyecto y se debaten distintas acciones para impulsar las iniciativas de energía comunitaria, de forma que las actividades desarrolladas en el marco del proyecto contemplen las expectativas de todos los agentes del sector.

Los miembros del Comité Asesor han consensuado que el grupo objetivo del proyecto sean las pymes que gestionan complejos extrahoteleros y hoteles de menor categoría y las comunidades de propietarios de apartamentos turísticos, debido a su mayor dificultad técnica y económica para acometer proyectos innovadores. No obstante, destacan la necesidad de incorporar a hoteles de mayor categoría y con elevada profesionalización en su gestión energética, habitualmente grandes empresas, en las iniciativas de energía comunitaria por su papel de transferencia tecnológica hacia pymes y ciudadanos. Concluyen además que la oportunidad de reforma/mejora de la oferta turística es un vector positivo para el desarrollo de Comunidades Energéticas Térmicas y que el ahorro energético podría ser el elemento coadyuvante para la toma de decisiones. Destacan el papel facilitador que tiene la Administración local y la oportunidad que suponen los Planes de Modernización e Incremento de la Competitividad para prever incentivos que impulsen el desarrollo de las redes de climatización urbanas. Consideran además imprescindible que las Administraciones Públicas locales y regionales den soporte a las iniciativas de energía comunitaria como respuesta a la creciente residencialización de la oferta extrahotelera, debida en gran medida a la falta de incentivos financieros para acometer renovaciones y mitigar el efecto del incremento de los costes energéticos. Destacan la necesidad de facilitar la puesta en marcha de una primera Comunidad Energética cuya experiencia sirva de referencia para el resto del sector turístico.

Contexto energético local

San Bartolomé de Tirajana tiene una población censada de 52.936 habitantes pero debido al carácter básicamente turístico del municipio, que determina la existencia de mucha población flotante, su población real es superior recibiendo diariamente más de 52.000 visitantes. Es el municipio más extenso de la isla de Gran Canaria (333,13 km^2) y abarca gran parte de su litoral meridional en donde se localizan 7 de los 14 núcleos turísticos de la isla, que concentran el 63,5% del total de plazas turísticas ofertadas. El Plan de Acción por el Clima y la Energía Sostenible del municipio identificó la hostelería como el sector de mayor contribución en las emisiones de gases de efecto invernadero, el 33,2%, que alcanzan el 41,0% si se incluyen los comercios (sector terciario), seguido por el transporte con un 21,8% y por el sector residencial con un 14,4%.

La ubicación de los núcleos urbanos turísticos destaca por la benignidad de su clima, con temperaturas medias que oscilan entre los 17,5°C (enero) a los 23,8°C (agosto) y valores de radiación solar global sobre superficie horizontal elevados que en promedio anual suponen 5,5 kWh/m^2.día y determinan un recurso solar importante. Los establecimientos inscritos en el Registro General Turístico ubicados en la zona representan 82.366 plazas alojativas y una superficie de piscinas al exterior de 98.222 m^2. La demanda energética para la generación de calor y/o frío de estos establecimientos turísticos alojativos es 221,2 GWh/año, siendo determinante el peso de la climatización de piscinas al exterior, que representa el 59,4% del total. La demanda eléctrica alcanza los 161,1 GWh/año. La estimación de la demanda térmica en las áreas urbanas turísticas del municipio alcanza densidades energéticas que a priori viabilizarían la construcción y operación de redes de calor y/o frío pero estas infraestructuras energéticas actualmente no existen en Canarias ya

que las redes de climatización urbana han estado tradicionalmente vinculadas a localizaciones geográficas con demandas de calefacción importantes.

El sector turístico ha sido pionero en la integración de energías renovables; la energía solar térmica y la energía solar fotovoltaica junto con la geotermia de muy baja entalpía se han consolidado como las fuentes de energía renovable de mayor implantación en el sector y se observa una tendencia a la electrificación de la demanda térmica con la integración de bombas de calor de forma generalizada. Sin embargo la implantación de energías renovables en el sector es desigual; destacan los establecimientos hoteleros de categoría superior con una mayor profesionalización en su gestión energética mientras que los establecimientos extra-hoteleros y hoteleros de menor categoría tienen una mayor dificultad técnica y económica para avanzar en su descarbonización.

Selección de áreas de actuación

La colaboración de la Federación de Empresarios de Hostelería y Turismo de Las Palmas (FEHT) y del Ayuntamiento de San Bartolomé de Tirajana ha sido clave para identificar zonas de interés potencial para el desarrollo de un caso piloto de referencia en el sector turístico. El objetivo es analizar los requisitos jurídicos y las barreras que pueden existir para constituir una Comunidad Energética Renovable, las oportunidades que representan estos nuevos modelos energéticos para el sector y evaluar la viabilidad técnica y económica de un proyecto de generación y distribución de calor renovable que conecte demandas y recursos (calor residual). Se han analizado y valorado las zonas con actividad prevista de regeneración urbana, con intervenciones en viales, con disponibilidad de parcelas libres próximas, con mayor antigüedad de tecnologías de generación térmica, etc…

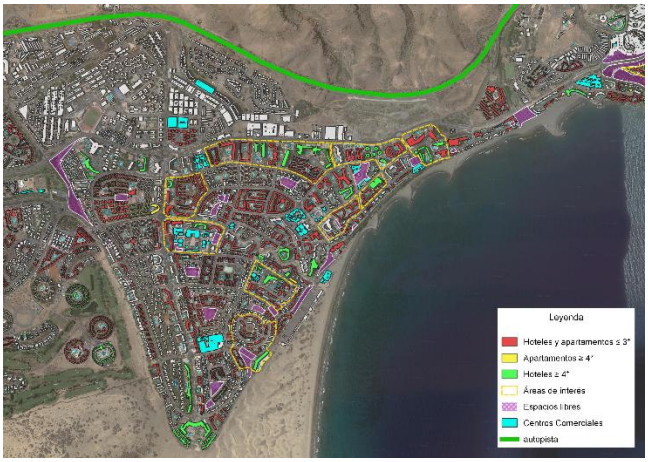


Fig. 1. Análisis de áreas de interés para el desarrollo del caso piloto de referencia

Se ha organizado además una jornada dirigida a todo el sector turístico para informar acerca del potencial de las Comunidades Energéticas Renovables y el interés de hibridar en estos proyectos la generación térmica y eléctrica, los objetivos del proyecto ConnectHeat y los incentivos económicos disponibles para la rehabilitación energética de la planta alojativa turística. Se solicitó a los asistentes con interés en participar en el caso piloto de referencia que enviaran los datos de consumo energético de los establecimientos a través

de un cuestionario disponible en la web del proyecto https://www.itccanarias.org/web/es/actividad/proyectos/connectheat

Programa de actividades formativas

El programa de actividades formativas se ha diseñado para responder específicamente a las necesidades del sector turístico local, que han sido detectadas a través de una encuesta realizada entre los miembros del Comité Asesor del proyecto SAG, con el que se ha consensuado también el formato y la estructura de las sesiones formativas locales. Los resultados de las encuestas realizadas en las siete áreas piloto europeas han sido la base del plan formativo para mejorar capacidades y transferir conocimiento dentro del consorcio "Train the trainers". Esta actividad ha proporcionado herramientas para que los socios desarrollen de forma autónoma su actividad formativa adaptando los contenidos para que sea coherente con la situación local.

Se han planificado 4 sesiones formativas locales online, de una hora y media de duración cada una, en las que se utilizarán los contenidos más relevantes de las sesiones de "Train the trainers" pero adaptando la información al contexto local. Cada sesión incluirá dos ponencias, la primera desarrollará los conceptos de la temática analizada y en la segunda se presentarán experiencias y casos de éxito de CERs en relación con la temática abordada. Las sesiones finalizarán con una sesión de brainstorm y debate en la que se fomentará la participación activa.

Las temáticas de las sesiones formativas son:

- Sesión #1: Comunidades Energéticas Locales en el sector turístico
- Sesión #2: Soluciones tecnológicas para la descarbonización de la demanda de calor/frío
- Sesión #3: Organización y marco legal
- Sesión #4: Financiación y modelos de negocio

RESULTADOS

Las actividades desarrolladas, el apoyo del Comité Asesor SAG y el interés mostrado por los propios establecimientos turísticos han permitido definir un área de actuación para impulsar el desarrollo de una Comunidad de Energía Renovable cuyo ámbito de actuación prioritario sea la generación térmica. En esta área, la oferta turística es diversa y contempla 5 establecimientos hoteleros de 3, 4 y 5 estrellas que representan 1573 plazas alojativas y 21 establecimientos extrahoteleros de 1 a 4 estrellas que representan 1550 plazas. En la zona se ubican también 2 edificios de uso residencial que al igual que el resto de edificios disponen de piscina al exterior. La superficie total de piscinas exteriores es 2956,1 m^2, que representan una demanda energética para su climatización durante los meses invernales de 4447,8 GWh/año.



Fig. 2. Área prioritaria de actuación

Recopilación de información técnica y registro de datos de consumo energético

De las visitas técnicas y reuniones mantenidas con los gestores de los establecimientos turísticos, se ha podido concluir que la gran mayoría de los establecimientos extrahoteleros y todos los hoteleros han llevado a cabo distintas acciones para integrar energías renovables, que en su mayoría han ocupado las cubiertas disponibles. Se constata la elevada eficiencia energética alcanzada por los establecimientos hoteleros y la prevalencia de la tecnología de bombas de calor reversibles para la refrigeración de espacios, con recuperación de calor residual para los servicios de agua caliente sanitaria y climatización de piscinas, apoyadas con sistemas solares térmicos y fotovoltaicos.

Sin embargo, en la mayoría de los establecimientos extrahoteleros y en los edificios de uso residencial la producción de agua caliente sanitaria se realiza con termoacumuladores eléctricos individuales, en muchos casos no disponen de instalaciones de aire acondicionado o éstas tienen carácter individual y en la climatización de piscinas utilizan bombas de calor. Éste es el único de los servicios de confort térmico en el que todos los edificios disponen de instalaciones centralizadas y representa el 62% del total de la demanda térmica.

En base a la información recopilada se plantea en una primera fase, un proyecto de energía comunitaria para la generación de calor renovable destinado a la climatización de piscinas de establecimientos extrahoteleros y edificios residenciales. La configuración tecnológica será la de una red de baja temperatura o red de 5º generación (5GDH) siendo su temperatura de operación 40ºC. En una segunda fase y en función de la reforma de las instalaciones térmicas en los edificios conectados a la red de climatización se incluirán los servicios de agua caliente sanitaria y refrigeración de espacios.

Se ha llevado a cabo una campaña de medidas del consumo eléctrico de bombas de calor para la climatización de piscinas en establecimientos extrahoteleros seleccionados en función de la antigüedad de los equipos.



Fig. 3. Instalación de analizadores de red eléctrica

Simulación dinámica de la demanda térmica

La simulación dinámica de la demanda energética anual para la climatización de piscinas permite disponer de un perfil de demanda con periodos inferiores a una hora con los que es posible optimizar la potencia de generación de la red de distribución de calor. TRNSYS, Transient System Simulation Software es una potente herramienta de cálculo que permite simular el comportamiento de sistemas transitorios en los que la dependencia con los datos climáticos es no lineal. Con esta herramienta se ha desarrollado un modelo que caracteriza la demanda térmica para la climatización de piscinas al exterior y para la producción de agua caliente sanitaria.

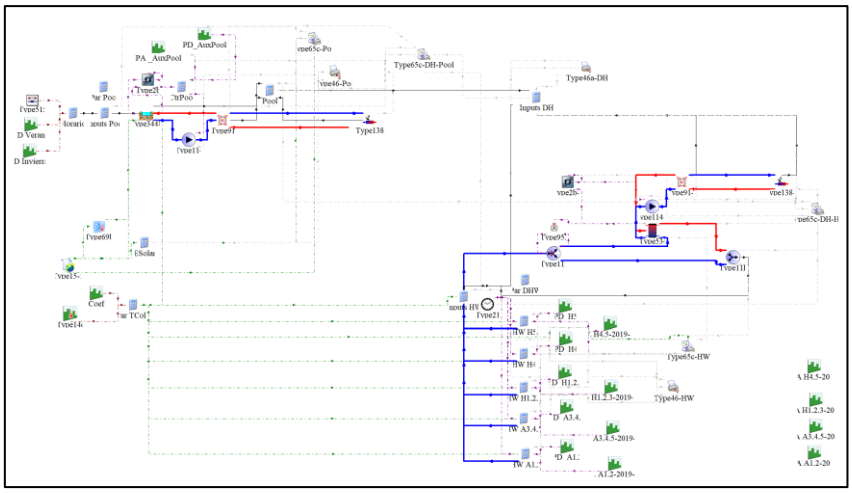


Fig. 4. Modelo TRSNSYS para caracterizar el perfil de demanda térmica

Los datos registrados experimentalmente de perfil de operación, potencia eléctrica y consumo energético de las bombas de calor en operación analizadas, han permitido validar el modelo parar reproducir los perfiles de potencia de demanda y extrapolar los datos para evaluar la potencia térmica de demanda global.

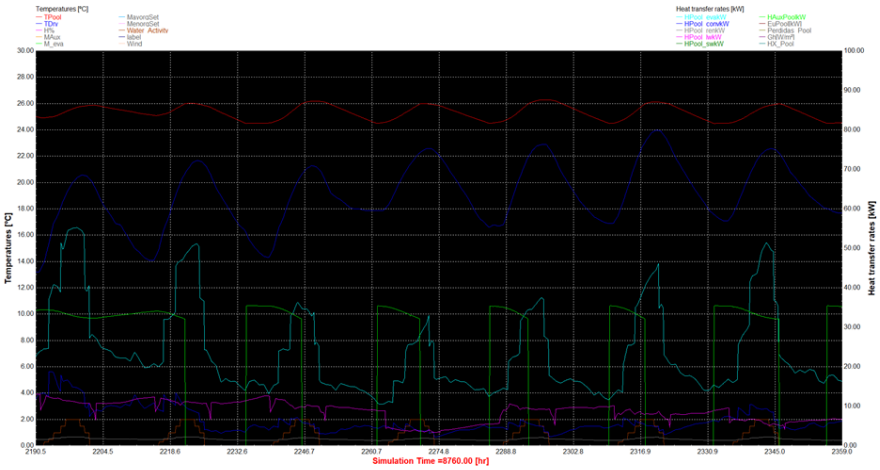


Fig. 5. Análisis de pérdidas térmicas en piscina y perfil de potencia requerida (Abril)

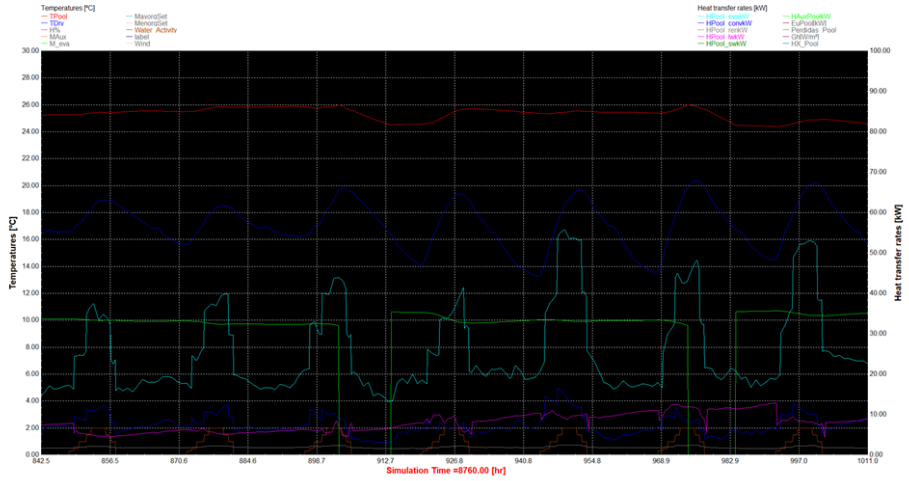


Fig. 6. Análisis de pérdidas térmicas en piscina y perfil de potencia requerida (Febrero)

CONCLUSIONES

El proyecto ConnectHeat avanza en la caracterización tecnológica de un proyecto piloto de referencia para el sector turístico, una iniciativa de energía comunitaria que represente las expectativas del sector respecto a la descarbonización de su oferta, que hibride generación térmica y eléctrica renovables y que integre a empresas, ciudadanos y Administraciones Públicas, organizados para atender sus demandas energéticas en condiciones de equidad interna. Aspectos tales como el marco legal y estructura organizativa, el modelo de negocio que viabilice la operación de una red de generación y distribución de energía térmica comunitaria y la financiación requerida en el contexto local, serán debatidos y consensuados con el Comité Asesor SAG. La Comunidad Energética se constituirá con un enfoque ascendente para asegurar la aceptación del sector y el apoyo social e institucional y la experiencia adquirida será transferida a otras regiones europeas.

La falta de proyectos demostrativos de redes de calor y/o frío en la región, la escasez de parcelas disponibles en las proximidades de las áreas urbanas turísticas y el cambio de paradigma que suponen las iniciativas de consumo de energía comunitario son las barreras

identificadas para la implantación de Comunidades Energéticas en áreas urbanas turísticas.

AGRADECIMIENTOS

Este estudio ha sido realizado en el marco del proyecto *Community Engagement for Clean Heat* (CONNECTHEAT), financiado por el Programa de Medio Ambiente y Acción por el Clima de la Unión Europea LIFE, convocatoria LIFE21-CET-ENERCOM-CONNECTHEAT, número de proyecto 101076258.

REFERENCIAS

Exceltur y Gobierno de Canarias. (2023). *IMPACTUR CANARIAS 2022 Estudio del Impacto Económico del Turismo sobre la Economía y el Empleo de las Islas Canarias.,* https://www.exceltur.org/wp-content/uploads/2023/12/Impactur-Canarias-2022-.pdf.

López Martínez-Fortún G., Navarro Rivero P., Cabrera Pérez D. (2022) Metodología para la evaluación de la demanda térmica en núcleos turísticos basada en herramientas SIG. Caso de estudio de Playa del Inglés. *Proceedings of XVIII Congreso Ibérico y XIV Congreso Iberoamericano de Energía Solar, 20-22 de Junio, Palma de Mallorca, España*, Alonso de Miguel I., Moià A., Muñoz J. and Pujol R. (Eds), pp 35-43, http://hdl.handle.net/11201/161028.

DIMENSIONADO DE SISTEMA DE AUTOCONSUMO CON Y SIN ALMACENAMIENTO PARA COMUNIDADES ENERGÉTICAS

Silva KA, Carrasco LM

Instituto de Energía Solar, Universidad Politécnica de Madrid, C/Alan Turing s/n. 28031, (Madrid), España. kiane.asilva@alumnos.upm.es, luismiguel.carrasco@upm.es

RESUMEN

Las comunidades energéticas (CE) son en Europa un nuevo actor del mercado eléctrico, formando parte del nuevo paradigma del sector de la energía, capaces de aportar beneficios sociales, medioambientales y económicos a sus integrantes. Adquieren aun mayor relevancia en zonas rurales afectadas por la despoblación, donde las CE pueden desempeñar un papel crucial en la lucha contra el éxodo rural, al proporcionar a sus habitantes energía barata y de cercanía. Estas CE, configuradas a gran escala, tienen mayor impacto que una CE local, ya que son capaces de adaptarse a las necesidades de grandes áreas rurales con poca densidad de población. Este trabajo muestra una metodología para el dimensionado de sistemas de autoconsumo fotovoltaico con y sin almacenamiento, aplicados a CE a gran escala, basada en el análisis de flujos energéticos entre producción fotovoltaica, almacenamiento, consumo y red eléctrica de distribución. Para ello se ha desarrollado una herramienta de dimensionado que se ha aplicado a una CE real que opera en la Comarca de Calatayud, España.

PALABRAS CLAVE: Energía Solar, Comunidades Energéticas, Sistemas Fotovoltaicos, Autoconsumo.

ABSTRACT

Energy Communities (CE) are a new player in the European electricity market, forming part of the new paradigm in the energy sector. They are capable of providing social, environmental, and economic benefits to their members, becoming even more relevant in rural areas affected by depopulation. CE play a crucial role in combating rural exodus by offering cheap and local energy to their inhabitants. Large-scale CE have a greater impact than local ones, as they can adapt to the needs of large rural areas with low population density. This paper presents a methodology for sizing photovoltaic self-consumption systems with and without storage, applied to large-scale CE. It is based on the analysis of energy flows between photovoltaic production, storage, consumption, and the grid. For this purpose, a sizing tool has been developed and applied to a real CE operating in the Calatayud region, Spain.

KEYWORDS: Solar Energy, Energy Communities, Photovoltaic Systems, Self-consumption

INTRODUCCIÓN

En un contexto de crisis energética como el actual, las Comunidades Energéticas (CE) representan una alternativa sostenible, descentralizada y rentable frente a los modelos de energía convencionales, asumiendo un papel fundamental en la transición energética (Li y Okur, 2023), ofreciendo beneficios sociales, económicos y ambientales a sus participantes, priorizando los beneficios comunitarios sobre las ganancias financieras (European Union, 2018). Una CE se define en el Clean Energy Package for All European (European Commission, 2019) como un nuevo operador del mercado energético que puede distribuir, compartir o comercializar la energía producida dentro de la comunidad entre sus participantes (Belmar et al., 2023). De este modo, los prosumidores (consumidores y productores de energía) pueden intercambiar sus excedentes energéticos con el resto de la CE (Frieden et al. 2019).

De acuerdo a este modelo, las CE resultan de interés como vector en la lucha contra la despoblación en zonas rurales, por su capacidad de contribuir localmente al desarrollo social y económico a partir de iniciativas ciudadanas enfocadas a producir su propia energía de forma sostenible, limpia y rentable. Una de las iniciativas en marcha actualmente en España es el proyecto JALON del programa LIFE de la UE (LIFE21-CET-ENERCOM-JALON / 101076395). JALON ha creado una comunidad energética de ámbito regional en la Comarca de Calatayud en Aragón (España) llamada CERCA, que pretende integrar a 5.000 ciudadanos, 40 ayuntamientos y 75 negocios de una región de 2.500 km2 de extensión y con una población de 37.000 habitantes repartida en un total de 67 municipios y 20 pedanías. El impacto que busca JALON es el de producir al año alrededor de 23 GWh/año de energía renovable a partir de sistemas fotovoltaicos (FV) distribuidos este modo: 500 sistemas FV de autoconsumo individual; 40 sistemas FV de autoconsumo colectivo; y 13 MWp en plantas FV.

La CE ha previsto diversas formas de participación, desde ciudadanos (o empresas, ayuntamientos, asociaciones, comercios, etc) que invierten en sistemas FV y pueden ser o no prosumidores y/o consumidores de energía, hasta ciudadanos que sólo compran energía a la CE. El diseño de una CE a gran escala de ámbito regional como esta, tiene el reto garantizar que la producción de energía local no sólo satisfaga las necesidades de los prosumidores, sino que también genere un excedente lo suficientemente sustancial como para satisfacer las demandas de los demás participantes dentro de la comunidad, reduciendo la necesidad de compra de energía de la red eléctrica.

Sin embargo, existen pocas herramientas para dimensionar los sistemas de generación de energía basadas en criterios de operación propios de una CE (Shakouri et al. 2017). Este artículo propone una metodología para el dimensionado de sistemas FV, con y sin acumulación, para CE a gran escala utilizando una herramienta de análisis de flujos energéticos desarrollada y presentada en una trabajo anterior (Silva et al. 2023). La herramienta ha sido adaptada para analizar múltiples flujos de energía, dimensionar sistemas FV con y sin batería, estimar excedentes mínimos y evaluar transacciones energéticas con la red de acuerdo a las tarifas eléctricas del mercado. El propósito de este trabajo es presentar un método para el dimensionado optimizado de los sistemas de generación fotovoltaica y gestión energética adaptado a las características de las CE. Para ilustrar su funcionamiento, se ha empleado la herramienta para dimensionar la CE de la

Comarca de Calatayud (CERCA), utilizando perfiles de consumo eléctrico reales horarios así como datos meteorológicos de la zona. Se presenta el dimensionado de la CE aplicado a una de las localidades de la Comarca, en la que CERCA tiene previsto desarrollar un proyecto de generación FV con los vecinos del municipio

METODOLOGIA

Modelo de Comunidad Energética

El método propuesto en este trabajo parte del principio de que una CE se define como un grupo de usuarios conectados a través de la misma red de distribución eléctrica, que distribuyen, comparten y comercializan la energía eléctrica producida dentro de la CE. La fig. 1 presenta un esquema simplificado de una CE compuesta por prosumidores (productores y consumidores de energía), y consumidores, además de instalaciones FV para complementar el suministro de demanda cuando sea necesario.

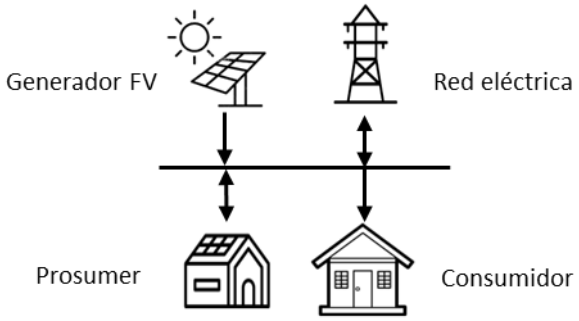


Fig. 1. Esquema básico de una Comunidad Energética

El usuario prosumidor actúa como un pequeño productor de energía a partir de un sistema FV de autoconsumo, cediendo su excedente de energía a la CE a cambio de una contraprestación. Este excedente de energía, sumado a la producción de las plantas FV, se vierte a la red eléctrica de distribución, lo que permite a la CE, a través de un mecanismo de contragarantías del mercado eléctrico, poder disponer de la misma cantidad de energía, dentro de un período determinado, destinada al consumo de los usuarios. Así pues, se obtiene un balance entre la energía vertida a la red y la necesaria para la agregación de la demanda. Esta gestión de la producción energética, responsabilidad de la CE, se lleva a cabo bajo tres premisas con el siguiente orden de prioridad:

1. Prevalece el consumo directo (autoconsumo) de la producción FV por parte de los prosumidores.
2. Si se considera almacenamiento, este se carga solo con el FV y se destina a los prosumidores.
3. La cantidad de excedentes vertidos a la red debe ser igual a la cantidad de energía que debe adquirir la CE en el mercado a lo largo de un periodo para satisfacer la demanda de sus miembros.

Por lo tanto, la CE debe dimensionarse de manera que garantice una producción energética equivalente al consumo.

Cabe mencionar que, en el caso del diseño de la CE CERCA, este además se ajusta a las restricciones regulatorias existentes en España en cuanto a instalaciones de autoconsumo colectivo conectadas a través de red se refiere, por las que se establece que la distancia máxima entre la generación y el consumo no puede sobrepasar los 2 km. Por este motivo, la CE CERCA se configura en núcleos de prosumidores-consumidores que se corresponden con los municipios de la Comarca.

Método de Dimensionado

El método propuesto utiliza datos históricos reales de consumo eléctrico de los potenciales miembros de la CE. A partir de estos datos de consumo horario a lo largo de un año completo, se obtiene un patrón de consumo de estos usuarios y se cuantifica el consumo energético a lo largo del período evaluado, como se muestra en la Ec. (1).

$$E^C = \sum_{t=1}^{n} C_t \tag{1}$$

donde E^C es el consumo eléctrico total a lo largo de un período (un año), C_t es el consumo en una unidad de tiempo ($t = 1h$) y n es el número total de intervalos de tiempo.

La Fig. 2 muestra el proceso de dimensionado. En primer lugar, se analizan separadamente los consumos de los prosumidores y de los consumidores. Con los datos meteorológicos y los perfiles de consumo de los prosumidores, la herramienta de análisis de flujos energéticos genera unas curvas de tasas de autoconsumo (SCR) y de autosuficiencia (SSR). A la vez, los sistemas FV deben producir excedentes suficientes para cubrir la demanda de prosumidores y consumidores. En base a unos valores objetivo para la tasa de autoconsumo (SCR) y/o tasa de autosuficiencia (SSR), se lleva a cabo el dimensionado de los sistemas FV buscando la potencia nominal (P_n) mínima necesaria para generar los excedentes de energía anual necesaria.

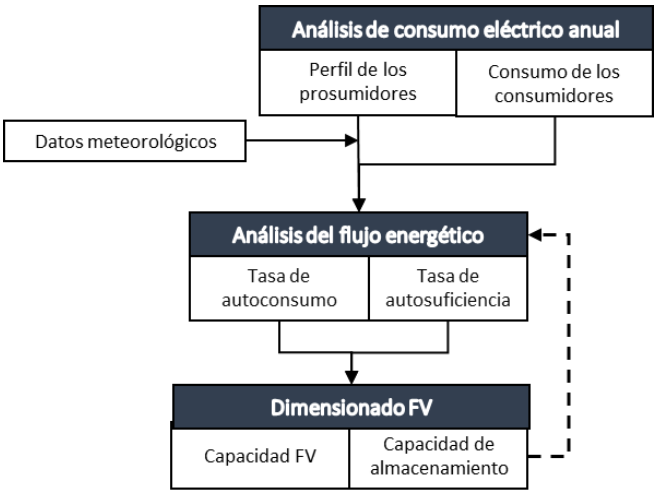


Fig. 2. Diagrama del método de dimensionado

Para este dimensionado se emplean los datos horarios de consumo eléctrico de los usuarios potenciales, la irradiación efectiva y temperatura ambiente de la localidad a lo largo de un año completo. Por otro lado, se determina el tipo de estructura soporte, orientación y ángulo de inclinación del sistema FV. Una vez obtenida la curva horaria de producción FV a lo largo del año, se lleva a cabo el análisis de flujos energéticos, generando, como resultados, la tasa de excedentes producidos (ESR), la tasa de participación de la batería (STR) (cuando existe), la tasa de autoconsumo (SCR) y la tasa de autosuficiencia (SSR). La formulación matemática de cada tasa se define como:

$$ESR = 1 - \frac{(E_{PV}^{C} + E_{PV}^{ST})}{E_{PV}} \quad (2)$$

$$STR = \frac{E_{ST}^{C}}{E_{C}} \quad (3)$$

$$SCR = \frac{(E_{PV}^{C} + E_{ST}^{C})}{E_{PV}} \quad (4)$$

$$SSR = \frac{(E_{PV}^{C} + E_{ST}^{C})}{E^{C}} \quad (5)$$

donde E_{PV} es la energía anual total producida por el sistema FV, E_{PV}^{C} e E_{ST}^{C} son la energía anual consumida proveniente del sistema FV y de la bateria, respectivamente, y E_{PV}^{ST} es la energía entregada a la bateria por el sistema FV.

El análisis de los flujos energéticos se presenta gráficamente variando la capacidad del sistema FV (C_{PV}), que es la razón entre la producción PV anual ($E_{PV_{daily}}$) y el consumo durante el mismo período (E_{daily}^{C}); y la capacidad de almacenamiento (C_{st}), que es la razón entre la capacidad de almacenamiento de energía (E_{ST}) y el consumo energético diario promedio anual, según las Eqs (5) e (6):

$$C_{PV} = \frac{E_{PV_{daily}}}{E_{daily}^{C}} \quad (5)$$

$$C_{ST} = \frac{E_{ST}}{E_{daily}^{C}} \quad (6)$$

APLICACIÓN DEL MÉTODO Y RESULTADOS

El método propuesto se ha aplicado en el diseño de la CE CERCA. Se ha dimensionado la CE localmente para uno de los municipios de la Comarca, Codos (41.293515°, -1.374515°). Los parámetros de simulación para el sistema fotovoltaico están presentados en la Tabla 1.

Tabla 1. Parámetros de simulación

	Valor
Azimut	0
Ángulo de Inclinación	25°
NOCT	41°

	Valor
Coeficiente de Temperatura	-0,0026 %/°C
Rendimiento del Inversor	98%
Pérdidas del sistema	15%

En este municipio existen 351 puntos de suministro eléctrico (CUPS[2]), 314 domésticos y 37 de servicios. La CE CERCA tiene como objetivo llegar al 13,5% de la población de la Comarca[3], lo que para el caso de Codos equivaldría aproximadamente a 47 de los 351 CUPS.

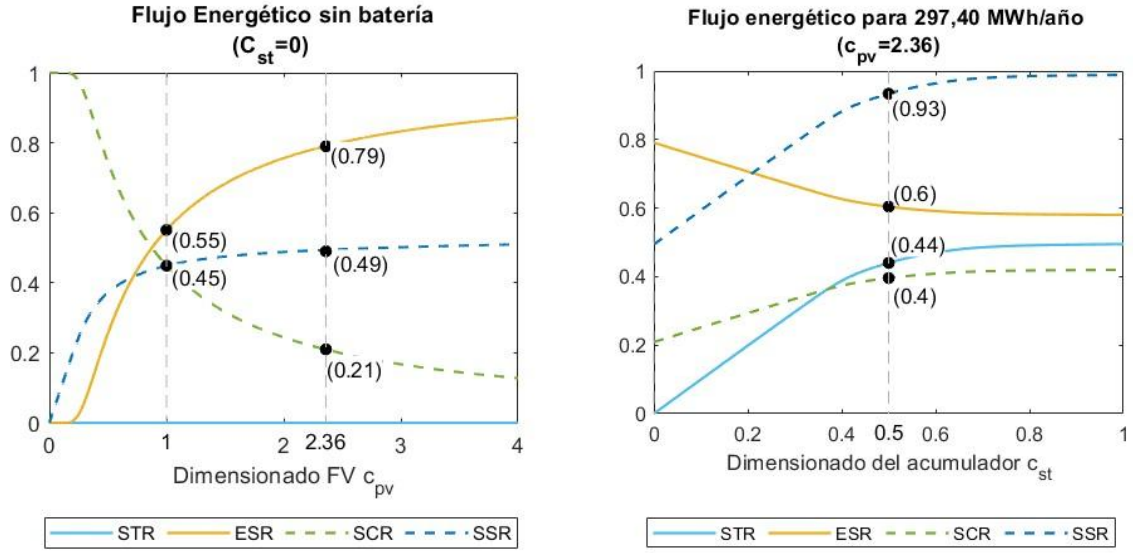
De este grupo inicial, los consumidores de 21 CUPS han expresado su interés en participar activamente en la CE como usuarios prosumidores. Se espera, pues, que los restantes 26 CUPS pertenezcan a usuarios consumidores. Para el análisis, se han empleado datos horarios reales de consumo correspondientes al año 2022, proporcionados directamente por los usuarios prosumidores. El dato de consumo anual total de energía eléctrica en Codos para 2022 fue de 297,40 MWh/año (DATADIS, 2024), de los cuales el 44,7% corresponde al consumo de los 21 futuros prosumidores.

Para realizar el dimensionado del sistema FV, se considera, en un primer momento, un sistema sin acumulación que asegure a los prosumidores una tasa de autosuficiencia (SSR) cercana al 50%. Por otro lado, la cantidad de excedentes anuales debe satisfacer la demanda anual tanto de consumidores como prosumidores. Aplicando el algoritmo de dimensionado, un tamaño del sistema FV $C_{PV} = 1$ indica que el sistema genera anualmente la misma energía que la que consumen los prosumidores. Para ello, la potencia FV necesaria son 77 kWp. Sin embargo, considerando el consumo anual de los 47 usuarios de la CE, el sistema FV debe producir 297,40 MWh, lo que resulta en un $C_{PV} = 2{,}36$.

La Fig. 3 muestra gráficamente los resultados de los análisis de flujos energéticos para los escenarios con y sin batería en Codos. El análisis muestra la variación de los flujos energéticos y los índices SSC y SCR de acuerdo a la capacidad FV C_{PV} (Fig. 3a) y a la capacidad de acumulación C_{ST} (Fig. 3b).

2 Código Universal del Punto de Suministro

3 Cifra correspondiente a la proporción de "*early adopters*", de acuerdo a la teoría de difusión de la innovación (Rogers, 1983)



(a) (b)

Fig. 3. Flujos Energéticos de Codos: (a) escenario sin batería y (b) escenario con batería

La Fig. 3a muestra los flujos energéticos para un escenario sin batería. Se observa que con el aumento de la capacidad del generador FV, la SCR (línea punteada verde) disminuye y la producción de excedentes (línea amarilla) aumenta en la misma proporción. La SSR (línea punteada azul) se sitúa en el 45% para $C_{PV} = 1$, y alcanza casi el 50% para $C_{PV} = 2{,}36$. Se observa que, para producir la energía necesaria para toda la CE de Codos, es necesario un excedente del 79% de la producción total. La Fig. 3b representa el análisis al añadir un sistema de almacenamiento acoplado al generador FV, considerando el escenario con el generador para $C_{PV} = 2{,}36$. El incremento del tamaño de la batería aumenta linealmente la SSR hasta un valor de $C_{ST} = 0{,}5$, a partir del cual, el flujo energético empieza a estabilizarse. Se elige, pues, este tamaño de diseño de batería, que equivale a 182,03 kWh de capacidad de almacenaje y representa la mitad del consumo medio diario. Con este tamaño de batería, la SSR pasa de un 49% a un 93%, la SCR es del 40% y la tasa de excedentes (ESR) del 60%. La Tabla 2 presenta los resultados del dimensionado inicial para los prosumidores y el dimensionado final, considerando el consumo de toda la CE.

Tabla 2. Resultado del dimensionado

	Inicial ($C_{PV} = 1$ y $C_{ST} = 0$)	**Final** ($C_{PV} = 2.36$ y $C_{ST} = 0,5$)
E_{PV} **(MWh/año)**	132,88	297,40
P_n **(kWp)**	77,00	182,00
Bateria (kWh)	0	182,03
SCR	45%	40%
SSR	45%	93%
ESR	55%	60%
STR	0%	44%

CONCLUSIONES

Este artículo presenta un método para dimensionar CE a gran escala, basado en la generación y análisis de flujos energéticos a partir de datos de consumo históricos. La herramienta de dimensionado se ha aplicado al municipio de Codos, en la región de la Comarca de Calatayud, en España. Este municipio cuenta con 351 CUPS y un consumo anual total de 297,40 MWh/año, donde 21 CUPS participan como prosumidores en la CE y otros 26 como consumidores. Al dimensionar los sistemas de producción de energía para una $SSR = 0{,}5$ y unos excedentes anuales similares a la cantidad de energía consumida en los 21+26=47 CUPS, se obtiene un sistema FV sin acumulación de 182 kWp. Sin embargo, con esta misma potencia FV y una acumulación de tamaño $C_{ST} = 0{,}5$ (182 kWh) se logra aumentar la SSR de los prosumidores a 0,93.

AGRADECIMIENTOS

Este trabajo es posible gracias al Proyecto IND2022/AMB-23718 financiado por la Comunidad de Madrid, y a la financiación del programa LIFE de la Unión Europea: Joining Actors for LOcal development of New Large-scale Regional Energy Communities (JALON), bajo subvención. acuerdo LIFE21-CET-ENERCOM-JALON/101076395.

REFERENCIAS/REFERÊNCIAS

Belmar F., Baptista P. and Neves D. (2023). Modelling renewable energy communities: assessing the impact of different configurations, technologies and types of participants. *Energy Sustain Soc* 13:18. https://doi.org/10.1186/s13705-023-00397-1.

DATADIS. (2024). Base de datos *DATADIS*. https://datadis.es/home.

Frieden D., Tuerk A., Roberts J. and Gubina A. (2019) Collective self-consumption and energy communities: Overview of emerging regulatory approaches in Europe. *COMPILE Project* – H2020-824424.

https://www.rescoop.eu/uploads/rescoop/downloads/COMPILE_Collective_self-consumption_EU.pdf. Accessed 29 Jan 2024.

European Commission. (2019). Clean energy for all Europeans package. In: *Energy, Climate change, Environment*. https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans-package_en. Accessed 29 Jan 2024

European Union. (2018). Directives directive (eu) 2018/2001 of the european parliament and of the council. *Official Journal of the European Union*. eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018L2001. Accessed 29 Jan 2024.

Li N., Okur Ö. (2023). Economic analysis of energy communities: Investment options and cost allocation. *Appl Energy* 336:120706. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2023.120706.

Roger, E.M. (1983). *Diffusion of innovations*. 3th edn. The Free Press. A Division of Macmillan Publishing Co., Inc. ISBN 0-02-926650-5.

Shakouri M., Lee H.W., Kim Y.W. (2017). A probabilistic portfolio-based model for financial valuation of community solar. *Appl Energy* 191:709–726. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.01.077

Silva K.A., Carrasco L.M., Mata A.L. (2023). Energy flow algorithm to the optimization of on-grid pv buildings with or without backup storage. *Procceding of EU PVSEC 2023*. Lisboa. https://doi.org/10.4229/EUPVSEC2023/4BV.4.24.

ANÁLISIS DE AEROSOLES REGISTRADOS EN LA ESTACIÓN METEOROLÓGICA DE SEVILLA E IDENTIFICACIÓN AUTOMÁTICA DE PERIODOS DE CALIMA

Prieto-Zazo J.C.*, Larrañeta M.*, López-Álvarez, J.A.*, Alonso-Montesinos, J.B.**, Lillo-Bravo I.*, Silva-Pérez M.A*,

*Departamento de Ingeniería Energética, Universidad de Sevilla, Camino de los Descubrimientos s/n, Sevilla, 41092, (Sevilla) España, juancarlosprietozazo@gmail.com

**Departamento de Química y Física, Universidad de Almería & CIESOL, Centro Conjunto Universidad de Almería-CIEMAT. Ctra. Sacramento s/n, La Cañada de San Urbano, 04120, (Almería) España

RESUMEN

En el presente estudio se profundiza en el conocimiento de las interacciones de la radiación solar con los aerosoles atmosféricos en el emplazamiento de Sevilla, constituyendo el objetivo principal la caracterización, análisis de variabilidad y estacionalidad de las propiedades ópticas del aerosol registradas con un dispositivo Prede POM 02 ubicado en la Escuela Técnica Superior de ingeniería de Sevilla. Las propiedades ópticas de aerosoles analizadas son: el espesor óptico del aerosol (AOT), el albedo de dispersión simple (SSA), el índice de refracción (RI), la distribución volumétrica del aerosol (dVdlnr) y el exponente de Ångström (AE). Secundariamente, se ha establecido una metodología para la identificación de días con una presencia elevada de aerosoles atmosféricos (calima), así como para diferenciar si dicha presencia es acusada o moderada. Para comprobar esta posibilidad, se ha implementado un procedimiento de Machine Learning sin supervisión denominado Clustering, con el objeto de realizar una clasificación automática de datos que defina distintas condiciones atmosféricas.

PALABRAS CLAVE: Radiación Solar, Aerosoles, AOT, Calima

ABSTRACT

The present study deepens in the knowledge of the interactions of solar radiation with atmospheric aerosols at the Seville site, being the main objective the characterization, analysis of variability and seasonality of the aerosol optical properties recorded with a Prede POM 02 device located at the Engineering School of Seville (ETSI). The aerosol optical properties analyzed are: aerosol optical thickness (AOT), simple scattering albedo (SSA), refractive index (RI), aerosol volumetric distribution (dVdlnr) and Ångström exponent (AE). Secondarily, a methodology has been established for the identification of days with a high presence of atmospheric aerosols (haze), as well as to differentiate whether such presence is pronounced or moderate. To test this possibility, an unsupervised Machine Learning

procedure called Clustering has been implemented in order to perform an automatic classification of data defining different atmospheric conditions.

KEYWORDS: Solar Radiation, Aerosol, AOT, Haze

INTRODUCCIÓN

En los últimos años, la humanidad ha experimentado un creciente interés por la producción de una energía limpia y segura que ha derivado en la necesidad de profundizar en el conocimiento del recurso solar. Es tal la importancia que ha adquirido la energía solar en nuestra sociedad que actualmente se pretende caracterizar la interacción entre la radiación solar con las nubes y los aerosoles atmosféricos. Este fenómeno es completamente coherente con el hecho de que los aerosoles y las nubes son los únicos elementos atmosféricos que tienen interacción con la radiación procedente del Sol. Dicha interacción dependerá de la forma, tamaño y composición de los aerosoles, de manera que exiten la absorción y la dispersión de la radiación.

- Absorción. Es el fenómeno mediante el cual un fotón incidente se integra en la energía interna de la partícula con la que interacciona y es responsable de reducir la radiación incidente en torno a un 20% (Guerrero Rascado, 2009). La capacidad de una partícula para absorber la luz dependerá de su estructura y de si, en respuesta a la radiación, forman dipolos eléctricos (como el CO_2 y el H_2O) o no (como el nitrógeno)

- Dispersión. Al incidir la luz sobre partículas de pequeño tamaño, estas actúan como un dipolo eléctrico oscilante, generando a su alrededor campos eléctricos y magnéticos que dispersan la radiación en varias direcciones. En función del tamaño de partícula incidente, la dispersión puede ser de tipo Rayleigh (en aquellas de menor tamaño) o Mie (para las de mayores dimensiones).

Tras lo explicado anteriormente, se puede deducir que los aerosoles pueden afectar a la producción de sistemas de aprovechamiento de energía solar, tales como las centrales termosolares o los parques de paneles fotovoltaicos. En España, este suceso se pudo comprobar durante la calima de marzo de 2022, durante la cual la producción de energía solar cayó en un 50% (Molina-Lorite, 2022). Sumado a esto, se añade el hecho de que es habitual encontrar estos sistemas cerca de lugares desérticos en los que resulta sencillo encontrar polvo y arena en suspensión (formando la denominada calima), lo que tendrá un impacto elevado sobre la radiación solar incidente.

Otro ámbito en el que el estudio de las propiedades de los aerosoles atmosféricos resulta de interés es en el cambio climático, debido a que los aerosoles pueden actuar como agentes tanto de enfriamiento como de calentamiento atmosférico (Ma et alt. 2022). Por otro lado, también podría resultar de utilidad conocer la relación de los aerosoles con fenómenos atmosféricos extremos, pues las partículas más pequeñas con un tamaño inferior a 50 nanómetros (como las producidas por vehículos y procesos industriales) pueden formar pequeñas gotas en las que se condensa el exceso de vapor de agua. Esa condensación libera calor, y ese calor hace que las corrientes de aire ascendentes sean de mayor intensidad, haciendo que se eleven las pequeñas gotas que terminan generando bolas de nieve, hielo y lluvia (Seinfeld et alt. 2016).

El objetivo principal del presente estudio ha sido la caracterización de las propiedades ópticas del aerosol, las cuales son: el espesor óptico del aerosol (AOT), el albedo de

dispersión simple (SSA), el índice de refracción (RI), la distribución volumétrica del aerosol (dVdlnr) y el exponente de Ångström (AE). Secundariamente, se tratará de establecer una metodología mediante la que identificar días con calima, así como diferenciar si dicha presencia es acusada o moderada. Para ello, primero se debe establecer qué es la calima: un fenómeno meteorológico en el cual diminutas partículas sólidas en suspensión producen un aspecto opaco y turbio en el aire, lo que se traduce en una reducción de la visibilidad. Comúnmente estas partículas se componen de arena y polvo, aunque también pueden estar formadas de cenizas, humo y arcilla. Su tamaño puede oscilar entre los nanómetros y las decenas de micras, e inhalar estas sustancias durante un tiempo prolongado resulta perjudicial para la salud. En función de su origen se pueden distinguir dos tipos de calima:

- Calima tipo “A” o calima “natural”. Este tipo de calima nace a partir del transporte de arena del desierto, sales del agua (sodio) u otros elementos presentes en la naturaleza.
- Calima tipo “B”. Toma su origen en la contaminación de las grandes ciudades o en los incendios forestales. Estas partículas reducen especialmente la calidad del aire, lo que puede resultar nocivo para la salud.

Es importante tener en cuenta que, en presencia de calima, los fenómenos de absorción y especialmente de dispersión de la radiación por parte de los aerosoles se ven potenciados, reduciéndose de esta manera la cantidad de radiación que llega a la superficie terrestre.

DATOS EXPERIMENTALES

Las medidas experimentales empleadas en este estudio han sido obtenidas en la estación radiométrica del Grupo de Termodinámica y Energías Renovables (GTER, http://estacionmeteo.us.gter.es) de la Universidad de Sevilla, situada en las coordenadas 37,41 ºN, 6,01 ºO. Esta estación cuenta con una base de datos donde se almacenan medidas de irradiancia global horizontal (GHI), irradiancia directa normal (DNI), irradiancia difusa horizontal (DHI), velocidad y dirección del viento, humedad y temperatura ambiente, entre otras. Las medidas son registradas cada 5 segundos, por lo que a su vez es necesario un estricto mantenimiento de los equipos acorde a las recomendaciones de los fabricantes (Moreno-Tejera et alt. 2016). La estación se encuentra en continua evolución en forma de mejoras en el equipamiento, con objeto de aumentar el número de variables registradas y de incrementar la fiabilidad.



Fig. 1. Vista de la estación radiométrica del GTER

Para recabar datos acerca de las dimensiones y la forma de los aerosoles, es imprescindible efectuar mediciones de la radiación solar incidente, así como de la radiación dispersada y absorbida por los aerosoles, en ángulos de hasta 90 grados con respecto a la posición solar. Con tal propósito fue creado el radiómetro solar PREDE POM-02 (del cual puede observarse su ubicación en la estación del GTER en la Fig. 1), una versión mejorada de su predecesor (el POM-01) con el que, adicionalmente, se pueden obtener medidas para un mayor rango de longitudes de onda. Este dispositivo es capaz de realizar mediciones de: la intensidad del espectro de dispersión; de radiación directa usando un seguidor solar integrado; y de radiación difusa y reflejada con escaneos de cielo programados. Para ello, cuenta con dos sistemas ópticos: el primero usa un detector de fotodiodos de silicio; el segundo consta de un detector infrarrojo de arseniuro de indio y galio. Su rango espectral comprende 11 longitudes de onda abarcadas entre los 315 y los 2200 nanómetros, y puede operar a temperaturas localizadas entre -30 y 35 ^{o}C.

Las mediciones tomadas por el POM-02 son enviadas horariamente al International Skynet Data Center (ISDC), donde son procesadas mediante una serie de algortimos estandarizadores (Nakajima et alt. 2020). Posteriormente, los resultados son publicados a través de la web Skynet (https://www.skynet-isdc.org/), la cual lleva a cabo su propio control de calidad (Campanelli et alt., 2016). En este sitio web, se pueden descargar los datos de AOT y AE empleando el método ESR-sunrad, mientras que para obtener el resto de parámetros se deberá emplear el método ESR-MRI. En este trabajo se emplearán los datos registrados desde febrero 2019 hasta octubre 2023.

METODOLOGÍA

A continuación, se procede a realizar la descripción de las variables radiométricas objetos de estudio en el trabajo.

Espesor Óptico del Aerosol

El Espesor Óptico del Aerosol (Aerosol Optical Thickness, AOT) es un parámetro empleado para cuantificar la cantidad de aerosoles atmosféricos, así como su capacidad para

interaccionar (ya sea absorber o dispersar) con la radiación solar. Se trata de una propiedad adimensional que típicamente varía entre 0 y 1, siendo 3 o 4 un valor muy elevado y extraña vez alcanzado. Un AOT igual a 0 indica que la atmósfera se encuentra libre de partículas suspendidas y que es completamente transparente a la radiación solar, mientras que cuanto mayor sea el AOT mayor será la cantidad de aerosoles que interactúan con la luz solar.

Albedo de Dispersión Simple

El Albedo de Dispersión Simple (Simple Scattering Albedo, SSA) es un parámetro que se utiliza en la ciencia atmosférica y climatología para describir la capacidad de una superficie (o, en nuestro caso, de una partícula en suspensión como un aerosol o una nube) para dispersar en todas las direcciones la radiación solar incidente. Concretamente, es la fracción de la radiación atenuada (suma de las radiaciones absorbida y dispersada) que es dispersada por una superficie o, en nuestro caso, aerosol.

$$SSA = \frac{E_{dispersada}}{E_{atenuada}} \quad (1)$$

El SSA es una variable adimensional que varía entre 0 y 1. Cuando el SSA adquiere un valor nulo significa que todas las partículas absorben completamente la radiación incidente y, por tanto, nada de ella es dispersada, mientras que cuando el SSA toma un valor de 1 quiere decir que todas las partículas dispersan completamente la radiación incidente, sin que se produzca absorción en absoluto.

Índice de Refracción

El Índice de Refracción (Refractive index, RI) es una propiedad óptica adimensional que describe cómo la luz se propaga a través de un material. Es característica de cada sustancia y depende de la densidad y la composición del material. Varía para diferentes longitudes de onda y puede tener un valor diferente para la luz visible, la luz ultravioleta, la luz infrarroja, etc. El RI consta de dos partes: la parte real y la parte imaginaria (n y k en la Ec. (2) respectivamente).

$$R = n - ik \quad (2)$$

El desarrollo de este estudio se ha centrado en la parte imaginaria, pues se corresponde con la energía absorbida por una sustancia (aerosol) al ser atravesada por un haz de luz. Su valor mínimo es nulo y, para una longitud de onda dada, cuanto mayor sea su valor mayor será la absorción de la luz en ese material. De ahora en adelante, cuando aparezca RI en realidad se hará referencia a la parte compleja del RI, pues la parte real no va a ser empleada en el desarrollo del trabajo.

Distribución Volumétrica del Aerosol

La distribución volumétrica de los aerosoles (dVdlnr, por su expresión matemática), también conocida como distribución de tamaño de partícula, describe la cantidad volumétrica de partículas presente para cada intervalo de tamaño. En base a esto se pueden distinguir dos modos o tipos de comportamiento de los aerosoles:

- El modo fino, para partículas cuyo diámetro va de 1 nanómetro (0,001 micra) hasta 1 micra.
- El modo grueso, para partículas con un diámetro entre 1 y 100 micras.

Exponente de Ångström

Es un parámetro que describe la dependencia espectral del espesor óptico del aerosol (AOT) y proporciona alguna información básica sobre la distribución del tamaño del aerosol. Puede calcularse a partir de dos o más longitudes de onda mediante un ajuste por mínimos cuadrados mediante la Ec. (3):

$$AE = -\frac{log(AOT(\lambda_1)/AOT(\lambda_2))}{log(\lambda_1/\lambda_2)} \quad (3)$$

Donde λ_1 y λ_2 son un par de longitudes de onda, y donde AOT(λ_1) y AOT(λ_2) son los espesores ópticos del aerosol correspondientes a las mencionadas longitudes de onda.

El valor mínimo de este parámetro es 0 y sus valores más elevados no suelen superar el valor de 4. Cuanto más pequeño es su valor, mayor es la homogeneidad del AOT en todo el rango de longitudes de onda, y suele identificarse con partículas de gran tamaño (o de modo grueso) que absorben más la radiación (como el polvo del desierto). En el otro extremo, cuando el AE tiene un valor elevado existe una gran heterogeneidad del AOT, lo que sugiere la presencia de partículas más pequeñas (o de modo fino) que producen mayor dispersión de la radiación (como las partículas de humo y los sulfatos).

RESULTADOS

Caracterización de las propiedades de los aerosoles atmosféricos

Para caracterizar las propiedades ópticas de los aerosoles en el emplazamiento de Sevilla, en la Figura 2 se han representado los diagramas de cajas de AOT, SSA, RI y AE respectivamente para el período de estudio seleccionado. Cada una de las cajas describe los datos correspondientes a un mes en concreto, de manera que: la línea roja en el interior de cada caja indica la mediana; los límites superior e inferior de las cajas expresan los percentiles P_{25} y P_{75}; las líneas negras verticales que se extienden fuera de las cajas (denominadas "bigotes") alcanzan los valores máximo y mínimo que se encuentran a 2,5 veces la diferencia entre P_{25} y P_{75} y, por último, las aspas rojas representan los outliers o valores atípicos del conjunto de datos. Por otra parte, se ha realizado la elección de 500 nanómetros como longitud de onda de referencia en la que representar las propiedades de

los aerosoles. Esto es una práctica común en el contexto de la ciencia atmosférica, puesto que en dicha longitud de onda la luz se localiza únicamente en la parte visible del espectro electromagnético, lo que la hace especialmente sensible a la interacción con los aerosoles atmosféricos.

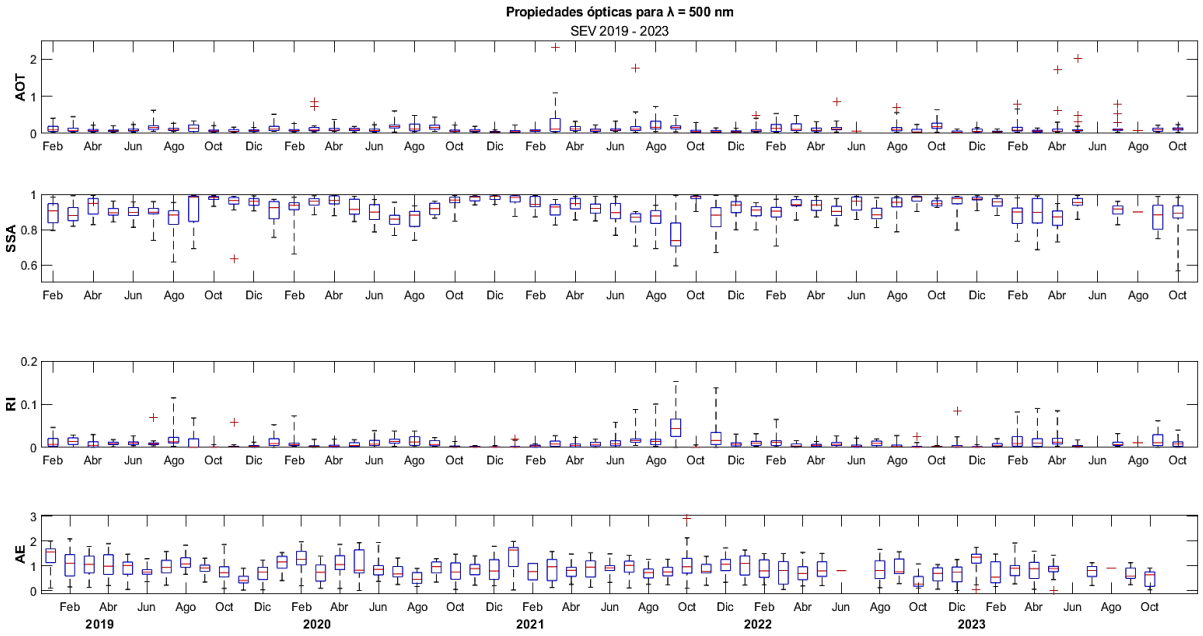


Fig. 2. Evolución interanual de las propiedades ópticas de los aerosoles para λ = 500 nm en la estación del GTER con los datos agrupados mes a mes

Los diagramas de cajas obtenidos en la Figura 2 muestran que el AOT suele presentar valores bajos durante los meses de invierno (por debajo de 0,2) y más elevados durante la primavera y el verano, alcanzándose la mayor parte de los outliers durante estas épocas.

El SSA tiende hacia valores elevados (cercanos a 1, su valor máximo). Esto indica que el fenómeno de dispersión es predominante respecto al de absorción en lo referente a la energía atenuada por ambos. En el mes de septiembre de 2021 es durante el que se alcanza la mediana de SSA más baja de todo el período de estudio, con un valor por debajo de 0,8.

Los valores de SSA y de RI evolucionan inversamente: cuando uno asciende el otro disminuye, y viceversa. Esto es coherente atendiendo al significado físico de ambos, pues el primero es proporcional a la energía dispersada respecto a la suma de la dispersada y la absorbida, mientras que el segundo representa la energía absorbida. Con ello, se puede apreciar que es durante los meses de otoño cuando el SSA se mantiene más elevado y el RI más bajo, por lo que se concluye que durante esta época del año la dispersión de la radiación solar por parte de los aerosoles atmosféricos resulta completamente dominante respecto a la absorción.

Por su parte, y a diferencia de los parámetros anteriores, se puede apreciar que el AE no tiende hacia ninguno de sus límites, sino que se suele mantener entre 0,5 y 2 durante todo el año. Es por ello el parámetro menos estacional, pues su comportamiento es más estable. Se puede destacar el mes de enero de 2021 por ser aquel en el que se encuentran los percentiles P_{25} y P_{75} con los valores más elevados, así como también contiene la mediana

más alta de toda la distribución (en torno a 1,7). Esto sugiere que en este mes la dispersión de la radiación de onda corta fue muy efectiva, lo cual se puede corroborar observando la caja de SSA para el mismo mes al ver que esta contiene valores muy próximos a 1.

Identificación de días con calima

Respecto a la identificación de días con una gran presencia de calima, en primer lugar se ha recurrido a una identificación visual de los perfiles diarios de irradiancia (DNI, DHI y GHI).

Método visual

Los perfiles diarios de un día con calima suelen caracterizarse por presentar una DNI más baja y una DHI más alta respecto a un día despejado. Esto se puede observar en las Figuras 3 y 4, donde con únicamente 6 días de diferencia se puede observar una diferencia considerable entre un perfil de irradiancias y otro.

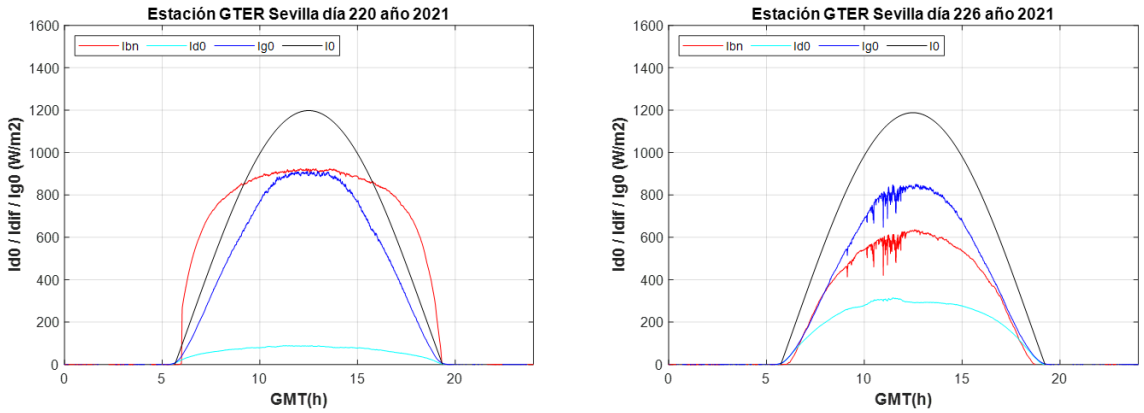


Fig. 3 y 4. Perfil diario de irradiancia de un día despejado (izda.) y de otro con calima (dcha.)

De esta forma, se pudieron identificar unos 22 días con calima, los cuales contaban con las siguientes particularidades:

1. Un AOT superior a 0,4.
2. Un SSA mayor de 0,9.
3. Un RI prácticamente nulo (valores del orden de 10^{-3}).
4. Un AE bajo, con valores entre 0,1 y 0,3.

Los días identificados como días con calima se han utilizado para validar un procedimiento de Clustering (herramienta de Inteligencia Artificial no supervisada) desarrollada con objeto de identificar automáticamente periodos de calima a partir de las medidas de aerosoles.

Método de Clustering

El Clustering es una técnica utilizada para agrupar un conjunto de datos en grupos o clusters basándose en la similitud entre los datos. La idea principal es que las

observaciones dentro de un mismo cluster son más similares entre sí que con las observaciones de otros clusters. Este algoritmo asigna automáticamente los datos a diferentes clusters, sin tener información previa sobre las etiquetas de clase. Es una forma de descubrir patrones subyacentes a la estructura del conjunto de datos y es por ello que suelen ser usados para encontrar relaciones entre los datos difíciles de obtener manualmente. Dentro de los diferentes algoritmos de clustering comunes que existen, en este estudio se va a emplear el método K-means. Este algoritmo divide los datos en k clusters, donde k es un número predefinido. Cada cluster está representado por un centroide, y los datos se asignan al cluster cuyo centroide es más cercano (Perucha-Jurjo y Matrán Bea, 2022).

Para determinar el número óptimo de clusters a utilizar, se ha empleado el método del codo, que emplea la distancia media entre las observaciones y sus respectivos centroides. Para ello, se utiliza la Suma de los Cuadrados de los Errores (SSE). Cuanto más grande es el número de clusters k, la varianza intra-cluster (SSE) tiende a disminuir. Reducir la distancia intra-cluster es lo deseable, ya que significa que los clústers son más compactos. El método del codo busca el valor k que satisfaga que un incremento de k, no mejore sustancialmente la distancia media intra-cluster. En este caso, se ha elegido un valor de 7 clusters, pues aumentar más el número de clusters no reduce significativamente el SSE, tal y como se ve en la Figura 5.

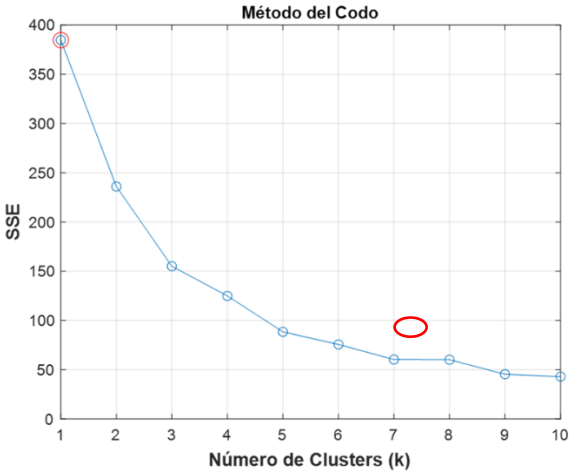


Fig. 5. Método del codo para la determinación del número óptimo de clusters

Para este trabajo, se van a analizar los datos de AOT, AE y RI, que son los que se han creído más convenientes para poder clasificar los días del período 2019-2023. Se ha descartado el SSA por ser un parámetro algo redundante al contar ya con el RI para indicar la energía absorbida por los aerosoles, y la dVdlnr por no poder elegir un único valor diario que sea representativo de este parámetro.

Los datos pertenecientes a los años 2019-2022 se han usado en la fase de entrenamiento del método, mientras que los relativos al 2023 se han destinado a la fase de prueba. Comprobando los resultados, los 22 días identificados mediante el método visual se encontraban englobados dentro de los clusters morado (identificado como el cluster de calima acusada) y rojo (cluster de calima moderada). Además, en el cluster rojo se

encontraban una veintena de días que no se habían podido identificar visualmente como días con calima debido a la presencia de nubosidades que enturbiaban el perfil diario de irradiancias.

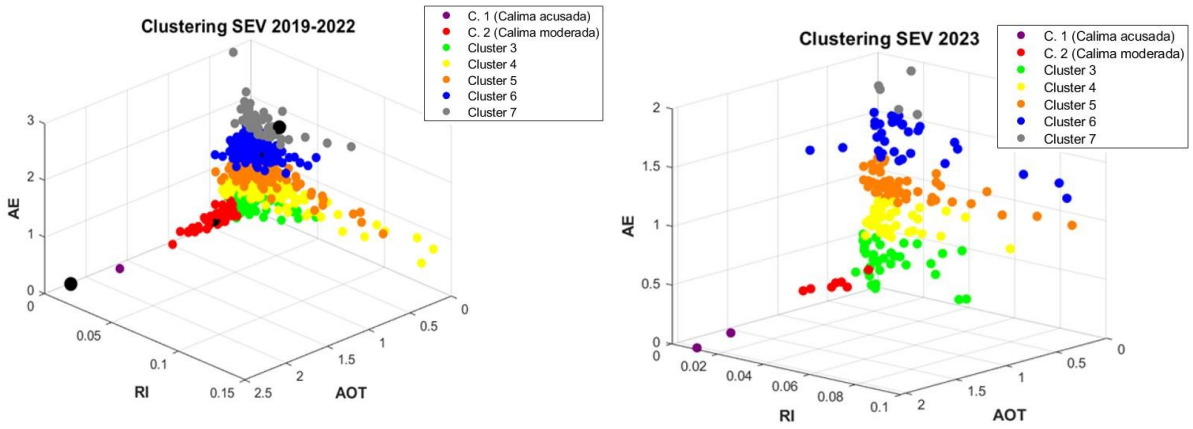


Fig. 6 y 7. Clustering. Fase de entrenamiento (izda.) y Fase de prueba (dcha.)

Los resultados obtenidos para las propiedades de cada centroide se muestran en la Tabla 1:

Tabla 1. Propiedades de los centroides de cada cluster

Centroide	Color	AOT	AE	RI
1	Morado	2,3032	0,1317	$7{,}629*10^{-2}$
2	Rojo	0,5808	0,2555	$8{,}008*10^{-3}$
3	Verde	0,1355	0,3288	$2{,}012*10^{-3}$
4	Amarillo	0,1332	0,6741	$2{,}099*10^{-3}$
5	Naranja	0,1468	0,9672	$8{,}656*10^{-3}$
6	Azul	0,1422	1,306	$2{,}056*10^{-2}$
7	Gris	0,1039	1,796	$2{,}765*10^{-2}$

CONCLUSIONES

En este estudio se ha realizado una caracterización de las propiedades del aerosol para el emplazamiento de Sevilla, encontrando ciertas relaciones entre los parámetros que resultan coherentes con la evolución de los mismos. De esta manera, se puede notar que durante los meses de otoño los valores del RI suelen ser mínimos, mientras que durante esta misma época los valores del SSA acostumbran a ser los más elevados. Si se atiende al significado físico de dichas propiedades, ambas llevan a la conclusión de que es durante el otoño cuando la dispersión de la radiación solar por parte del aerosol atmosférico adquiere un papel protagonista respecto a la absorción.

Por otra parte, también se ha propuesto la identificación de días con calima por medio de propiedades de los aerosoles, en la que los parámetros de RI y AE han resultado de utilidad

por los siguientes motivos: el primero, debido a que un valor bajo de RI implica una baja absorción de la radiación por parte de los aerosoles, con lo que se deduce que existe una alta dispersión de la radiación, lo que constituye una de las características principales de la calima; el segundo, porque una vez identificado un día de calima mediante el método visual, un valor bajo de AE de dicho día sugiere una distribución volumétrica tendente al modo grueso, y teniendo en cuenta que las partículas de polvo desértico constan de un gran tamaño, en consecuencia se puede deducir que la calima es de origen desértico.

Sin embargo, la propiedad que ha resultado más relevante a la hora de distinguir días con calima ha sido el AOT, pues únicamente con tener un valor promedio diario mayor de 0,5 se está en disposición de afirmar con total seguridad la presencia de calima (al menos moderada).

Mediante la herramienta de Clustering se han podido distinguir 4 días con fuerte presencia de calima desértica (cluster morado) y 58 días con calima desértica moderada (cluster rojo), una cifra considerablemente superior a la alcanzada mediante la identificación visual de los perfiles diarios de irradiancia (22 días con calima). Esto es debido a que el análisis puro de las propiedades ópticas de los aerosoles carece de las limitaciones de un análisis visual, ya que en los días con alta presencia de nubosidad es complejo dirimir si a su vez hay presencia de calima. Se puede afirmar con rotundidad, por tanto, que el análisis de las variables por medio de Clustering ha tenido éxito en su desempeño como identificador de días con calima a partir de datos de aerosoles.

REFERENCIAS

Guerrero-Rascado J. L. (2009), Técnica LIDAR para la caracterización atmosférica mediante dispersión elástica y Raman, Vol 1, pp 49-50, Granada.

Ma X., Huang G., and Cao J. (2022) The significant roles of anthropogenic aerosols on surface temperature under carbon neutrality. *Science Bulletin*, Vol 67, pp 470–473.

Molina-Lorite J.A. (2022) El impacto de la calima de marzo de 2022 sobre la radiación, Vol 1, pp 10-17, Jaén.

Moreno-Tejera S., Silva-Pérez M. A., Lillo-Bravo I. and Ramírez-Santiagosa L. (2016) Solar resource assessment in Seville, Spain. Statistical characterisation of solar radiation at different time resolutions, Vol 132, pp 430-441, Sevilla.

Nakajima T., Campanelli M., Che H., Estellés V., Irie H., Kim S. W., Kim J., Liu D., Nishizawa T., Pandithurai G. and Yamakazi A. (2020). An overview of and issues with sky radiometer technology and SKYNET. Atmospheric Measurement Techniques, Vol 13, pp 4195–4218.

Perucha Jurjo C. and Matrán-Bea C. (2022) El método de k-medias, Vol 1, pp 34-45, Facultad de Ciencias de Valladolid.

Seinfeld J. H., Bretherton C., Carslaw K. S., Coe H., DeMott P. J., Dunlea E. J., Feingold G., Ghan S., Guenthe, A. B., Kahn R., Kraucunas I., Kreidenweis S. M., Molina M. J., Nenes A., Penner J. E., Prather K. A., Ramanathan V., Ramaswamy V., Rasch P. J. and Wood R. (2016). Improving our fundamental understanding of the role of aerosol-cloud interactions in the

climate system. *Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America*, Vol 113, pp 5781–5790.

ANÁLISE DA COMUNIDADE DE ENERGIAS RENOVÁVEIS DO CENTRO HUMANITÁRIO DE ÉVORA DA CRUZ VERMELHA DE PORTUGAL

Henrique Fava Rica*, Afonso Cavaco*, Luís Fialho*, Celísio Pires*, Pedro Horta *

*Cátedra Energias Renováveis, Universidade de Évora. Pólo da Mitra da Universidade de Évora, Edifício Ario Lobo de Azevedo, 7000-083 Nossa Senhora da Tourega, Portugal

henrique.rica@uevora.pt, acavaco@uevora.pt, lafialho@uevora.pt, celisio@uevora.pt, phorta@uevora.pt

RESUMO

A comunidade de energias renováveis do Centro Humanitário de Évora da Cruz Vermelha de Portugal (CHE-CVP) envolve a criação de uma instalação fotovoltaica de autoconsumo individual de 30 kWp na cobertura do edifício da CHE-CVP, com um custo associado de aproximadamente 26 000 €. Este projeto é financiado através de um processo de crowdfunding entre membros da Universidade de Évora e moradores locais, permitindo investimentos entre 20 € e 1 000 € para a construção da instalação. Os investidores tornam-se membros da comunidade, contribuindo para a sociedade e ambiente e recebendo retornos financeiros. A comunidade visa criar medidas de combate à pobreza energética. Para estabelecer esta comunidade, desenvolveu-se um regulamento interno, realizou-se uma análise técnica para otimização do rendimento da instalação fotovoltaica, e uma análise económica compreendendo três cenários financeiros com vista a escolher o cenário mais vantajoso para a CHE-CVP e para os participantes. Esta comunidade resulta de uma parceria entre o CHE-CVP e a Cátedra de Energias Renováveis da Universidade de Évora, no âmbito do projeto Aurora.

PALAVRAS-CHAVE: Energia Fotovoltaica, Comunidade de Energias Renováveis, Crowdfunding, Combate à Pobreza Energética

ABSTRACT

The renewable energy community of the Humanitarian Center of Évora of the Portuguese Red Cross (CHE-CVP) involves the creation of a 30 kWp individual self-consumption photovoltaic installation on the roof of the CHE-CVP building, with an associated cost of approximately €26 268.This project is funded through a crowdfunding process among members of the University of Évora and residents, allowing investments ranging from €20 to €1 000 for the construction of the installation. Investors become members of the community and can obtain financial returns, contributing for social and environmental benefits whilst receiving a financial return. In addition to providing returns to members, the community aims to create measures to combat energy poverty. To establish this community, an internal regulation was developed, along with a technical analysis to optimize the performance of the photovoltaic installation, and an economic analysis involving three financial scenarios to choose the most advantageous for both CHE-CVP and

the participants. This community results from a partnership between CHE-CVP and the Renewable Energy Chair of the University of Évora, in the scope of the Aurora project.

KEYWORDS: Photovoltaic Energy, Renewable Energy Community, Crowdfunding, Combatting Energy Poverty

INTRODUÇÃO

A transição para fontes de energia renovável é crucial para mitigar os efeitos das alterações climáticas e cumprir as metas de neutralidade carbónica estabelecidas pela União Europeia. Uma abordagem inovadora para atingir esses objetivos são as Comunidades de Energia Renovável (CER), que têm o potencial de transformar a produção e o consumo de energia. As CER são entidades coletivas que produzem e partilham energia renovável, promovendo o uso eficiente da energia e contribuindo para a redução das emissões de CO2. As CER podem incluir diversos tipos de participantes, desde cidadãos até empresas e entidades governamentais. Estas, oferecem uma série de benefícios ambientais, económicos e sociais, compreendendo a redução de emissões, a geração de retornos económicos para os membros e o combate à pobreza energética. [1]

O projeto AURORA, visa contribuir para a redução das emissões de carbono no sector energético a partir da promoção de uma participação activa dos cidadãos, por via da criação de CER em cinco países diferentes. Em Évora, Portugal, a comunidade será estabelecida em parceria com o Centro Humanitário de Évora da Cruz Vermelha de Portugal (CHE-CVP), cuja missão compreende o combate à pobreza energética. Será construída uma instalação fotovoltaica na cobertura do edifício do CHE-CVP, financiada por crowdfunding acessível aos residentes de Évora e membros da Universidade de Évora. As poupanças de energia obtidas permitirão ao CHE-CVP reduzir a sua despesa energética, distribuir retornos financeiros aos participantes e implementar medidas de combate à pobreza energética. [2]

O planeamento desta comunidade envolveu três etapas: análise regulamentar, análise técnica e análise económica. O regulamento interno foi elaborado com base na legislação existente sobre autoconsumo e CER em Portugal. Realizou-se uma análise técnica para otimizar a produção fotovoltaica e o seu respectivo consumo, com base nos consumos de energia do edifício e no espaço disponível. Por fim, foram desenvolvidos três modelos de negócio e conduzida uma análise financeira para determinar a opção mais vantajosa para o CHE-CVP e para os participantes da comunidade.

Diferindo do conceito base de uma CER, já que neste caso os participantes da comunidade não são directamente produtores ou consumidores da energia a ela associada, pretende-se demonstrar, contudo, uma estratégia de empoderamento dos cidadãos na viabilização de investimentos em entidades do sector social visando a criação de um sentido de comunidade.

ANÁLISE REGULAMENTAR

Esta etapa consistiu na criação de um regulamento interno, um documento que regula os participantes e o funcionamento da comunidade, em conformidade com os decretos de lei em vigor em Portugal. É um documento obrigatório, devendo ser entregue até três meses após a entrada em funcionamento da UPAC. Este regulamento deve incluir, no mínimo: [3]

- Requisitos de admissão para novos membros;
- Procedimentos para a saída de membros existentes;

- Modalidades de partilha da energia elétrica produzida para autoconsumo (quando aplicável);
- Pagamento das tarifas devidas;
- Destino dos excedentes de energia gerada para autoconsumo;
- Política de relacionamento comercial a ser adotada e, se necessário, a aplicação das receitas correspondentes.

Com base nos critérios mínimos exigidos para o planeamento da comunidade, desenvolveu-se um regulamento interno adequado para a comunidade da CHE-CVP. O regulamento divide-se em 4 secções e 17 artigos, apresentando a seguinte estrutura da Figura 1 [4].

O regulamento inclui ainda três anexos essenciais: a listagem de membros da CER, o formulário de participação e o formulário de saída.

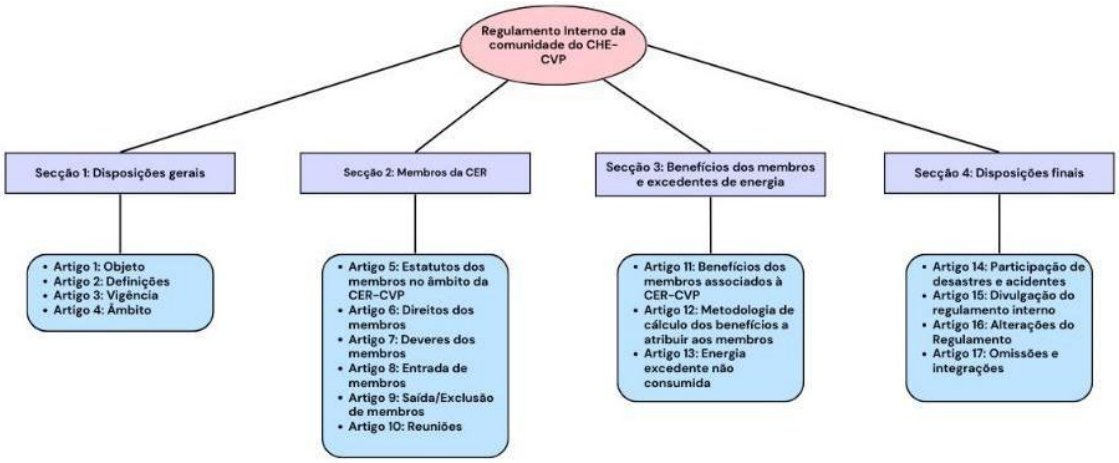


Figura 1. Estrutura do Regulamento Interno da comunidade do CHE-CVH

<u>Secção 1: Disposições gerais</u>

- Objeto (Artigo 1.º): Define o propósito do regulamento, baseado na legislação em vigor;
- Definições (Artigo 2.º): Apresenta os termos importantes utilizados no regulamento;
- Vigência (Artigo 3.º): Estabelece a duração do regulamento enquanto a CER-CVP estiver ativa;
- Âmbito (Artigo 4.º): Descreve os objetivos da CER-CVP e a aplicabilidade do regulamento aos membros.

<u>Secção 2: Membros da CER</u>

- Estatutos dos membros (Artigo 5.º): Define as categorias de membros na CER-CVP, distinguindo entre membros não produtores e membros gestores;

- Direitos dos membros (Artigo 6.º): Enumera os direitos dos membros não produtores e dos membros gestores, incluindo o direito de participar em campanhas de crowdfunding, benefícios associados à participação na CER-CVP e organização de campanhas de crowdfunding por parte dos membros gestores;
- Deveres dos membros (Artigo 7.º): Estabelece os deveres dos membros gestores e dos membros não produtores, incluindo a gestão da UPAC, participação em iniciativas promovidas pela CER-CVP, cumprimento das obrigações legais, entre outros;
- Entrada de Membros (Artigo 8.º): Define o processo de adesão à CER-CVP, incluindo a assinatura do formulário de participação, os requisitos de elegibilidade e o momento de entrada dos membros;
- Saída/Exclusão de membros (Artigo 9.º): Estabelece as condições para a saída de um membro da CER-CVP, incluindo o cumprimento das obrigações estabelecidas no regulamento, o procedimento de pedido de saída e a manutenção do saldo do cartão Dá do membro não produtor no momento da saída;
- Reuniões e deliberações (Artigo 10.º): Descreve o processo de realização de reuniões dos membros, incluindo a convocação, representação por procuração e elaboração de memorandos após cada reunião.

Secção 3: Benefícios dos membros e excedentes de energia

- Benefícios dos membros associados à CER-CVP (Artigo 11.º): Descreve os benefícios financeiros atribuídos aos membros através do "cartão Dá", que pode ser utilizado numa rede de estabelecimentos comerciais, com detalhes sobre recarregamento, validade e proteção do saldo. Destaca o acesso prioritário dos membros não produtores a futuras campanhas de crowdfunding;
- Metodologia de cálculo dos benefícios a atribuir aos membros (Artigo 12.º): Detalha a metodologia utilizada para calcular os benefícios a atribuir aos membros;
- Energia excedente não consumida (Artigo 13.º): Descreve a abordagem em relação à energia excedente produzida pela UPAC, destacando a previsão de um valor nulo ou próximo de zero de excedente e as opções em caso de existência de excedente, como armazenamento ou venda à rede elétrica.

Secção 4: Disposições finais

- Participação de Desastres e Acidentes (Artigo 14.º): Estabelece a obrigação do membro gestor de informar os membros e outros organismos competentes sobre qualquer desastre ou incidente que afete a produção da UPAC, sem impor novos custos aos membros não produtores em caso de acidente;
- Divulgação do Regulamento Interno (Artigo 15.º): Declara o presente regulamento como um documento essencial para a participação e bom funcionamento da CER-CVP, sendo divulgado e acessível a todos os membros em sua redação atual;

- Alterações do Regulamento (Artigo 16.º): Estabelece o procedimento para comunicação de alterações no regulamento aos participantes da CER-CVP, garantindo que tais alterações não comprometam os princípios fundamentais definidos na versão original. Também esclarece que alterações legislativas não afetarão a validade da participação, a menos que entrem em conflito com o propósito definido no regulamento interno;
- Omissões e integrações (Artigo 17.º): Define que as omissões serão resolvidas de acordo com a legislação e regulamentação em vigor aplicáveis às CER ou Comunidades de Cidadãos, com a definição das omissões pelo membro gestor após consulta aos membros não produtores e efetuação das devidas alterações ao regulamento interno.

ANÁLISE TÉCNICA

O edifício do CHE-CVP em Évora tem três andares. No rés-do-chão abriga uma clínica médica, o primeiro andar é partilhado entre a clínica e o CHE-CVP, e os escritórios do CHE-CVP encontram-se no segundo andar. A clínica é a maior consumidora de energia deste edifício e como tal são instalados medidores de energia para medição concreta dos consumos de ambas as entidades, para posterior acerto de contas.

A produção de electricidade via instalação solar, permite uma redução dos custos associados ao consumo da CHE-CVP no edifício, e a geração de uma receita adicional por via dos consumos da clínica que será acertado a preços de mercado, havendo assim uma receita adicional para a CHE-CVP. Estas receitas serão utilizadas para distribuir retornos financeiros aos participantes da comunidade e para implementar medidas de combate à pobreza energética. Os consumos mensais do edifício são os seguintes:

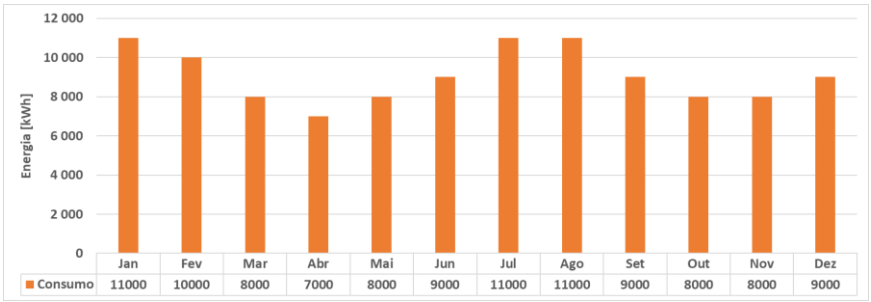


Figura 2. Consumos mensais do edifício do CHE-CVP

Com base na energia faturada, observa-se uma tendência de consumo mais elevado nos meses de janeiro, julho e agosto, tendo-se registado um consumo anual de 109 MWh.

A instalação fotovoltaica será implementada na cobertura plana do edifício, com uma área de cerca de 458 m^2. Contudo, existem estruturas e equipamentos na cobertura que impedem o uso total do espaço, e que podem resultar em sombreamento de alguns módulos solares, conforme Figura 3.

O dimensionamento teve por objetivo otimizar o aproveitamento da área da cobertura e minimizar a geração de excedentes de energia fotovoltaica. Contudo, os consumos

energéticos do edifício são muito superiores à energia passível de ser gerada com a área disponível, eliminando quaisquer preocupações com excedentes de energia. Com base em ofertas comerciais, a instalação terá um custo aproximado de 26 268€ para uma instalação de 30,51 kWp, resultando num encargo de 0,861 €/Wp. As estruturas a serem usadas são estruturas gravíticas, sem necessidade de trabalhos de construção civil. A instalação inclui os seguintes equipamentos:

- 54 módulos fotovoltaicos JAM72S30 565/LR (garantia de 12 anos);
- 1 inversor SUN2000-30KTL-M3 (garantia de 5 anos);
- 1 sistema de monitorização SmartDongle WLAN-FE (garantia de 2 anos).



Figura 3. Cobertura do edifício do CHE-CVP e sistema fotovoltaico proposto

A simulação apresenta os seguintes resultados:

- Potência instalada: 30,00 kWp;
- Potência do gerador fotovoltaico: 30,51 kWp;
- Rendimento anual específico: 1 387,93 kWh/kWp;
- Desempenho do sistema (PR): 81,1 %;
- Diminuição do rendimento por sombreamento: 4,5 %;
- Produção anual estimada: 41 522 kWh;
- Consumo anual em espera (inversor): 24 kWh;
- Emissões anuais de CO_2 evitadas: 19 903 kg;
- LCOE (25 anos): 0,0262 €/kWh.

Com base nos valores da produção anual estimada e do consumo anual diurno registado, conclui-se que a instalação terá uma taxa de autoconsumo anual de aproximadamente 38,09%.

ANÁLISE ECONÓMICA

Desenvolveram-se três planos de negócio distintos para a comunidade, e realizou-se uma análise económica para cada um dos cenários, visando selecionar a opção mais vantajosa

para o CHE-CVP e para os participantes da comunidade. Os três modelos estudados envolvem:

- **Cenário 1:** Retorno anual do investimento dos participantes com juros de 3,50%, durante 7 anos.
- **Cenário 2:** Retorno anual do investimento dos participantes com juros de 2,20%, durante 7 anos.
- **Cenário 3:** Retorno anual do investimento dos participantes com juros de 4,50%, durante 7 anos.

É importante notar que o investimento feito pelos membros é considerado uma doação, o que permite uma dedução de 25% em sede de IRS.

Para todos estes cenários foram considerados os seguintes pressupostos:

- Potência instalada: 30,51 kWp;
- Eletricidade anual produzida: 41 522 kWp;
- Perda de eficiência anual: 0,45 %;
- Preço da instalação: 0,83 €/Wp;
- Preço médio da eletricidade: 0,1054 €/Wp;
- Taxa de inflação: 2,50 %;
- Taxa de desconto: 5,00 %;
- Taxa de aumento da tarifa de eletricidade: 2,00 %;
- Custos anuais do seguro da instalação: 76,28 €;
- Valor total do financiamento coletivo: 26 268 €.

Com base nos parâmetros referidos obtiveram-se os seguintes resultados financeiros para cada um dos cenários:

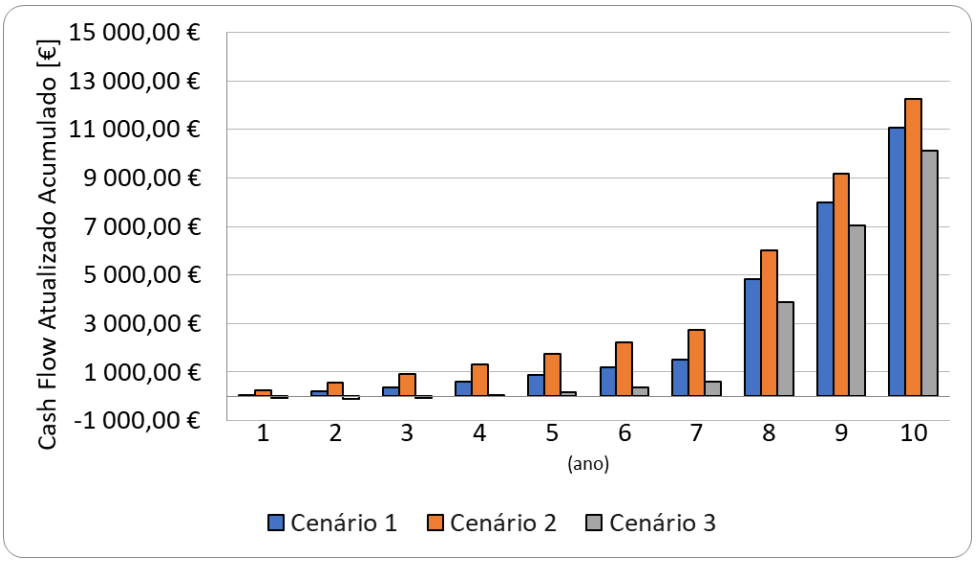


Figura 5. Cash Flow Atualizado Acumulado nos primeiros 10 anos (compreendendo o período de retorno do crowdfunding e o após o final do retorno)

Tabela 5. Resultados Financeiros (25 anos)

Resultados Financeiros						
Indicadores	**Cenário 1**		**Cenário 2**		**Cenário 3**	
Valor Atualizado Líquido (VAL)	46 611,14 €		47 802,35 €		45 675,94 €	
Custo Total do Ciclo de Vida (TLCC)	32 721,82 €		31 280,77 €		33 853,16 €	
Período de Recuperação do Investimento (PRI)	0,00	anos	0,00	anos	3,58	anos
Custo Nivelado da Eletricidade (LCOE)	0,0334	€/kWh	0,0319	€/kWh	0,0346	€/kWh

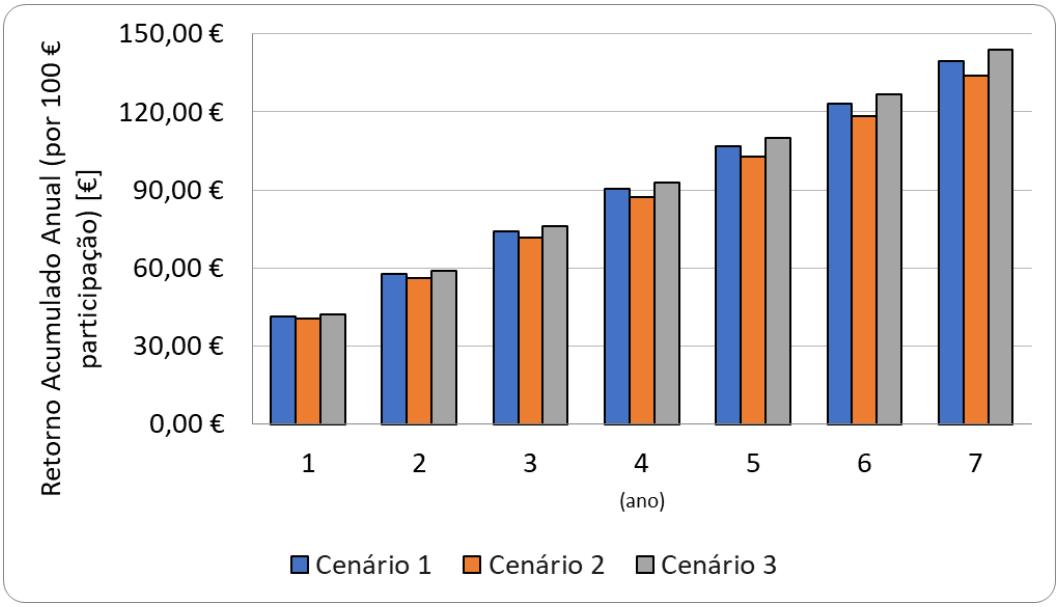


Figura 6. Retorno Total Anual Acumulado dos membros (por 100 € investidos)

CONCLUSÕES

O regulamento interno da comunidade do CHE-CVP estabelece as diretrizes essenciais para o funcionamento da CER, assegurando conformidade com a legislação portuguesa. Composto por 4 secções e 17 artigos, o regulamento aborda diversas questões tanto a nível

dos membros da comunidade, como da instalação fotovoltaica e do papel do CHE-CVP. Esta estrutura proporciona transparência, justiça e eficiência na operação da comunidade, garantindo direitos e deveres dos membros e uma gestão adequada dos recursos energéticos e económicos.

A análise técnica da instalação fotovoltaica no edifício do CHE-CVP resultou num dimensionamento de 30,51 kWp para otimizar o aproveitamento da área da cobertura. A simulação do sistema fotovoltaico indicou uma produção anual estimada de 41 522 kWh, com uma taxa de autoconsumo anual de aproximadamente 38,09 %. Esta instalação procura suprir parte significativa dos consumos energéticos do edifício durante o dia, contribuindo para a redução das emissões de CO_2, para a sustentabilidade ambiental e para uma redução de custos energéticos.

Na análise financeira dos três cenários de negócio para a comunidade, o cenário 3 destaca-se como o mais vantajoso, considerando ponto de vista dos participantes. Com um retorno anual do investimento inicial para os participantes com juros de 4,50% ao longo de 7 anos, este modelo proporciona retornos mais altos aos participantes, ou seja, uma maior atratividade.

REFERÊNCIAS

[1] “O que são Comunidades de Energia Renovável | Enel Green Power.” Accessed: Mar. 20, 2024. [Online]. Available: https://www.enelgreenpower.com/pt/paises/europa/italia/comunidades-energeticas-renovaveis

[2] “AURORA-D3.1 Report on the business models to follow-up by the different local energy communities.”

[3] G. Legislativo, “AUTOCONSUMO E COMUNIDADE DE ENERGIA RENOVÁVEL MANUAL DIGITAL.”

[4] “REGULAMENTO INTERNO DO AUTOCONSUMO COLETIVO.”

ANÁLISIS DE LA COMPLEMENTARIEDAD DEL BONO SOCIAL ELÉCTRICO Y EL AUTOCONSUMO COLECTIVO PARA CONSUMIDORES EN POBREZA ENERGÉTICA

Calcagnotto M.*, Ortiz J.*, Pascual J.*, Salom J.*

*Grupo de Energía Térmica y Edificación, Institut de Recerca en Energia de Catalunya (IREC), C/Jardins de les Dones de Negre 1, 2ª pl, Sant Adrià de Besós, 08930, Catalunya, mcalcagnotto@irec.cat

RESUMEN/RESUMO

Las comunidades energéticas representan una herramienta relevante en la mitigación de la pobreza energética, así como otros mecanismos implementados con este objetivo. Este estudio evalúa la complementariedad de la participación en un autoconsumo colectivo fotovoltaico con el beneficio del bono social eléctrico. Se analiza el ahorro económico para usuarios de distintas tipologías según criterios de aplicación del bono social, combinado con distintos niveles de consumo eléctrico anual. Adicionalmente se proponen cuotas económicas de participación en dos escenarios con participación de consumidores vulnerables beneficiarios del bono social. La inclusión usuarios beneficiarios del bono social en un autoconsumo colectivo puede ser viable económicamente y proporcionar ahorros a los usuarios dependiendo de la composición de usuarios y de los criterios elegidos para establecer las cuotas de participación, que pueden ser distintos según el tipo de promotor del proyecto. Además, este tipo de proyecto engloba beneficios sociales y ambientales difíciles de monetizar, pero con importante potencial de impacto local.

PALABRAS CLAVE/PALAVRAS-CHAVE: Autoconsumo Colectivo Fotovoltaico, Comunidad Energética, Pobreza Energética.

ABSTRACT

Energy communities represent a relevant tool in alleviating energy poverty, alongside other mechanisms implemented with the same objective. This study evaluates the complementarity of participation in a PV collective self-consumption with the benefit of the electricity social bonus. The economic savings for users of different types are analyzed according to criteria for applying the social bonus, combined with different levels of annual electricity consumption. Additionally, economic participation shares in two scenarios including vulnerable consumers who are beneficiaries of the social bonus are proposed. Including users who are also beneficiaries of the social bonus in collective self-consumption can be economically viable and provide savings to users depending on is composition and the criteria chosen to establish the participation share, which may vary according to the

type of promoter. of the project. Furthermore, this type of project encompasses social and environmental benefits that are difficult to monetize, but with significant potential for local impact.

KEYWORDS: PV Collective Self-Consumption, Energy Communities, Energy Poverty.

INTRODUCCIÓN

Las comunidades energéticas (CE) se están impulsando en la Unión Europea (UE) como importantes agentes en la transición energética, dado que fomentan la democratización del sector a través de la participación de los ciudadanos en las actividades y decisiones relacionadas a la energía. La importante componente social que caracteriza las CE pone en evidencia un potencial significativo para abordar el tema de la pobreza energética y proteger a consumidores vulnerables, prioridades políticas en diversos paquetes legislativos (DellaValle and Czako, 2022). España en 2022 ha sido el sexto país de la UE en porcentaje de población incapaz de mantener su vivienda a una temperatura adecuada en invierno, con un valor de 17.1%. En 2023 este indicador ha alcanzado el 20.8% (Eurostat, 2024b) en España, y el 20.1% en Cataluña (Instituto de Estadística de Cataluña, 2023). El porcentaje de viviendas con retrasos en el pago de las facturas de servicios energéticos en España fue de 9.2% en 2022, el quinto más alto de la UE (Eurostat, 2024a). Además, en zonas de clima mediterráneo y especialmente en zonas urbanas, hay una creciente vulnerabilidad debido a los efectos de las olas de calor relacionadas al cambio climático (Ortiz *et al.*, 2021).

Los Estados Miembros de la UE han puesto en marcha una variedad de intervenciones legislativas que pretenden mitigar la pobreza energética (Koukoufikis *et al.*, 2023). En España se destaca el bono social (BS), en las modalidades eléctrico y térmico, que consiste en la aplicación de descuento a las facturas de unidades familiares en situación de vulnerabilidad. Para beneficiarse del bono social eléctrico, los consumidores deben estar acogidos al precio voluntario para el pequeño consumidor (PVPC) y cumplir con una serie de requisitos personales, familiares y de renta (Ministerio de Energía Turismo y Agenda Digital—España, 2017). Estos requisitos están categorizados según la caracterización de la unidad familiar, que determina el descuento y el límite anual máximo de consumo al que se aplica este descuento. La situación de vulnerabilidad se define en dos categorías, vulnerable (V) y vulnerable severo (VS), cada una con su respectivo descuento. En la facturación mensual el límite de consumo anual es prorrateado proporcionalmente al número de días del mes y el descuento del BS se aplica a la energía consumida hasta el límite. Si el límite es superado, el excedente se factura al precio del PVPC sin descuento y si no, el límite sobrante se acumula para los meses siguientes. Además de la categorización basada principalmente en número de personas y cantidad de menores en la unidad familiar, hay otras situaciones de riesgo de exclusión, como familia monoparental o violencia de género que cuentan con criterios específicos de categorización.
El presente estudio considera las condiciones de la normativa previa del BS (Jefatura del Estado, 2018), con descuentos del 25% para consumidores V y 40% para VS, y las condiciones vigentes hasta junio de 2024, que establecen provisionalmente descuentos del 65% para consumidores V y 80% para VS, además de un aumento en los límites de consumo anual (Jefatura del Estado, 2022), resumidos en la Tabla 17.

Tabla 17. Límites de consumo anual para las distintas categorías según normativa previa y vigente.

Categorías	Límite de consumo anual	Previa [kWh/año]	Vigente [kWh/año]
Unidad familiar sin menores / demandante individual	L1	1380	1587
Unidad familiar con un menor / pensionistas	L2	1932	2222
Unidad familiar con dos menores	L3	2346	2698
Unidad familiar familias numerosas	L4	4140	4761

En lo que se refiere a las CE, este estudio considera únicamente la actividad de autoconsumo colectivo fotovoltaico conectado a la red, acogido al mecanismo de compensación simplificada de excedentes. Este mecanismo consiste en valorar el excedente de generación inyectado a la red con un precio determinado por la tarifa contratada. Al final del período de facturación se realiza un balance económico entre entre el valor a pagar por la energía consumida de la red y el valor a descontar por la energía excedentaria, asegurando que el valor de la factura no sea inferior a 0. Según la normativa que regula el autoconsumo (Ministerio para la Transición Ecológica, 2019), la compensación de excedentes es aplicable a los consumidores beneficiarios del BS. En este caso, el descuento del BS se aplica tras compensar los excedentes y la energía a la que se aplica el descuento se calcula con base en la diferencia entre la energía consumida y la excedente, respetando el límite máximo. Si la diferencia es negativa, el valor de la factura es 0 y no se aplica ningún descuento.

Este estudio consiste en dos análisis, el primero tiene como objetivo analizar la complementariedad del autoconsumo colectivo fotovoltaico, y del BS eléctrico para distintas tipologías de usuarios, analizando su ahorro económico. El segundo establece dos escenarios para proponer cuotas de participación anuales en un autoconsumo colectivo con participación de consumidores beneficiarios del BS.

METODOLOGÍA

Parámetros e hipótesis de cálculo

La tarifa considerada en todos los casos es la tarifa PVPC 2.0 TD de mayo 2023 a mayo de 2024 en base horaria, por un lado, el término de energía activa y por otro la energía excedentaria del autoconsumo (Red Eléctrica Española, 2023). El ahorro calculado se refiere solamente al término de energía de la factura, aunque el descuento del BS también se aplique al término de potencia. Esto se debe a que el término de potencia tiene menor peso en la factura de electricidad. Por ejemplo, teniendo como base la potencia contratada de 3.19 kW de los usuarios en pobreza energética de (Ortiz et al., 2021) y los precios vigentes en mayo de 2024 para la potencia contratada del PVPC, el término de potencia supondría un gasto mensual de 6.75€, que representa 4% del término de energía promedio de todas

las tipologías de usuario analizadas. En los casos de participantes en un autoconsumo, se incluye el ahorro correspondiente a los impuestos que se dejan de pagar sobre la energía autoconsumida. Los valores empleados de los impuestos son los vigentes en mayo de 2024, detallados en la Tabla 18 (Cíclica and IREC, 2024) con los demás parámetros económicos. El CAPEX se refiere al coste de inversión de la instalación, y el OPEX son los costes anuales, que incluyen el mantenimiento, el reemplazo del inversor una vez durante el tiempo da análisis y costes adicionales como software de gestión y costes administrativos de la comunidad energética.

Tabla 18. Parámetros económicos empleados en el estudio.

Parámetro	**Valor**	**Unidad**
CAPEX	955.9	€/kWp
Mantenimiento anual	0.15	€/kWp año
Reemplazo del inversor	87.47	€/kWp
Costes adicionales	17.95	€/kWp.año
OPEX	21.60	€/kWp año
Tasa de descuento	2.5	%
Tiempo de análisis	25	años
IVA (BS/no BS)	10/21	%
Impuesto Energía Eléctrica (IEE)	3.8	%
Variación anual precios electricidad*	-1	%

*Se aplica a la energía activa y excedentaria.

Respecto al autoconsumo, se ha definido una instalación fotovoltaica en cubierta, en la zona climática de Barcelona, sin incluir efectos de sombra. Los parámetros de la instalación se pueden observar en la Tabla 19. La generación se calcula en base horaria, con base en datos de radiación solar incidente en la cubierta. El archivo de datos climáticos contiene valores horarios de radiación solar y otros elementos meteorológicos para un año meteorológico típico. Los datos de irradiancia en el plano horizontal se transforman al plano inclinado, calculando las componentes directa y difusa siguiendo la metodología de PVGIS (Joint Research Centre, 2024). Se ha calculado el balance energético en base horaria y el valor económico mensual del término de energía se calcula considerando el mecanismo de compensación simplificada de excedentes.

Tabla 19. Parámetros de la instalación fotovoltaica.

Parámetro	**Valor**	**Unidad**
Potencia total	100	kW_p
Potencia asignada a cada usuario	1	kW_p
Angulo inclinación	35	º

Angulo azimut	0	º
Pérdidas adicionales	14	%

Para los perfiles de demanda eléctrica, se ha utilizado un modelo estocástico que genera diferentes perfiles de ocupación y consumo eléctrico de hogares en el clima mediterráneo, descrito detalladamente en (Tejero, Ortiz y Salom, 2018). A través de este modelo se obtienen perfiles sintéticos que representan las características más importantes del consumo de una vivienda media, según su número de ocupantes y nivel de consumo de aparatos eléctricos. No se consideran consumos de climatización ni agua caliente sanitaria, dado que estos usos no representan un porcentaje significativo del consumo total de electricidad del sector residencial en la zona mediterránea (IDAE, 2011). Se han generado distintos perfiles horarios con base en cuatro niveles de consumo total anual:1,500, 2,000, 2,500 y 3,000 kWh, correspondientes a ocupaciones de vivienda de 1, 2, 3 y 4 personas respectivamente.

Las tipologías de usuarios empleadas en los análisis según su caracterización referente al BS se describen en Tabla 20. Hay ocho tipologías de beneficiarios del BS (C1-C8), que combinan las cuatro categorías de situación familiar, con las dos de descuento según definición de vulnerabilidad (V y VS), y una de usuario no beneficiario del BS (C9).

Tabla 20. Tipologías de usuario y su caracterización respecto al BS.

Tipología	**Caracterización BS**
C1	V L1
C2	VS L1
C3	V L2
C4	VS L2
C5	V L3
C6	VS L3
C7	V L4
C8	VS L4
C9	--

Análisis de ahorros individuales

El ahorro individual de cada usuario se ha calculado en comparación con un usuario base, que no es beneficiario del BS y no participa en un autoconsumo. Se han considerado tres configuraciones: usuario no beneficiario del BS con participación en un autoconsumo (PV), usuario beneficiario del BS sin participación en un autoconsumo (BS) y usuario beneficiario del BS con participación en un autoconsumo (PV+BS). En los casos de beneficiarios del BS, se han evaluado todas las tipologías de usuarios (C1-C8), considerando las condiciones previas y vigentes del BS. En este caso, los cálculos se han realizado empleando los criterios

de la facturación del BS según la tipología de usuario, descritos en la Introducción. A cada usuario participante en el autoconsumo colectivo se asigna una cuota correspondiente a la energía generada por 1 kWp, sin ninguna aportación económica vinculada. El análisis se ha repetido para todos los niveles de consumo, y para cada uno de ellos se ha asignado el perfil de consumo promedio de los perfiles estocásticos correspondientes.

Análisis autoconsumo colectivo

En el análisis del autoconsumo colectivo consiste en dos escenarios, uno compuesto en su totalidad por usuarios beneficiarios del BS (100BS) y otro en que estos representan solamente 20% del número total de participantes (20 BS). El número de usuarios por tipología es proporcional a la distribución de un estudio sobre familias en pobreza energética en Barcelona (Ortiz *et al.*, 2021). Además, los usuarios se han distribuido de manera igualitaria por categorías de vulnerabilidad (V y VS), dado que las estadísticas a nivel nacional de beneficiarios del BS indican esta proporción (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2024).

Para seleccionar los perfiles de consumo para cada tipología de usuario, se ha tenido en cuenta el criterio de personas que componen la unidad familiar, dado que el modelo estocástico utilizado tiene en cuenta la ocupación de la unidad consumidora. Igualmente, se han validado los valores de consumo anual total con los valores obtenidos a través de datos reales para familias en pobreza energética en Barcelona (Ortiz *et al.*, 2021). El mismo consumo se ha aplicado a usuarios V y VS, ya que el límite de consumo anual para aplicación del BS no diferencia entre estas dos categorías. A los usuarios no beneficiarios del BS (C9) se han asignado perfiles con consumo promedio de 2,200 kWh al año, que corresponde al consumo anual promedio por vivienda en Cataluña (Instituto Nacional de Estadística, 2021). La Tabla 21 resume la distribución de usuarios para cada escenario y el consumo promedio por usuario según su tipología.

Tabla 21. Número de usuarios y consumo promedio anual por usuario según su tipología.

Tipología	**Consumo promedio anual por usuario [kWh/año]**	**Número de usuarios**	
		100BS	20BS
C1y C2	1,500	20	4
C3 y C4	2,000	15	3
C5 y C6	2,500	5	1
C7 y C8	3,000	10	2
C9	2,200	0	80

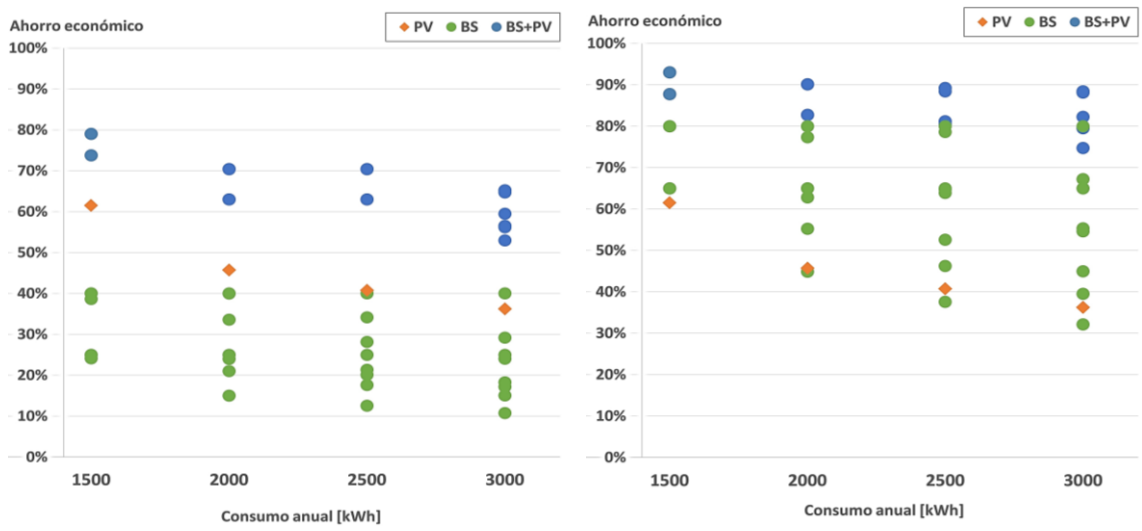
Para proponer las cuotas anuales de participación en el autoconsumo colectivo, se han evaluado dos tipos: cuota única y cuota diferenciada por tipología de usuario. Respecto a la cuota anual única, se ha estimado un valor inicial repartiendo igualmente entre los usuarios la suma del CAPEX anualizado y del OPEX. Sin embargo, buscando tener en cuenta

la actualización del valor del dinero, se ha calculado el aporte total, es decir, la suma de las cuotas de participación de todos los usuarios, necesario para que el VAN sea nulo al final del periodo de análisis. Esta situación representaría la mínima viabilidad del proyecto, y cualquier aporte superior a esto representaría beneficios para el promotor. Para esto, se ha ejecutado una optimización utilizando la biblioteca Scipy Optimize, más específicamente la función root_scalar, que encuentra las raíces de una función, en este caso a través del método de la secante (SciPy Community, 2024). La cuota anual única se ha obtenido repartiendo el aporte total mínimo por el número total de usuarios. En el caso de las cuotas diferenciadas por tipología de usuario, el aporte total mínimo se ha dividido por la energía total anual autoconsumida de la instalación fotovoltaica, resultando en una tarifa única por kWh. La cuota anual de cada tipología se ha obtenido aplicando la tarifa a la energía anual autoconsumida correspondiente. En el escenario 100BS se ha evaluado la posibilidad de aumentar la tarifa base para poder ofrecer un descuento para los usuarios VS. Análogamente, en el escenario 20BS se consideran dos modalidades de descuento, la primera con descuento único aplicable a todos beneficiarios del BS, y la segunda con descuento más elevado a los usuarios VS. Para cada cuota propuesta, se ha evaluado el ahorro PV promedio por usuario, que se refiere al ahorro adicional que obtendría el usuario al participar de un autoconsumo colectivo respecto a su situación anterior, con la cuota de participación ya descontada. Valores negativos de ahorro PV supondrían un aumento en la factura del usuario. Adicionalmente se presenta el ahorro BS, que hace referencia al ahorro obtenido por el usuario a través del descuento del BS, sobre todo para fines de comparación con el ahorro de usuarios no beneficiarios del BS.

RESULTADOS

Análisis ahorro individual

Los resultados del análisis de ahorro individual para distintas tipologías de usuario y niveles de consumo se presentan en las gráficas de la Fig. 46, para los casos de la situación previa (a) y vigente (b) del BS en los tres escenarios descritos anteriormente, sin aportación económica de los usuarios. Cada uno de los puntos representa una situación familiar distinta establecida por el BS, por lo que resultados iguales o similares estarán superpuestos.



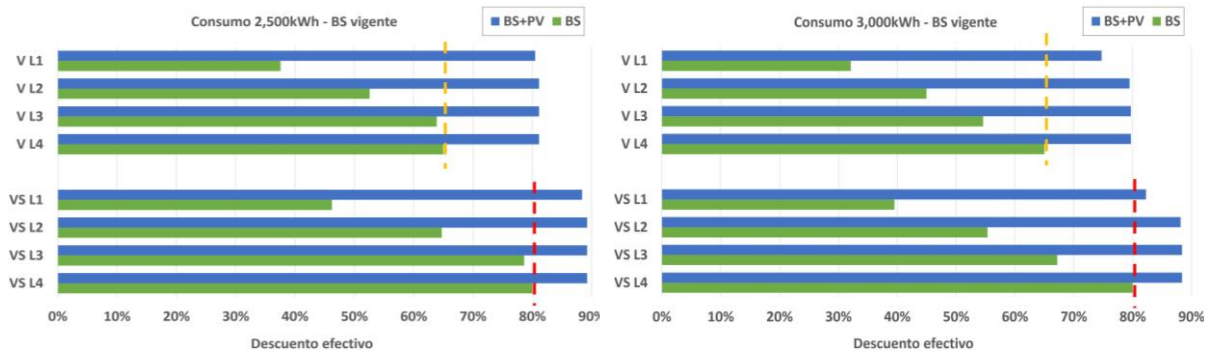
(a) (b)

Fig. 46. Ahorro económico obtenido por el usuario con distintos niveles de consumo respecto al usuario base en tres situaciones: solamente autoconsumo (PV), solamente BS (BS) y con ambos (BS+PV), para distintas situaciones familiares en la situación previa (a) y vigente (b) del BS.

En la Fig1.a (situación previa del BS), se observa que, para los consumos de 1500, 2000 y 2500 la situación PV proporciona un ahorro más elevado que BS para todas las tipologías. En el caso del consumidor con el consumo de 3000kWh, el ahorro BS supera el ahorro PV únicamente para la tipología que corresponde a una familia numerosa en vulnerabilidad severa, que combina máximos descuento y límite de consumo. En la Fig 1.b (situación vigente del BS), se observa que, para los consumos anuales de 2000, 2500 y 3000 kWh la situación BS ofrece ahorros superiores a la PV, con excepción de la tipología de usuario vulnerable con el límite de consumo más bajo. El nivel de consumo de 1500kWh presenta un ahorro más elevado en la situación BS para todas las tipologías, porque, al no sobrepasar el límite máximo de consumo, el descuento efectivo es igual al descuento determinado por la normativa del BS. El descuento efectivo se refiere al descuento que realmente perciben los usuarios sobre su consumo total, considerando que la aplicación del descuento del BS está sujeta a un límite de consumo anual.

Respecto a la situación BS+PV, para la situación previa (a) el ahorro es notablemente más elevado para el consumo más bajo, lo que se debe al porcentaje de autoconsumo más elevado para esta tipología, como consecuencia del reparto igualitario de energía. En general, los incrementos del escenario BS+PV respecto al BS son más significativos en la situación previa, debido a que en la vigente los descuentos y límites de consumo son más elevados. El incremento promedio es de 42% (V) y 37% (VS) para la situación previa y 25%(V) y 20%(VS) para la vigente.

La gráfica de la Fig. 47 enseña el porcentaje efectivo de descuento para los dos niveles más altos de consumo en la situación vigente. Se puede observar como el descuento efectivo disminuye a medida que los consumo son más elevados. Claramente, cuanto más bajo el límite, mayor diferencia hay entre el descuento efectivo y el descuento que determina la normativa del BS, y mayor el incremento de la situación BS+PV respecto a la BS.



(a) (b)

Fig. 47. Descuento efectivo en la situación vigente para los escenarios BS y BS+PV, con consumo total anual 2,500 kWh (a) y 3,000 kWh (b), las líneas punteadas indican el descuento fijado por la normativa del BS.

Análisis autoconsumo colectivo

La cuota única anual inicial estimada es de 60€, pero este valor conlleva a un VAN negativo, lo que supondría una subvención del 26% del CAPEX para la mínima viabilidad. El aporte total mínimo (VAN=0) es de 7,348€, que, en la modalidad de cuota única, repercutiría a cada usuario una cuota anual de 73.50€.

Escenario 100BS

La Tabla 22 detalla el ahorro PV promedio por usuario y total de la CE para la distribución del escenario 100 BS sin cuota y en dos opciones de cuota única. Para la situación previa (a), el ahorro PV total CE se reduce en 46% con cuota de 60€ y en 57% con cuota de 73.50€. En los dos casos el ahorro PV anual promedio por usuario es positivo para todas las tipologías. En la situación vigente (b), el ahorro PV total CE es negativo para las dos cuotas únicas evaluadas. Además, las dos cuotas implican valores negativos de ahorro PV anual promedio por usuari, la de 60€ solamente para tipologías VS y la de 73.50€ para todas tipologías. Los usuarios con ahorros negativos tendrían un aumento en su factura respecto a su situación anterior.

Tabla 22. Escenario 100 BS – Ahorro PV anual promedio para cada tipología de usuario con distintas opciones de cuota para la situación previa (a) y vigente (b) del BS.

	Ahorro PV anual promedio por usuario [€]					
	Sin Cuota		**Cuota única 60€**		**Cuota única 73.5€**	
	a	**b**	**a**	**b**	**a**	**b**
C1	132.48	60.59	72.48	0.59	59.00	-12.91
C2	113.86	36.84	53.86	-23.16	40.38	-36.66
C3	142.56	63.38	82.56	3.38	69.08	-10.12
C4	119.69	36.31	59.69	-23.69	46.21	-37.19
C5	146.04	66.87	86.04	6.87	72.56	-6.63

C6	119.17	38.26	59.17	-21.74	45.69	-35.24
C7	153.96	71.85	93.96	11.85	80.48	-1.65
C8	123.17	41.06	63.17	-18.94	49.69	-32.44
Total CE	12,957.87	5,098.66	6,958.00	-901.34	5,609.00	-2251.34

Respecto a las cuotas diferenciadas por tipología, para la situación previa, la tarifa única mínima sería de 0.096€/kWh. La tarifa diferenciada calculada para poder aplicar un descuento de 20% para los usuarios VS es de 0.1066€/kWh. Las cuotas finales para la situación previa se pueden observar en la Tabla 23, así como el ahorro anual promedio por usuario para cada tipología. Con la tarifa única, los usuarios con consumo más alto tienen una cuota más alta, lo que impacta principalmente a los usuarios vulnerables severos, dado que su ahorro inicial era más bajo. Sin embargo, estos tienen el ahorro BS más alto, debido a los descuentos diferenciados por vulnerabilidad. La tarifa con 20% de descuento para los VS resultan en cuotas que reducen la discrepancia en los ahorros PV entre usuarios V y VS. La variación promedio respecto al caso de tarifa única es de -13% para los usuarios V y 21% para los VS.

Tabla 23. Escenario 100 BS - cuotas anuales y ahorros PV y BS para la situación previa del BS.

		Tarifa única		**Tarifa 20% descuento VS**	
Tipología de usuario	**Ahorro BS anual promedio por usuario BS[€]**	**Cuota anual por usuario [€]**	**Ahorro PV anual promedio por usuario [€]**	**Cuota anual por usuario [€]**	**Ahorro PV anual promedio por usuario [€]**
C1	57.60	63	69.53	70	62.54
C2	92.16		50.91	56	57.91
C3	81.51	75	67.84	83	59.53
C4	130.42		44.96	66	53.27
C5	99.92	81	64.95	90	55.94
C6	159.87		38.08	72	47.09
C7	126.27	89	65.08	99	55.21
C8	202.03		34.29	79	44.17
Total CE	10,755.29	7,348	5,609.80	7,348	5,609.80

Para situación vigente del BS, no es posible encontrar una tarifa que resulte en VAN nulo y ahorro PV total positivo. En el caso extremo que los usuarios no tuvieron su factura alterada, es decir, ahorro PV nulo, sería necesario un 53% de subvención en el CAPEX para la viabilidad mínima (NPV=0).

Escenario 20BS

Dado que se ha demostrado la viabilidad del escenario 100BS en las condiciones previas del BS, el escenario 20BS se analiza solamente para las condiciones vigentes. Con la cuota única de 60€ nuevamente el ahorro es negativo para todos usuarios VS, sin embargo, el ahorro total se incrementa en 19% respecto a la misma cuota del escenario 100BS en las condiciones previas del BS. La cuota única de 73.50€ resulta en ahorro negativo para todos los usuarios beneficiarios del BS y el ahorro total es 24% superior al escenario 100BS en las condiciones previas.

Para las cuotas diferenciadas con tarifa única, la tarifa mínima en este escenario es de 0.0916€/kWh, 5% inferior que la del escenario 100BS, lo que se debe que la energía total autoconsumida aumenta con la inclusión de usuarios no beneficiarios del BS. El ahorro PV total CE es positivo y el ahorro PV de los usuarios solamente es positivo para el usuario no beneficiario del BS (C9) y para el C1, aunque este tiene un ahorro muy bajo. Se calculan las tarifas con descuento para los usuarios BS, y los resultados son 0.1034€/kWh con 60% de descuento para todos usuarios BS y 0.1057€/kWh, con 60% de descuento para V y 80% para VS. Los resultados para las dos cuotas diferenciadas por tipología se resumen en la Tabla 24.

Tabla 24. Escenario 20 BS - cuota y ahorro PV y BS en dos modalidades de cuotas diferenciadas.

		Tarifa descuento 60%V y VS		**Tarifa descuento 60%V/80%VS**	
Tipología de usuario	**Ahorro BS anual promedio por usuario [€]**	**Cuota anual [€]**	**Ahorro PV anual promedio por usuario [€]**	**Cuota anual [€]**	**Ahorro PV anual promedio por usuario[€]**
C1	173.05	27	33.27	28	32.68
C2	212.98	27	9.46	14	22.68
C3	230.59	32	31.71	33	31.00
C4	283.81	32	4.77	16	20.53
C5	264.02	35	31.65	36	30.89
C6	324.95	35	3.20	18	20.19
C7	331.98	39	33.63	40	32.78
C8	408.59	39	2.65	20	21.55
C9	-	84	82.15	86	80.30
Total CE	5,152.66	7,348	6,959.60	7,348	6,959.60

DISCUSIÓN Y CONCLUSIONES

A partir del análisis de ahorro individual en las condiciones previas del BS, se puede concluir que para consumidores que sobrepasan el límite anual de consumo establecido en función de su situación familiar puede ser rentable sustituir el BS por la participación en un autoconsumo colectivo. Para todos los usuarios combinar el BS con el autoconsumo colectivo es la situación óptima en este caso. En las condiciones vigentes del BS, debido a los descuentos y límites de consumo más elevados, la situación combinada (BS+PV) resulta beneficiosa sobre todo para aquellos usuarios cuyo consumo excede el límite de consumo establecido en función de su situación familiar. Esto representa una oportunidad interesante para el combate de la pobreza energética, de modo que los usuarios vulnerables podrían acceder a niveles de consumo adecuados sin que esto implicara un esfuerzo económico desproporcionado. Cabe reforzar que este análisis se aplica si no hay costes asociados para el usuario, como podría ser el caso de un autoconsumo impulsado por la administración pública que destina parte de la energía a hogares vulnerables.

Del análisis de autoconsumo compartido se puede concluir que un escenario compuesto 100% de usuarios beneficiarios del BS solamente es viable en las condiciones previas del BS. En este escenario se ha impuesto que el VAN fuera nulo para verificar los valores mínimos de aporte, sin embargo, en este caso específico, se podría valorar un aumento de las cuotas para tornar el escenario más atractivo al inversor. En cuanto al escenario 20BS en las condiciones vigentes del BS, las cuotas diferenciadas son las que permitirían a los usuarios beneficiarios del BS obtener un ahorro económico adicional por participar en un autoconsumo colectivo. Esto se da gracias a la mayor aportación de los usuarios no beneficiarios del BS, que son mayoría en este escenario. Las cuotas propuestas con la consideración de VAN nulo no representan una inversión atractiva, pero podría ser viable en el caso que el promotor fuera la administración pública o una comunidad energética que quiera reinvertir sus ganancias en proyectos locales. Además, los resultados de este escenario muestran margen para aumentar las cuotas para alcanzar un VPN positivo y a su vez continuar proporcionando ahorros para los usuarios.

El presente trabajo muestra como las comunidades energéticas pueden ser una medida para contribuir a la reducción de la pobreza energética, existiendo una amplia variedad de configuraciones para alcanzar este objetivo. Algunas de las posibles alternativas a analizar podrían ser, por un lado, buscar el objetivo de que todos los usuarios tuvieron el mismo ahorro económico, o buscar maximizar el ahorro total a través de coeficientes de reparto distintos.

REFERENCIAS

Cíclica and IREC (2024). Som Comunitat Energètica. Disponible en: https://somcomunitatenergetica.cat/

DellaValle, N. and Czako, V. (2022). Empowering energy citizenship among the energy poor, *Energy Research & Social Science*, 89, p. 102654.

Eurostat (2024a). Arrears on utility bills - EU-SILC survey.

Eurostat (2024b). Inability to keep home adequately warm - EU-SILC survey.

IDAE (2011).Proyecto SECH-SPAHOUSEC - Análisis del consumo energético del sector residencial en España.

Instituto de Estadística de Cataluña (2023). Encuesta de condiciones de vida.

Instituto Nacional de Estadística (2021). Viviendas por intensidad de uso a partir del consumo eléctrico - Censo de Población y Viviendas 2021.

Jefatura del Estado (2018). Real Decreto-ley 15/2018. Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado: Madrid, España- Volumen 242, p. 97430.

Jefatura del Estado (2022). Real Decreto-ley 18/2022. Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado: Madrid, España- Volumen 251, p.1.

Joint Research Centre (2024) 'PVGIS data sources & calculation methods'. Disponible en: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/

Koukoufikis, G. *et al.* (2023). Energy communities and energy poverty: the role of energy communities in alleviating energy poverty. Joint Research Centre. Disponible en: https://data.europa.eu/doi/10.2760/389514 .

Ministerio de Energía Turismo y Agenda Digital—España (2017). Real Decreto 897/2017.

Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado: Madrid, España- Volumen 242, p.97743.

Ministerio para la Transición Ecológica (2019). Real Decreto 244/2019. Agencia Estatal

Boletín Oficial del Estado: Madrid, España- Volumen 83, p.35674.

Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (2024). Datos de beneficiarios del bono social. Disponible en: https://www.miteco.gob.es/es/energia/energia-electrica/bono-social/datos-beneficiarios-bono-social.

Ortiz, J. *et al.* (2021). Tackling Energy Poverty through Collective Advisory Assemblies and Electricity and Comfort Monitoring Campaigns, *Sustainability*,13(17), p. 9671.

SciPy Community (2024). SciPy Version: 1.12.0 [Software]. Disponible en: https://scipy.org/.

Tejero, A., Ortiz, J. and Salom, J. (2018). Evaluation of occupancy impact in a residential multifamily nZEB through a high resolution stochastic model., in *Proceedings of BSO 2018: 4th Building Simulation and Optimization Conference,* Cambridge (UK), pp. 679–687.

ANÁLISIS Y DEFINICIÓN DE INDICADORES DEL IMPACTO SOCIO-ECONÓMICO DE LAS COMUNIDADES ENERGÉTICAS FOTOVOLTAICAS: CASO PRÁCTICO PARA LA COMARCA DE CALATAYUD

Sanz-Cuadrado C.*, Narvarte L.*, Martí A.*, Cristóbal A.B.*

*Instituto de Energía Solar, Universidad Politécnica de Madrid, C/Alan Turing s/n, 28031 (Madrid), España, cristina.sanzc@upm.es, luis.narvarte@upm.es, antonio.marti@upm.es, anabelen.cristobal@upm.es

RESUMEN

El objetivo principal de este trabajo es establecer una metodología de evaluación del impacto socioeconómico de proyectos de Comunidades Energéticas para maximizar el beneficio local y facilitar la toma de decisiones que beneficien a las comunidades involucradas. Para ello, se analiza el potencial de estas comunidades en la gestión y valorización de los excedentes fotovoltaicos en el caso concreto de la comarca de Calatayud, compuesta por 67 municipios, zona rural y en despoblación. Se establecen tres escenarios de valorización de los excedentes: venta a red, almacenamiento en baterías y en hidrógeno y se dimensionan las instalaciones fotovoltaicas para cada pueblo. Se realiza un análisis económico de cada escenario, calculándose el Valor Actual Neto y la Tasa Interna de Retorno, para estudiar la viabilidad financiera de los proyectos. Finalmente se evalúa el impacto social a través de una serie de indicadores sociales como empleo, desarrollo económico, acceso a la energía y participación comunitaria, entre otros.

PALABRAS CLAVE: Comunidades Energéticas, Impacto socioeconómico, Autoconsumo, Energía Solar

ABSTRACT

The main objective of this paper is to establish a methodology for assessing the socio-economic impact of Energy Communities to maximize the local benefits and facilitate the decision-making process. We analyze the potential of the surplus management and valorization of photovoltaic energy, focusing on the case of the Calatayud region, consisting of 67 municipalities in rural and depopulated areas. For each village, the photovoltaic facilities are dimensioned and three scenarios for surplus valorization are defined: direct selling, batteries storage, and hydrogen storage. An economic assessment of each scenario is conducted, calculating the Net Present Value and Internal Rate of Return to assess the financial feasibility of the projects. Finally, the social impact is evaluated considering different social indicators such as employment, economic development, energy access, and community participation, among others.

KEYWORDS: Energy Communities, Socio-economic Impact, Self-consumption, Solar Energy

INTRODUCCIÓN

Uno de los potenciales de las Comunidades Energéticas (CEs) reside en la valorización de los excedentes. Existen diferentes modos de gestionar estos excedentes: venta directa y almacenamiento son los más comunes. Dentro del caso de venta directa se encuentra también el mecanismo de compensación simplificada, y, por otro lado, existen diferentes sistemas de almacenamiento (Dehghani-Sanij et al., 2019; Pellow et al., 2015) de los cuales, nos centraremos en las baterías y el hidrógeno (H_2) en nuestro estudio, ya que las baterías tienen un gran potencial de comercialización y están altamente desarrolladas debido a sus amplias ventajas (Zhang et al., 2018), y el creciente desarrollo tecnológico del H_2 está permitiendo reducir su costo y tiene potencial como vector de energía prometedor para diferentes usos finales (Vartiainen et al., 2022). A continuación, se detallan las ventajas y desventajas de cada una de estas formas de valorización de los excedentes.

La venta a la red permite a los usuarios vender los excedentes de electricidad directamente a la red, el precio de venta se establece en el mercado y hay que considerar un 7% de impuestos de generación y un peaje de acceso a la red de 0,5 €/MWh. Este método conlleva una serie de requisitos administrativos y técnicos, aunque no existen limitaciones en las ganancias totales según la capacidad instalada, y no se aplican restricciones de facturación mensual. Por otro lado, en la compensación simplificada, los ingresos generados por la venta de electricidad a la red se descuentan directamente de la factura mensual de electricidad. Esta opción ofrece algunas ventajas: reduce los requisitos administrativos y técnicos, facilita su implementación, exime la electricidad exportada de cargos de acceso a la red e impuestos de generación, y las ganancias se consideran ahorros y no están sujetas a impuestos. Sin embargo, también tiene algunas limitaciones: está restringido a una capacidad instalada máxima de 100 kWp, y los ahorros máximos por la venta de electricidad no pueden superar el costo de la electricidad comprada a la red, lo que significa que la factura no puede ser negativa debido a que algunos elementos, como la potencia contratada o ciertos impuestos, no pueden compensarse (Dasí-Crespo et al., 2023; López Prol & Steininger, 2020). Dasí-Crespo et al. compararon estos dos casos concluyendo que con la compensación simplificada los costos anuales de electricidad y el periodo de amortización son mayores que con la opción de venta directa. López Prol y Steininger afirman que la opción de compensación simplificada proporciona un mayor rendimiento, pero los beneficios totales están limitados por el valor de la cantidad de electricidad de la factura.

Por otro lado, la razón del almacenamiento de energía puede justificarse porque las fuentes de energía renovable presentan desafíos significativos para los operadores de red: producción intermitente debido a la variabilidad del clima y la discrepancia entre la producción y la demanda máximas, entre otros factores, que pueden conducir a la inestabilidad de la red o precios negativos. El almacenamiento de energía a escala de red es una solución para fomentar la expansión de estas fuentes de energía de bajas emisiones y disponer de energía limpia en períodos desfavorables para la generación renovable (Pellow et al., 2015; Zhang et al., 2018). En este estudio, nos vamos a centrar en las baterías Li-ion ya que son las más desarrolladas comercialmente y ofrecen mayor potencial para esta aplicación. Se utilizan en vehículos eléctricos y dispositivos electrónicos de pequeña

escala, además de estar en fase de desarrollo en sistemas renovables. Entre sus ventajas se incluyen una larga vida útil, un amplio rango de temperatura de operación, carga rápida, alta densidad de energía y alta eficiencia. Por otro lado, entre sus desventajas encontramos el alto costo inicial y las necesidades frecuentes de carga (Dehghani-Sanij et al., 2019; Zhang et al., 2018). Las eficiencias están en torno al 90-94% y los costos del sistema entre 540-3600€/kWh (Dehghani-Sanij et al., 2019; May et al., 2018; Zhang et al., 2018; Zsiborács et al., 2018). Gallego-Castillo et al. reportaron que, aunque el almacenamiento con baterías implica costos adicionales, se vuelve financieramente viable a medida que aumentan los costos de la tecnología solar, ya que la mayor remuneración por los excedentes almacenados compensa la inversión. Finalmente, al evaluar el potencial de las baterías para la comunidad energética, estas no solo servirían para satisfacer la demanda de los usuarios en períodos en los que no se genera energía solar, sino también para implementar instalaciones como puntos de recarga de vehículos eléctricos. Como comparación entre vehículos eléctricos y de H_2, tanto coches y autobuses como camiones, se ha encontrado en la literatura que la eficiencia de los vehículos eléctricos de batería es aproximadamente el doble que la de los vehículos de H_2, por lo que los fabricantes optan por vehículos eléctricos de batería en lugar de vehículos de H_2 (Vartiainen et al., 2022).

Las ventajas del H2, a su vez, incluyen una alta densidad de energía (33 kWh/kg) en comparación con combustibles fósiles como el diésel (12 kWh/kg) (Berrada & Laasmi, 2021), el metano (13,9 kWh/kg), la gasolina (12,06 kWh/kg) o el metanol (5,54 kWh/kg) (Fuels - Higher and Lower Calorific Values, 2003). Es un almacenamiento distribuido, tiene potencial para otros usos más allá de la conversión eléctrica directa, y su impacto ambiental es menor que el de otros combustibles. Por otro lado, el H2 tiene una baja densidad de gas (0,090 kg/m3) en comparación con la densidad líquida (71 kg/m3), esto significa que el gas de H2 tiene una densidad de energía más baja que el H2 líquido (Berrada & Laasmi, 2021). Además, el H2 tiene baja eficiencia, altos costos de inversión, y la madurez de las tecnologías de baterías no permite su desarrollo y competencia (Dehghani-Sanij et al., 2019). Para la obtención de H2 verde es preciso un electrolizador para dividir el agua en sus componentes de H2 y oxígeno utilizando electricidad proveniente de la energía solar, un proceso electroquímico de cero emisiones. Almacenar energía en H2 proporciona una densidad energética mucho mayor que cualquier otro sistema de almacenamiento de energía. La reacción electroquímica que ocurre en un electrolizador es la reacción opuesta a la que sucede en una batería. La eficiencia teórica de los electrolizadores es del 80-85% (Berrada & Laasmi, 2021). Además, es necesario conocer la relación entre la electricidad requerida y el H2 producido en las celdas de combustible: dependiendo del electrolizador, estos valores pueden ser de 45-83 kWh/kgH2 (International Renewable Energy Agency (IRENA), 2021; Tang et al., 2022). Al considerar el costo del H2 solar, Vartiainen et al. explicaron en su estudio que el costo actual está alrededor de 31-80 €/MWhH2 en diferentes ubicaciones y reportaron que actualmente no es competitivo producir H2 verde. Sin embargo, el método de producción de H2 solar mediante electrólisis está aumentando, lo que permitirá que sea un combustible competitivo en el mercado. Se deben considerar los costos de los electrolizadores que dependiendo de la tecnología varían 477-5540 €/kW (International Energy Agency (IEA), 2019). Además, del precio de H2 por kilogramo que ronda los 1-30,4 €/kgH2 (Berrada & Laasmi, 2021; Jang et al., 2022; Shaner et al., 2016; Tang et al., 2022; Vartiainen et al., 2022). El uso de H2 en el transporte se compara con otros combustibles:

aunque el H2 es más eficiente que la gasolina en energía por masa (2,6 veces más), requiere mayor volumen para almacenar la misma energía, limitando el tamaño de vehículos (Sharma & Ghoshal, 2015); comparado con motores diésel (con eficiencias inferiores al 40% y altas temperaturas que emiten contaminantes), las celdas de combustible de H2 (60-80% eficientes, emiten solo agua) son más limpias y eficientes. Además, muestra una reducción del 82% en consumo de energía por 100 km al usar H2 en camiones pesados (Lao et al., 2021). Finalmente cabe destacar el uso del H2 en agricultura (síntesis de amoníaco), refinación de metales, fabricación de acero, productos químicos y combustibles alternativos (Berrada & Laasmi, 2021; International Energy Agency, 2021; Vartiainen et al., 2022; Zaik & Werle, 2023; Sharma & Ghoshal, 2015; Zaik & Werle, 2023). El H2 puede almacenar energía, ser combustible, o usado en aplicaciones industriales y agrícolas, lo que sugiere un gran potencial multiusos.

Por otro lado, es importante considerar el impacto social de las CEs. Con el objetivo de "*volver a habitar los pueblos de España*" (JALON, 2022) se ha realizado una revisión de la literatura de un conjunto de indicadores sociales que son útiles al analizar los diferentes escenarios propuestos. Primero, se realizó una revisión bibliográfica de diferentes indicadores sociales asociados con CEs, proyectos comunitarios, bioenergía, agricultura social, etc. Este tipo de proyectos tienen un impacto en ambas direcciones: desde la comunidad hacia los individuos y desde los individuos hacia la comunidad. Una vez identificados, los indicadores se clasificaron en ocho categorías según su impacto en la comunidad: empleo, desarrollo económico, aceptabilidad social, acceso a la energía, información y educación, participación, desarrollo de la sociedad e impactos en el comportamiento. También, se han clasificado en tres grupos principales: bienestar individual (donde el enfoque se centra en el beneficio individual de las personas en términos de éxito, educación, salud y bienestar), bienestar comunitario (donde los factores se refieren a la dimensión social que afecta a una comunidad o región determinada) e impactos en la sociedad (encontramos los indicadores relacionados con un impacto más allá de la comunidad o región, aquellos que permiten superar desafíos sociales a escala global más amplia) (Sanz-Cuadrado & Cristóbal, 2024).

METODOLOGÍA

En este trabajo se ha desarrollado una metodología para evaluar el impacto socioeconómico de las CEs con el objetivo de comprender el impacto de las CEs a gran escala. Para ello, se consideran los excedentes de una CE fotovoltaica (FV) y se evalúa el impacto económico y después, el impacto social, dando valor monetario a los indicadores sociales.

Para ello se han identificado tres escenarios de valorización de los excedentes de una instalación FV. El primero evalúa estos excedentes al venderlos a la red, donde el dinero obtenido se puede invertir en la comunidad: inversiones en infraestructura local, creación de negocios, etc. El segundo escenario considera el almacenamiento de los excedentes en baterías, en este caso, la electricidad se utilizará cuando se necesite de nuevo en forma de electricidad y también puede utilizarse para vehículos eléctricos. Finalmente, el último escenario considera el almacenamiento de los excedentes en forma H_2 utilizando un

electrolizador, entonces, el H_2 puede ser utilizado de diferentes maneras para explorar su potencial: utilizado como combustible renovable en pilas de combustible, transformado de nuevo en electricidad, transformado en productos orgánicos como fertilizantes, etc. Los diferentes productos obtenidos almacenando electricidad en forma de H_2 también pueden aumentar el valor local.

El caso analizado en este estudio se ubica en España, en la región de Calatayud, que consta de 67 pueblos. Las siguientes subsecciones identifican los impactos tecno-económicos y sociales de los diferentes escenarios planteados para la generación de valor monetario y social para la CE.

Impacto tecno-económico

Para el análisis del impacto tecno-económico se evalúan para todos los escenarios los costos de las instalaciones para cada escenario. Todos los escenarios tienen en común las instalaciones FV. Hemos considerado instalaciones con capacidades de 3, 15 y 60 kWp, con costos de 1,84; 1,15 y 0,74 €/Wp, respectivamente. Teniendo en cuenta estos datos, hemos calculado la capacidad necesaria para cada pueblo según sus necesidades. De esta manera, se dimensionan las instalaciones de FV y se calcula el costo total. Además, particularmente para cada escenario se comparan las eficiencias de las diferentes tecnologías y sus costes.

Escenario 1

En el caso de la venta a la red (escenario 1A), el pago recibido por la venta de excedentes está vinculado al precio de la energía de mercado. Se ha considerado un valor promedio de venta a la red de 0,0871€/kWh (Red Eléctrica, 2023b) y de 0,1468€/kWh (Red Eléctrica, 2023c) para la compra de energía de la red. Por otro lado, el sistema de compensación simplificada (escenario 1B) solo es válido para instalaciones por debajo de 100 kWp (Boletín Oficial del Estado, 2019), por lo que este escenario solo se utilizará para aquellos pueblos con esa capacidad. En estos casos, el valor promedio es de 0,0857€/kWh (Red Eléctrica, 2023a), considerando los impuestos, esta modalidad no obtiene ningún beneficio monetario. En el estudio realizado por Dasí-Crespo se concluye que la factura anual de los usuarios se reduce mediante el autoconsumo y es menor si se opta por la venta a la red en lugar de compensar los excedentes.

Además, hemos considerado una serie de gastos comunes de autoconsumo (15,62% del precio de venta) y, en el caso de la venta a la red, una tasa de producción de energía del 7% y una tarifa de acceso a la red de 0,5€/MWh.

Escenario 2

Para evaluar el impacto económico de este escenario, se debe considerar el precio de las baterías: 129€/kWh (BloombergNEF, 2023) y su eficiencia promedio: 92%. Se proponen tres casos bajo este escenario: el escenario 2A dimensiona el almacenamiento de todo el excedente en baterías, se trata de un caso sobredimensionado ya que el consumo de energía de las baterías es inferior al 50%; el escenario 2B analiza el almacenamiento del

excedente de energía solar para no tener que comprar electricidad de la red, es decir, las instalaciones se dimensionan para almacenar el 66% de la energía que los consumidores suelen comprar a los proveedores y el excedente restante se vende a la red, considerando impuestos; y el escenario 2C evalúa el potencial de instalar puntos de carga para vehículos eléctricos, considerando solo aquellos pueblos cercanos a carreteras de alto tráfico (A2, A-202 y N-234). La eficiencia de los puntos de carga es del 45-50%, multiplicada por el excedente de producción de energía solar, determina la cantidad de energía disponible para suministrar a los automóviles eléctricos. Finalmente, se vende a los usuarios a 0,5€/kWh (European Comission, n.d.). Además, se debe considerar el precio de los puntos de carga: 2000€ cada uno (CharBox, n.d.). Hemos considerado un mínimo de 2 puntos de recarga y un máximo de 8 para cada pueblo, teniendo en cuenta la producción de energía, y el excedente se vende a la red, considerando impuestos.

Escenario 3

Finalmente, es escenario 3 presenta en almacenamiento en forma de H2 en dos casos. El escenario 3A consiste en la utilización de los excedentes para almacenar H2 y utilizarlo para estaciones de repostaje de H2 o “hidrolineras”. Se consideran solo aquellos pueblos cercanos a las carreteras principales, como en el escenario 2C y con capacidad suficiente para la instalación de una hidrolinera; hay dos casos: 20 kgH2 (tipo 1) y 60 kgH2 (tipo 2). Además, se considera la capacidad de almacenamiento para vehículos ligeros (5 kgH2) y vehículos pesados (30-35 kgH2). La eficiencia de las hidrolineras es de 64 kWh/kgH2, lo que significa que 1 kg de H2 se produce con 64 kWh de electricidad. Por lo tanto, las estaciones tipo 1 requieren un excedente mínimo de FV de 1280 kWh, y las estaciones tipo 2 requieren 3840 kWh. Si hay electricidad adicional proveniente de la producción de FV, se vende a la red, incluidos impuestos. Finalmente, el H2 se vende en las hidrolineras a 10 €/kgH2 (Cano, 2021). El precio de las hidrolineras se ha estimado en base a un estudio realizado por Repsol, con el costo de instalación promedio para estaciones de repostaje de 100 kgH2 (Griñán, 2023). Por otro lado, el escenario 3B analiza el potencial de producir H2 a partir de un proceso electrolítico y transformarlo en amoníaco (NH3) para usarlo en la industria de fertilizantes. Hemos calculado la producción de H2 con el excedente de FV y la cantidad de H2 necesaria para producir fertilizantes. Los fertilizantes basados en H2 son fertilizantes de NH3, que se forman con H2 y nitrógeno (N2). El H2, en nuestro caso, proviene de la electrólisis del agua, por lo que será H2 verde, en otros casos no renovables se obtiene a partir de gas natural. El N2, por otro lado, se obtiene del aire. Para obtener H2, es necesario un electrolizador, se consideran los datos promedio para electrolizadores de membrana polimérica protónica (PEM) y alcalinos: la eficiencia del electrolizador se estima en 64 kWh/kgH2 y el costo se calcula en función de las predicciones de precios de electrolizadores, tomando el valor para el año 2022 (Rouwenhorst et al., 2022): 669,1€/kW, incluido el compresor. El consumo de agua del electrolizador es de 0,01054 m3/kgH2 y el costo del agua es de 1,52 €/m3 (el precio del agua en la región de Aragón) (Zvik, 2024). Para almacenar H2 en un tanque se necesita un compresor, con un 88% de eficiencia y un consumo de energía de 4 kWh/kgH2 comprimido (Danish Energy Agency, 2018). Para los tanques, hemos seleccionado un tanque de tipo I (para menos de 250 bar) cuyo costo es de 500 €/kgH2. Para la producción de NH3 se requiere un reactor de Haber-Bosch y una unidad

de separación de aire (para obtener el N2): consumo del reactor de Haber-Bosch (0,6 kWh/kgNH3 producido) y el consumo de una unidad de separación de aire (ASU) para obtener nitrógeno (0,119 kWh/kgN2) (Cesaro et al., 2021), el precio del reactor y la ASU se estima en 870€/kW (Ikäheimo et al., 2018). La energía utilizada para suministrar estos consumos se compra a la red, ya que no hay suficiente excedente para todo el proceso. Además, la relación entre las materias primas es: 5,7 kgNH3/kgH2 y 4,7 kgN2/kg H2. Finalmente, para evaluar si el balance es viable, transformamos la cantidad de NH3 producido en valor monetario: 976,6 €/ton de NH3 (Rouwenhorst et al., 2022).

Impacto social

La evaluación del impacto social es compleja, se han considerado los indicadores sociales mencionados anteriormente y se han ordenado de forma que se evalúa el impacto social según influya más en la región o en los miembros de la CE de forma individual.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

En esta sección se realiza la evaluación económica de los escenarios planteados en el estudio para los pueblos de la comarca de Calatayud. Se han dimensionado las instalaciones considerando los consumos anuales totales para cada municipio en los sectores residencial, industrial y servicios. Se ha tenido en cuenta que un 14% de esos consumos son los pertenecientes a la comunidad energética para cada pueblo (*DATADIS*, 2022) y se ha asumido que el 34% de la energía consumida por la CE es autoconsumida, el resto ha de ser comprada a la red (López Prol & Steininger, 2020; Red Eléctrica de España (REE), 2019).

Evaluación tecno-económica de los escenarios

Para la evaluación económica se han calculado el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el índice de rentabilidad a 28 años con una tasa de interés del 10%. A continuación, se realiza una comparación de los diferentes escenarios en 7 pueblos seleccionados por la diversidad de sus factores: número de habitantes, número de contratos, escenarios y rentabilidad de los mismos. La Tabla 1 muestra la rentabilidad de cada uno de los escenarios por pueblo. En color verde se pueden ver aquellos escenarios rentables para los pueblos y el número que aparece indica el índice de rentabilidad para ese escenario. Este índice de rentabilidad se calcula dividiendo el VAN entre la inversión inicial para cada escenario y pueblo.

Tabla 1. Rentabilidad de los pueblos seleccionados para el análisis económico

Pueblos	Índice de rentabilidad según escenario						
	1A	1B	2A	2B	2C	3A	3B
Alhama de Aragón	41,80%	-	-63,77%	-33,41%	456,22%	-13,70%	1958,41%
Aniñón	-40,24%	-	-63,97%	-33,49%	709,60%	57,60%	1958,41%
Ateca	42,11%	-	-63,87%	-33,45%	581,60%	63,71%	1958,41%
Bijuesca	-37,38%	-29,60%	-74,02%	-59,49%	-	-	1951,73%
Calatayud	41,77%	-	-63,76%	-33,40%	95,61%	229,75%	1958,41%
El Frasno	42,51%	-	-64,01%	-33,50%	718,30%	73,96%	1958,41%
Pozuel de Ariza	-32,56%	-29,51%	-76,51%	-60,77%	-	-	1951,87%

Escenario 1

En el caso de la venta directa, municipios como Alhama de Aragón, Ateca, Calatayud y El Frasno, muestran rentabilidad mientras que Aniñón, Bijuesca o Pozuel de Ariza no logran alcanzar la rentabilidad al vender la producción excedente a la red. En el caso de la compensación simplificada, solo se pueden evaluar los municipios con instalaciones por debajo de 100 kWp: Bijuesca y Pozuel de Ariza. Sin embargo, no demuestran rentabilidad económica en este escenario, ya que es necesario un pago de impuestos que no permiten una factura negativa como se ha comentado con anterioridad.

Escenario 2

En el escenario de almacenamiento con baterías 2A, se obtienen resultados no rentables para los siete municipios. Además, cabe destacar que las instalaciones están sobredimensionadas al almacenar todo el excedente de energía en baterías, ya que solo se consume la mitad. Por otro lado, en el escenario 2B, donde se estudia el almacenamiento de excedentes en baterías para evitar comprar de la red y la venta directa del resto de la energía producida, tampoco muestra rentabilidad para ninguno de los municipios. Finalmente, en el escenario 2C, que implica la instalación de estaciones de carga para vehículos eléctricos, se observa que aquellos municipios con capacidad para implementar esta infraestructura muestran viabilidad económica, con una rentabilidad notable en casos como Aniñón o El Frasno.

Escenario 3

En el escenario 3A hemos limitado, al igual que con el 2C a aquellos municipios próximos a carreteras principales con capacidad de excedentes suficientes para abastecer las

estaciones. En cuanto a la rentabilidad de este escenario, salvo Alhama de Aragón, donde la instalación no es económicamente viable, todos los demás municipios muestran rentabilidad, con Calatayud superando notablemente el 200% de rentabilidad. Finalmente, todos los municipios demuestran una rentabilidad sustancial en el escenario de fertilizantes (3B), con índices de rentabilidad en torno al 1950%. Este escenario se define como el más rentable económicamente para todos los municipios.

Evaluación social de los escenarios

Finalmente, se realizará la evaluación social de los escenarios planteados. Para ello, se está estudiando ordenar los indicadores sociales de tal forma que permitan entender y medir las diferentes etapas en las que se va a desarrollar la CE. Se han agrupado los indicadores sociales de menor a mayor impacto en seis categorías: participación, empleo, acceso a la energía, cambios de comportamiento, mejora en la economía local y creación de capacidad local. Actualmente, se está estableciendo una metodología para la medición de estos indicadores que será fruto de trabajo futuro.

CONCLUSIONES

Con este trabajo se pone de manifiesto la importancia de un análisis socioeconómico de los proyectos de CEs. La evaluación social es clave para ayudar en la toma de decisiones de los miembros de las CEs para poner en marcha acciones que beneficien a sus pueblos y generen valor local. Se ha demostrado que un análisis meramente económico resulta inconcluso para este propósito. Por ello, el futuro trabajo que se propone y se está desarrollando en este contexto de CEs rurales consiste en continuar el análisis social de los escenarios para los pueblos de la comarca de Calatayud con el fin de mostrar el impacto local que tiene cada escenario.

AGRADECIMIENTOS

Este trabajo ha recibido financiación de los proyectos europeos JALON (LIFE21-CET-ENERCOM-JALON/101076395) y AURORA-101036418 y del proyecto de la Comunidad de Madrid CEOTRESCM (Y2020/EMT-6419).

REFERENCIAS

Berrada, A., & Laasmi, M. A. (2021). Technical-economic and socio-political assessment of hydrogen production from solar energy. *Journal of Energy Storage*, *44*. https://doi.org/10.1016/j.est.2021.103448

BloombergNEF. (2023). *Lithium-Ion Battery Pack Prices Hit Record Low of $139/kWh*. https://about.bnef.com/blog/lithium-ion-battery-pack-prices-hit-record-low-of-139-kwh/

Boletín Oficial del Estado. (2019). *Real Decreto 244/2019*. https://www.boe.es/boe/dias/2019/04/06/pdfs/BOE-A-2019-5089.pdf

Cano, J. (2021, January 28). Madrid abre su propia “hidrogenera”; el coche de hidrógeno, más cerca. *El Español*. https://www.elespanol.com/motor/20210128/madrid-abre-primera-hidrogenera-coche-hidrogeno-cerca/554446376_0.html

Cesaro, Z., Ives, M., Nayak-Luke, R., Mason, M., & Bañares-Alcántara, R. (2021). Ammonia to power: Forecasting the levelized cost of electricity from green ammonia in large-scale power plants. *Applied Energy*, *282*. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.116009

CharBox. (n.d.). *Cargador para empresas con pedestal eBusiness E-30*. Retrieved February 8, 2024, from https://www.cargadorcocheelectrico.net/cargador-empresas-pedestal-ebusiness-e-30/

Danish Energy Agency. (2018). *Technology Data-Energy storage*. http://www.ens.dk/teknologikatalog

Dasí-Crespo, D., Roldán-Blay, C., Escrivá-Escrivá, G., & Roldán-Porta, C. (2023). Evaluation of the Spanish regulation on self-consumption photovoltaic installations. A case study based on a rural municipality in Spain. *Renewable Energy*, *204*, 788–802. https://doi.org/10.1016/j.renene.2023.01.055

DATADIS. (2022). https://datadis.es/queries

Dehghani-Sanij, A. R., Tharumalingam, E., Dusseault, M. B., & Fraser, R. (2019). Study of energy storage systems and environmental challenges of batteries. In *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (Vol. 104, pp. 192–208). Elsevier Ltd. https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.01.023

European Comission. (n.d.). *Electric vehicle recharging prices*. Retrieved February 9, 2024, from https://alternative-fuels-observatory.ec.europa.eu/consumer-portal/electric-vehicle-recharging-prices

Fuels - Higher and Lower Calorific Values. (2003). The Engineering ToolBox.

Griñán, G. G. (2023). *¿Dónde podre llenar mi vehículo de hidrógeno y a qué precio?* https://openroom.fundacionrepsol.com/es/contenidos/donde-llenar-vehiculo-hidrogeno-precio/#:~:text=Su%20recarga%20tiene%20lugar%20en,veh%C3%ADculos%20tanto%20p%C3%BAblicas%20como%20privadas.

Ikäheimo, J., Kiviluoma, J., Weiss, R., & Holttinen, H. (2018). Power-to-ammonia in future North European 100 % renewable power and heat system. *International Journal of Hydrogen Energy*, *43*(36), 17295–17308. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.06.121

International Energy Agency. (2021). Ammonia Technology Roadmap Towards more sustainable nitrogen fertiliser production. www.iea.org/t&c/

International Energy Agency (IEA). (2019). *The Future of Hydrogen*.

International Renewable Energy Agency (IRENA). (2021). *Making the breakthrough: Green hydrogen policies and technology costs*. www.irena.org

Jang, D., Kim, J., Kim, D., Han, W. B., & Kang, S. (2022). Techno-economic analysis and Monte Carlo simulation of green hydrogen production technology through various water

electrolysis technologies. *Energy Conversion and Management*, *258*. https://doi.org/10.1016/j.enconman.2022.115499

Lao, J., Song, H., Wang, C., Zhou, Y., & Wang, J. (2021). Reducing atmospheric pollutant and greenhouse gas emissions of heavy duty trucks by substituting diesel with hydrogen in Beijing-Tianjin-Hebei-Shandong region, China. *International Journal of Hydrogen Energy*, *46*(34), 18137–18152. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.09.132

López Prol, J., & Steininger, K. W. (2020). Photovoltaic self-consumption is now profitable in Spain: Effects of the new regulation on prosumers' internal rate of return. *Energy Policy*, *146*. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111793

May, G. J., Davidson, A., & Monahov, B. (2018). Lead batteries for utility energy storage: A review. In *Journal of Energy Storage* (Vol. 15, pp. 145–157). Elsevier Ltd. https://doi.org/10.1016/j.est.2017.11.008

Pellow, M. A., Emmott, C. J. M., Barnhart, C. J., & Benson, S. M. (2015). Hydrogen or batteries for grid storage? A net energy analysis. *Energy and Environmental Science*, *8*(7), 1938–1952. https://doi.org/10.1039/c4ee04041d

Red Eléctrica. (2023a). *PRECIO DE LA ENERGÍA EXCEDENTARIA DEL AUTOCONSUMO PARA EL MECANISMO DE COMPENSACIÓN SIMPLIFICADA (PVPC)*. ESIOS. https://www.esios.ree.es/es/analisis/1739?vis=1&start_date=01-01-2023T00%3A00&end_date=31-12-2023T23%3A55&compare_start_date=31-12-2022&groupby=day

Red Eléctrica. (2023b). *PRECIO MERCADO SPOT DIARIO*. ESIOS. https://www.esios.ree.es/es/analisis/600?vis=1&start_date=01-01-2023T00%3A00&end_date=31-12-2023T23%3A55&compare_start_date=31-12-2022&groupby=day

Red Eléctrica. (2023c). *TÉRMINO DE FACTURACIÓN DE ENERGÍA ACTIVA DEL PVPC 2.0TD*. ESIOS. TÉRMINO DE FACTURACIÓN DE ENERGÍA ACTIVA DEL PVPC 2.0TD

Red Eléctrica de España (REE). (2019). *Autoconsumo en los hogares*.

Rouwenhorst, K., Castellanos, G., International Renewable Energy Agency., & Ammonia Energy Association. (2022). *Innovation outlook : renewable ammonia*.

Sanz-Cuadrado, C., & Cristóbal, A. B. (2024). *Indicadores sociales de Comunidades Energéticas*.

Shaner, M. R., Atwater, H. A., Lewis, N. S., & McFarland, E. W. (2016). A comparative technoeconomic analysis of renewable hydrogen production using solar energy. *Energy and Environmental Science*, *9*(7), 2354–2371. https://doi.org/10.1039/c5ee02573g

Sharma, S., & Ghoshal, S. K. (2015). Hydrogen the future transportation fuel: From production to applications. In *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (Vol. 43, pp. 1151–1158). Elsevier Ltd. https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.11.093

Tang, O., Rehme, J., & Cerin, P. (2022). Levelized cost of hydrogen for refueling stations with solar PV and wind in Sweden: On-grid or off-grid? *Energy*, *241*. https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.122906

Vartiainen, E., Breyer, C., Moser, D., Román Medina, E., Busto, C., Masson, G., Bosch, E., & Jäger-Waldau, A. (2022). True Cost of Solar Hydrogen. *Solar RRL*, *6*(5). https://doi.org/10.1002/solr.202100487

Zaik, K., & Werle, S. (2023). Solar and wind energy in Poland as power sources for electrolysis process - A review of studies and experimental methodology. *International Journal of Hydrogen Energy*, *48*(31), 11628–11639. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.02.074

Zhang, C., Wei, Y. L., Cao, P. F., & Lin, M. C. (2018). Energy storage system: Current studies on batteries and power condition system. In *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (Vol. 82, pp. 3091–3106). Elsevier Ltd. https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.10.030

Zsiborács, H., Baranyai, N. H. usné, Vincze, A., Háber, I., & Pintér, G. (2018). Economic and Technical Aspects of Flexible Storage Photovoltaic Systems in Europe. *Energies*, *11*(6). https://doi.org/10.3390/en11061445

Zvik, B. (2024, February 6). *Precio de agua en España: Toda la información*. https://tarifasdeagua.es/info/precio

COBERTURAS VERDES E SISTEMAS SOLARES – UMA SOLUÇÃO INTEGRADA

Loureiro, D.*, Duarte A.P,* Gonçalves A.**

*UEREE – Unidade de Energias Renováveis e Eficiência Energética, LNEG, Estrada do Paço do Lumiar, 22, 1649 – 038 LISBOA, Portugal, david.loureiro@lneg.pt

**UME – Unidade de Materiais para a Energia, LNEG, Estrada do Paço do Lumiar, 22, 1649 – 038 LISBOA, Portugal, anamaria.goncalves@lneg.pt

RESUMO

De todas as soluções baseadas na natureza, as coberturas verdes destacam-se, pelo seu contributo para a redução do consumo energético global do edifício. Devido à pressão demográfica e ao aumento dos custos de habitação, o espaço disponível nos edifícios está cada vez mais sujeito a utilização partilhada. Em linha com este pensamento surge a integração de um sistema solar numa cobertura verde, de tecnologia fotovoltaica, térmica ou híbrida. O telhado ou cobertura de um edifício é um dos melhores locais para instalar um sistema de energia solar, uma vez que a seleção deste sistema combinado, permite alcançar efeitos de sinergia consideráveis. Dada a importância desta abordagem, esta foi integrada e analisada no curso sobre coberturas verdes que está a ser desenvolvida no âmbito do projeto Naturbuild (Erasmus+), para profissionais e instaladores, e que aborda, para além da sensibilização, várias etapas do processo de coberturas verdes como a instalação, a manutenção e a desconstrução. Assim, neste artigo caracteriza-se esta combinação através de diversas soluções construtivas que podem ser contempladas numa cobertura verde.

PALAVRAS-CHAVE: Coberturas verdes, Sistemas solares, Sector da construção.

ABSTRACT

Of all the nature-based solutions, green roofs stand out for their contribution to reducing the building's overall energy consumption. Due to demographic pressure and rising housing costs, available space in buildings is increasingly subject to shared use. In line with this thinking comes the integration of a solar system into a green roof, using photovoltaic, thermal or hybrid technology. The roof or cover of a building is one of the best places to install a solar energy system, since the selection of this combined system allows considerable synergy effects to be achieved. Given the importance of this approach, it was integrated and analyzed in the course on green roofs that is being developed within the scope of the Naturbuild project (Erasmus+), for workers and installers, and which addresses, in addition to raising awareness, several stages of green roofs such as installation, maintenance and deconstruction. Therefore, this article characterizes this combination through different construction solutions that can be included in a green roof.

KEYWORDS: Green roofs, Solar Systems, Construction Sector.

INTRODUÇÃO

Nas últimas duas décadas, têm sido realizadas iniciativas legislativas na União Europeia na procura de soluções para incentivar a redução do consumo de energia nos edifícios e a aplicação de estratégias que visam aumentar a eficiência energética nas novas construções, bem como a reabilitação de edifícios seguindo o conceito de edifício com necessidades quase nulas de energia, o padrão nZEB. Recentemente. a diretiva europeia de Desempenho Energético dos Edifícios (EPBD, 2024) foi revista no sentido de aumentar a taxa nacional de renovação de edifícios com pior desempenho energético, apoiar estratégias para melhorar a qualidade e incentivar a modernização do edificado em direção a um novo padrão ZEB (zero emissions buildings), alinhando o requisito de desempenho energético dos novos edifícios com o objetivo de neutralidade climática.

No mercado da construção, a Comissão Europeia tem encorajado fortemente a utilização de soluções baseadas na natureza (NBS, em inglês), quer no contexto do Pacto Ecológico Europeu (UE, 2019), nomeadamente em ações dirigidas ao edificado novo e em renovação, quer com a Estratégia Vaga de Renovação (UE,2021) para estimular a economia de hoje e criar edifícios ecológicos para amanhã. Neste âmbito, tem também estado em discussão a Estratégia da Biodiversidade para 2030 (UE, 2024), onde se pretende o reconhecimento da contribuição das soluções baseadas na natureza, na captura e armazenamento de carbono através de ecossistemas saudáveis, como são exemplo as coberturas verdes e, contribuir para os esforços de adaptação da sociedade em relação aos impactos derivados das alterações climáticas.

METODOLOGIA

Na perspetiva de atualização de exemplos de coberturas verdes com tecnologias recentes, foi seguida uma metodologia de pesquisa bibliográfica, exemplos de boas práticas e relatórios de visitas técnicas acompanhadas por empresas em instalações de referência, como a Fábrica de Água de Alcântara (cobertura verde no telhado), um condomínio num bairro de Lisboa (cobertura verde sobre um parque subterrâneo) e um projeto experimental na Universidade de Lisboa (sistema agrovoltaico, adaptável a uma cobertura verde).

A Fábrica de Água de Alcântara (a funcionar desde 1989) – Figura 1, direita, possui uma cobertura verde com espaços de lazer e acessível às pessoas que está organizada em parcelas, com vários canteiros de plantas de diferentes espécies e características, maioritariamente autóctones, e com diferentes épocas de floração. Muitas delas são comuns na flora mediterrânica, encontrando-se também plantas aromáticas e medicinais. O condomínio em Lisboa tem instalada uma cobertura intensiva sobre a garagem e é composta por 3 tipos de zonas: zona herbácea, zona de árvores e estruturas altas e zona de vegetação rasteira, Figura 1 – esquerda. O sistema agrovoltaico combinado com uma horta solar urbana é um projeto multidisciplinar de investigação e demonstração na Faculdade de Ciências de Lisboa, com o objetivo de explorar a produção combinada e sinérgica de eletricidade solar e de culturas agrícolas ou hortícolas.



Figura 1 Instalações de coberturas verdes em Lisboa. Esquerda: Aspeto geral do relvado do condomínio, Lisboa, Fonte: Cortesia de We Garden, Imagem: LNEG; Direita: Vista da laje de cobertura em betão armado e acesso à cobertura verde. Fonte: Cortesia Fábrica da Água. Imagem: LNEG.

RESULTADOS

Coberturas Verdes em Portugal – do séc. XX ao séc. XXI

A tecnologia moderna de coberturas verdes começou a surgir em Portugal nos anos 60 do séc. XX, sobretudo através de soluções intensivas de jardins de cobertura. A cobertura ajardinada do Hotel Ritz, desenvolvida no final dos anos 60 pelos arquitetos paisagistas Viana Barreto, Álvaro Dentinho e Albano Castelo Branco, e as coberturas ajardinadas do edifício e do parque de estacionamento da Fundação Calouste Gulbenkian, desenvolvidas no início dos anos 70, pelos arquitetos paisagistas Gonçalo Ribeiro Telles e Viana Barreto são os exemplos dessa época (Costa, 2010) – Figura 2 – esquerda.

Desde então, têm surgindo alguns exemplos como a cobertura do edifício da Portugal Telecom – Figura 2 direita, desenvolvida no início dos anos 80 pelo arquiteto paisagista Manuel Sousa da Câmara (Costa, 2010), o Jardim das Oliveiras, sobre o parque de estacionamento do Centro Cultural de Belém, desenvolvido no início dos anos 90 pelo arquiteto paisagista Francisco Caldeira Cabral (Costa, 2010).



Figura 2 Instalações de coberturas verdes. Esquerda: vista do edifício da Fundação Calouste Gulbenkian, Lisboa. Fonte http://i225.photobucket.com; Costa, 2010); Direita: vista aérea do Edifício da Portugal Telecom. (Fonte: Tostões, 2006).

Regulação Térmica da Cobertura Verde

De todas as soluções baseadas na natureza as coberturas verdes destacam-se, pelo seu contributo para a redução do consumo energético global do edifício, regulando a

temperatura da cobertura, nomeadamente no verão, aumentando a taxa de evapotranspiração da vegetação (Shafique et al., 2018), e reduzindo significativamente o impacto do efeito ilha de calor nas áreas urbanas (Santamouris, 2023). Devido ao seu sistema em camadas, as coberturas verdes permitem assegurar as funções vitais da vegetação e contribuir, simultaneamente, para a redução de cerca de 48% da energia necessária para arrefecer um edifício (A Niacho et al, 2001).

No desenvolvimento duma cobertura verde pode ser utilizada uma construção modular em camadas ou mais complexo construído *in situ*, normalmente constituído pela camada de vegetação, a camada de substrato ou solo, a camada drenante, a camada geotêxtil anti-raiz, a camada impermeabilizante e a camada de isolamento térmico (Castleton et al, 2010). A tipologia diferenciada extensiva ou intensiva (Figura 3) e a seleção das camadas de vegetação e de substrato, conduzem a diferenças significativas na resistência térmica final e no seu desempenho como isolamento térmico da cobertura do edifício. O balanço de energia de uma cobertura verde é fortemente condicionado pela irradiação solar incidente e é compensada, em parte à superfície, pela transmissão de calor por convecção e por evapotranspiração, combinada pela transmissão de calor por condução para o substrato e pelas perdas radiativas de longo comprimento de onda através da plantação.



Figura 3 Esquema geral de tipologias de cobertura verde: extensiva (esquerda); intensiva; (direita).
Fonte: cortesia ANCV - adaptado.

O desempenho energético da cobertura verde exerce um efeito dinâmico e de equilíbrio entre o balanço de energia e de massa (plantas, água). A vegetação desempenha um efeito de sombreamento, cujo albedo pode variar entre 20% e 30% e atuar no arrefecimento por efeito da evapotranspiração, dissipando calor por convenção e absorvendo cerca de 60% de radiação solar para o processo vital de fotossíntese (Umberto et al, 2014). Em termos de balanço energético, cerca de 20% é calor transmitido para a massa inercial do substrato, cuja elevada capacidade térmica atua como um isolamento com fraca transmissão térmica. A regulação térmica de uma cobertura verde, pode significar um impacto na redução dos consumos de arrefecimento e aquecimento dum edifício, reduzindo o fluxo de calor entre 70 a 90% no verão e entre 10% a 30% no inverno (Liu & Minor, 2005).

Formação em Coberturas Verdes para a Sustentabilidade Urbana e dos Edifícios

Dada a importância desta abordagem combinada, esta foi integrada e analisada no curso sobre coberturas verdes que está a ser desenvolvida no âmbito do projeto Naturbuild (Erasmus+), para profissionais e instaladores, e que aborda, para além da sensibilização,

várias etapas do sistema de coberturas verdes como a instalação, a manutenção e a desconstrução, a sua caracterização e combinação através de diversas soluções construtivas que podem ser contempladas numa cobertura verde.

O projeto Naturbuild "*Nature- based solutions: Green roofs training for urban and building sustainability*", (2021-KA220-VET-7D7D053A), visa proporcionar uma formação holística e especializada nos trabalhos realizados em coberturas verdes nos países do consórcio: Grécia, Itália, Espanha e Portugal - sendo a Fundación Laboral de la Construcción (FLC. Espanha). a entidade coordenadora. O projeto está dirigido a grupos-alvo de profissionais e instaladores interessados em atualizar os seus perfis de formação técnica vocacional (VET), especialmente canalizadores, pedreiros, jardineiros e instaladores de impermeabilizações, centros de formação que oferecem formação sob medida para as necessidades do mercado de construção, empresas especializadas em coberturas verdes, administração pública e proprietários.

O projeto foi estruturado em fases sucessivas de trabalho colaborativo entre as entidades parceiras, tendo-se iniciado pela análise de normativas e boas práticas em coberturas verdes com desenvolvimento de um mapa interativo, seguindo-se a colaboração de especialistas para definição do perímetro de competências do curso de formação, o desenvolvimento de recursos formativos e pedagógicos, a inclusão de atividades em 2D e cenários em 3D e teste de avaliação de conhecimentos em coberturas verdes. O objetivo final do projeto Naturbuild é proporcionar o acesso livre e gratuito a um curso de formação online de nível de qualificação 3-4 (EQF), com 4 módulos de formação - Sensibilização Geral, Instalação, Manutenção e Desconstrução - além de 27 atividades 2D, 4 cenários 3D e recursos formativos em 4 línguas (italiano, grego, português e espanhol).

As atividades 2D permitem ao formando o acompanhando da sua auto-progressão e evolução de aquisição de conhecimentos, ao preencher as várias questões que surgem ao longo dos 4 módulos, que não têm o propósito de servir como teste de avaliação. Quanto aos 4 cenários 3D existentes, uma cobertura num hotel, um colégio, um parque subterrâneo e um edifício de logística (Figura 4), têm como objetivo colocar o formando em cenários potencialmente reais, permitindo a colocação de diversas tipologias de cobertura verde e associar equipamentos técnicos ou de uso social. Na parceria do projeto Naturbuild, o LNEG é responsável pelo desenvolvimento do Módulo 2, de Instalação de Coberturas Verdes.



Figura 4 Exemplos de Cenários 3D em contexto de aprendizagem sobre a instalação de coberturas verde

Coberturas Verdes Combinadas com Sistemas Fotovoltaicos

Com o objetivo de atingir o padrão nZEB diversas soluções sustentáveis têm sido utilizadas em projeto e na instalação da envolvente dos edifícios, nomeadamente o isolamento com materiais naturais ou reciclados, a utilização de vãos envidraçados de baixa emissividade, estratégias de luz natural com claraboias, redução de pontes térmicas, soluções de ventilação natural e, na cobertura ou topo do edifício, a instalação mutuamente exclusiva de sistemas fotovoltaicas ou de coberturas verdes (Figura 5).



Figura 5 Cobertura de edifícios de serviços exclusivamente com sistemas fotovoltaicos. Campus do Lumiar. Lisboa. Fonte: Google Maps

Os sistemas solares fotovoltaicos geram energia de base renovável através da conversão da irradiação solar em energia elétrica e têm como benefício a sustentabilidade na produção de energia e redução de emissões de CO_2 (Shafique, 2020).). São atualmente sistemas de geração renovável muito populares, embora ainda exista espaço para melhorias tecnológicas nos módulos fotovoltaicos, o que pode ser conseguido, por exemplo, através da integração de sistemas fotovoltaicos com tecnologias combinadas, como as coberturas verdes.

A pressão demográfica, o aumento do custo da habitação e as exigências de eficiência energética, têm vindo a considerar o espaço disponível, principalmente na cobertura ou topo dos edifícios, como um espaço com objetivo de utilização partilhada. Em resposta a este desafio, têm vindo a ser implementadas, ainda que lentamente, a integração de sistema fotovoltaico em combinação com uma cobertura verde, o conceito de solução Biosolar, reduzindo significativamente o impacto do efeito de ilha de calor nas zonas urbanas.

A aplicação de uma solução Biossolar, é considerada uma prática eficaz porque na cobertura do edifício cria novos nichos de habitat para a biodiversidade, reduz a temperatura da superfície do edifício e, contribui para a redução do consumo geral de energia do edifício necessário para o arrefecimento e aquecimento (Ran & Tang, 2017; Shafique et al., 2018). A combinação de uma cobertura verde com um sistema fotovoltaico, tem ainda a vantagem de baixar a temperatura da superfície dos módulos fotovoltaico, através da evapotranspiração da vegetação, o que significa que pode produzir energia de forma mais eficiente em áreas urbanas (Schindler et al., 2018).

Uma cobertura no topo de um edifício é um dos melhores locais para instalar um sistema de energia solar, uma vez que os painéis solares fotovoltaicos podem ser ajustados no

ângulo correto e na orientação mais adequada. É errado dizer que é preciso decidir entre uma cobertura verde e um sistema de energia solar fotovoltaica. Pelo contrário, ao escolher o sistema correto, obtêm-se efeitos de sinergia consideráveis com a combinação de ambos os sistemas. Os fatores mais relevantes para a instalação da solução Biosolar, são a localização e a orientação solar da cobertura - horizontal, vertical ou inclinada -, as espécies de plantas na cobertura verde, a resistência a esforços volumosos, as cargas de vento, as instalações de eletricidade, de acessibilidade, de manutenção e de segurança.

A escola EBI do Falcão, no Porto, foi objeto de remodelação em 2022, com a instalação de coberturas verticais como sombreadores e cobertura verde com solução Biosolar, cujo resultado foi una "espécie de jardim" em vez de telhado, com a vantagem já experienciada de regulação da temperatura no interior das salas de aulas ao longo do ano e, simultaneamente permitir que a água das chuvas se possa infiltrar mais lentamente nos solos, evitando inundações. A solução Biosolar na EBI do Falcão, juntou os benefícios das coberturas verdes à produção de energia de geração renovável do sistema fotovoltaico, permitindo contribuir com cerca de 60% da energia consumida na escola (Figura 6, esquerda).

Para além das soluções de sistemas fotovoltaicos inclinados, mais convencionalmente dispostos em coberturas verdes, existe uma outra possibilidade de utilização de módulos fotovoltaicos semi-transparentes e bi-faciais (convertem a radiação solar em ambos os lados do módulo). Como exemplo, apresenta-se na Figura 6 (direita), uma solução com disposição vertical dos módulos, com o objetivo de combinar os benefícios da orientação Este-Oeste com a orientação Sul, considerando que o desempenho pode ser mantido ou aumentado dependendo da seleção adequada de plantas para a cobertura verde.



Figura 6 Instalação de sistema fotovoltaico combinado com cobertura verde – solução Biosolar. Esquerda: Escola EBI do Falcão, Porto. Fonte: https://www.porto.pt. Direita: Estrutura solar vertical de módulos fotovoltaicos Bi-Facial PV. Fonte: LNEG.

CONCLUSÕES E COMENTÁRIOS FINAIS

O sistema Biosolar apresenta muitos benefícios e pode ser aplicado em muitos telhados ou coberturas sem modificação estrutural do edifício, permitindo a utilização partilhada do espaço e a co-existência entre um sistema fotovoltaico e uma cobertura verde. Junto aos módulos solares, são desaconselhadas espécies de médio e grande porte, sendo a mais indicada o tipo de vegetação extensiva, para que a produção de energia não seja prejudicada.

Tendo em atenção os benefícios, o Biosolar permite o aumento da eficiência energética dos edificios existindo também benefícios para as cidades, já que os edificios dependerão menos das redes públicas para a obtenção de energia elétrica, existindo maior autonomia. Quanto às áreas verdes nas coberturas, estas contribuem para a diminuição das ilhas de calor urbanas, redução do escoamento das águas pluviais, absorvendo a água da chuva e libertando-a lentamente de volta para o ambiente, reduzindo o risco de inundações e de erosão, para além de proporcionarem a criação de ambientes agradáveis ao convívio dos utilizadores, podendo colocar-se por exemplo, hortas urbanas, jardins de essências, jardins sensoriais ou qualquer outro tipo adequado de vegetação. Por outro lado o aumento da produção de energia devido ao arrefecimento dos módulos solares pode diminuir o tempo de retorno financeiro investido na sua implantação, o que poderá conduzir a um incremento da sua utilização.

Tendo em atenção todos os benefícios e à medida que avançamos para edifícios mais sustentáveis, o nosso conhecimento de como as tecnologias orgânicas (por exemplo, ecológicas) e inorgânicas (por exemplo, energia solar fotovoltaica), podem trabalhar em conjunto, será fundamental para o sucesso a longo prazo da sociedade da eficiência energética no edificado (Peck e van der Linde, 2010).

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem à Fundación Laboral de la Construcción, coordenadora do projecto Naturbuild, de que o LNEG é parceiro, e ao programa ERASMUS+ (2021-KA220-VET-7D7D053A), programa da UE de apoio à educação, à formação, à juventude e ao desporto na Europa, que co-financiou o projeto.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

A Niacho et al (2001). Analysis of the green roof thermal properties and investigation of its energy performance. Energy and Buildings, Volume 33, Issue 7, September 2001, Pages 719-729

Avitesha, T. (2020). Bio Solar Terrace: A Review on Benefits of Photovoltaic Green Roo. International Journal of Contemporary Architecture "The New ARCH" Vol. 7, No. 4 (2020) ISSN 2198-7688.

Castleton HF, Stovin V, Beck SBM, Davison JB. Green roofs; building energy savings and the potential for retrofit. Energy Build 2010;42:1582–91.

EC (2022) Nature-based solutions research policy. Disponível em: https://ec.europa.eu/info/research-and-innovation/research-area/environment/nature-based-solutions/research-policy_en

EU (2019) Pacto Ecológico Europeu. COM (2019) 640 final. Disponível em: https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:b828d165-1c22-11ea-8c1f-01aa75ed71a1.0008.02/DOC_1&format=PDF

EU (2021) Estratégia Vaga de Renovação. Disponível em: https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-efficiency/energy-efficient-buildings/renovation-wave_en

EU (2023) Estratégia da Biodiversidade para 2030. Disponível em: https://environment.ec.europa.eu/strategy/biodiversity-strategy-2030_en

EPBD (2024).Directive (eu) 2024/1275 (recast) of the European parliament and of the council of 24 April 2024 on energy efficiency and amending regulation (eu) disponível em: https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-efficiency/energy-efficient-buildings/energy-performance-buildings-directive_en?prefLang=pt&etrans=pt

Hui, S.C.M. & Chan, S. C., 2011. Integration of green roof and solar photovoltaic systems, In Proceedings of Joint Symposium 2011: Integrated Building Design in the New Era of Sustainability, 22 November 2011 (Tue), Kowloon Shangri-la Hotel, Tsim Sha Tsui East, Kowloon, Hong Kong, p.1.1-1.10. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/281901499_Integration_of_green_roof_and_solar_photovoltaic_systems#fullTextFileContent.

Liu K, Minor J. Performance evaluation of an extensive green roof. In: Third annual greening rooftops for sustainable communities conference, Awards and Trade Show. Washington, DC; 4–6 May 2005.

Manita, J., (2022). Desenvolvimento de um Sistema Agrofotovoltaico. Dissertação de Mestrado para obtenção do Grau de Mestre em Engenharia da Energia e Ambiente. FCUL. Universidade de Lisboa. Portugal. https://repositorio.ul.pt/bitstream/10451/57345/1/TM_Jo%C3%A3o_Manita.pdf

Pearlmutter, D. & Rosenfeld, S., (2008). Performance analysis of a simple roof cooling system with irrigated soil and two shading alternatives. Energy and Buildings 40, pp 855–864.

Santamouris M. (2023) - Chapter 1 - Urban climate change: reasons, magnitude, impact, and mitigation. Urban Climate Change and Heat Islands, Elsevier, pp. 1 – 27, https://doi.org/10.1016/B978-0-12-818977-1.00002-8

Schindler, B., Blank, L., Levy, S., Kadas, G., Pearlmutter, D. & Blaustein, L., 2016 Integration of photovoltaic panels and green roofs: review and predictions of effects on electricity production and plant communities, Israel Journal of Ecology & Evolution, 62:1-2, 68-73, https://doi.org/10.1080/15659801.2015.1048617.

Shafique, M., Kim,R., & Rafiq, M. (2018). Green roof benefits, opportunities and challenges – A review. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 90 (2018), pp. 757-773, 10.1016/j.rser.2018.04.006

Shafique, M., Luo, X. & Zuo, J., (2020). Photovoltaic-green roofs: A review of benefits, limitations, and trends. Solar Energy Volume 202, 15 May 2020, Pages 485-497.

Umberto Berardi et al (2014). State-of-the-art analysis of the environmental benefits of green roofs. Applied Energy Volume 115, 15 February 2014, Pages 411-428

FABRICACION Y USO DE DESTILADORES SOLARES EN LA ZONA ARIDA DEL CENTRO-OESTE DE ARGENTINA

Esteves Alfredo[1,2], Sales Romina[3], Carlos Abraham[4]

[1] FAUD – Universidad de Mendoza *Avda. Boulogne Sur Mer 683, 5500 Mendoza, Argentina.

Email: alfredo.esteves@um.edu.ar

[2] INAHE-CONICET Mendoza. Av. Ruiz Leal s/n 5500 Mendoza, Argentina.

[3] IRPHa-UNSJ-CONICET San Juan, Argentina. Email: salesrominag@gmail.com

[4]INAHE-CONICET Mendoza. Av. Ruiz Leal s/n 5500 Mendoza, Argentina.Email: cabraham@mendoza-conicet.gob.ar

RESUMEN

La desalinización solar constituye una solución interesante para lograr agua potable para ingestión humana en zonas desérticas que disponen de agua pero con alto contenido de sales. En 2010, la Asamblea General de las Naciones Unidas indicó explícitamente el derecho humano a disponer en forma permanente de agua para uso personal y doméstico en cantidad suficiente, accesible y salubre. Este artículo presenta los resultados de utilizar el destilador solar para la potabilización de agua en zonas rurales aisladas del Centro Oeste de Argentina. Se describe la tecnología utilizada en los destiladores solares, instalados en la zona árida de la provincia de Mendoza, donde habitan pueblos originarios. Actividades previas permitieron generar un vínculo con la comunidad y como actividad final, se instalaron dos destiladores solares a familias cuya agua disponible contiene tenores salinos muy elevados (conductividad eléctrica mayor a 3500 μS/cm). Adicionalmente se indican los resultados de la aplicación de la tecnología obtenidos a partir de la percepción de la comunidad.

PALABRAS CLAVE: agua salada, desalinización solar de agua, energía solar

ABSTRACT

Solar desalination is an interesting solution to achieve drinking water for human consumption in desert areas with a high-salt water supply. In 2010, the United Nations General Assembly explicitly stated the human right to have adequate and safe water for personal and domestic use on a permanent basis. This article presents the results of using the solar distiller for water purification in isolated rural areas of Central Western Argentina, describing the technology used in the solar distillers, that have been instaled in the arid zone of the province of Mendoza, where indigenous peoples live. Previous activities allowed to generate a link with the community and as a final activity, two solar distillers were installed for families whose available water contains very high saline contents (electrical

conductivity greater than 3500 μS /cm). Additionally, the results of the application of technology obtained from the perception of the community are indicated.

KEYWORDS: salt water, solar desalination of water, solar energy

INTRODUCCION

En el año 2010, un hito trascendental tuvo lugar en el ámbito internacional cuando la Asamblea General de las Naciones Unidas estableció de manera explícita el reconocimiento del derecho humano al acceso permanente al agua potable (OMS, 2023). Este reconocimiento abordó no solamente la provisión de agua para uso personal y doméstico, sino que también subrayó la importancia de que dicha disponibilidad fuera en cantidades adecuadas, físicamente alcanzables y aptas para el consumo humano.

El reconocimiento del derecho humano al agua está estrechamente vinculado con la seguridad alimentaria. Garantizar que las comunidades tengan acceso suficiente a agua de calidad es esencial para prevenir la escasez de alimentos, promover la resiliencia en la agricultura y cumplir con el derecho universal a una alimentación adecuada y nutritiva. En este sentido, la seguridad alimentaria implica "asegurar que todas las personas en todo momento tengan acceso físico, social y económico a suficientes alimentos seguros y nutritivos que satisfagan sus necesidades alimentarias y preferencias para llevar una vida activa y saludable" (Traducción propia de FAO, 2006).

El acceso al agua de forma equitativa resulta aún más difícil en el contexto de tierras secas, las cuales, se caracterizan por presentar precipitaciones escasas, poco frecuentes e irregulares, una gran amplitud térmica (diferencia de temperatura entre el día y la noche) y alta radiación solar durante todo el año. Este es el caso de la provincia de Mendoza localizada al pie de la Cordillera de Los Andes. Al interior de la provincia se observa un territorio fragmentado por la posibilidad de acceso al agua. Por un lado, se encuentran las tierras secas irrigadas en los denominados oasis. Por otro lado, se encuentran las tierras secas no irrigadas donde existe población dispersa.

En este contexto, el presente trabajo expone los resultados obtenidos a través de un proyecto financiado por la Fundación Credicoop. Si bien el proyecto buscó aprovechar la energía solar para la producción de hortalizas, cocción de alimentos y producción de agua potable, en este trabajo se presentan la tecnología utilizada en la fabricación de los destiladores solares y los resultados obtenidos a partir de la instalación de los mismos en dos puestos de la zona de estudio, en La Dormida, al Este de la provincia de Mendoza.

DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

El área de estudio se localiza en la provincia de Mendoza, al Oeste de Argentina, cuyo clima es semiárido con un promedio de precipitaciones de 250 mm (Abraham et al. 2014). En la zona no irrigada del departamento de Santa Rosa, sobre las costas del río Tunuyán inferior, habitan 60 personas que residen en 19 “puestos” en los que se despliegan actividades productivas (Pastor, 2005).

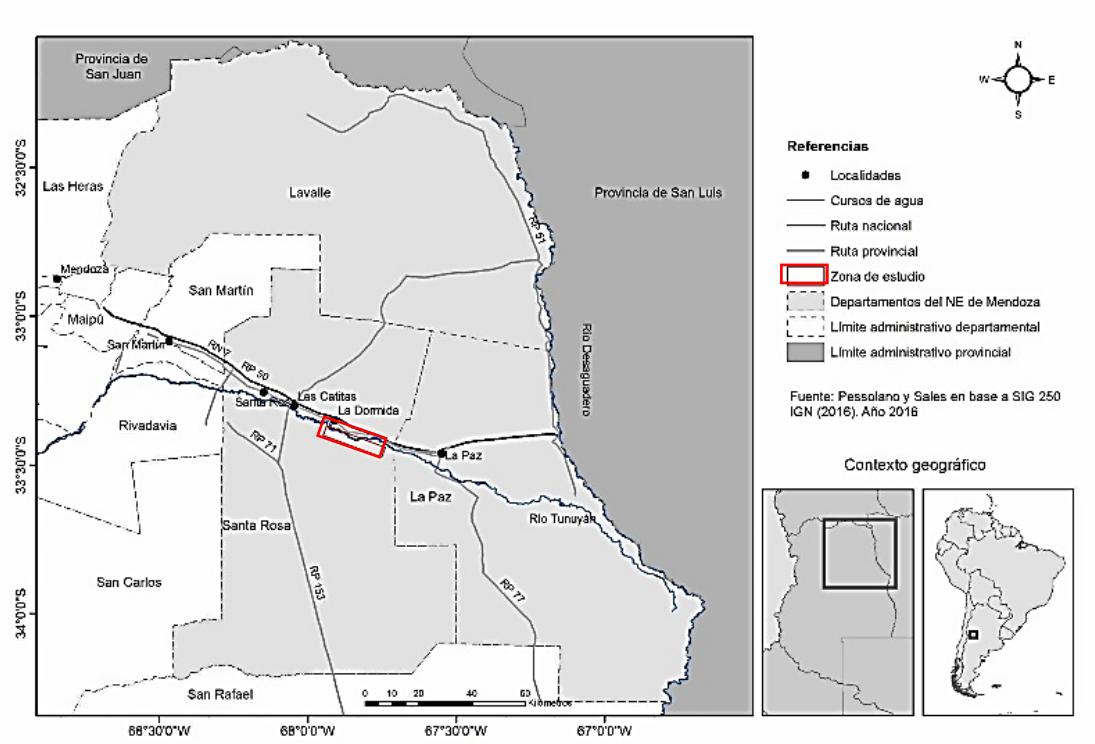


Figura 1: zona de intervención (Fte.: Pessolano y Sales en base a SIG 250 IGN, 2016.

Los puesteros y puesteras de estas zonas conforman una organización llamada "Francisco Talquenca" que se constituye como la única entidad representativa de pueblos originarios en la zona Este de la provincia en la actualidad. El área de puestos en la zona de intervención (Figura 2), dispone de red eléctrica monofilar que fue inaugurada en el año 1994 en respuesta a una solicitud conjunta de los residentes locales. Sin embargo, carece de sistemas de suministro de agua potable, cloacas, iluminación pública, gas y recolección de residuos sólidos. En esta zona, la obtención de agua se realiza a través de pozos excavados para extraer agua subterránea.

MATERIALES Y MÉTODOS

La metodología empleada comprendió la ejecución de talleres y capacitaciones dirigidos a la comunidad. Estos talleres se enfocaron en realizar tareas conjuntas con la comunidad en la creación e implementación de tecnología para el aprovechamiento de energía solar. En esta dinámica, los participantes brindaron la mano de obra, mientras que el proyecto se encargó de los recursos materiales y la logística requeridos para llevar a cabo los talleres. El equipo investigador lideró la formación y conducción de los talleres y los futuros usuarios pusieron la mano de obra necesaria a la vez que se generaba un aprendizaje en el armado, uso y manejo de la tecnología. Asimismo, se generaron articulaciones con el Instituto Nacional de Tecnología Agropecuaria (INTA) y la Subsecretaría de Agricultura Familiar y Desarrollo Territorial (SSAFyDT) de la Provincia de Mendoza.

Dentro de este marco, se llevaron a cabo cursos-taller en 2019, abordando la construcción de cajas térmicas, hornos solares y huertas familiares -se puede observar parte de la labor desarrollada en el siguiente link: https://www.youtube.com/watch?v=iQwhJVPkSnE- . Por

su parte, los destiladores solares se construyeron en las instalaciones del INAHE-CONICET y posteriormente se trasladaron a la comunidad en 2021, debido a las restricciones de la cuarentena por la pandemia COVID-19 que imposibilitaron los talleres presenciales.

Los resultados del proyecto se evaluaron mediante diversos indicadores, incluyendo mediciones de calidad del agua y encuestas a los participantes de la comunidad. La supervisión constante permitirá identificar las fortalezas y debilidades en la implementación de los desalinizadores. Las actividades se documentaron mediante notas y fotografías de campo, facilitando la sistematización de la experiencia.

PROBLEMÁTICA DEL AGUA EN EL ÁREA DE INTERVENCIÓN

La calidad del agua de algunos de los puestos que se ubican en la zona de trabajo del proyecto cuenta con un alto nivel de sales que, además, es percibida por la comunidad al momento de su consumo. Los niveles de conductividad de la mayoría de las muestras obtenidas resultan elevados o muy elevados para el consumo, razón por la cual, debe proveerse agua mediante un camión repartidor que muchas veces resulta costoso (Tabla 1).

Tabla 1. Características del agua de pozo, provista con camión, potable y destilada.

RESULTADOS DE EVALUACION DE CONTENIDOS SALINOS DE MUESTRAS DE AGUA COMUNIDAD FRANCISCO TALQUENCA - LA DORMIDA								
Origen del agua		Camión repartidor	Pozo local	Pozo local	Pozo local	Pozo local	Agua	destilada
Muestra N°		1	2	3	4	6	Potable	
Propietario		Lucas Talquenca	Patricia Ascurra	Nieves Mattos	Rosana Rodriguez	Mario Talquenca	CAA- Cap.XII art.982	
Ubicación		Ruta 50 969 Los Parrales		Colonia San Jorge	Colonia San Jorge	Puesto Corral Pastozo		
Parámetro/unidades		ppm	ppm	ppm	ppm	ppm	ppm	ppm
pH	*	7.26	7.38	7.35	7.20	7.19	6.5 a 8.5	5.9
Conductividad (µ S/cm)	*	1874	1647	3780	2940	4920	200	17
Calcio	*	170	204	558	416	520		---
Magnesio	*	10,9	40,1	48,6	29,2	51		---
Sodio	*	230	115	230	173	460	150	---
Potasio	*	3,9	7,8	7,8	7,8	11,7	12	---
Carbonatos	*	0	0	0	0	0		---
Bicarbonatos	*	73,2	183	268,4	146,4	268,4		---
Cloruros	*	195,2	301,7	361,2	113,6	816,5	350	---
Sulfatos	*	600	336	1315,2	1166,4	1104	400	<10
Nitratos	*	0.12	0.25	0.61	0.17	4.90	45	---
Nitritos	*	0.005	0.013	0.008	0.081	0.014	0.1	---
Amonio	*	no detecta	no detecta	no detecta	no detecta	no detecta		---
Fluor	*	no detecta	no detecta	0.01	no detecta	0.12		---
Residuo Salino	*	1405	1235	2662	2062	3910		
Dureza Total	*	47	67.5	159	116	151	400	
Arsénico	**	7,0 ± 0,4		3,0 ± 0,1	1,9 ± 0,1	3,1 ± 0,2		

*Laboratorio de Fitoquimica IADIZA-CONICET - Enrique Mas y Esteban Azar
** Laboratorio de Química Analítica (QUIANID- UNCUYO) - Rodolfo Wuilloud

En la Tabla 1 se puede observar en la columna 1, la calidad de agua abastecida por el camión tanque que la traslada desde el centro de La Dormida, distante 8 km promedio de la zona de los puestos. Las muestras 3, 4 y 6 indican la calidad del agua en esos puestos, se observa la altísima conductividad eléctrica dando cuenta del alto contenido salino. Por otro lado la última columna muestra la calidad del agua destilada obtenida en los destiladores y también la calidad del agua potable indicada en el Código Alimentario Argentino (CAA).

Asimismo, esta situación se convierte en un desafío significativo, especialmente en períodos donde los caminos resultan intransitables por lluvias torrenciales o por diversos motivos que hacen que no pueda abastecerse a los puestos con agua de mejor calidad transportada por camión tanque.

En este contexto, a través del proceso de destilación solar del agua salada disponible en el lugar, se busca eliminar la mayor proporción de sales presentes en el agua y, posteriormente, al mezclarla con la misma agua salada pero en menor proporción, se obtiene agua con la calidad suficiente para su consumo.

DESTILACION SOLAR DE AGUA

La destilación solar de agua es una solución para separar los componentes y obtener agua libre de sales. Como la energía solar está disponible, resulta una técnica muy conveniente para poder implementar en lugares alejados de las fuentes de suministro y en climas soleados como el que nos ocupa. Existen varios tipos de destiladores solares: de batea es el más utilizado (Fasulo et al., 2006); el de condensador separado (Esteves et al., 2015; Fath and Elsherbiny, 1992) o con otras conformaciones (El-Bahi and Inan, 1999; Samathkumar et al., 2010).

El destilador solar de batea, es un sistema muy efectivo para depurar aguas contaminadas. Según Hanson et al, (2004), tiene un 99% de efectividad para eliminar la salinidad, dureza total, nitratos y floruros. Un valor similar para eliminar contaminantes inorgánicos como el arsénico, molibdeno y selenio. La contaminación bacteriológica resulta eliminada con un 99.9% de eficiencia si se tiene cuidado en el tratamiento posterior.

En el área de intervención se instalaron dos destiladores solares de tipo batea. Este sistema está construido por una batea donde se aloja el agua salada que constituye la base del sistema y posee un control de nivel para mantener limitada la altura del agua a un mínimo de 1 o 1,5 cm (Figura 3).



Figura 2. Foto del destilador ubicado en uno de los puestos con sus partes esenciales indicadas. Frente al Ecuador(izq.), frente al Sur (der.). Fuente: elaboración propia.

La batea destinada a contener el agua salina es confeccionada en aluminio con una lámina de polietileno negro que permaneciendo sumergido, hace de absorbedor solar. Esta elección se justifica por su capacidad para resistir el contacto prolongado con altas

concentraciones de sal presentes en el agua salina. Además, se destaca que esta batea conserva sus propiedades intactas incluso en situaciones de escasez de agua, evitando alteraciones a pesar de un aumento significativo en la temperatura inducida por la exposición solar. La campana (condensador) es de vidrio con marco de acero inoxidable, con inclinación de 20º respecto de la horizontal (De Paul et al., 2001). El marco de la campana (condensador) es de acero inoxidable, que mediante un plegado apropiado recoge el destilado que desliza por los vidrios que este marco contiene y trasladarlo al exterior hacia el tanque recolector, ubicados debajo de la batea. Por otro lado, esta campana tiene la misión de incorporar la radiación solar dentro de la batea, que pasa a través del vidrio. Para aumentar la radiación solar al interior posee un reflector, construido con listones de madera de palet recicladas, con un material aluminizado proveniente del interior de las bolsas de alimento para mascotas adheridas con cemento de contacto. Estas maderas se colocan separadas permitiendo el paso del viento que lame la superficie de vidrio permitiendo mantener el efecto de condensación del vapor de agua por el interior del vidrio.

Por debajo de la batea se ubica el aislante térmico que permite que la temperatura del agua se mantenga elevada (Franco et al., 2002). El vidrio es laminado, para no sufrir roturas totales frente a la caìda de granizo que en esta zona tiene probabilidad de ocurrencia media.

La producción del destilador es variable, dependiendo de la época del año y de la cantidad de nubosidad en el aire. Trabaja mejor en los días soleados y en verano cuando su producción puede alcanzar 6 a 7 litros/día para el día soleado y baja en los meses de invierno a un 30% o sea entre 2 y 3 litros/día.

Como el agua que se obtiene se encuentra libres de sales, es necesario realizar una mezcla entre el agua destilada y el agua salada para poder ingerirla. Para esto, se realiza la mezcla en una botella a la que se le hace una marca indeleble que indica hasta dónde deben llenar de agua destilada y completar con el agua salada. La proporción utilizada es de 5:1 (agua destilada: agua salada) tomando en cuenta que la conductividad baje por debajo de 1000 mS/cm. Como se puede observar además, se opta por el uso de materiales ampliamente disponibles en ferreterìas locales, lo que contribuye a mantener los costos en un rango accesible. Además, la construcción no requiere de habilidades técnicas especializadas. Gracias a su diseño, es posible ensamblarlo en talleres comunitarios, permitiendo la producción individual para cada familia.

EVALUACION DE LA UTILIZACIÓN DEL DESTILADOR SOLAR

La evaluación de la prestación de los destiladores solares se llevó a cabo mediante una breve encuesta compuesta por cinco preguntas. Las preguntas detalladas a continuación, fueron respondidas por las familias residentes en los dos puestos donde se implementó esta tecnología:

1- ¿Cada cuanto tiempo recoge el agua: diariamente, cada 2 días o semanalmente?

Puesto 1: Recoge el agua cada 2 días - Puesto 2: Cada 2 o 3 días, más o menos se acumulan 10 litros.

2- El agua producida ¿para qué la utiliza: tomar te o mate, cocinar, tomar agua fría de la heladera, hacer hielo, lavarse el pelo, etc.?

Puesto 1: Tomar mate y agua a la heladera y sin mezclar para el radiador del auto- Puesto 2: Agua a la heladera y hacer hielo.

3- ¿Siempre mezcla el agua destilada con el agua salada?

Puesto 1 y 2: Siempre la utilizamos mezclada

4- ¿Está conforme con el destilador solar? ¿Le ayuda en la vida diaria?

Puesto 1: Si, conforme, ayuda en la vida diaria - Puesto 2: Si muy conforme, más en la zona en que estamos.

5- ¿Hay algo que es incómodo o le cambiaría si pudiera?

Puesto 1: No lo cambiaría en nada - Puesto 2: Si, le cambiaría el recipiente recolector. Se deteriora muy rápido por el sol.



Figura 3: vista del destilador solar en el Puesto 2 (izq.); momento de la entrega del Destilador solar a la familia del Puesto 2 (der.).

REFLEXIONES FINALES

En Argentina existen vastas zonas del país con problemas de alta salinidad fundamentalmente en regiones áridas y semiáridas. Las personas que viven en estos enclaves en general, no disponen de una tecnología para el tratamiento y potabilización de la misma. Aprovechar la energía solar presente en la región, donde los días con nubosidad son escasos, resulta en una solución que presenta diversas ventajas. Esto se traduce en una producción significativa de agua desalinizada, lo que conlleva a mejoras sustanciales en términos de salud al proporcionar una fuente de agua más segura tanto para el consumo diario como para la preparación de alimentos.

Adicionalmente, esta tecnología permite a las comunidades satisfacer sus propias necesidades y extender la duración de su suministro sin depender en gran medida de entregas por camión, reduciendo así el impacto negativo en todo el proceso.

La consulta a los habitantes donde se implementó la tecnología da cuenta de la importancia de la instalación de los destiladores en el contexto de los puestos localizados

en el área de intervención. Por su parte, en cuanto a las mejoras posibles de aplicar al recipiente acumulador de agua destilada, se aclara que debe poseer capacidad de 20 litros o mas y en lo posible ser transparente que permita monitorear el nivel de agua y no ser frágil. Es difícil por tanto, reemplazar el material plástico en él.

En este contexto, sería interesante que las comunidades de zonas rurales aisladas de las fuentes de suministro de agua por redes, puedan contar con posibilidades para extender la aplicación de ésta tecnología que aprovecha la energía solar, a través del acceso a créditos apropiados para realizar la compra de los materiales necesarios y/o adquirir la tecnología.

AGRADECIMIENTOS

Se agradece a la Agencia Nacional de Promoción Científica y Tecnológica por su financiación parcial del presente trabajo (PICTO 2019 UUMM 0049) y a la Fundación Credicoop, a través del proyecto “Crecer Cooperando” por su apoyo en el financiamiento de la transferencia de la tecnología solar para cocción de alimentos, huertas familiares y destiladores solares y a la Fundación CRICYT por su apoyo a la logística del proyecto.

REFERENCIAS

Abraham, E.M., Soria, D., Rubio, C., Rubio, M.C. y Virgillito, J., (2014). Modelo Territorial Actual, Mendoza, Argentina. Subsistema Físico-Biológico o Natural de la Provincia de Mendoza. Proyecto Ordenamiento Territorial para un Desarrollo Sustentable, PID-2009-00008. [en línea]. Mendoza:

De Paul et al. (2001) Comparación del comportamiento térmico y producción de destiladores con distinta pendiente en las cubiertas en estado estacionario. Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente Vol. 5, Secc. 3 pp.01,.06. Salta.

El-Bahi A. y Inan D. (1999). Analysis of a parallel double glass solar stin with separate condenser. Renewable Energy, 17, 509-521.

Esteves A., Quiroga N., Buenanueva F., Sosa R. (2015). Producción de agua destilada con sistema solar de condensador separado y concentrador de Fresnel. Actas XXXVIII Reunión de Trabajo de la Asociación Argentina de Energías Renovables y Medio Ambiente. Vol. 3, pp. 03.117-03.125. San Rafael, Mendoza.

Fasulo A., Esteban C., Odicino L. Follari J. (2006). Pequeña planta experimental de destilación solar. Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente. Vol. 10, Secc. 03, pp. 61-68. Impreso en la Argentina.

FAO. Food security. Policy Brief (2006). doi:10.1016/j.jneb.2010.12.007

Fath H.E.S. and Elsherbiny S.M. (1992). Effect of adding a passive condenser on solar still performance. Int. J. Solar Energy, 11, 73-89.

Franco J., De Paul I., Esteban S. 2002. Producción y comportamiento térmico en destiladores de batea con distintas pendientes en la cubierta. primeros resultados. Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente. Vol. 4. Nota técnica. Salta.

Hanson A., Zachritz W., Stevens K., Mimbela L., Polka R., Cisneros L. 2004. Distillate water quality of a single-basin solar still: laboratory and field studies. Solar Energy 76, 635–645.

OMS. 2023. Agua para consumo humano. Fecha consulta: 09/08/2023 https://www.who.int/es/news-room/fact-sheets/detail/drinking-water.

Pastor, G.; Abraham, E. M. y Torres, L. (2005). Desarrollo local en el desierto de Lavalle. Estrategias para pequeños productores caprinos (Argentina). Cuadernos de Desarrollo Rural, (54), 131-149. http://www.redalyc.org/articulo.oa?id=11705407 .

Samathkumar K, Arjunan T.V., Pitchandi P. and Senthilkumar P. (2010). A solar distillation – A detailed review. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 14, 1503-1526.

O EDIFÍCIO MODERNISTA PAVILHÃO DE ÓBITOS LUIZ NUNES PODE SER CONSIDERADO UMABOA ARQUITETURA BIOCLIMÁTICA (SEM USO DE MEIOS MECÂNICOS) PARA GERAR CONFORTO TÉRMICO?

Lima, Lívia*. Tertuliano, Mylena.**

*Docente e Doutora em Desenvolvimento urbano, Instituto Federal de Pernambuco, Avenida Avenida Fagundes Varela, nº 375, Jardim Atlântico, Recife, CEP 53140-080, (Pernambuco) Brasil, livia.lima@olinda.ifpe.edu.br

**Discente e Bolsista CNPq do Curso Superior Tecnólogo Produção Multimídia IFPE, Instituto Federal de Pernambuco, Avenida Avenida Fagundes Varela, nº 375, Jardim Atlântico, Recife, CEP 53140-080, (Pernambuco)Brasil, mtps@discente.ifpe.edu.br

RESUMEN/RESUMO

Este trabalho propõe analisar se os arranjos arquitetônicos modernistas do pavilhão de óbitos projetado por Luiz Nunes favorecem o aproveitamento da ventilação e iluminação natural, sob o ponto de vista do bioclimatismo. Os procedimentos metodológicos da pesquisa foram: **i)** Pesquisa documental e bibliográfica; ii) Aprofundamento teóricosobre arquitetura bioclimática e qualidade ambiental; iii) Realização da modelagem tridimensional (Sketchup e Blender). O projeto de Luiz Nunes poderia ser melhor projetado quanto ao dimensionamento e disposição das aberturas. A localização, tipo e tamanho das aberturas não promovem uma ventilação cruzada. As aberturas de entrada se fossem maiores, assim como, as saídas de ar poderiam gerar uma diferença de pressão para otimizar o desempenhoda ventilação. As aberturas poderiam ser protegidas, já que todas são de vidro e geram um acúmulo de calor, devidoao não resfriamento da envoltória pela ventilação. O cobogó é o elemento bioclimático de destaque da fachada posterior, permitindo a permeabilidade da visão e eficiente proteção solar.

PALABRAS CLAVE/PALAVRAS-CHAVE: edifício modernista, arquitetura bioclimática e conforto térmico.

ABSTRACT

This work proposes to analyze whether the modernist architectural arrangements of the death pavilion designed by Luiz Nunes favor the use of natural ventilation and lighting, from the perspective of bioclimatism. The methodological procedures of the research were: i) Documentary and bibliographic research; ii) Theoretical deepening on bioclimatic architecture and environmental quality; iii) Realization of three-dimensional modeling (Sketchup and Blender). Luiz Nunes' project could be better designed in terms of the sizing and arrangement of openings. The location, type, and size of the openings do not promote cross-ventilation. If the entrance openings werelarger, as well as the air outlets, they could

generate a pressure difference to optimize ventilation performance. The openings could be protected, as they are all made of glass and generate an accumulation of heat, due to the ventilationnot cooling the envelope. The cobogó is the standout bioclimatic element of the rear facade, allowing permeability ofvision and efficient solar protection.

KEYWORDS: Modernist building, bioclimatic architecture, and thermal comfort.

INTRODUÇÃO

Um dos arquitetos consagrados que deixaram legado da arquitetura moderna recifense, com acervo arquitetônico que ainda pode ser encontrado foi Luiz Nunes. Como características do movimento modernista têm-se os volumes prismáticos compostos de lajes planas, superfícies lisas sem ornamentação e aberturas horizontais padronizadas, que respondem às necessidades específicas e inspiradas na arquitetura moderna alemã (NASLASVSKY, 2014). O modocomo os projetos eram concebidos e construídos se tornou uma referência na época, assim como, a adoção de elementos bioclimáticos que permitiam uma arquitetura mais adaptada aos condicionantes climáticos, notadamente,às condições do clima tropical quente e úmido da cidade de Recife.

Este trabalho propõe analisar se os arranjos arquitetônicos modernistas favorecem o aproveitamento da ventilação eiluminação natural, tendo em vista que em regiões de clima quente e úmido, como é o caso da cidade de Recife (localizado na zona bioclimática 8), a norma de desempenho térmico (NBR 15575- 2021) sugere estratégias de proteção das aberturas da incidência solar direta e promover a ventilação cruzada nos ambientes para proporcionar oresfriamento da envoltória. O critério da escolha do pavilhão de verificação de óbitos deve-se por ser um exemplar da arquitetura moderna e a adoção de dispositivos bioclimáticos. O edifício, projetado em 1937, está localizado no bairro do Derby da cidade de Recife (Figura 1), atualmente um bairro comercial, foi construído como anexo da antiga Escola de Medicina e destinava-se a abrigar serviços do Laboratório de Anatomia Patológica.



Fig 1. Mapa de localização do edifício Pavilhão de Óbitos em Recife.
Fonte: Tertuliano, 2024.

O pavilhão tem uma aparência de uma residência e assemelha-se às casas modernistas internacionais da época. Além da escala e da implantação, é importante verificar a própria estratégia compositiva do edifício, marcada pela centralidade da planta e da fachada principal, a exemplo da Villa Savoye (MARQUES; NASLAVSKY, 2011). O edifício possui uma planta modulada com três pavimentos apoiados por vigas e pilares, refletindo características da arquitetura moderna, como vãos livres no térreo e o uso do concreto armado para vencer extensos vãos. O pavilhão de Nunes reúne, assim, quatro dos cinco famosos pontos abordados por Le Corbusier: planta livre modulada, fenêtre en longueur (longa janela), estrutura independente, fachada livre, teto-jardim (MARQUES; NASLAVSKY, 2011). As generosas aberturas, os elementos vazados e os elementos de proteção solar foram bastante utilizados na arquitetura moderna, permitindo o aproveitamento da ventilação natural e proteção da insolação direta (em locais de clima quente e úmido) e, consequentemente, a promoção de um bom desempenho ambiental e bioclimático do edifício. O bioclimatismo é uma área de conhecimento que estuda a adequação do espaço construído às características climáticas da região e às necessidades metabólicas dos indivíduos, de maneira a proporcionar conforto ambiental e eficiência energética (FREITAS; AZERÊDO; FALCÃO, 2021). O termo arquitetura bioclimática foi evidenciado por Victor Olgyay ao publicar a Carta Bioclimática, em 1963.

METODOLOGIA

Os procedimentos metodológicos da pesquisa foram:

a) Pesquisa documental e bibliográfica: pavilhão de óbito Luiz Nunes

Neste primeiro momento, foi realizada uma coleta documental e pesquisa bibliográfica sobre o pavilhão, concepçãoe características do projeto modernista.

b) Aprofundamento teórico sobre arquitetura bioclimática e qualidade ambiental

O aprofundamento teórico sobre arquitetura bioclimática e qualidade ambiental permitiu conceituar e elencar os principais preceitos que envolvem cada uma das abordagens. O entendimento desses conceitos resultou como produtode uma leitura crítica da obra a respeito do desempenho ambiental com seus dispositivos bioclimáticos.

c) Realização da modelagem tridimensional (Sketchup e Blender)

Foram realizadas as modelagens nos programas tridimensionais Sketchup e Blender. No programa Sketchup foi configurada a latitude de Recife e simulado no período de Janeiro (verão) o estudo da insolação nos horários das 10hs, 12hs e 15hs, acionando o comando sombra. O edifício também foi renderizado no Blender, para obter um resultado mais realista do edifício. Critérios que foram avaliados na modelagem: Orientação das fachadas do edifíciono lote (norte, sul, leste e oeste), Disposição e dimensionamento das aberturas e A eficiência do cobogó.

RESULTADOS E DISCUSSÕES

No pavimento térreo da fachada principal, o elemento de vedação foi colocado por trás da estrutura. Luiz Nunes projetou os pilares independentes da vedação da fachada, na frente e no fundo. O emprego de mísulas no encontro depilares e vigas evidencia a racionalização da estrutura e da economia. O edifício é um prisma retangular puro, bem característico da arquitetura moderna, marcada pela porta de vidro no térreo e janelas baixas no primeiro pavimento,ver Figuras 2 e 3. As aberturas da fachada principal, voltada para a orientação leste, são compostas por grandes esquadrias de ferro corrediças, ver Figuras 2 e 3. Nas laterais – Norte e Sul possui aberturas com peitoril de 1,6m (Figura 4).



Fig 2. Fachada principal do edifício
Fonte:https://vitruvius.com.br/revistas/read/arquitextos/21.250/8020



Fig 3. Fachada posterior do edifício
Fonte: Lima, 2024.



Fig 4. Abertura na lateral do edifício
Fonte: Lima, 2024.

O edifício possui a fachada principal nascente e a poente na fachada posterior. As aberturas da fachada principal, voltada para a orientação leste, são compostas por grandes esquadrias de ferro corrediças (Figura 5). Na fachada principal há uma porta de vidro, localizada na fachada nascente, no qual recebe a ventilação predominante (sudeste),e a saída de ar localizada na fachada poente (uma abertura superior- peitoril de 1,60m)(Figura 6).



ig 5. Modelagem do edifício
Fonte: Mylena Tertuliano

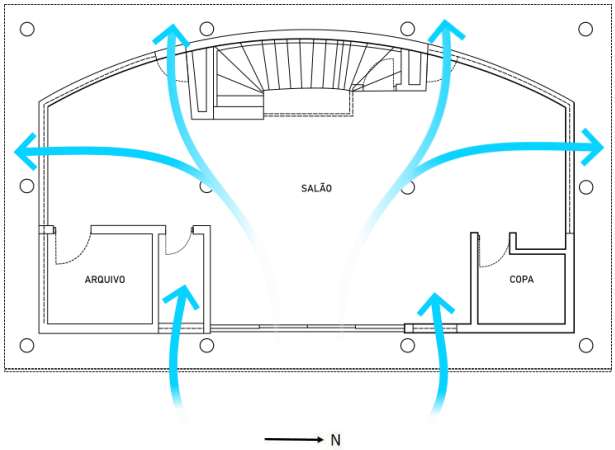


Fig 6. Planta baixa - pavimento térreo
Fonte: Mylena Tertuliano

O elementos bioclimáticos que chamam atenção na volumetria são os cobogós na fachada poente. O cobogó é um elemento construtivo pré-fabricado, vazado e modular. Inventado em Pernambuco no início do século XX, possibilitaventilação natural e proteção solar, quesitos importantes para edificações tropicais, explicando a sua adoção tanto na arquitetura modernista quanto na vernacular (VIEIRA; BORBA; RODRIGUES, 2012). Os cobogós são dispositivosbioclimáticos mais eficientes para esta fachada (quando o sol está se pondo), protegendo da incidência solar direta com elementos na horizontal e na vertical (misto), ver Figura 7. Esses elementos são ricos adornos das paisagens construídas.

Se, de início, o cobogó foi utilizado em edificações “luxuosas”, assinadas por arquitetos renomados,com o tempo, ele foi ganhando popularidade, porque cumpria exatamente as funções a que se destinava desde o início: sendo barato, ajudava o cidadão comum a iluminar e ventilar sua residênciacom o simples recurso de aplicar no muro, na fachada e nas paredes da casa aqueles tijolinhos de diferentes tamanhos, materiais e formas geométricas que, ainda por cima, permitiam certa aberturaentre o ambiente privado e o público (aliás, como observamos nos muxarabis árabes e jharokas indianas, cujo princípio era o de também “ver sem ser visto”) (VIEIRA; BORBA; RODRIGUES, 2012).



Fig 7. Fachada posteriorFonte: Lima, 2024

No primeiro pavimento a fachada nascente (zona de maior pressão à barlavento) é composta por aberturas basculantes (incidência da ventilação sudeste) e a sucção (zona de menor pressão à sotavento) são os cobogós, ver (Figura 8). Essas aberturas tipo “basculante” a entrada de ar é realizada por baixo da janela (Figura 9), o que há um aproveitamento do ar de apenas 75%. Essa perda da velocidade na área de maior pressão, acaba comprometendo a saída de ar e o processo de resfriamento da envoltória. Apesar do primeiro pavimento possuir aberturas generosas, o tipo de esquadria não contribui para otimizar o desempenho da ventilação (Figura 9) e as mesmas não possuem nenhum tipo de proteção da incidência solar direta. Este aspecto acaba comprometendo o acúmulo de calor no ambiente, já que as aberturas não contribuem para a otimização da ventilação cruzada. No último pavimento há apenas aberturas na fachada principal (nascente), funcionando como otimizador da iluminação natural (Figura 8).

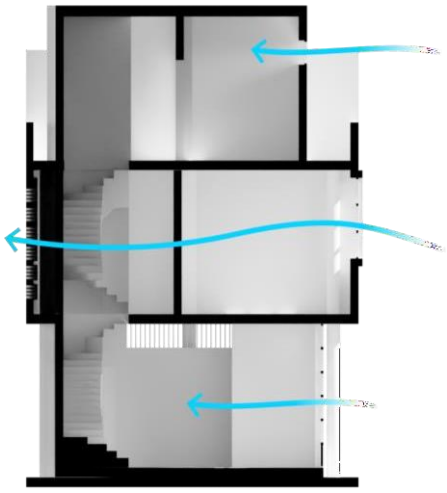


Fig 8. Corte transversal mostrando o melhor desempenho da ventilação no primeiropavimento.
Fonte: Tertuliano, 2024

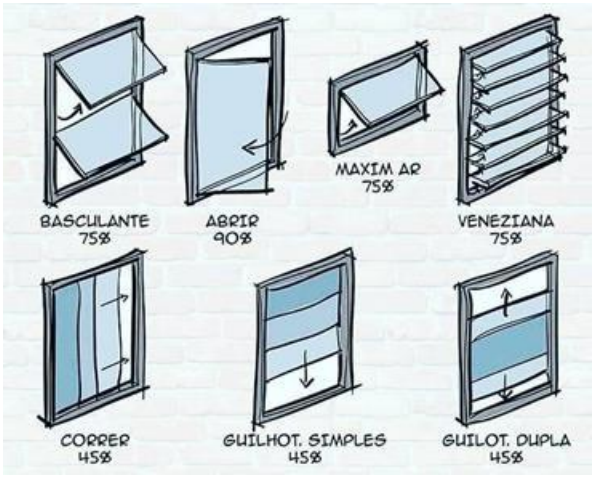


Fig 9. Tipos de esquadrias: detalhe para a basculante utilizada no projeto do pavilhão dos óbitos
Fonte: http://alumins.com.br

Poderia haver o incremento na ventilação se fosse projetado entradas e saídas de ar generosas (largura acima de 1,5m)e com aberturas de giro (de forma que aproveite 100% do vão aberto) (Figura 10). É possível perceber que o tipo deesquadria e o material interferem diretamente também no ganho do calor no ambiente. No caso do vidro é semelhanteao efeito estufa, quando não há diferença de pressão entre as aberturas que promova o resfriamento da envoltória, o vidro só potencializa o acúmulo de calor no interior do ambiente. A proteção das aberturas e a varredura de ar promovida pela diferença de pressão das aberturas seriam estratégias bioclimáticas fundamentais para o conforto térmico em regiões de clima quente e úmido, como é o caso de Recife.

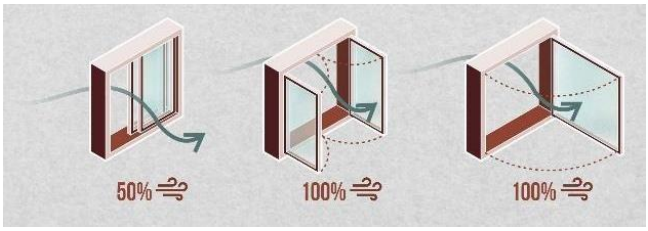


Fig 10. Aproveitamento da ventilação quanto ao tipo de aberturas
Fonte: https://www.archdaily.com.br/br/886541/ventilacao-cruzada-efeito-chamine-entenda-alguns-conceitos-de-ventilacao-natural

Constata-se que apesar do primeiro pavimento possuir aberturas generosas, o tipo de abertura basculante não contribui para otimizar o desempenho da ventilação e as mesmas não possuem nenhum tipo de proteção da incidência solar direta. Não há nenhum tipo de proteção solar nas esquadrias de vidros do edifício (ver Figuras 11 e 12), como se pode constatar na simulação da incidência solar, utilizando o Sketchup, no edifício nos horários: 10hs, 12 hs. Este aspecto acaba comprometendo o acúmulo de calor no ambiente, já que as aberturas de entrada e saída de ar não contribuem para uma boa ventilação cruzada e

resfriamento da envoltória. Foi simulado o percurso solar no horário das 15hs, no período de Janeiro (verão em Recife) e pode-se observar a influência da proteção solar dos cobogós na fachada poente, ver figura 13.

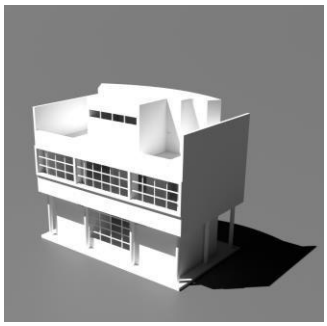


Fig 11. Simulação da sombra às10hs.
Fonte: Tertuliano, 2024



Fig 12. Simulação da sombra às12hs.
Fonte: Tertuliano, 2024

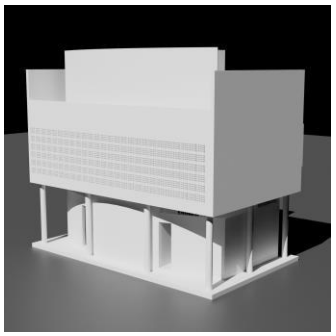


Fig 13. Simulação da sombra às 15hs.
Fonte: Tertuliano, 2024

No último pavimento há apenas uma abertura na sala localizada na fachada principal (nascente), funcionando como otimizador da iluminação natural (Figura 14). Sabe-se que para haver uma circulação de ar no interior do ambiente oedifício deve ter entrada e saída de ar. Nesse pavimento há apenas uma abertura na sala, ver Figura 14. Foi simuladoa insolação às 10hs em janeiro e constatou-se a contribuição da abertura apenas para entrada da luz natural no interiordo edifício (Figura 15).

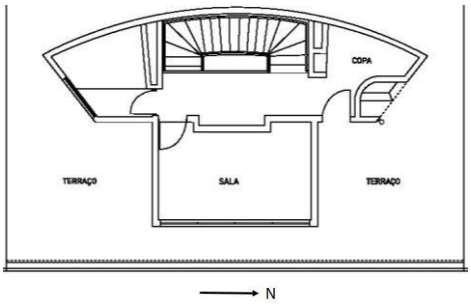


Fig 14. Panta baixa do último pavimento (apenas umaabertura da sala)
Fonte: Tertuliano, 2024

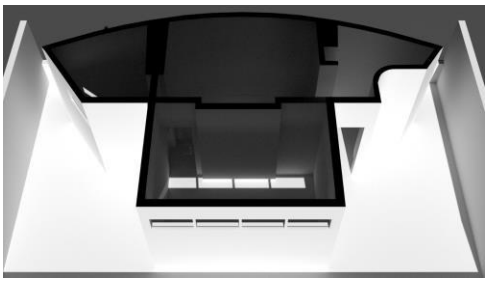


Fig 15. Estudo de sombras, utilizando o sketchup, no interior do último pavimento.
Fonte: Tertuliano, 2024

Poderia haver o incremento na ventilação se fosse projetado entradas e saídas de ar generosas (largura acima de 1,5m)e com duas folhas de giro (de forma que aproveite 100% do vão aberto) (Figura 16). É possível perceber que o tipo de esquadria e o material interferem diretamente no ganho do calor no ambiente. A proteção das aberturas, principalmente, se forem de vidro é fundamental para que o calor não seja disseminado no interior do edifício. Exemplo de protetores solares nas esquadrias (Figura 17).

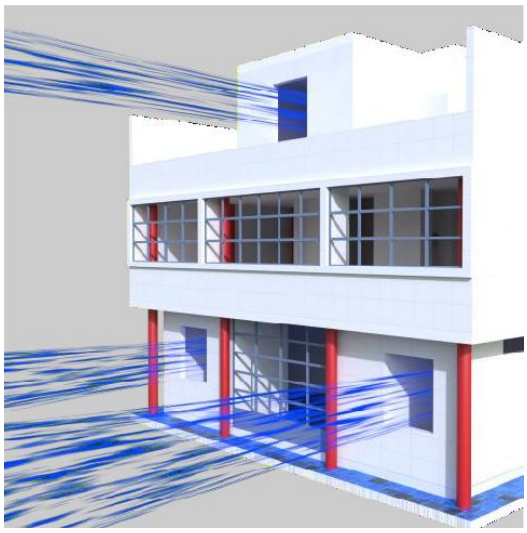


Fig 16. Simulação com aproveitamento de100 % da abertura.

Fonte: Tertuliano, 2024



Fig 17. Uso de brise soleil para proteger as aberturas.
Fonte: http://www.aecweb.com.br/revista/materiais/brise-soleil-em-fachadas-bloqueiam-radiacao-solar/6701

O tamanho e a disposição das esquadrias também é algo fundamental para o bom desempenho da ventilação natural,resfriamento da envoltória e alcançar um bom projeto bioclimático. Observa-se na figura 18 que as zonas de maior pressão são de azul (zonas à barlavento) e a sucção de ar de menor pressão no tom laranja (zonas à sotavento). O exemplo abaixo mostra que a diferença de pressão entre as aberturas, gerando um bom desempenho da ventilação cruzada no interior do edifício (Figura 18).

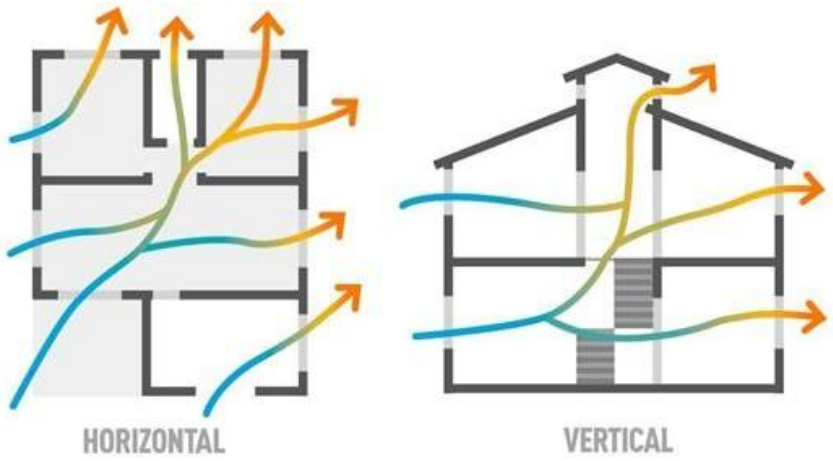


Fig 18. Exemplos de configurações de abertura e saída de ar que favorecem a ventilação cruzada.
Fonte: http://www.projetou.com.br/posts/ventialacao-cruzada/

COMENTÁRIOS FINAIS

Constata-se que o projeto de Luiz Nunes poderia ser melhor projetado quanto ao dimensionamento e disposição dasaberturas, principalmente para não ficar dependente do uso de energia mecânica e promover um bom desempenho bioclimático, com aproveitamento da ventilação e iluminação natural. A localização, tipo e tamanho das

aberturas não promovem uma ventilação cruzada. As aberturas de entrada se fossem maiores, assim como, as saídas de ar poderiam gerar uma diferença de pressão para otimizar o desempenho da ventilação. As aberturas poderiam ser protegidas, já que todas são de vidro e geram um acúmulo de calor, devido ao não resfriamento da envoltória com a ventilação cruzada. O cobogó é o elemento bioclimático de destaque da fachada posterior, permitindo a permeabilidade da visão e eficiente proteção solar.

A importância de conhecer o valor da obra arquitetônica modernista do pavilhão será na análise não apenas física, mas também no processo de concepção e características arquitetônicas marcantes do modernismo, presentes na paisagem urbana da cidade de Recife, além disso, conhecer como o pavilhão foi utilizado ao longo dos anos e a perspectiva para novos usos, já que faz parte do patrimônio da Universidade Federal de Pernambuco.

REFERÊNCIAS

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS-ABNT. 02:135.07-001/3

Parte 3: Zoneamento bioclimático brasileiro e diretrizes construtivas para habitações unifamiliares de interesse social. Rio de Janeiro. Setembro, 2003.

FREITAS, Ruskin; AZERÊDO, Jaucele; FALCÃO, Carlos. Avaliação bioclimática do Edifício da Sudene, Recife PE. Vitruvius. Arquitextos. São Paulo. Volume 249.07, Fevereiro. 2021. Disponível em: https://vitruvius.com.br/revistas/read/arquitextos/21.249/8011. Acesso em: 07 jan. 2023.

MARQUES, Sônia; NASLASVSKY, Guilah. Eu vi o modernismo nascer… foi no Recife. Vitruvius. Arquitextos. São Paulo. Volume 131.02, Abril, 2011. Disponível em: https://vitruvius.com.br/revistas/read/arquitextos/11.131/3826. Acesso em: 15 mar. 2023.

NASLASVSKY, Guilah. Um olhar sobre o passado arquitetônico moderno do recife. Revista Continente. Recife. Volume 161, Maio, 2014. Disponível em: https://revistacontinente.com.br/secoes/arquivo/um-olhar-sobre-o- passado-arquitetonico-moderno-do-recife. Acesso em: 18 mar. 2023.

OLGYAY, Victor. Arquitectura y clima. Barcelona, Gustavo Gili, 1963. VIEIRA, A., BORB, C., RODRIGUES, J. Cobogó de pernambuco. Recife. 2012.

EL DERECHO AL SOL EN EL URBANISMO CONTEMPORÁNEO: UN CASO DE ESTUDIO EN EL SEGUNDO ENSANCHE DE PAMPLONA

García I.*, de Blas M.*, García, V.**, Torres J.L.*

*Institute of Smart Cities (ISC), Departamento de Ingeniería, Universidad Pública de Navarra, Campus de Arrosadía, 31006 Pamplona, España, ignacio.garcia@unavarra.es

**Departamento SIT, Área de Cartografía e Ingeniería Territorial, Tracasa Instrumental, C/ Cabárceno, 6. 31621, Sarriguren, España

RESUMEN

Este trabajo evalúa el impacto de la flexibilización de normativas de altura en el Segundo Ensanche de Pamplona sobre la radiación solar incidente en las cubiertas de los edificios y su potencial fotovoltaico (FV). Se utilizaron una serie de datos meteorológicos desde 2005 hasta 2023 y modelos digitales de superficie de alta resolución para analizar condiciones previas y posteriores a la modificación de las normativas. La metodología incluyó la generación de mapas de potencial solar y FV, evaluando la radiación accesible mediante análisis de elevación del horizonte y factores de visión del cielo. Los resultados mostraron una reducción significativa en la irradiación recibida tras la flexibilización, impactando en el potencial FV. Este descenso subraya la necesidad de considerar el «Derecho al Sol» en la planificación urbana para garantizar un acceso equitativo a la radiación solar, esencial para la salud y la optimización energética de los edificios. Se ha puesto de manifiesto la necesidad de integrar criterios de acceso a la radiación solar en las normativas urbanísticas para evitar efectos adversos en desarrollos futuros.

PALABRAS CLAVE: Derecho al Sol, Mapeo Solar, Potencial Fotovoltaico, Planificación Urbana

ABSTRACT

This study assesses the impact of relaxing height regulations in the Segundo Ensanche of Pamplona on the solar radiation incident on building rooftops and their photovoltaic (PV) potential. A series of meteorological data from 2005 to 2023 and high-resolution digital surface models were used to analyze conditions before and after the regulatory changes. The methodology included the generation of maps for solar and PV potential, assessing accessible radiation through horizon elevation analysis and sky view factors. The results showed a significant reduction in the received irradiation following the relaxation, impacting the PV potential. This decline underscores the need to consider the "Right to the Sun" in urban planning to ensure equitable access to solar radiation, essential for health and energy optimization of buildings. The need to integrate criteria for access to solar radiation in urban regulations has been highlighted to prevent adverse effects on future developments.

KEYWORDS: Right to the Sun, Solar Mapping, Photovoltaic Potential, Urban Planning

INTRODUCCIÓN

La importancia de la radiación solar es crucial en diversos aspectos de la vida humana, incluyendo la agricultura, la salud y la generación de energías renovables. Las ciudades, como principales entornos humanos, han evolucionado teniendo en cuenta la necesidad de maximizar el aprovechamiento de la luz solar y natural. Uno de los primeros asentamientos urbanos documentados es Çatalhöyük, situado en el sur de Anatolia y habitado alrededor del año 6000 a.C. En esta región de clima árido, las viviendas se construían adosadas, sin calles, con cubiertas planas de diferentes alturas. Este diseño permitía que las pequeñas ventanas en las cubiertas se usaran también como entradas a las casas, optimizando la entrada de luz solar (Düring, 2001; Kuijt y Marciniak, 2024).

Los antiguos griegos eran conscientes de la importancia de la energía solar para la salud humana. Excavaciones en diversas ciudades de la Grecia clásica han revelado que estas ciudades se planificaban para asegurar que todos los ciudadanos tuvieran acceso equitativo al Sol. Por ejemplo, la ciudad de Olinto (Grecia) presentaba una planta reticular con ejes norte-sur y este-oeste, donde cada casa estaba diseñada con una fachada orientada al sur y un patio interior o atrio. En estas casas, la presencia de ventanas en las fachadas exteriores era muy limitada, por lo que el patio central actuaba como la principal fuente de luz natural para las distintas estancias. Por su parte, Priene, una antigua ciudad griega de Jonia (en la actual Turquía), contaba con un plano urbano geométrico desde el siglo IV a.C., diseñado por el urbanista Hipódamo de Mileto. Consciente de las variaciones estacionales en la elevación solar, Hipódamo dispuso las viviendas de manera que el Sol de invierno, con una menor elevación sobre el horizonte, pudiera entrar fácilmente en la casa a través de un pórtico orientado al sur, proporcionando sombra durante el verano.

En la antigua Roma, Marco Vitruvio, en su tratado De Architectura, escrito alrededor del año 20 a.C., subrayaba la necesidad de que los interiores de las viviendas estuvieran bien iluminados durante el día, evitando la obstrucción de las ventanas por otros edificios (Lepore, 2017). Este consejo probablemente se basaba en el derecho romano, que justificaba el derecho a obtener una luz diurna sin obstáculos; conocido como el Derecho al Sol.

Cuando se establecía un nuevo asentamiento militar romano, que en muchos casos constituía el germen de una nueva ciudad, se diseñaba siguiendo los principios de Vitruvio. El trazado básico consistía en una vía orientada en dirección norte-sur, llamada *cardo maximus*, cruzada por otra vía con orientación este-oeste, denominada *decumanus maximus*. El foro se situaba en la intersección de ambas calles. Este diseño se puede observar hoy en día en ciudades como Zaragoza, León o Mérida.

Existen ejemplos más recientes de planificaciones urbanas exitosas que tuvieron en cuenta el acceso a la radiación solar de sus habitantes. Uno de los más conocidos, aunque quizá no tanto por su relación con el Sol, es el Plan Cerdá para el ensanche de Barcelona, de finales del siglo XIX. Éste seguía los criterios de Hipódamo de Mileto, con una con una estructura en cuadrícula, abierta e igualitaria. Precisamente, la relación entre la altura de los edificios y la anchura de las calles se estableció de tal manera que la radiación solar pudiese alcanzar el nivel de la calle cuando el Sol se elevaba 45º sobre el horizonte,

garantizando así una buena iluminación natural de los edificios. Asimismo, las esquinas truncadas de las manzanas mediante un chaflán permitían mejorar el acceso a la luz. A semejanza de las casas de la antigua Grecia, aunque con una escala mayor, se dotó a las manzanas de un amplio patio central que facilitaba el acceso a la luz natural de las estancias interiores (Pallares-Barbera et al., 2021).

En 1920, tras el derribo parcial de las murallas de Pamplona, la ciudad experimentó una expansión hacia el sureste, siguiendo el plan de ensanche diseñado por Serapio Esparza. Este desarrollo se identifica como el Segundo Ensanche, distinguiéndose de un ensanche anterior desarrollado hacia el oeste (Taberna Irazoki, 2009). El diseño de Esparza, inspirado en el modelo urbanístico de Cerdà, adoptó una cuadrícula rotada 45 grados, optimizando así la exposición solar de los edificios. La efectividad de este criterio de soleamiento depende estrictamente del cumplimiento de las restricciones de altura establecidas en el plan original: 16 metros para las calles más estrechas y de 21 metros para las más anchas.

La reciente flexibilización de las normativas urbanas, particularmente sobre la altura de los edificios, ha generado preocupación sobre su impacto en la incidencia de radiación solar en los edificios, que podría afectar negativamente a la eficiencia energética y al confort visual de los habitantes. En el Segundo Ensanche de Pamplona, tres nuevos edificios superan en diez niveles la altura máxima del plan original, comprometiendo la exposición solar de los edificios cercanos, especialmente los situados inmediatamente al norte de las nuevas estructuras.

La necesidad de insolación, que ha sido una preocupación central para los encargados del diseño de las ciudades desde la antigüedad, se ha visto complementada recientemente con la capacidad de aprovechar la energía solar incidente en los edificios mediante sistemas fotovoltaicos (FV) y solares térmicos, especialmente en sus cubiertas. Este enfoque no solo maximiza la luz natural para mejorar la calidad de vida y la salud de los habitantes, sino que también responde a la creciente demanda de fuentes de energía renovable, contribuyendo significativamente a la sostenibilidad urbana. La flexibilización de las normativas urbanas sobre la altura de los edificios puede disminuir la capacidad de generación de estos sistemas.

El objetivo de este estudio es cuantificar el impacto de la flexibilización de los criterios urbanísticos relativos a la altura máxima de los edificios en la reducción de la radiación solar recibida por las cubiertas de los edificios circundantes y, consecuentemente, en su capacidad para producir energía solar FV.

DATOS

Datos meteorológicos

Los datos meteorológicos empleados en este estudio fueron recopilados de la estación meteorológica situada en las instalaciones de la Escuela Técnica Superior de Ingeniería Agronómica y Biociencias de la Universidad Pública de Navarra, localizada en Pamplona, España (42º47’32’’ N, 1º37’49’’ O, 433 m s.n.m.). El conjunto de datos abarca el período

desde enero de 2005 hasta diciembre de 2023, con registros horarios de las variables de irradiancia global horizontal, temperatura y humedad relativa. La irradiancia global se sometió a un procedimiento de control de calidad (QC) conforme a las directrices de la Baseline Surface Radiation Network (BSRN) (Long y Dutton, 2002), que incluye tres niveles de QC: límites físicos, límites extremos y coherencia. Para los datos de temperatura y humedad relativa, se aplicó un control de límites extremos.

A partir de este conjunto de datos, se generó un Año Meteorológico Típico (TMY), conforme a las metodologías establecidas para la estimación a largo plazo del recurso solar (García y Torres, 2018). En este estudio, se empleó específicamente el Typical Global radiation Year (TGY) propuesto por el Laboratorio Nacional de Energías Renovables (NREL) (Habte et al., 2014), cuyo procedimiento se caracteriza por la selección de meses típicos basada exclusivamente en la radiación solar global. Dado que las mediciones de las componentes directa y difusa de la radiación solar no estaban disponibles, se recurrió al modelo Dirint (Perez et al., 1992) para estimar dichas componentes, debido a su demostrada eficacia en estudios previos realizados en Pamplona (de Blas et al., 2013; Torres et al., 2010).

Datos geográficos

Para realizar el análisis propuesto, se generaron dos mapas de potencial solar y FV con una resolución espacial de 25 cm, correspondientes a la zona adyacente a los edificios recientemente construidos. El estudio consideró dos escenarios distintos: (1) la condición existente antes de la construcción de los nuevos edificios y (2) la situación posterior a la edificación de las nuevas estructuras, las cuales superan significativamente la altura máxima previamente establecida. En la Fig. 1 se presentan los modelos 2.5D, tanto de la situación previa (Fig. 1a) como de la situación posterior a la construcción de las torres (Fig. 1b), de la zona objeto de la modificación urbanística (sombreada en verde) y de la zona afectada por el sombreado, que es objeto de análisis en este estudio (sombreada en rojo).

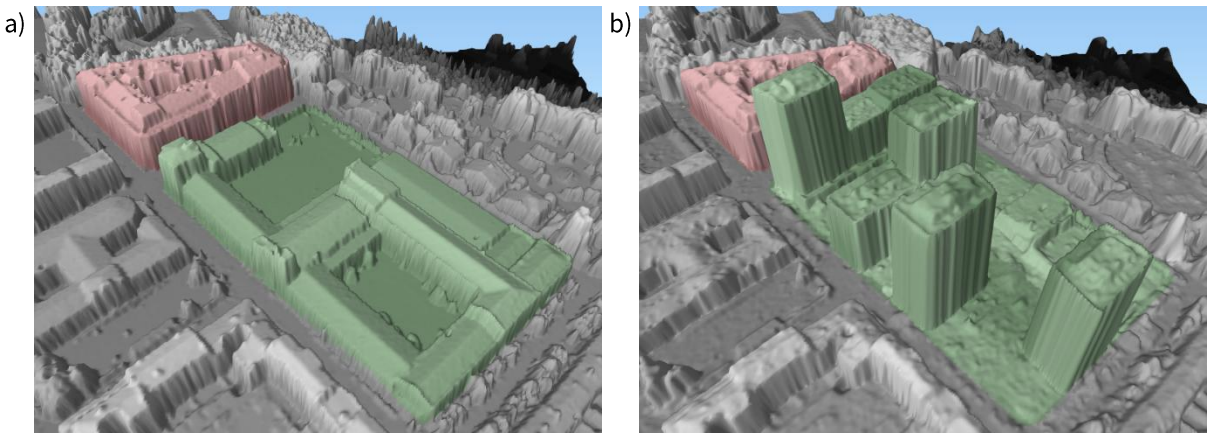


Fig. 1. Modelo 2.5D de la zona de estudio considerando la condición existente antes de la construcción de los nuevos edificios (a) y la situación posterior a la edificación de las nuevas estructuras (b). Se ha sombreado en verde la zona objeto de la modificación urbanística y en rojo la zona afectada por el sombreado.

La información geográfica empleada consistió en dos Modelos Digitales de Superficie (MDS). El primero obtenido a partir de un vuelo LiDAR realizado en 2017, con una resolución

de 25 cm. Esta información está disponible en la Infraestructura de Datos Espaciales de Navarra (IDENA). El segundo modelo fue obtenido a partir del vuelo LiDAR de 2020, actualizado en una zona con la nube de puntos obtenida por *stereo matching* denso, basado en los mapas de profundidad generados a partir de las imágenes del vuelo fotogramétrico del PNOA de GSD 22cm de Navarra, con un solape longitudinal y transversal del 60% lo que permitió obtener un MDS de 25 cm de resolución. También se utilizó la información catastral de Pamplona para asociar las estimaciones de radiación y producción FV obtenidas para cada píxel del MDS a los diferentes edificios de la ciudad. Esta información se obtuvo en formato vectorial (Shapefile) a través del servicio de descarga del Servicio de Riqueza Territorial y Catastro del Gobierno de Navarra.

METODOLOGÍA

La metodología descrita a continuación se aplicó a cada uno de los píxeles de los MDS mencionados en el apartado dedicado a los datos geográficos. El objetivo final fue obtener, para cada uno de los dos escenarios planteados, un mapa de potencial de radiación solar y un mapa de potencial de producción FV, que permitieran evaluar las variaciones en dichos potenciales entre ambas situaciones.

Cálculo del horizonte visible

La determinación de la elevación angular del horizonte visible en una ubicación específica es fundamental para considerar el impacto de los obstáculos circundantes (como edificios, árboles y montañas) sobre las dos componentes de la radiación solar. En este estudio, se calculó la elevación del horizonte visible desde cada píxel del MDS utilizando el siguiente procedimiento para optimizar el esfuerzo computacional:

- Cálculo del horizonte cercano: para cada píxel del MDS, se calculó el horizonte cercano considerando un radio de 200 metros y un ángulo de paso de 1º.
- Cálculo del horizonte lejano: la zona de estudio se dividió en celdas de 72 m x 86 m. Se realizó un único cálculo del horizonte lejano para cada celda definida en la cuadrícula, teniendo en cuenta la extensión total del MDS y un ángulo de paso de 1º.
- Combinación de horizontes: se combinaron los horizontes cercanos y lejanos para cada píxel, utilizando la envolvente superior de ambos horizontes.

Generación del mapa de factores de visión del cielo

El factor de visión del cielo (SVF, por sus siglas en inglés) se define como la relación entre la irradiancia difusa recibida por un plano inclinado y la irradiancia difusa horizontal, asumiendo una distribución isotrópica de la radiancia en el cielo. El conocimiento del SVF permite evaluar el impacto de los obstáculos circundantes sobre la irradiancia difusa recibida en cada píxel del MDS. En entornos con obstrucciones, el SVF se calcula de acuerdo con el cociente de la Ec. (1).

$$SVF = \frac{G_{d,T,obs}}{G_d}, \quad (1)$$

donde $G_{d,T,obs}$ es la irradiancia difusa recibida en un plano inclinado considerando el efecto de los obstáculos y G_d es la irradiancia difusa recibida en un plano horizontal libre de obstáculos.

La estimación del SVF se llevó a cabo mediante la Ec. (2) propuesta por Böhner y Antonić (2009) como una adaptación de la expresión original de Dozier y Frew (1990).

$$SVF = \frac{1}{N}\sum_{i=1}^{N} \max\left[0, \cos\beta_p \cos^2\alpha_i + \sin\beta_p \cos(\gamma_i - \gamma_p)\,(\pi/2 - \alpha_i - \sin\alpha_i \cos\alpha_i)\right], \quad (2)$$

donde α_i es la elevación angular del horizonte correspondiente a un azimut γ_i, γ_p es el azimut del plano y N es el número total de azimuts considerados para definir el horizonte (360 en este caso). Así, para el cálculo del SVF en un píxel del MDS, es necesario conocer su orientación, su inclinación y la elevación de la línea del horizonte visible.

Generación del mapa de radiación solar global, directa, difusa y reflejada

La conversión de la irradiancia directa horaria desde el plano horizontal al plano inclinado de cada píxel de MDS se basa en una relación geométrica que considera tanto el ángulo cenital solar como el ángulo de incidencia entre el sol y el píxel específico. Para calcular estas variables, es imprescindible determinar la posición solar para cada hora del año, utilizando el algoritmo actualizado de la Plataforma Solar de Almería (Blanco et al., 2020). Además, es crucial considerar el impacto de los obstáculos del entorno sobre la irradiancia directa incidente, evaluando si estos obstáculos se interponen entre el sol y el píxel en cada momento dado.

La irradiancia difusa, debido a su naturaleza multidireccional y anisotrópica, no puede ser calculada mediante una simple transformación geométrica. Para cuantificarla, se empleó el modelo de Perez et al. (2009), el cual ha demostrado el mejor comportamiento para Pamplona (García et al., 2020). Se realizaron modificaciones al modelo para incluir el efecto de los obstáculos en la irradiancia difusa, dado que el modelo en su forma original solo consideraba la inclinación y orientación del plano. Adicionalmente, se incorporó una contribución sobre el plano inclinado de la irradiancia difusa reflejada, utilizando un valor constante de albedo de 0.3.

Se calcularon las componentes de irradiancia directa, difusa y reflejada para cada hora del año. La suma de estas tres componentes proporciona la irradiancia global horaria. La irradiancia global anual se obtuvo integrando las irradiancias globales horarias a lo largo del año para cada píxel.

Generación del mapa estimado de producción solar FV

Antes de abordar la estimación de la producción FV, en las cubiertas de los edificios, se realizó un análisis de los potenciales dispositivos FV encargados de la conversión de energía

solar radiante a energía eléctrica. Este análisis se centró en los módulos de silicio monocristalino, dado que este material representa aproximadamente el 95% del mercado FV, con alrededor del 70% de estos módulos siendo de tipo monocristalino. Para el estudio, se seleccionó un módulo monocristalino de células partidas con 5 busbars, una potencia pico bajo Condiciones Estándar de Medida (CEM) de 315 Wp y una densidad de potencia eléctrica en el punto de máxima potencia de 186.68 $W \cdot m^{-2}$.

Para determinar la potencia máxima que puede generar este módulo bajo diversas condiciones de irradiancia y temperatura, se adoptó la estrategia de calcular los valores de los cinco parámetros del modelo de un diodo en las distintas condiciones ambientales presentes en el TGY utilizado. Los parámetros considerados fueron: corriente fotogenerada (I_L), corriente de saturación del diodo (I_0), resistencia serie (R_S), resistencia paralela (R_P) y factor de idealidad del diodo (n). Inicialmente, estos parámetros se determinaron bajo CEM utilizando la información proporcionada por el fabricante en las especificaciones técnicas del módulo. Posteriormente, se ajustaron a las condiciones ambientales específicas de cada momento. Para el ajuste de los cinco parámetros, se empleó el procedimiento descrito por Villalva et al. (2009), que se basa únicamente en los datos habitualmente suministrados por los fabricantes. Los valores de los cinco parámetros del modelo de un diodo para el módulo de referencia en CEM se presentan en la Tabla 1.

Tabla 1. Valores de los parámetros del modelo en CEM.

I_L (A)	I_0 (A)	n	R_S (Ω)	R_P (Ω)
5.022	$1.44 \cdot 10^{-9}$	1.203	0.38	842

Para determinar la temperatura de las células en función de las diferentes temperaturas ambientales consideradas, se utilizó el valor de la Temperatura de Operación Normal de la Célula (TONC). Los parámetros del modelo en diversas condiciones ambientales se calcularon utilizando las Ecuaciones (3) a (7). En estas ecuaciones, los subíndices 1 y 2 indican los valores de los parámetros o variables ambientales en las condiciones iniciales (1) y finales (2), respectivamente. G es la irradiancia total incidente. Las temperaturas de la célula se expresan en términos absolutos. Los coeficientes α y β cuantifican la variación de I_{cc} y de V_{oc} con la temperatura, respectivamente. V_T representa el potencial térmico, K es la constante de Boltzmann, q es la carga del electrón y E_G es la anchura de la banda prohibida del silicio.

$$I_{cc2} = I_{cc1}\frac{G_2}{G_1} + \alpha(T_2 - T_1). \quad (3)$$

$$V_{oc2} = V_{oc1} + n_1 V_T \ln\frac{I_{cc2}}{I_{cc1}} + \beta(T_2 - T_1). \quad (4)$$

$$I_{02} = I_{01}\left(\frac{T_2}{T_1}\right)^3 e^{\frac{qE_G}{n_1 K}\left(\frac{1}{T_1} - \frac{1}{T_2}\right)}. \quad (5)$$

$$n_2 = -\frac{V_{oc2}}{V_{T2}\, ln\left(\frac{I_{02}}{I_{cc2} - \frac{V_{oc2}}{R_p}}\right)}. \quad (6)$$

$$\mathrm{I_{L2}} = \mathrm{I_{cc2}}\left(1 + \frac{\mathrm{R_s}}{\mathrm{R_p}}\right) + \mathrm{I_{02}}\left(\mathrm{e}^{\frac{\mathrm{I_{cc2}R_s}}{\mathrm{n_2 V_{T2}}}} - 1\right). \quad (7)$$

La estimación de la potencia máxima que el módulo puede entregar bajo diversas condiciones meteorológicas se llevó a cabo utilizando el método iterativo de Newton-Raphson, el cual permite encontrar soluciones aproximadas de la función implícita que describe la relación entre la tensión y la corriente del módulo. Este cálculo se realizó para un rango de temperaturas ambiente observadas en el TGY, que varía de -7 a 37ºC, con incrementos de 0.5ºC, y para un rango de irradiancias que oscila entre 50 y 1,000 W·m^{-2}, con incrementos de 25 W·m^{-2}. Posteriormente, la densidad máxima de potencia eléctrica en cada una de estas condiciones ambientales se obtuvo dividiendo la potencia máxima eléctrica de salida por el área del módulo. El rango de densidades de potencia para las diferentes condiciones ambientales y las características del módulo seleccionado varía aproximadamente entre 7 W·m^{-2} y 190 W·m^{-2}.

En cuanto a los efectos de la distribución espectral de la radiación, se ha determinado que, para la latitud de Pamplona, esta no implica una corrección significativa en la producción FV a lo largo del año. Por otro lado, las pérdidas de eficiencia debido a la suciedad (*soiling*), como depósitos de polvo y otras impurezas, están influenciadas por las condiciones climáticas locales, el mantenimiento de la instalación y la inclinación de los módulos. En este estudio, se ha considerado que las inclinaciones óptimas de los planos de los módulos y la pluviometría media de Pamplona permiten una limpieza natural efectiva mediante la lluvia. Para determinar las pérdidas angulares, se aplicó el procedimiento descrito por Martín y Ruiz (2002), donde dichas pérdidas dependen de la inclinación y orientación del plano, así como de la tecnología FV empleada, ajustándose a través de ciertos coeficientes específicos.

Para considerar la pérdida de eficiencia debido al envejecimiento del módulo FV, se utilizó la información proporcionada por el fabricante, que indica una degradación del 0.67% por año. Tomando como referencia el punto medio de la vida útil de la instalación, es decir, el año 12, el rendimiento máximo del módulo se habría reducido en un 8.04%. En consecuencia, todas las densidades energéticas eléctricas se ajustaron multiplicándolas por un factor de 0.9196. Este ajuste permitió estimar con precisión la producción eléctrica del sistema de generación FV por unidad de superficie.

RESULTADOS

La Fig. 2 muestra los mapas de irradiancia global sobre el plano inclinado (plano del MDS) para los dos escenarios considerados. Recordemos que el escenario 1 representa las

condiciones existentes antes de la construcción de los nuevos edificios, mientras que el escenario 2 ilustra la situación después de la edificación de las nuevas estructuras, que exceden notablemente la altura máxima previamente establecida. Al comparar ambas situaciones, se observa una considerable reducción de la irradiancia recibida en el edificio situado al norte de estas nuevas construcciones (rectángulo negro discontinuo). Esta comparativa visual subraya el impacto significativo de la edificación reciente en la captación solar del área afectada.

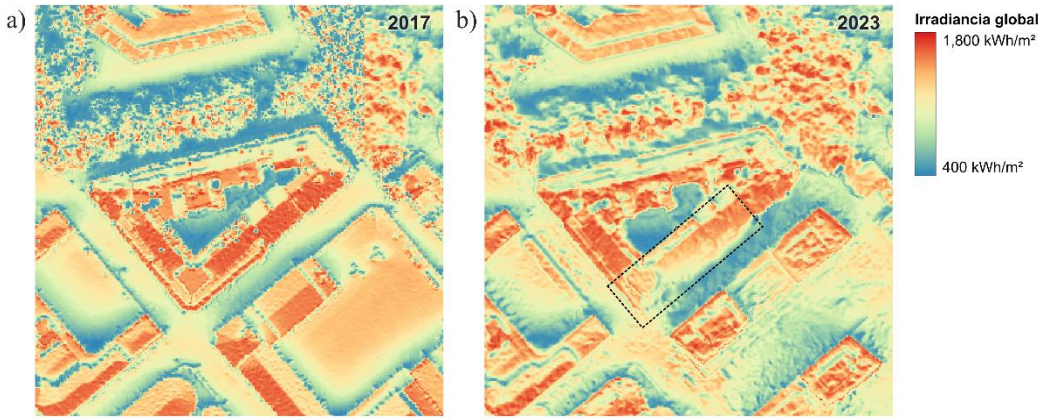


Fig. 2. Mapa de irradiancia global sobre el plano inclinado correspondiente al MDS del escenario 1 (a) y al MDS del escenario 2 (b).

Las densidades de producción FV derivadas del modelo aplicado para ambos escenarios se presentan en la Fig. 3. Se observa claramente una disminución del potencial productivo en el escenario 2 en comparación con el escenario 1. Esta reducción es especialmente notable en el edificio situado directamente al norte de la torre ubicada al oeste de la parcela (rectángulo negro discontinuo).

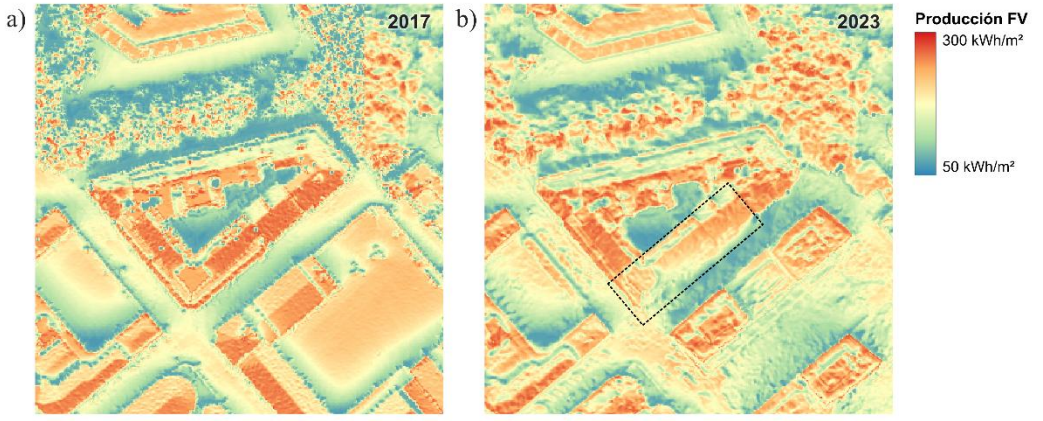


Fig. 3. Mapa de densidad de producción FV correspondiente al escenario 1 (a) y al escenario 2 (b).

Se estableció un umbral mínimo de densidad de producción eléctrica, por debajo del cual la superficie no se considera adecuada para la instalación de sistemas FV. Este umbral corresponde al 70% de la producción máxima teórica, calculada para una orientación e inclinación óptimas en Pamplona y sin obstáculos. Se descartaron los píxeles que no alcanzaron este límite. La Fig. 4 muestra las áreas consideradas útiles para la generación FV

en ambos escenarios analizados. Se aprecia una reducción sensible en la superficie útil en la parte inferior de la manzana evaluada en 2023, comparada con la situación en 2017 (escenario 1).

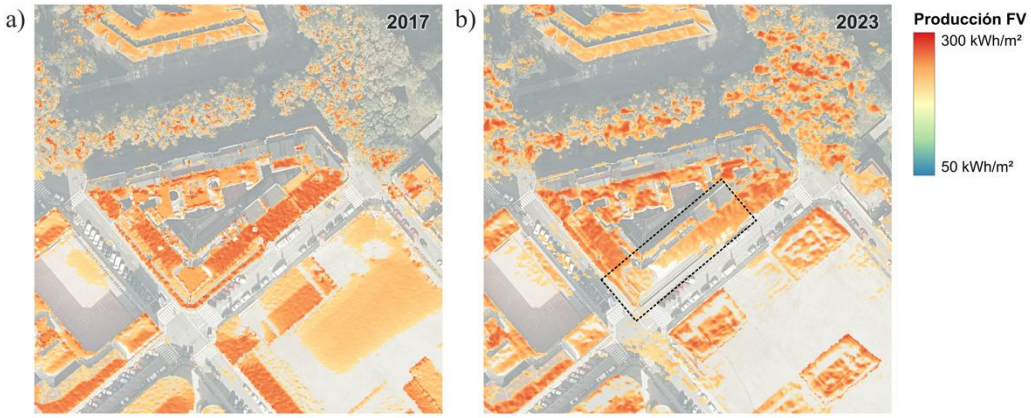


Fig. 4. Mapa de densidad de producción FV útil correspondiente al escenario 1 (a) y al escenario 2 (b).

Con el objetivo de cuantificar la variación del potencial FV en los distintos edificios del área, se agregó la información sobre la densidad de producción FV por edificio. La Fig. 5 ilustra la variación porcentual del potencial FV de cada edificio, confirmando las observaciones de las figuras anteriores. Específicamente, el edificio ubicado inmediatamente al norte de la torre oeste registró una reducción del 41% en su potencial FV.

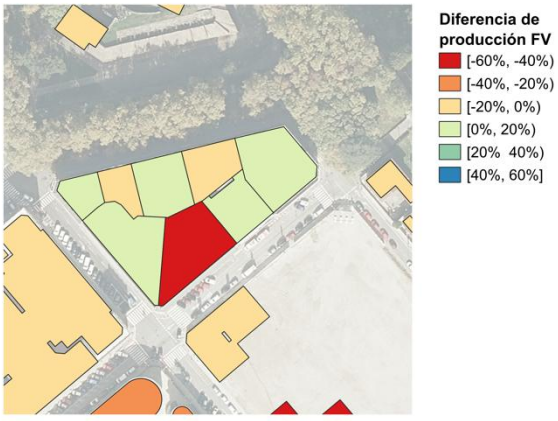


Fig. 5. Mapa de variaciones (%) de potencial FV por edificio.

CONCLUSIONES

El estudio realizado pone de manifiesto la influencia de la flexibilización de las normativas sobre altura permitida de edificios en la reducción de la irradiancia solar recibida en el entorno urbano adyacente y, particularmente en el descenso del potencial de producción FV de las cubiertas de los edificios cercanos. En particular, para el caso estudiado en Pamplona, la reducción del potencial FV en uno de los edificios afectados por la construcción de varias torres de gran altura resultó superior al 40%.

Como se ha puesto de manifiesto, el potencial solar en el entorno urbano se puede conocer de forma precisa y con una gran resolución espacial gracias a las herramientas disponibles en la actualidad. Se ha de potenciar la realización de mapas solares en los municipios para resaltar la importancia del acceso a la radiación solar. Este principio, reconocido como el «Derecho al Sol» desde la antigüedad, subraya la necesidad de garantizar que todos los ciudadanos tengan un buen acceso a la radiación solar y la luz natural. Integrar este derecho en las legislaciones urbanísticas actuales es esencial para asegurar un correcto desarrollo, desde el punto de vista energético, tanto del entorno ya construido como de las nuevas planificaciones urbanísticas. De esta forma se garantizará que las nuevas construcciones no comprometan la insolación de las áreas circundantes, optimizando la eficiencia energética y mejorando el confort visual de los habitantes.

REFERENCIAS

Blanco, M. J., Milidonis, K., and Bonanos, A. M. (2020). Updating the PSA sun position algorithm. Solar Energy, 212, 339-341. https://doi.org/10.1016/j.solener.2020.10.084

Böhner, J., and Antonić, O. (2009). Geomorphometry - Concepts, Software, Applications. Developments in Soil Science (Vol. 33, Número C). Elsevier. https://doi.org/10.1016/S0166-2481(08)00008-1

de Blas, M., Torres, J. L., Polo, J., and Vindel, J. M. (2013). Aplicación de los modelos DirInt y DirIndex para estimar la irradiancia solar directa a partir de irradiancia global en Pamplona (Navarra). Actas del VII Congreso Ibérico de Agroingeniería y Ciencias Hortícolas.

Dozier, J., and Frew, J. (1990). Rapid calculation of terrain parameters for radiation modeling from digital elevation data. IEEE Transactions on Geoscience and Remote Sensing, 28(5), 963-969. https://doi.org/10.1109/36.58986

Düring, B. S. (2001). Social dimensions in the architecture of Neolithic Çatalhöyük. Anatolian Studies, 51, 1-18. https://doi.org/10.2307/3643025

García, I., and Torres, J. L. (2018). Temporal downscaling of test reference years: Effects on the long-term evaluation of photovoltaic systems. Renewable Energy, 122, 392-405. https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.01.108

García, I., Torres, J. L., de Blas, M., Sáenz, C., Hernández, B., and Illanes Muñoz, R. (2020). Evaluación comparativa de 19 modelos de estimación de irradiancia difusa sobre planos inclinados dependiendo del tipo de cielo estándar ISO/CIE. As Energias Renováveis na Transição Energética: Livro de Comunicações do XVII Congresso Ibérico e XIII Congresso Ibero-americano de Energia Solar, 869-877. https://doi.org/10.34637/cies2020.1.6103

Habte, A., Lopez, A., Sengupta, M., and Wilcox, S. (2014). Temporal and Spatial Comparison of Gridded TMY, TDY, and TGY Data Sets. En Technical Report TP-5D00-60886. National Renewable Energy Laboratory.

Kuijt, I., and Marciniak, A. (2024). How many people lived in the world's earliest villages? Reconsidering community size and population pressure at Neolithic Çatalhöyük. Journal of Anthropological Archaeology, 74, 101573. https://doi.org/10.1016/j.jaa.2024.101573

Lepore, M. (2017). The right to the sun in the urban design. VITRUVIO - International Journal of Architectural Technology and Sustainability, 2(1), 25. https://doi.org/10.4995/vitruvio-ijats.2017.7459

Long, C. N., and Dutton, E. G. (2002). BSRN Global Network Recommended QC Tests, v2.0. Report No 1-3.

Martín, N., and Ruiz, J. M. (2002). A new model for PV modules angular losses under field conditions. International Journal of Solar Energy, 22(1), 19-31. https://doi.org/10.1080/01425910212852

Pallares-Barbera, M., Gisbert, M., and Badia, A. (2021). Grid orientation and natural ventilation in Cerdà's 1860 urban plan for Barcelona. Planning Perspectives, 36(4), 719-739. https://doi.org/10.1080/02665433.2020.1816210

Perez, R., Ineichen, P., Maxwell, E. L., Seals, R., and Zelenka, A. (1992). Dynamic global-to-direct irradiance conversion models. ASHRAE transactions 98(1), 354-369.

Taberna Irazoki, V. (2009). Del Ensanche a la ciudad actual: transformaciones en la idea de ciudad y en la forma de construirla: Pamplona desde 1915. 5th International Conference Virtual City and Territory, Barcelona, 2,3 and 4 June 2009, 811-824. https://doi.org/10.5821/ctv.7604

Torres, J. L., De Blas, M., García, A., and de Francisco, A. (2010). Comparative study of various models in estimating hourly diffuse solar irradiance. Renewable Energy, 35(6), 1325-1332. https://doi.org/10.1016/J.RENENE.2009.11.025

Villalva, M. G., Gazoli, J. R., and Filho, E. R. (2009). Comprehensive Approach to Modeling and Simulation of Photovoltaic Arrays. IEEE Transactions on Power Electronics, 24(5), 1198-1208. https://doi.org/10.1109/TPEL.2009.2013862

ANÁLISIS DE LOS EFECTOS TÉRMICOS Y ENERGÉTICOS DEL CONTROL PRECISO EN FLUJO DE AIRE EN FACHADAS DE DOBLE PIEL (DSF): DETERMINACIÓN DE ESTADOS ÓPTIMOS

Cristian Carmona Gomez, Andreu Moià Pol, Daniel Aelenei

*Área de Ingeniería Mecánica, Departamento de ingeniería Industrial y Construcción,

Universitat de les Illes Balears

Cra Valldemossa km 7,5. 07122 Palma de Mallorca. Illes Balears. España

web: http://www.uib.es

RESUMO

Este estudio, analiza los efectos de aplicar una fachada DSF a una edificación existente como medida de reforma energética, así como determinar que configuración de la cámara de aire intermedia disponible (totalmente ventilada, semi ventilada, no ventilada) ofrece mejores resultados. Para esto, se investigaron los efectos de restringir el flujo de aire en fachadas DSF en función de condiciones ambientales externas, centrándose en las implicaciones tanto en términos de rendimiento energético como en el confort térmico interior.

Los resultados confirman las mejoras energéticas de aplicar una fachada DSF sobre una edificación existente. Adicionalmente, se establece que un control del flujo de aire automático implementado sobre una fachada completamente ventilada logra mejoras significativas en la eficiencia energética, especialmente en cambios ambientales exteriores bruscos. Dicho sistema consigue establecer una cámara completamente ventilada en los meses más cálidos de verano, y no ventilada en los meses más fríos del invierno, así como estados intermedios entre ambas estaciones.

ENERGIA SOLAR PARA A ÁGUA E A AGRICULTURA

CARACTERIZACIÓN DE UN SISTEMA DE SECADO CON UNA BOMBA DE CALOR FOTOVOLTAICA

Lorenzo, C.*, Quijano, A., Narvarte L.*

*Instituto de Energía Solar—Universidad Politécnica de Madrid, 28031 Madrid, España, c.lorenzon@upm.es

RESUMEN

Este artículo describe los resultados de funcionamiento de un prototipo de secado basado en una bomba de calor (optimizada para extraer la humedad del aire) alimentada con un generador FV a través de un variador de frecuencia (sin apoyo de red ni de baterías). A lo largo de dos campañas de secado en 2022 y 2023, se han obtenido valores de *PR* bajos (de 0,49 y 0,4) que sin embargo no responden a ningún fallo del sistema. Si se extraen las pérdidas debidas a los rangos de potencia en los que puede trabajar la bomba de calor, a la disponibilidad de producto para secar y a las condiciones de operación del generador FV, se obtienen valores de $PR_{PV,STC}$ de 0,94 y 0,96. En cuanto a la calidad del secado, se ha conseguido el objetivo de humedad (en este caso, menos del 16% en el interior de un fardo de alfalfa a alta presión) pero con una gran variabilidad en los consumos requeridos. Es necesario una optimización de la infraestructura de secado, pero queda probada la viabilidad técnica de alimentar el sistema sólo con energía FV.

PALABRAS CLAVE: Energía Fotovoltaica, Bomba de Calor, Secado

ABSTRACT

This article describes the operation results of a drying prototype composed by a heat pump (optimized for extracting the humidity from the air) powered by a PV generator through a frequency converter (stand-alone configuration without batteries). During the 2022 and 2023 campaigns, the values obtained for the *PR* were low (0.49 and 0.4), but not because of system malfunction. Once the traditional *PR* is factorized, in order to take into account the losses caused by the power range admitted by the compressor, the availability of product to be dried and the operating conditions of the PV generator, a $PR_{PV,STC}$ of 0.94 y 0.96 is obtained. As for the quality of the drying, the system reached the required humidity (in this case, less than 16% of relative humidity inside the alfalfa bales) but with a high variability in the electricity consumptions. It is yet necessary to optimize the drying infrastructure, but the technical viability of the stand-alone solution has been demonstrated.

KEYWORDS: Photovoltaic Energy, Heat Pump, Dryer

INTRODUCCIÓN

En los últimos años, los costes de operación de sistemas de secado tradicionales (típicamente basados en quemadores diésel o resistencias eléctricas para generar aire caliente) han aumentado debido al encarecimiento del combustible diésel y de la electricidad. En el sector agrícola y ganadero es indispensable el secado de ciertos productos para su comercialización; es el caso de la alfalfa, un forraje de muy alta calidad nutricial. España, uno de los grandes productores mundiales de alfalfa, exporta casi toda su producción a Arabia Saudí y Emiratos Árabes, donde se destina a la alimentación de caballos de carreras. Para reducir el volumen del producto y optimizar su transporte a tan largas distancias, la alfalfa verde se enfarda a muy altas presiones. Este formato de comercialización tiene un gran valor añadido sobre otros formatos como son el pienso seco, más fácil de producir y transportar pero con propiedades nutricionales muy inferiores. El principal problema de enfardar en verde es que, si no se garantiza que todo el producto está por debajo del 16% de humedad relativa, las altas presiones pueden dar lugar a fermentación, con la consecuente pérdida de valor nutricial y, especialmente, una generación de calor que puede incluso provocar incendios. En diciembre de 2023, el secado incorrecto de un fardo condujo al incendio de un almacén entero en Zaragoza, donde se perdieron cerca de 4.000 toneladas. Con un precio de venta en lonja que a menudo supera los 300 € /tonelada [1], es fácil imaginar el desastre económico que este tipo de incendios suponen. En regiones con condiciones climáticas menos favorables para el secado en campo (por ejemplo, La Rioja en España), es indispensable utilizar sistemas de secado forzado para comercializar la alfalfa producida en condiciones de seguridad. El aumento de los costes de operación de estos sistemas compromete la viabilidad económica del cultivo de alfalfa, cuyo mercado en España representa más de 300 M€ [2].

Una de las particularidades del secado de alfalfa enfardada es que debe ser un proceso relativamente lento y a baja temperatura, ya que un sobrecalentamiento excesivo conlleva una degradación nutricional y la consecuente pérdida de valor económico. En la actualidad, las instalaciones de secado disponibles se fundamentan en quemadores diésel y/o resistencias eléctricas (en ocasiones combinados con calderas de biomasa) para calentar el aire a temperaturas de entre 50 y 80ºC. Este rango de temperaturas es muy favorable para la tecnología de bomba de calor aire-aire, que, además de reducir el consumo eléctrico respecto a las resistencias tradicionales, puede ser alimentada con un generadore fotovoltaico. La energía fotovoltaica no sólo es muy poco contaminante, si no que es una de las fuentes de electricidad más baratas que existe. En este contexto surgió el proyecto de investigación HENBOVA-FV, financiado por el Gobierno de La Rioja para aportar una solución de secado barata y no contaminante, que permita dar continidad a la infraestrctura de producción y comercialización de alfalfa.

Este trabajo presenta los resultados de validación técnica de un prototipo de secado de alfalfa ubicado en La Rioja. Dicho prototipo se basa en una bomba de calor (en concreto, una tecnología optimizada para extraer la humedad del aire [3]) alimentada con un generador fotovoltaico a través de un variador de frecuencia, sin apoyo de la red eléctrica ni de baterías. En el pasado ya se evaluaron este tipo de sistemas para aplicaciones de climatización [4], [5], [6]. El aire utilizado para secar se recircula en un ciclo cerrado, de

forma que absorbe humedad de la alfalfa, se seca casi totalmente por condensación en la bomba de calor, y se vuelve a forzar a través de la alfalfa. Este prototipo ha funcionado durante dos campañas de secado (2022 y 2023), durante las cuales se ha validado el control del compresor ante fluctuaciones de potencia fotovoltaica, y se ha evaluado el performance de secado en términos de tiempo hasta alcanzar el grado de secado objetivo y de consumo energético.

NOMENCLATURA

Para facilitar la lectura de las siguientes secciones, la Tabla 1 incluye la nomenclatura utilizada en este documento para referirse a términos técnicos.

Tabla 1. Nomenclatura utilizada en este documento (las unidades están entre corchetes).

β	Coeficiente de variación de la tensión con la temperatura [mV/ºC]
BC	Bomba de Calor
CEM	Condiciones Estándar de Medida (G=1000 W/m^2, T_C=25ºC)
E_{AC}	Energía AC a la salida del Variador de Frecuencia [Wh]
G	Irradiancia global en el plano del generador FV [W/m^2]
G^*	Irradiancia global en el plano del generador FV en CEM [W/m^2]
G_d	Irradianciónd global diaria en el plano del generador FV [kWh/m^2]
PLC	Controlador Lógico Programable
PMP	Punto de Máxima Potencia del generador FV
P_{MPP}^*	Potencia en el PMP en CEM [W]
PR	Performance Ratio [-]
PR_{PV}	Performance Ratio considerando sólo los periodos en lso que la energía FV es aprovechable [-]
$PR_{PV,STC}$	PR_{PV} corregido a CEM [-]
T_c	Temperatura de célula del generador FV [ºC]
T_c^*	Temperatura de célula del generador FV en CEM [ºC]
UR_{Dp}	Factor de Utilización que refleja las pérdidas debidas al periodo de secado [-]
UR_{EF}	Factor de Utilización que refleja las pérdidas debidas al comportamiento del usuario del sistema [-]
UR_{PVHP}	Factor de Utilización que refleja las pérdidas debidas al acoplamiento con la BC [-]
VF	Variador de Frecuencia

V_{DC} Tensión DC a la salida del generador FV [V]

V_{MPP} Tensión en el PMP del generador FV [V]

V_{MPP}^{*} Tensión en el PMP del generador FV en CEM [V]

METODOLOGÍA

Descripción del prototipo

La figura 1 muestra una imagen del prototipo mencionado, donde se pueden distinguir el generador FV, la bomba de calor (a la izquierda), el cajón de secado y los conductos de conducción de aire. La bomba de calor se controla a través de un variador de frecuencia (VF) y un Controlador Lógico Programable (PLC). La potencia pico del generador es de 6 kW_p, para una potencia eléctrica de la bomba de calor de 4,7 kW_e.

La lógica de funcionamiento del sistema es la siguiente:

- Se introduce el fardo de alfalfa en el cajón de secado, intentando en la medida de lo posible evitar la aparición de caminos preferentes para el aire, que hagan que éste no atraviese el fardo de forma homogénea y consiga alcanzar su núcleo.
- Se da orden al PLC de que se desea inicar una prueba de secado, de forma que se empiece a monitorizar la potencia FV disponible. Esto se hace midiendo la irradiancia global en el plano del generador (G) y la temperatura de célula (T_c) con una célula calibrada como sensor. Se toman medidas cada minuto.
- Cuando la potencia FV disponible permite arrancar el compresor de la bomba de calor a una frecuencia mínima de 35 Hz (por debajo de la cuál no se recomienda el arranque, ya que el exceso de vibraciones puede dañar el circuito refrigerante), el PLC da orden al VF de trabajar en el Punto de Máxima Potencia (PMP) del generador FV. Este punto se define en términos de tensión del PMP (V_{MPP} por las siglas en inglés), calculada a partir de la lectura de T_C con la siguiente ecuación:

$$V_{MPP} = V_{MPP}^{*}[1 + \beta(T_C - T_C^{*})] \qquad (1)$$

Donde V_{MPP}^{*} es la tensión en el PMP en Condiciones Estándar de Medida (CEM), β es el coeficiente de variación de la tensión con la temperatura y T_C^{*} es la temperatura de célula en CEM (25ºC).

- La bomba de calor utilizada optimiza la extracción de la humedad del aire por condensación, de forma que se genera un aire muy seco con gran capacidad de absorción de agua. Este aire se hace pasar por los conductos de secado, impulsado por un ventilador, de forma que absorba la humedad de la alfafa a medida que la atraviesa. Después, el mismo aire húmedo se hace pasar otra vez por la bomba de calor, trabajando siempre en un circuito cerrado que ayude a optimizar el proceso.



Fig. 1. Imagen del prototipo de secado con bomba de calor fotovoltaica, situado en La Rioja (España).

Calidad del control del sistema FV

El indicador más utilizado para evaluar el buen funcionamiento de un sistema FV es el Performance Ratio (*PR*), que es la ratio entre la energía producida en AC y toda la que idealmente se podría haber producido en DC, en un mismo periodo de tiempo:

$$PR = \frac{E_{AC}}{\frac{P^*_{MPP}}{G^*}\int G(t)dt} \quad (2)$$

Donde E_{AC} es la energía AC producida por el sistema en un periodo de tiempo, P^*_{MPP} es la potencia FV en el PMP y a CEM y G^*es la irradiancia en CEM (1000 W/m^2).

Sin embargo, el *PR* tradicional está pensado para evaluar sistemas conectados a red, que en funcionamiento normal inyectan en AC toda la producción en DC. Cuando el generador FV se conecta a una carga variable y aislada de la red, como es el caso del compresor de la BC, se pueden obtener valores bajos de *PR* que no responden a ningún fallo del sistema, si no a factores externos que no permiten aprovechar toda la energía FV disponible. Para cuantificar estas pérdidas, se ha utilizado la siguiente factorización del *PR* tradicional [4]:

$$PR = PR_{PV} \times UR_{\mathrm{Dp}} \times UR_{\mathrm{PVHP}} \times UR_{\mathrm{EF}} \quad (2)$$

Donde PR_{PV} es el indicador equivalente al *PR* tradicional, pero considerando sólo los momentos en los que la potencia FV es aprovechable; UR_{Dp} refleja las pérdidas asociadas al periodo de secado (por ejemplo, el periodo de corte de alfalfa abarca desde mayo hasta septiembre, según climatología); UR_{PVHP} refleja las pérdidas inherentes al dimensionado y limitaciones del diseño del sistema (potencias mínima y máxima del compresor, número máximo de arranques por hora y regulación de temperaturas extremas en el condensador y el evaporador); UR_{EF} refleja las pérdidas debidas a la utilización del sistema por parte del usuario (sensible a la disponibilidad de producto para secar y a decisiones personales sobre cuándo secar o no). Para el cálculo de estos indicadores se han considerado sólo los periodos de ensayo, no el año completo. Por ello, el UR_{Dp} toma valor 1, y el análisis de pérdidas se rentringe al UR_{PVHP} y UR_{EF}.

Adicionalmente, el PR_{PV} es sensible a las condiciones de operación durante los ensayos, por lo que engloba las pérdidas por temperatura y por eficiencia a bajas irradiancias. Para desacoplar el indicador utilizado de la ubicación del sistema, se ha calculado también el $PR_{PV,STC}$ [7] para corregirlo a CEM.

Por último, el control implementado en el PLC (que indica al VF el punto de trabajo del generador FV) debe ser capaz de evitar paradas bruscas del sistema debidas a fluctuaciones de potencia FV por paso de nubes. Estas fluctuaciones provocan una caída abrupta de la tensión DC del bus de continua del VF, que es la misma que la del generador (V_{DC}), con dos consecuencias potencialmente negativas:

1. Reducción de la frecuencia del compresor: hay que evitar caídas por debajo de una frecuencia mínima pensaba para protegerlo de vibraciones excesivas. Si el compresor permanece más de 3 segundos por debajo de esta frecuencia mínima, el PLC ordena una parada controlada.
2. Si la tensión cae por debajo de un valor mínimo, se produce una alarma y una parada abrupta del VF (y por tanto del compresor), reduciendo su tiempo de vida útil. Si la tensión de operación del generador FV se acerca a este valor umbral, el PLC ordena una parada controlada.

Caracterización del secado

Para caracterizar las pruebas de secado, se pesaron los fardos de alfalfa y se tomaron medidas de humedad relativa en 60 puntos de cada fardo, antes y después de cada ensayo. Con esto, se pretende conocer el nivel general de humedad relativa (la heterogeneidad dentro de cada fardo es enorme, por ello se promediaron las medidas de los 60 puntos) y el volumen de agua extraída durante el ensayo (por diferencia de pesos). Esto, junto con la monitorización de la energía consumida por la BC en AC, permite caracterizar el secado de un fardo individual en términos del consumo de energía AC por cada litro de agua extraída.

Al finalizar cada prueba, se comprobó si se había alcanzado una humedad por debajo del 16% en los 60 puntos de medida; en caso contrario, el mismo fardo volvía a introducirse en el cajón de secado para continuar con el proceso.

RESULTADOS

A continuación, se presentan los resultados de las pruebas de secado efectuadas durante dos campañas consecutivas, en verano de 2022 y 2023. Durante la primera campaña, el sistema de control fue monitorizado y validado sin grandes dificultades. En cambio, en el primer prototipo la infraestructura de secado tenía colectores de fibra de vidrio para la conducción del aire a través del cajón de secado. Estos colectores no resistían la presión de impulsión del aire, y se abrían con frecuencia por las juntas entre las distintas partes. Esto, lamentablemente, invalidó las medidas de volumen de agua extraído, ya que no fue posible discernir si parte de la humedad del aire ambiente había contaminado la alfalfa dentro del cajón de secado. Para resolver este problema, en la segunda campaña de 2023 se sustituyeron los conductos de aire por unos de aluminio y con uniones remachadas.

Además, se mejoró el cajón de secado para que tuviera menos partes desmontables, para contribuir a reducir las posibles fugas o entradas de aire desde el exterior durante los ensayos.

Calidad del control del sistema FV

La Tabla 2 muestra los valores calculados de PR, PR_{PV}, $PR_{PV,STC}$ y los UR_s definidos en la sección de metodología, para todos los días de ensayos de las campañas de 2022 y 2023. En la tabla también se muestran la irradiación diaria global en el plano del generador (G_d) y la temperatura de célula promedio diaria (T_C).

Tabla 2. Valores del PR, PR_{PV}, $PR_{PV,STC}$ y los UR_s definidos en la sección de metodología, junto con la G_d y T_C promedio para todos los días de ensayo de 2022 y 2023.

Fecha	*PR*	PR_{PV}	UR_{PVHP}	UR_{EF}	$PR_{PV,STC}$	G_d (kWh/m²)	*Tc* (ºC)
09/07/2022	0,69	0,81	0,88	0,96	0,98	5,37	68,51
10/07/2022	0,51	0,77	0,70	0,94	0,92	5,67	66,88
11/07/2022	0,40	0,82	0,49	1,00	0,98	3,67	69,24
20/07/2022	0,65	0,82	0,80	1,00	0,97	2,53	64,37
21/07/2022	0,54	0,80	0,69	0,99	0,93	5,17	60,24
26/07/2022	0,38	0,87	0,71	0,61	0,98	3,98	49,83
28/07/2022	0,64	0,81	0,85	0,93	0,96	5,66	43,22
29/07/2022	0,28	0,85	0,84	0,39	0,98	6,29	41,37
01/08/2022	0,26	0,80	0,92	0,35	0,97	4,70	68,32
02/08/2022	0,53	0,82	0,95	0,68	0,96	5,54	62,76
17/08/2022	0,32	0,89	0,55	0,66	0,99	3,90	37,41
04/10/2022	0,60	0,81	0,86	0,86	0,96	4,30	46,10
05/10/2022	0,61	0,87	0,81	0,86	0,96	4,90	35,54
Total 2022	**0,49**	**0,82**	**0,81**	**0,74**	**0,96**	**61,68**	**54,91**
07/08/2023	0,37	0,84	0,79	0,56	0,91	1,76	37,09
10/08/2023	0,26	0,84	0,80	0,38	0,93	5,58	60,96
23/08/2023	0,63	0,81	0,91	0,86	0,94	3,85	65,26
24/08/2023	0,25	0,87	0,85	0,34	0,96	5,61	56,23
25/08/2023	0,49	0,85	0,84	0,68	0,94	4,37	51,19
07/09/2023	0,08	0,85	0,78	0,12	0,93	5,21	41,58
08/09/2023	0,56	0,87	0,70	0,92	0,95	5,18	42,49

09/09/2023	0,63	0,85	0,79	0,94	0,93	5,46	41,22
10/09/2023	0,58	0,83	0,82	0,86	0,96	6,08	44,53
27/09/2023	0,36	0,85	0,45	0,94	0,92	4,35	35,31
28/09/2023	0,41	0,82	0,74	0,68	0,94	5,80	45,47
11/10/2023	0,30	0,84	0,89	0,40	0,94	5,71	42,87
13/10/2023	0,34	0,87	0,45	0,87	0,95	2,60	29,38
Total 2023	**0,40**	**0,85**	**0,75**	**0,64**	**0,94**	**61,58**	**45,66**

Si se atiende a los valores totales de los años 2022 y 2023 (en negrita), se observa un PR inusualmente bajo si se compara con un sistema conectado a red (de 0,49 y 0,40). Sin embargo, cuando se aislan los periodos en los que la potencia FV es aprovechable, se obtiene un PR_{PV} de 0,85 y 0,82. La diferencia entre unos valores y otros se explica por dos motivos:

- El UR_{PVHP} (con valores de 0,81 y 0,75) refleja pérdidas debido fundamentalmente al rango de potencias de trabajo del compresor: hasta que no se alcanza la potencia necesaria para llegar a 35 Hz, el sistema no arranca; cuando el compresor alcanza la frecuencia máxima, no se puede aprovechar el exceso de potencia FV en caso de haberlo. Además, este indicador engloba las pérdidas debidas a la limitación de 5 arranques por hora impuesta por el fabricante del compresor. Se observan algunos días en los que el UR_{PVHP} es inusualmente bajo (celdas en rojo), debido a que fueron días nublados con muchas paradas: cuando se alcanzó el máximo de 6 paradas en menos de una hora, el compresor permaneció parado más tiempo del impuesto por la disponibilidad de potencia FV.
- El UR_{EF} (con valores de 0,74 y 0,64) refleja pérdidas debidas al uso del sistema por parte del usuario. En este caso, el factor limitante fue la disponibilidad de alfalfa, ya que había un único proveedor con una oferta sujeta a la climatología y a la demanda de producto por canales comerciales. Por ejemplo, el día 27/09/2023, el *PR* fue excepcionalmente bajo debido a un UR_{EF} de tan sólo 0,12, ya que hasta el final de la tarde no se pudo acceder a un fardo de alfalfa para secar. En cambio, los días 11/07/2022 y 20/07/2022 el UR_{EF} fue 1, porque la alfalfa ya estaba colocada en el cajón en el momento que se alcanzó la potencia suficiente para arrancar.

Si del PR_{PV} se extraen las pérdidas por baja irradiancia y por temperatura, se obtiene un $PR_{PV,STC}$ de 0,96 y 0,94, que esencialmente refleja las pérdidas de conversión DC/AC en el VF. Por tanto, se puede concluir que le sistema FV funcionó correctamente, sin averías y haciendo un buen seguimiento del PMP.

En cuanto al comportamiento del sistema ante fluctuaciones de potencia, no se ha registrado ninguna alarma por baja tensión en el VF. El compresor sufrió una avería por exceso de vibraciones al inicio de la campaña de 2022, pero esta no fue causada por trabajar por debajo de la frecuencia mínima, si no por un exceso de temperatura de condensación

(y que fue el motivo de la disminución de frecuencia máxima de 60Hz a 50Hz). Sin embargo, como se ha comentado en la discusión de los valores del UR_{PVHP}, el exceso de paradas del compresor en días nublados sí está penalizando significtivamente el aprovechamiento de la energía FV. Una de las futuras mejoras de este control es buscar un compromiso entre minimizar las vibraciones por baja frecuencia y evitar paradas prescindibles. Para ilustrar el comportamiento del sistema en días nublados, las Figura 1 muestra la irradiancia y las potencias DC y AC a la entrada y salida del VF durante un día de funcionamiento. Se observan algunas paradas cuando las fluctuaciones de irradiancia fueron más pronunciadas y, en concreto, una parada larga antes de las 13:12 que no responde a la disponibilidad de potencia FV; se había alcanzado el límite permitido de arranques en una hora.

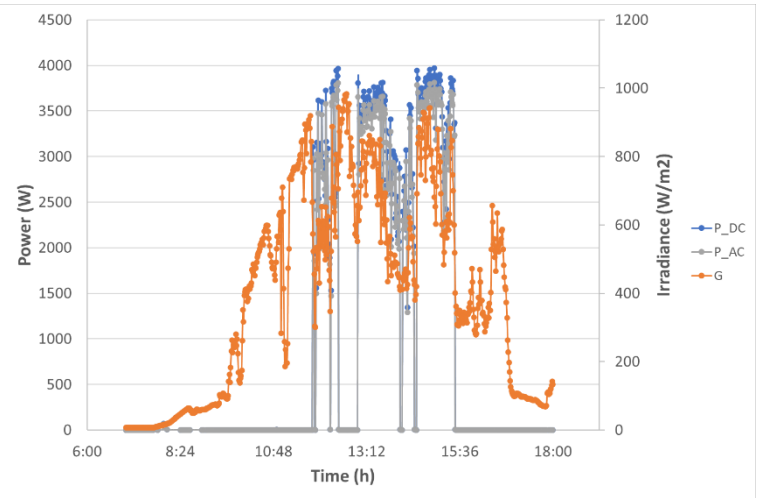


Fig. 1. Irradiancia global en el plano del generador (naranja), potencia DC a la entrada del VF (azul) y potencia AC a la salida (gris) para el día 27/09/2023.

Caracterización del secado

Como ya se ha comentado, los valores de consumo por volumen de agua extraída obtenidos para 2022 no son fiables, ya que los conductos de conducción del aire de secado se abrían, permitiendo el intercambio de humedad con el exterior. Por tanto, la Tabla 3 presenta los valores de volumen de agua extraída, de consumo de energía AC por litro extraído y las humedades relativas del fardo antes y después del ensayo para el año 2023, después de reforzar dichos conductos.

En general, siempre se consiguió secar el fardo por debajo del 16% de humedad relativa, excepto el día 07/09/2023 (sombreado el gris). Como ya se vio en los resultados de la Tabla 2, ese día no dispuso de alfalfa para secar hasta muy avanzada la tarde, con lo que el tiempo de ensayo fue muy corto. Por ello, el mismo fardo (muestra 6) se volvió a secar al día siguiente. A parte de comprobar que se cumplió el objetivo de secar, es muy difícil caracterizar el consumo de secado del sistema, ya que se observa una gran variabilidad en los resultados (se han obtenido consumos entre 0,84 y y 2,65 kWh/l). Esta variabilidad responde a varios motivos:

- Diferentes grados de humedad al inicio del ensayo (el consumo relativo por litro de agua extraída no es constante, si no que hay tramos del secado más costosos que otros).
- Diferentes heterogeneidades de humedad en los fardos, según cómo fueron enfardados. En algunos casos, había núcleos de alfalfa a muy alta presión y humedad, que fueron más difíciles de secar.
- La dificultad de forzar el aire a través del núcleo del fardo, ajustando muy bien las paredes del cajón a los bordes del fardo. Al no tener los fardos una forma prismática perfecta, y al hacerse un ajuste manual y no estandarizado, era muy difícil garantizar que no hubiera caminos preferentes para el paso del aire. Estos caminos preferentes desvían el flujo de aire de las zonas con más humedad, ralentizando el secado y aumentando el consumo.

En definitiva, es necesario modificar el diseño de la infraestructura de secado para hacerla semejante a otros sistemas de secado industrial, que o bien ajustan el fardo con paredes móviles en el cajón o bien los inyectan directamente en el núcleo, forzando una circulación de dentro hacia fuera. Con ello se optimizará mucho más el proceso, reduciendo los consumos y permitiendo una mayor repetitividad en los resultados.

Tabla 3. Valores del volumen de agua extraída, de consumo de energía AC por litro extraído y las humedades relativas del fardo antes y después del ensayo para el año 2023.

Nº Muestra	Fecha	Agua extraída (l)	Consumo AC (kWh/l)	HR inicial (%)	HR final (%)
1	07/08/2023	4,01	0,89	18,3%	13,7%
2	10/08/2023	7,82	1,00	21,1%	6,7%
3	23/08/2023	13,84	0,94	21,1%	7,3%
4	24/08/2023	9,03	0,84	28,5%	19,4%
5	25/08/2023	8,63	1,35	27,1%	10,2%
6	07/09/2023	1,03	2,40	28,2%	27,2%
6	08/09/2023	10,40	1,61	27,2%	16,0%
7	09/09/2023	8,02	2,50	29,6%	1,8%
8	10/09/2023	7,62	2,65	27,4%	1,0%
9	27/09/2023	3,81	2,44	20,1%	10,4%
10	28/09/2023	5,42	2,45	18,6%	0,4%
11	11/10/2023	9,03	1,06	25,4%	14,5%
12	13/10/2023	2,81	1,97	17,9%	11,9%

CONCLUSIONES

Este trabajo supone una primera aproximación a un sistema de secado basado en una tecnología de bomba de calor optimizada para extraer la humedad del aire, alimentada con un generador FV sin apoyo de red ni de baterías. Los resultados obtenidos muestran la viabilidad técnica de la solución, con un sistema de control capaz de gestionar las fluctuaciones de potencia FV y de aprovechar la energía disponible, siempre y cuando no comprometa la seguridad de los distintos componentes.

A pesar de haber conseguido niveles de humedad más que aceptables al final de los ensayos, en necesario una mejora de la infraestructura para optimizar el proceso y poder caracterizarlo con mayor precisión. En cualquier caso, secar un forraje enfardado a altas presiones es el caso más desfavorable. La misma tecnología de BC-FV puede aplicarse para el secado de otros productos agrícolas y ganaderos, como cereales en grano o productos cárnicos, que suponen un menor desafío en cuanto a la conducción del aire.

AGRADECIMIENTOS

Este trabajo ha sido realizado en el marco del proyecto HENBOCA-FV (expediente 23M_20), financiado por el Gobierno de La Rioja, el Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación y la Comisión Europea a través del Programa de Desarrollo Rural de La Rioja 2014-2020.

REFERENCIAS

[1] Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación, Gobierno de España (2023). Renta agraria 2023 (1ª estimación), noviembre 2023.

[2] Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación, Gobierno de España (2024). Forrajes. Available from: https://www.mapa.gob.es/es/agricultura/temas/producciones-agricolas/cultivos-herbaceos/forrajes/Informacion%20general%20del%20sector.aspx.

[3] Ficha técnica de GENAQ Nimbus N500, datos de fabricante.

[4] Lorenzo, C., et al., Technical evaluation of a stand-alone photovoltaic heat pump system without batteries for cooling applications. Solar Energy, 2020. 206: p. 92-105.

[5] Aguilar, F., D. Crespí-Llorens, and P.V. Quiles, Techno-economic analysis of an air conditioning heat pump powered by photovoltaic panels and the grid. Solar Energy, 2019. 180: p. 169-179.

[6] Hu L., L.Y., Wang D., Liu J., Battery Capacity Reduction for Stand-Alone PV Air Conditioner by Using Curtailed Electricity to Store Chilled Water as a Backup, in 11th International Symposium on Heating, Ventilation and Air Conditioning (ISHVAC 2019). 2020, Springer: Singapore.

[7] A. G. T. Dierauf, S. Kurtz, J.L. Becerra, E. Riley, C. Hansen, Weather-Corrected Performance Ratio, National Renewable Energy Laboratory, NREL/TP-5200-57991, 2013.

MODELADO DEL DESEMPEÑO ÓPTICO E HIDRODINÁMICO DE UN FOTOCATALIZADOR MONOLÍTICO EN UN FOTOREACTOR SOLAR

Arancibia Bulnes C.A.*, Reyes García J.L.**, Valadés Pelayo P.J.*, Méndez Arriaga F.***, Ramírez Cabrera M.A.****

*Instituto de Energías Renovables, Universidad Nacional Autónoma de México, Privada Xochicalco s/n, Temixco, 62580 (Morelos) México, caab@ier.unam.mx

** Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México, Av. Universidad 3000, Coyoacán, 04510, (Ciudad de México) México, hawksk8_90@hotmail.com

***Consejo Nacional de Humanidades, Ciencias y Tecnologías, CONAHCyT, CMPL-IPN, Insurgentes Sur 1582, Benito Juárez, 03940 (Ciudad de México) México, fmendez@conacyt.mx

****Ingeniería Eléctrica, Tecnológico Nacional de México/Instituto Tecnológico Superior de Huauchinango, Av. Tecnológico 80, Huauchinango, 73173 (Puebla) México.

RESUMEN

Se estudia el desempeño de piezas sólidas de fotocatalizador en un fotoreactor solar tipo CPC, mediante modelos de transferencia de radiación e hidrodinámico. La absorción de radiación es evaluada mediante simulaciones Monte Carlo para piezas de diferentes en forma de asteriscos con diferente número de brazos, así como para una pieza circular. Se considera incidencia de radiación solar UV, difusa y directa, en promedio anual. El modelo hidrodinámico se utiliza para comparar el coeficiente de fricción relativo de diferentes piezas. Se encuentra que la potencia absorbida puede variar hasta en un 10% entre diferentes geometrías, mientras que el coeficiente de fricción lo hace hasta en 600%. El perímetro de las piezas puede ser muy diferente y esto también produce grandes diferencias en las distribución de radiación absorbida en su superfice. Un balance entre estos diferentes aspectos lleva a considerar que el asterisco de cinco brazos es la geometría con mejor desempeño. También se muestra que es posible obtener un modelo radiativo a partir de consideraciones analíticas, basadas en factores de forma de radiación, evitando la necesidad de recurrir a simulaciones numéricas. Los resultados de este trabajo resaltan la importancia del diseño geométrico apropiado en el desempeño de estos sistemas.

PALABRAS CLAVE/: Energía Solar, Actas Congreso, Instrucciones

ABSTRACT

The performance of solid photocatalyst pieces in a CPC solar photoreactor is studied by means of radiative transfer and hydrodynamic models. Radiation absorption is solved by Monte Carlo simulations for pieces in the form of asterisks with different number of arms, and a circular piece. The study considers diffuse and collimated UV solar irradiation incidence, on a yearly basis. The hydrodynamic model is used to compare the relative

friction coefficient of the different pieces. It is found that the absorbed power can have variations around 10% between the different geometries while the friction factor can vary up to 600%. The perimeter of the pieces can be very different, and this also produces large differences on the distribution of the absorbed radiation on their surface. A balance between the different aspects leads to consider a 5-arm asterisk as the best performing geometry. It is also shown that a radiative model can be obtained from analytical considerations, based on radiation view factors, avoiding the need to resort to numerical simulations. The results underscore the importance of the proper geometrical design on the performance of these systems.

KEYWORDS: Solar Energy, Congress Proceedings, Instructions

INTRODUCCIÓN

La utilización de catalizadores soportados o monolíticos puede simplificar la operación de los reactores fotocatalíticos (Sundar y Kanmani, 2000). En particular, esto puede evitar la necesidad del paso de recuperación del catalizador. Las tecnologías de impresión 3D permiten fabricar estructuras fotocatalizadoras de geometrías complejas (Friedman et al., 2019). En la búsqueda de catalizadores fijos con mayor área, se han explorado diversas configuraciones, tales como membranas (Athanasiou et al. 2023), mallas de fibras (Ibrahim y de Lasa, 1999) y estructuras monolíticas (Taranto et al., 2009). En este último caso la extrusión es un método atractivo para fabricar fotocatalizadores con geometría bajo diseño para aplicaciones específicas (Méndez-Arriaga, 2023). En particular, (Hernández-Rodriguez, 2019) empleó monolitos de TiO2 a nivel planta piloto solar (10,000 L) para control de biomasa en una granja piscícola.

La efectividad de estos catalizadores para absorber la radiación es crítica para la fotocatálisis, en lo cual influyen la localización y la geometría de dichas piezas. Sin embargo, criterios para decidir la mejor distribución del fotocatalizador sólo han sido planteados para geometrías simples (Imoberdorf et al., 2007; Otálvaro-Marín et al., 2014). Cuando hay múltiples supeficies soportando el catalizador y un alto grado de aleatoriedad como, por ejemplo, en el caso de cuentas de vidrio empacadas o medios porosos, es posible usar la ecuación de transferencia de radiación para modelar los sistemas (Denny et al., 2009; Manassero et al., 2023; Changrani y Raupp, 1999; Goetz2022). Sin embargo, cuando el catalizador se encuentra en forma de unas pocas superficies macroscópicas, las simulaciones numéricas de trazo de rayos Monte Carlo (TRMC) son la opción más versátil y rigurosa (Zazueta et al., 2013; Valadés-Playo et al., 2014; Salgado-Tránsito et al., 2015; Valadés-Pelayo et al., 2017). Este método puede ser laborioso, pero es el que permite analizar mejor el efecto de ubicación y geometría de las superficies catalizadoras. Por ejemplo, Zazueta et al. (2013) consideraron un catalizador soportado en forma de películas delgadas sobre múltiples superficies paralelas de vidrio, con iluminación de lámparas. Tambien Salgado-Tránsito et al. (2015) modelaron un reactor solar CPC con un catalizador soportado en seis tubos de vidrio, ubicados coaxialmente dentro del tubo reactor y distribuidos en forma pentagonal.

Por otro lado, a medida que se incorpora fotocatalizador soportado en geometrías complejas a un reactor, la caída de presión del agua, al circular por el mismo, puede volverse un aspecto importante a considerar (Duran et al., 2011), particularmente cuando se habla de plantas a mayores escalas (Taranto et al., 2019).

En este trabajo se modela el desempeño de un fotoreactor solar CPC, que contiene piezas de fotocatalizador monolítico de diferentes geometrías: asteriscos con diferentes números de brazos y una pieza circular. La absorción de radiación por las piezas se analiza mediante un método de Monte Carlo. También se utiliza un modelo hidrodinámico para evaluar el coeficiente de fricción relativo provocado por las diferentes piezas dentro del reactor. Se busca comprender el efecto de la geometría de los catalizadores en el desempeño de los reactores.

METODOLOGÍA

En este trabajo se analizaron varias posibles geometrías de monolitos de material fotocatalizador, en una configuración como la que se ilustra en la Fig. 1.

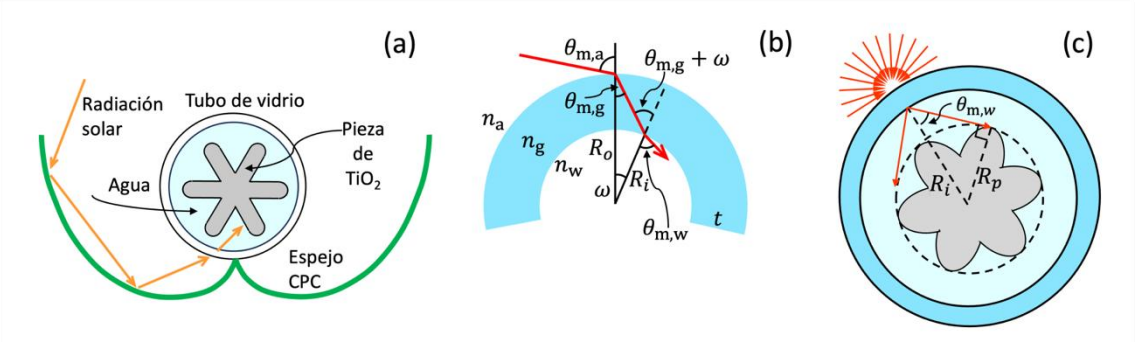


Fig. 1. Esquema general de la configuración de fotorreactor analizada
(a), determinación del ángulo máximo de propagación en el agua (b) y del tamaño de la pieza (c).

Se consideró un reactor de tubo de vidrio iluminado con radiación solar por un concentrador parabólico compuesto (CPC) con factor de concentración igual a la unidad, es decir con ángulo de aceptación de $\pi/2$. La apertura del concentrador tiene ancho de $w = 11.97\text{cm}$, y el tubo tiene un radio externo de $R_0 = 1.905\text{cm}$ y un espesor de pared de $t = 0.2\text{cm}$.

Los rayos que entran al tubo reactor no pueden abarcar un ángulo sólido completo de 2π, ya que la refracción limita el máximo ángulo de entrada de la radiación al agua $\theta_{m,w}$. Dicho ángulo máximo se puede obtener de la aplicación de la ley de Snell (Fig. 1) y está dado por

$$\sin \theta_{m,w} = \frac{n_a R_o}{n_w R_i} \tag{1}$$

Este es un hecho relevante, puesto que el ángulo máximo de entrada limita en la práctica el tamaño necesario de la pieza requerido para interceptar cualquier rayo que pudiese entrar al reactor. Es decir si la pieza fuera circular debería tener un radio dado por

$$R_p = R_i \sin \theta_{m,w} \tag{2}$$

$$R_p = \frac{n_a R_o}{n_w} \tag{3}$$

Para que no haya pérdidas excesivas de radiación. Tomando en cuenta que el radio interno del tubo de vidrio es de $R_i = 1.705\ \text{cm}$, la pieza debería al menos estar inscrita en un círculo de radio $R_p = 1.44\ \text{cm}$.

Se considerarán cinco piezas posibles: una pieza circular de radio R_p, así como asteriscos de cuatro, cinco, seis y ocho brazos, inscritos dentro de un círculo de este mismo radio. En todos los casos se considerará que las piezas son barras muy largas, al igual que lo son el CPC y el tubo receptor, permitiendo limitar el análisis sólo a la sección transversal de las piezas (2D).

Método Monte Carlo

En el método de Monte Carlo (Valadés-Pelayo et al., 2017;) se emiten rayos al azar encima de la apertura del concentrador y de acuerdo a la distribución considerada de la radiación incidente. Una vez definida la posición y dirección incial del rayo, se determinan las intersecciones con el espejo CPC y tubo de vidrio para definir el punto de impacto. Si la primera intersección ocurre con el espejo, se refleja el rayo y se recalculan las intersecciones hasta que ocurre una intersección con el receptor. Al llegar al tubo, se determina el ángulo de refracción, de acuerdo con la ley de Snell, y la reflectancia y transmitancia de las interfases aire/vidrio y vidrio/agua mediante las ecuaciones de Fresnel (Duffie y Beckman, 2013). Si un rayo es reflejado en el exterior del tubo de vidrio, se pierde hacia el entorno, debido a las características ópticas del CPC. La parte del código para el trazo de rayos del CPC ha sido validado contra los resultados de Ustaglou et al. (2016).

Una vez en el interior del tubo la dirección de propagación del rayo se determina de acuerdo a la ley de refracción y se buscan las intersecciones del mismo con la pieza. De acuerdo la la reflectancia de la superficie de TiO2 se decide si el rayo es abosorbido o reflejado. Se repite el proceso de reflexión en la pieza hasta que el rayo es absorbido o se pierde. La reflectancia de la superficie de TiO2 promediada en el espectro UV se toma como 0.27. Se considera tanto la posibilidad de reflexión difusa como especular en la pieza, puesto que ambas pueden ocurrir dependiendo de la rugosidad de la superfice.

Análisis por factores de forma

La distribución de flujo absorbido por las piezas puede también analizarse por un modelo basdo en factores de forma, cuando se consideran superficies fotocatalizadores rugosas que reflejan de manera mayormente difusa. La ventaja de esta formulación es que se puede analizar el problema sin tener que implementar laboriosas simulaciones de trazo de rayos y que permite tener una comprensión más directa de los fenómenos.

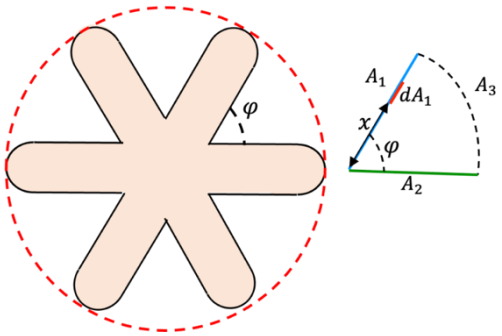


Fig. 2. Esquema para el análisis de la absorción de radiación en los monolitos basada en factores de forma.

Por ejemplo, el factor de forma entre dos superficies planas infinitas del mismo ancho, que se tocan en una orilla y que forman un ángulo φ (Fig. 2)

$$F_{1,2} = 1 - \sin\left(\frac{\varphi}{2}\right). \quad (4)$$

El factor de forma entre uno de estos segmentos y el círculo imaginario cue circunscribe la pieza es

$$F_{1,3} = \sin\left(\frac{\varphi}{2}\right). \tag{5}$$

El factor de forma entre un elemento diferencial ubicado a distancia x del vértice para un brazo de longitud h es

$$F_{d1,2}(x) = \frac{1}{2} + \frac{\cos\varphi - X}{2(1 + X^2 - 2X\cos\varphi)^{1/2}}\ , \tag{6}$$

donde $X = x/h$. A partir de estos factores de forma el flujo sobre cualquier elemento lateral de un brazo de asterisco se expresa como

$$q_{d1,\mathrm{abs}}(x) = \alpha q_3 \left[F_{d1,3} + \frac{\rho F_{d1,2}(x) F_{1,3}}{1 - \rho F_{1,2}}\right]. \tag{7}$$

En esta ecuación ρ es la reflectancia del material del monolito, $q_{d1,\mathrm{abs}}$ es el flujo radiativo absorbido en el elemento diferencial dA_1 y q_3 es el flujo radiativo que llega al círculo imaginario que circunscribe a la pieza, desde el tubo de vidrio. Como dicho radio se elige para que intercepte toda la radiación que entra en el tubo, se tiene

$$q_3 = \frac{q_0 \tau_t R_0}{R_p}\ , \tag{8}$$

donde q_0 es el flujo en el exterior sobre tubo y τ_t su transmitancia.

En las puntas redondeadas de los brazos del monolito se considera como aproximación un flujo absorbido idéntico al que habría sobre la pieza circular de radio R_p, equivalente al radio mínimo (círculo circunscrito); es decir, igual a q_3.

Coeficientes de fricción

El objetivo en esta sección no es predecir con exactitud los coeficientes de fricción para las diferentes piezas, sino analizar el efecto relativo que tienen las diferentes secciones transversales de las mismas en dichos coeficientes. En razón de lo anterior y por no complicar en exceso el análisis, se considera que las piezas son infinitamente largas y que existen condiciones de flujo laminar desarrollado. Estas simplificaciones permiten suponer un flujo de Poisseuille, a través de ductos con secciones transversales arbitrarias, mediante una ecuación de Poisson para la velocidad axial v_z

$$\nu\left(\frac{\partial^2 v_z}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 v_z}{\partial y^2}\right) = -\Delta P \cdot L\ , \tag{9}$$

donde ν es la difusividad de momentum y $(\Delta P \cdot L)$ la caida de presión. La mayor complicación en la solución del problema son las condiciones de frontera, debido a la complejidad de la geometría del dominio considerado,

$$v_z(x,y) = 0, \qquad (x,y) \in \partial D\ , \tag{10}$$

donde ∂D es el perímetro del dominio, el cual está formado por las paredes del tubo y del monolito.

A partir de la solución de la ecuación anterior se obtiene el factor de fricción

$$f = \frac{2M}{\mathrm{Re}} , \tag{11}$$

donde Re es el número de Reynolds basado en el diámetro interno del tubo. M se obtiene de integrar en la sección eficaz

$$M = \frac{1}{A_c} \int \int_{A_c} \left(\frac{\partial^2 \phi}{\partial \tilde{x}^2} + \frac{\partial^2 \phi}{\partial \tilde{y}^2} \right) dA , \tag{12}$$

donde las variables adimensionales ϕ y $(\tilde{x}, \tilde{y})$ son la velocidad y coordenadas normalizadas, con respecto a la velocidad promedio y al diámetro del tubo, respectivamente.

Para un ducto circular sin obstrucciones M vale 8, lo que da la correlación bien conocida para flujo laminar. Para los casos de los monolitos aquí considerados la ecuación se resolvió mediante un método libre de malla (Hunt et al., 1995), implementado en MATLAB. Los resultados del coeficiente de fricción se presentan como valores relativos al caso del tubo vacío f_{tubo}

$$f' = \frac{f}{f_{\mathrm{tubo}}} . \tag{13}$$

El modelo descrito fue validado, por ejemplo por Duran et al. (2011) para un caso de flujo laminar entre dos tubos concéntricos.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

La distribución de irradiancia producida por el espejo CPC sobre la pared externa del tubo de vidrio se ilustra en la Fig. 3, para tres condiciones: radiación directa paralela al eje óptico del sistema, radiación difusa y una combinación de ambas en igual proporción. En este último caso se hace un promedio anual sobre las pOsiciones del sol, asumiendo un reactor con tubo alineado en el eje Este-Oeste e inclinado a la latitud del sitio.

En el caso de incidencia difusa, encontramos una distribución totalmente uniforme sobre el receptor. Esto es una particularidad del CPC con razón de concentración igual a la unidad, que son los más relevantes en fotocatálisis, pero que no se cumple para sistemas con mayor concentración. En el caso de radiación puramente directa, aparecen picos muy característicos, que son bien conocidos para este tipo de espejos (Ustaglou et al., 2016). En realidad, la radiación UV utilizable por el catalizador de TiO_2 está compuesta en partes similares de radiación directa y difusa, por lo que se considera el tercer caso, con radiación 50% de cada tipo. La distribución de flujo además se promedia para radiación directa inclinada con los diferentes valores de la declinación solar que ocurren a lo largo del año.

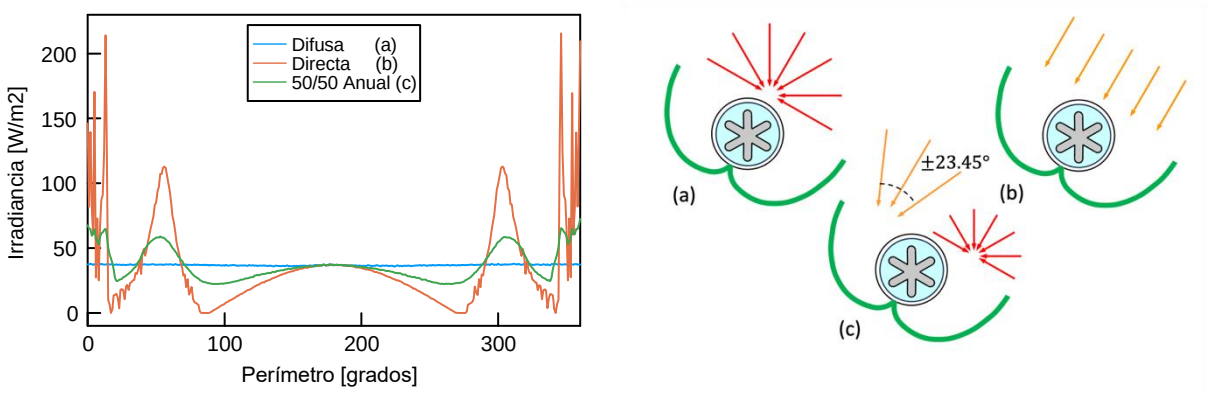


Fig. 3. Perfil de irradiancia incidente en el exterior del tubo de vidrio para radiación difusa (a) y directa (b) en la apertura del colector CPC, así como promedio anual para incidencia 50% directa y 50% difusa (c), para un colector inclinado a la latitud. Estas condiciones se ilustran en el diagrama de la derecha.

Se puede observar en la Fig. 3, que el promedio anual de distribución de flujo sobre el reactor es relativamente homogeneo en comparación con el caso de radiación puramente directa. Con base en esto, para entender las diferencias entre las geometrías del catalizador estudiadas, consideraremos en un primer momento, por simplicidad, que la radiación es uniforme sobre la pared del tubo.

La pieza más simple de analizar es el círculo, puesto que el radio de la pieza R_p fue seleccionado para interceptar toda la radiación que pudiera entrar [Ec. (3)]. El flujo absorbido será uniforme e igual a αq_3, dado por la Ec. (3). Es importante notar que todas las puntas de los brazos de los astericos también tocan un círculo imaginario de radio R_p, por lo que el flujo en todas ellas tendrá también dicho valor.

En las Figs. (4) y (5) se presentan las distribuciones de flujo absorbido para los monolitos de cuatro, cinco, seis y ocho brazos. Debido a que diferentes métodos de producción de las piezas puedieran dar lugar a diferentes rugosidades de la superficie, se considera en cada caso reflexión puramente Lambertiana o puramente especular. Además se comparan ambas simulaciones con la solución dada por el modelo analítico de la Ec. (7).

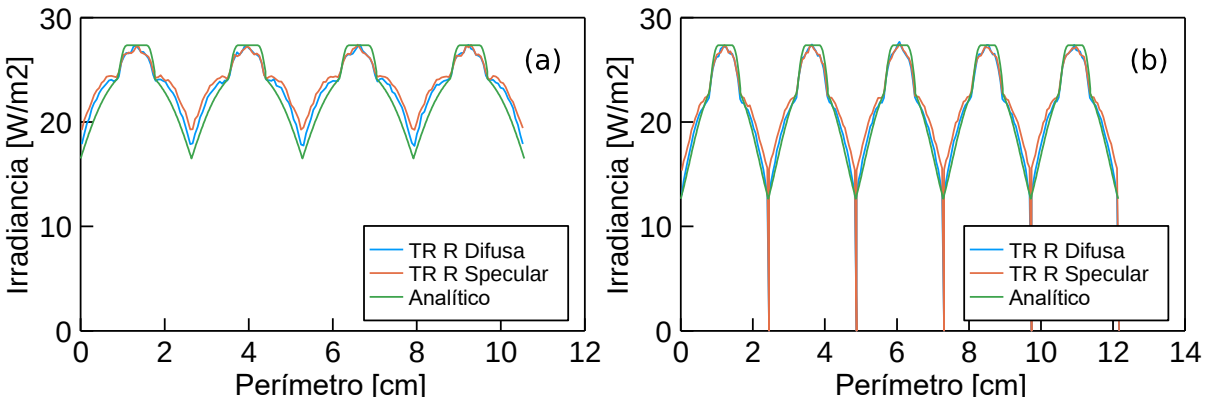


Fig. 4. Perfiles de irradiancia absorbidos por las piezas de 4 (a) y 5 (b) lóbulos. Comparación de los casos de trazo de rayos para reflectividad difusa, especular y del caso analítico.

Se puede observar que los picos de radiación absorbida se dan en las puntas de los brazos y que en todos los casos en efecto alcanza el valor αq_3. También se observa que hay poca

diferencia entre el caos de reflexión especular y Lambetiana. Esto es atribuible a que la reflectancia de las piezas es relativamente baja (0.27), por lo que el efecto de la direccionalidad de la reflexión se ve muy reducido. Hay que destacar también la buena conicidencia del modelo basado en factores de forma con los resultados de las simulaciones numéricas. El ajuste del modelo es mejor a medida que aumenta el número de brazos y las cavidades entre brazos se vuleven más agudas.

La ordenada en todas las gráficas es la coordenada sobre el perímetro de la pieza. Claramente el prímetro total de las piezas crece a medida que se incrementa el número de brazos. Por otro lado, mientras más brazos tiene la pieza más decrecen los mínimos de la distribución de flujo, que ocurren en los vértices de las cavidades. En los casos de las piezas más pequeñas se observan "hombros" alrededor de los máximos, los cuales ocurren en la trancisión entre las superficies planas de los brazos, más influidas por las dobles reflexiones que ocurren en la cavidad y las puntas, que son circulares (convexas) y participan menos de este proceso.

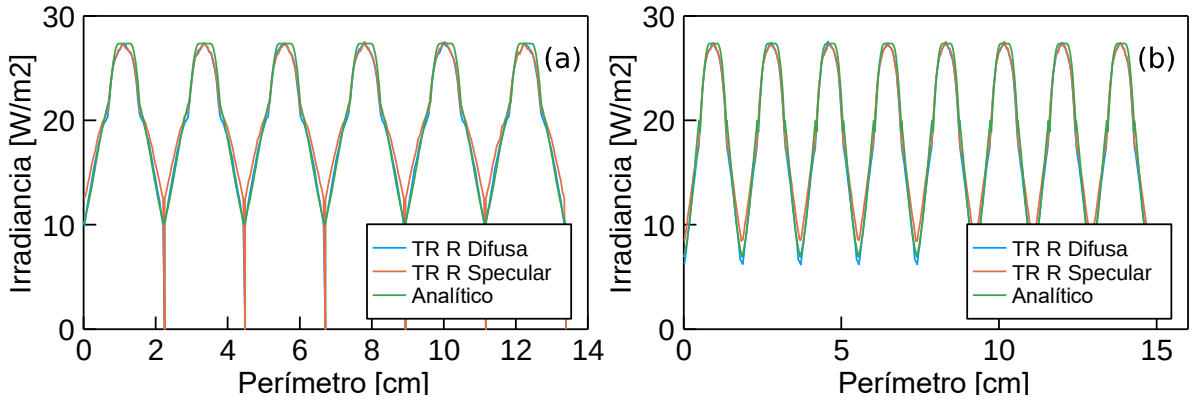


Fig. 5. Perfiles de irradiancia absorbidos por las piezas de 6 (a) y 8 (b) lóbulos.
Comparación de los casos de trazo de rayos para reflectividad difusa, especular y del caso analítico.

En la Tabla 1 se resumen los resultados obtenidos para las diferentes piezas bajo la consideración de radiación uniforme en el reactor. Uno de los parámetros de mayor interés es la potencia total absorbida, donde se puede apreciar que se logra un aumento de hasta 9.6%, en el caso de la pieza de 8 brazos. Esto es una consecuencia directa de la creación de las cavidades triangulares en las piezas de tipo asterisco. Además, la absorción se logra en piezas con un perímetro mucho mayor, lo que aporta la ventaja evidente de una mayor área superficial de interacción del catalizador con los contaminantes.

En cuanto al aspecto hidrodinámico, hay que destacar que la pieza circular necesaria para interceptar toda la radiación tiene un radio relativamente grande ($R_p = 1.44$cm), lo cual deja un espacio estrecho entre ella y el tubo, que tiene un radio apenas 18% mayor ($R_i = 1.705$cm) . Como se puede ver en la Tabla 1, esto provoca un gran aumento en el coeficiente de fricción (más de 50 veces) con respecto al caso del tubo vacío. En contraste, las piezas en forma de asterisco dejan mucho mayor volumen libre en el reactor y por tanto producen mucho menos fricción.

Tabla 1. Resultados de las simulaciones para diferentes monolitos: perímetro, potencia absorbida, flujo promedio, desviación estándar del flujo y factor de fricción relativo al de un tubo hueco.

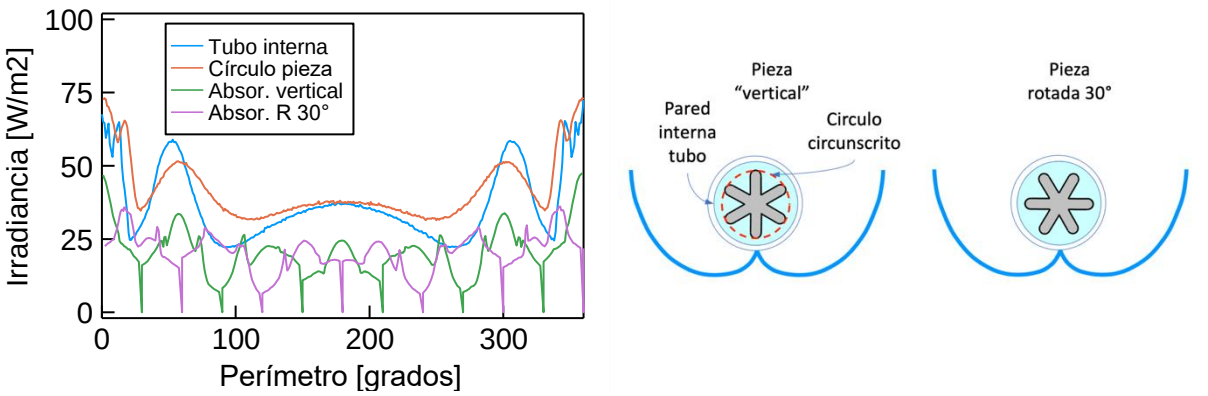
Forma	p [cm]	Q_a [W]	q_m [W/m²]	σ_q [W/m²]	f' [-]
Circular	9.06	0.114	27.9	0.0	50.7
4-brazos	10.63	0.117	24.5	3.13	7.64
5-brazos	12.72	0.125	21.8	4.61	10.8
6-brazos	13.64	0.121	19.7	7.62	14.4
8-brazos	15.32	0.120	16.5	10.70	23.1

Sopesando las consideraciones anteriores, los asteriscos de cinco y seis brazos resultan ser las mejores geometrías en el presente caso. La de cico brazos es la que mayor absorción tiene, con 40% más perímetro que el círculo y 5 veces menos fricción.

A continuación para los monolitos de cinco y seis brazos se presentan en la Fig. 6 simulaciones bajo las condiciones reales de flujo radiativo promediado anualmente en la pared del tubo reactor. En cada caso se consideran dos posiciones posibles para el monolito: la primera, con un brazo apuntando “verticalmente” a lo largo del eje óptico del sistema, en dirección al punto del tubo opuesto al vértice del CPC; y la segunda, rotada en un ángulo igual a la mitad del ángulo entre brazos. En las gráficas tambien se muestra la distribución de flujo anual justo después de entrar al agua, es decir en la pared interna del tubo, así como también al llegar al círculo imaginario que circunscribe a la pieza.

Como se puede observar, el flujo radiativo al llegar al círculo inscrito se ha vuelto más homogeneo. Al ser absorbido por las piezas aparecen algunos picos relacionados con las puntas y los vértices entre los brazos, pero el flujo no empeora significativamente su homogeneidad. Esto es un comportamiento deseable, para que la mayoria de la supeficie del catalizador participe de manera activa en el proceso.

En cuanto a las diferencias entre las piezas de seis y cinco brazos y el efecto de rotarlas, tenemos que, para la pieza de cinco brazos, la absorción es 1.7% más alta en la posición vertical, mientras que la de seis brazos rotada a 30° tiene 1.4% más de absorción que la vertical.



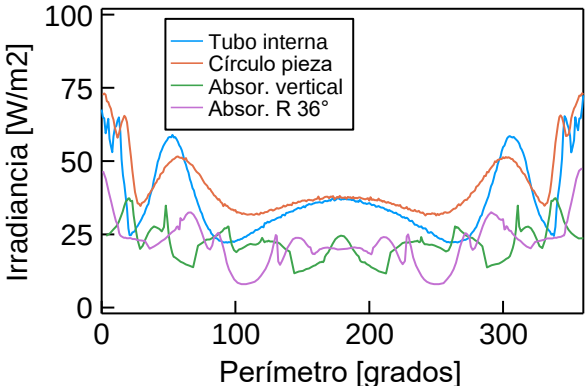


Fig. 6. Distribución de flujo absorbido por una pieza de catalizador dentro del reactor en promedio anual, para 6 (arriba) y 5 brazos (abajo). Se consideran piezas verticales y rotadas por la mitad del ángulo entre brazos.

CONCLUSIONES

Se llevaron a cabo simulaciones para evaluar la absorción de radiación y el coeficiente de fricción de piezas fotocatalizadoras en un reactor tubular iluminado por un colector solar CPC, con objeto de estudiar el efecto de la geometría en el desempeño del reactor. Se encontró que la fricción puede ser fuertemente, influida por el diseño de la pieza, y la absorción de radiación también, aunque en menor grado. En particular, la pieza con forma de asterisco de cinco brazos presenta mejor absorción total, seguida de cerca por la de seis, la cual tiene mayor perímetro; sin embargo, la primera produce menos fricción y presenta un flujo un poco más uniforme. En balance, la pieza de cinco brazos se escoje como la mejor opción, seguida por la de seis. La rotación de las piezas tiene un efecto poco significativo en su desempeño.

REFERENCIAS

Alfano O., Bahnemann D., Cassano A., Dillert R., Goslich R. (2000). Photocatalysis in water environments using artificial and solar light. Catal. Today 58, 199–230.

Athanasiou D.A., Romanos G.E., Falaras P. (2016). Design and optimization of a photocatalytic reactor for water purification combining optical fiber and membrane technologies. Chem. Eng. J. 305, 92–103.

Changrani R., Raupp G.B. (1999). Monte Carlo simulation of the radiation field in a reticulated foam photocatalytic reactor. AIChE J. 45, 1085–1094.

Denny D., Scott J., Pareek V., DingPeng G., Amal A. (2009). CFD modelling for a TiO2 -coated glass-bead photoreactor irradiated by optical fibers: Photocatalytic degradation of oxalic acid. Chem. Eng. Sci. 64, 1695–1706.

Duffie J.A. and Beckman W.A. (2013) Solar Engineering of Thermal Processes, 4th edn. pp. 202-206. Wiley Interscience, New York.

Duran J.E., Mohseni M., Taghipour F. (2011). Computational fluid dynamics modeling of immobilized photocatalytic reactors for water treatment. AIChE J. 57, 1860–1872.

Friedmann D., Lee A.F., Wilson K., Jalili R., Caruso R.A. (2019). Printing approaches to inorganic semiconductor photocatalyst fabrication. J. Mater. Chem. A 7, 10858–10878.

Goetz V., Dezani C., Ribeiro E., Caliot C., Plantard G. (2023). Continuous flow photocatalytic reactor using TiO2-coated foams, modeling and experimental operating mode. AIChE J. 69, e17972.

Hernandez-Rodriguez M. (2019). Acondicionamiento de agua piscícola mediante fotocatálisis solar en reactor CPC. Master's degree thesis, UNAM, México.

Hunt F.Y., Douglas J., Bernal J. (1995). Probabilistic computation of Poiseuille flow velocity fields. J. Math. Phys. 36, 2386–2401.

Ibrahim H., de Lasa H. (1999). Novel photocatalytic reactor for the destruction of airborne pollutants reaction kinetics and quantum yields. Ind. Eng. Chem. Res. 38, 3211–3217.

Imoberdorf G.E., Alfano O.M., Cassano A.E., Irazoqui H.A. (2007). Monte Carlo model of uv-radiation interaction with tio2-coated spheres. AIChE J. 53, 2688–2703.

Mahan J. (2002). Radiation Heat Transfer: A Statistical Approach. Wiley, New York.

Manassero A., Alfano O.M., Satuf M.L. (2023). Radiation modeling and performance evaluation of a UV-LED photocatalytic reactor for water treatment. J. Photochem. Photobiol. A: Chem. 436, 114367.

Méndez-Arriaga F., Rodríguez-Hernández M., Almanza R. (2023). 3D-hexagonhelical TiO2-monoliths: design, printing process and solar photoactivity. Mater. Sci. Semicond. Process. 167, 107764.

Otálvaro-Marín H.L., Mueses M.A., Machuca-Martínez F. (2014). Boundary layer of photon absorption applied to heterogeneous photocatalytic solar flat plate reactor design. Int. J. Photoenergy 2014, Article 930439.

Salgado-Tránsito I., Jiménez-González A., Ramón-García M., Pineda-Arellano C., Estrada-Gasca, C. (2015). Design of a novel CPC collector for the photodegradation of carbaryl pesticides as a function of the solar concentration ratio. Sol. Energy 115, 537–551.

Sundar K.P., Kanmani S. (2000). Progression of photocatalytic reactors and it's comparison: a review. Chem. Eng. Res. Des. 154, 135–150.

Taranto J., Frochot D., Pichat P. (2009). Photocatalytic air purification: comparative efficacy and pressure drop of a tio2-coated thin mesh and a honeycomb monolith at high air velocities using a 0.4 m3 close-loop reactor. Sep. Purif. Technol. 67, 187–193.

Ustaoglu A., Alptekin M., Okajima J., Maruyama S. (2016). Evaluation of uniformity of solar illumination on the receiver of compound parabolic concentrator (CPC). Sol. Energy 132, 150–164.

Valadés-Pelayo P. J., Moreira del Río J., Solano-Flores P., Serrano B., de Lasa H. (2014). Establishing photon absorption fields in a Photo-CREC Water II Reactor using a CREC-spectroradiometric probe. Chem. Eng. Sci. 116, 406–417.

Valadés-Pelayo P.J., Arancibia-Bulnes C.A., Salgado-Tránsito I., Villafán-Vidales H.I., Vidales, Peña-Cruz M.I., Jiménez-González A.E. (2017). Effect of photocatalyst film geometry on radiation absorption in a solar reactor, a multiscale approach. Chem. Eng. Sci. 161, 24–35.

Zazueta A.L.L., Destaillats H., LiPuma G. (2013). Radiation field modeling and optimization of a compact and modular multi-plate photocatalytic reactor (mppr) for air/water purification by Monte Carlo method. Chem. Eng. J. 217, 475–485.

A UTILIZAÇÃO DE RECURSOS ALTERNATIVOS DE ÁGUA PARA A PRODUÇÃO DE HIDROGÉNIO VERDE ELECTROLÍTICO: O IMPACTO DOS CUSTOS DA DESSALINIZAÇÃO DE ÁGUA MARINHA

Horta P.*, Felizardo F.*

*Cátedra Energias Renováveis, Universidade de Évora, Edifício Ário Lobo de Azevedo, 7000-083 Nossa Senhora de Tourega, (Évora) Portugal, phorta@uevora.pt

RESUMO

Numa abordagem à produção de hidrogénio verde em Portugal, este estudo avalia a viabilidade económica da utilização de recursos hídricos alternativos para a produção eletrolítica de hidrogénio. O estudo compara os custos de dessalinização com os requisitos reais de água para a eletrólise, focando-se no impacto dos custos de dessalinização no Custo Nivelado do Hidrogénio (LCOH). Nesta análise são considerados os custos de produção de água com base em duas tecnologias representativas de dessalinização em grande escala: a Destilação Multi-Efeito (MED) e a Osmose Inversa (RO). Os resultados ilustram que, se a competitividade da tecnologia MED depende da utilização de calor residual sem custos, a utilização da tecnologia RO associada a solar fotovoltaico resulta num sobrecusto estimado em 1% no LCOH devido aos custos de dessalinização.

PALAVRAS-CHAVE: Energía Solar, Produção de hidrogénio, Dessalinização, Osmose Inversa, Destilação Multi-Efeito

ABSTRACT

In the pursuit of advancing green hydrogen production, this study evaluates the economic feasibility of utilizing alternative water resources for electrolytic hydrogen production. The study compares desalination costs with actual water requirements for electrolysis, focusing on the impact of desalination costs on the Levelized Cost of Hydrogen (LCOH). Two representative desalination technologies, Multi-Effect Distillation (MED) and Reverse Osmosis (RO), are analyzed in terms of energy consumption and associated costs. Results illustrate the competitiveness of MED technology, dependent on the utilization of waste heat, while RO technology paired with renewable energy sources offers a favorable alternative. Despite a minimum water consumption of 9 l/kg H_2, real-world hydrogen production systems often exceed this ratio, resulting in an estimated 1% increase in LCOH due to desalination costs.

KEYWORDS: Solar Energy, Hydrogen Production, Desalination, Reverse Osmosis, Multi-Effect Distillation

INTRODUÇÃO

A produção de hidrogénio verde, apresentando o potencial de descarbonização de sectores "hard to abate" como sejam os processos de alta temperatura em sectores industriais energeticamente intensivos ou o transporte rodoviário de larga distância, apresenta-se como um vector energético emergente nas estratégias de descarbonização da economia. A incorporação do hidrogénio em vários setores, como transporte e indústria, está a ganhar reconhecimento como um contribuinte essencial para as estratégias energéticas nacionais e internacionais (Alkhalidi, Ammar et al. 2024).

No desenvolvimento da economia do H_2 verde, a produção eletroquímica por via da electrólise da água apresenta-se como a opção tecnológica dominante, considerando a sua relativa maturidade tecnológica e simplicidade de instalação, quando comparada com alternativas termoquímicas atualmente predominantes na base da utilização de origem fóssil.

Apresentando um consumo mínimo de água na ordem dos 9 l/kgH_2, para uma produção em larga escala é necessária a devida consideração da disponibilidade nos sistemas/recursos de produção convencional - águas superficiais e/ou aquíferos - podendo considerar-se, contudo, a utilização de outros recursos como sejam a água do mar ou águas residuais, para os quais existem alternativas tecnológicas identificadas (Shi X. et al. 2020, Greenlysis 2012). O consumo de água emerge, de resto, como um dos temas-chave na avaliação do ciclo de vida dos combustíveis renováveis, pela sua repercussão na saúde humana e no ecossistema (Shi X. et al. 2020i).

Considerando a coincidência geográfica de recurso solar com escassez hídrica, a combinação de sistemas de dessalinização com eletrolisadores de água apresenta-se como um "tandem" tecnológico que possibilita o uso de água dessalinizada para a produção de hidrogénio e, por partilha dos mesmos investimentos infraestruturais, apresentando o potencial de mitigação do "stress hídrico" utilizando capacidade na produção de água doce para consumo humano e/ou irrigação [Hydrogen Europe, 2020].

Deste ponto de vista, surge uma oportunidade para países com extensas costas, especialmente aqueles confrontados com escassez de água doce, como áreas costeiras desérticas. A possibilidade de integração com fontes renováveis, como sejam a energia solar ou a energia eólica, reforça ainda mais sua viabilidade (Arti Mishra et al. 2024). Uma parte significativa da nova capacidade de dessalinização necessária para a produção de H_2 verde estará localizada nos países do Conselho de Cooperação do Golfo, Austrália, Chile e partes de África (Kourkejian, Vatche et al. 2023).

Em Portugal, a Estratégia Nacional do Hidrogénio prevê que para cumprir a meta de produção de H_2 até 2030, apenas 1 % de toda a produção atual de águas residuais será suficiente (DGEG 2020). É de salientar que atualmente apenas 1,2 % das águas residuais recolhidas estão a ser tratadas para reutilização, não se verificando uma coincidência total entre os pontos de maior produção de águas residuais com os pólos de maior potencial para a produção de hidrogénio verde em Portugal, nomeadamente no que se refere a Sines.

Neste artigo, pretende-se apresentar uma avaliação económica dos custos atuais de dessalinização comparando com as necessidades efetivas de água para a eletrólise, e identificar as condições de competitividade desta opção tecnológica, tendo por base uma estimativa do impacto dos custos de dessalinização sobre o LCOH (Custo Nivelado do Hidrogénio).

A PRODUÇÃO DE HIDROGÉNIO VERDE EM PORTUGAL

Em Portugal, a Estratégia Nacional para o Hidrogénio H2-N2, assente no Plano Nacional para o Hidrogénio (DGEG - EN-H2), aponta como metas para 2030 uma contribuição do hidrogénio verde para o consumo total de energia final entre os 1.5% a 2% (2% a 5% na indústria, 1% a 5% no transporte rodoviário, 3% a 5% no transporte marítimo doméstico) assente numa capacidade instalada de 2 a 2,5 GW de electrolisadores (PNEC 2030).

Num estudo recente, foi produzido o Atlas Nacional do Hidrogénio Verde (Geoportal 2024). Neste estudo foram considerados três indicadores principais para determinar a localização ideal de centros de produção de hidrogénio verde:

- Fontes de água a utilizar no processo de eletrólise;
- Fontes de energia;
- Localização de off-takers (Mercado).

O estudo mostra que as localizações “muito favoráveis” para a produção se encontram em áreas costeiras que enfrentam elevados níveis de escassez de água, como ilustrado no mapa da figura 1.

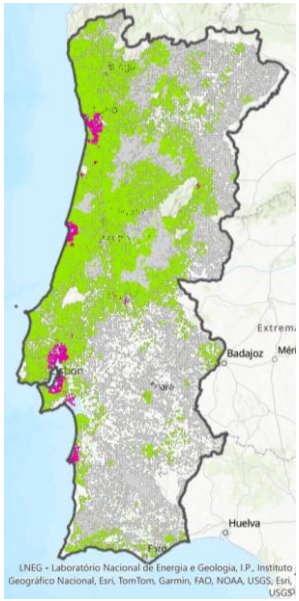


Figura 1: Atlas nacional do H_2 verde sustentável: áreas verdes representam locais favoráveis para instalações de H_2 verde, enquanto as áreas cor-de-rosa indicam locais muito favoráveis (LNEG 2022)

Se nas áreas coincidentes com as áreas metropolitanas de Lisboa e Porto a utilização de águas residuais pode considerar-se como alternativa mais próxima da realidade, pelos

volumes e pela infra-estrutura pré-existentes, o mesmo não pode afirmar-se em relação às restantes áreas, especialmente no que se refere à área de Sines, apontada já como um dos principais pólos de produção em desenvolvimento: no primeiro leilão do banco europeu de hidrogénio, Portugal ocupa a primeira posição entre os países com apoios aprovados - num total de 720 milhões de euros, com base em dois projectos de produção localizados ambos em Sines.

Promovidos pela Petrogal SA (projecto Grey2Green-II) e pela MadoquaPower 2X (projecto MP2X), este projectos estimam uma produção total de 727 kTon de hidrogénio verde em 10 anos (216 e 511, respectivamente) para uma capacidade instalada de electrolisadores de 700 MW (200 e 500, respectivamente) (EC 2024).

ALTERNATIVAS TECNOLÓGICAS PARA A INSTALAÇÃO DE CAPACIDADE DE DESSALINIZAÇÃO

As primeiras centrais de dessalinização datam do final da década de 1950. Com uma capacidade instalada crescente, ao longo das quatro décadas seguintes, dominada por projectos de média e grande capacidade assentes em tecnologias de destilação térmica em conceitos de cogeração com base no acesso a combustíveis fósseis a baixo custo, em países do Médio Oriente, assistiu-se a partir da década de 2000 a uma alteração da predominância tecnológica. Os custos crescentes da energia, associados à melhoria da qualidade e durabilidade de membranas, incentivou uma mudança, tornando-se a Osmose Inversa (RO) a tecnologia dominante, hoje contando 68,7% da capacidade total instalada (a Destilação de Múltiplos Efeitos (MED) constitui 6,9%).

A par desta alteração tecnológica, a capacidade global de produção de água doce por meio de dessalinização testemunhou um crescimento notável ao longo das décadas, escalando de 5 milhões de metros cúbicos por dia (m^3/dia) em 1980 para aproximadamente 90 milhões de m^3/dia em 2020. A maioria das centrais de dessalinização está concentrada no Oriente Médio e Norte da África, representando 47,5% da capacidade global e a água do mar é a principal fonte de água (-Asli, Babak Zolghadr et alt. 2023).

No desenvolvimento deste estudo, consideram-se as 3 opções tecnológicas de dessalinização com maior representatividade: a Destilação Multi-Efeito (MED) e a Osmose Inversa de: Água do Mar (SWRO) ou; de água salobra (BWRO).

A Destilação de Múltiplos Efeitos (MED) opera com base no princípio de múltiplos estágios de evaporação. A água do mar é aquecida, resultando na geração de vapor, que é então condensado para produzir água doce. No processo MED, várias câmaras de evaporação, conhecidas como efeitos, estão interligadas em série. Cada efeito opera a uma pressão progressivamente mais baixa em comparação com o anterior. O vapor produzido serve como fonte de calor para o efeito subsequente (Saadat, A. H. M. et alt. 2028). Por outro lado, a Osmose Inversa (RO) é um método de dessalinização que utiliza uma membrana semipermeável para separar o sal e as impurezas da água. A água do mar é submetida a alta pressão e passa através da membrana que seletivamente a passagem de moléculas de água enquanto rejeita sais e outras impurezas, produzindo água doce (Lim, Yu Jie et alt. 2021).

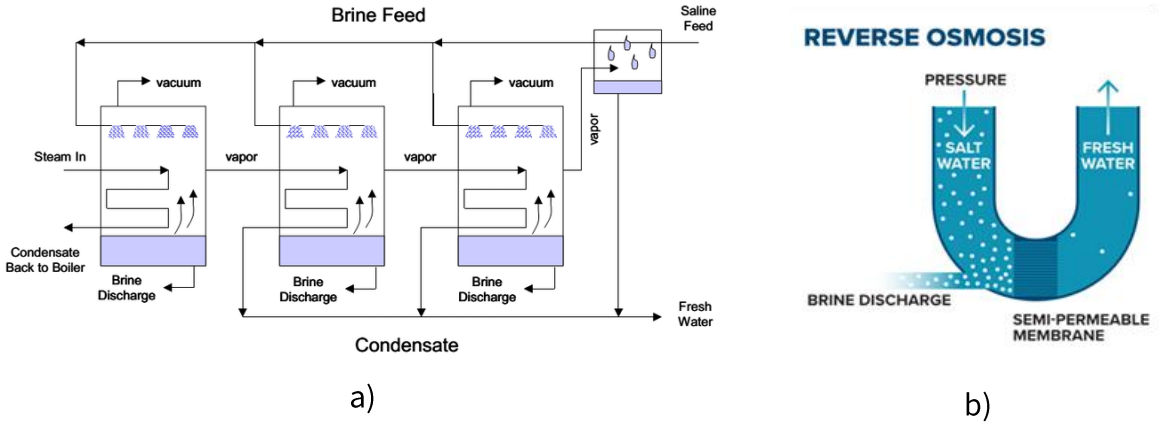


Fig 2: (a) Tecnologia de Dessalinização Destilação Multi-Efeito.
(b) Tecnologia de Dessalinização Osmose Inversa.

No âmbito do Plano de Recuperação e Resiliência, está em curso um projecto para a instalação de uma central de dessalinização na região do Algarve. Com uma capacidade de produção prevista de 24 hm3/ano, esta central será baseada na tecnologia de Osmose Inversa (SWRO) e estará localizada em Albufeira, de acordo com o estudo de avaliação de impacto ambiental recentemente aprovado [APA 2024].

Além disso, estão também em curso esforços para explorar soluções de dessalinização alternativas em Portugal, para fazer face à crescente escassez de água e impulsionar a produção de hidrogénio verde. Nesta medida foi já iniciado um estudo de viabilidade para um projeto de dessalinização na região costeira do Alentejo, utilizando a tecnologia de osmose inversa, para fins agrícolas, estando em discussão a possibilidade de instalação de um segundo projecto destinado à produção de hidrogénio verde (AHSA 2024).

CONSUMOS ENERGÉTICOS E CUSTOS DE INVESTIMENTO

Os custos da dessalinização da água apresentam uma grande variabilidade, baseada em três factores principais: tecnologia de dessalinização, consumo de energia associado e capacidade do sistema. A utilização de salmouras ou água do mar como água de alimentação apresenta, também, um impacto aqui considerado. A estimativa do impacto dos custos de produção de água para produção eletrolítica de hidrogénio, tem por base o cálculo dos custos associados ao investimento e consumos energéticos associados a cada uma das opções tecnológicas consideradas, resumidos na tabela 1 e 2 (Bhojwani S. et al. 2019):

- Destilação Multi-Efeito (MED, PR=12 [Performance ratio]);
- Osmose Inversa de: Água do Mar (SWRO);
- Salmouras (BWRO).

Pelo impacto ao nível dos custos de investimento, neste estudo consideram-se centrais de dessalinização com diferentes capacidades: 20 000, 40 000 e 200 000 m^3/dia (7.3, 14.6 e 73.0 hm^3/ano).

Tabela 1: Custos de investimento e consumo energético dos processos de dessalinização em estudo

Tecnología	Calor (kWh/m³)	Elétricos (kWh/m³)
MED (PR = 12)	33.33-71.38	2-2,7
SWRO	—	4,0-6,0
BWRO	—	1,8-2,8

Tabela 2: Custos de investimento por capacidade (€/m³) dos processos de dessalinização em estudo

Tecnología	20 000 m³/dia	40 000 m³/dia	200 000 m³/dia
MED (PR = 12)	0,275	0,219	0,125
SWRO	0,220	0,175	0,100
BWRO	0,100	0,073	0,041

Os consumos energéticos em processos térmicos representam o principal componente de custo (66%), sendo a mão de obra (9%), os custos indirectos (10%), a manutenção (7%) e os produtos químicos (4%) os outros principais componentes de custo. No caso dos processos por membrana a necessidade de energia é por norma inferior (41%) à dos processos térmicos, com a mão de obra (13%), os produtos químicos (11%), os custos indirectos (8%) e como maior parte dos custos operacionais a substituição da membrana (5%) (Bhojwani S. et al. 2019).

RESULTADOS E DISCUSSÃO

Tendo por base os custos associados ao investimento e aos consumos energéticos em cada uma das opções tecnológicas consideradas, foram calculados os custos de produção de água considerando:

- um tempo de vida útil do equipamento de 20 anos;
- 3 capacidades de produção: 20 000, 40 000 e 200 000 m³/dia.

Os resultados obtidos, função do custo da electricidade (a custos da energia térmica constantes a 0,02 €/kWh) ou do custo da energia térmica (para uma configuração MED com custos de electricidade constantes a 0,02 €/kWh) apresentam uma variação entre, sensivelmente, os 0,5 e os 2,0 €/m³, reflectindo a variabilidade de custos de produção encontrada em diferentes projectos reais. Os resultados estão ilustrados na figura 3.

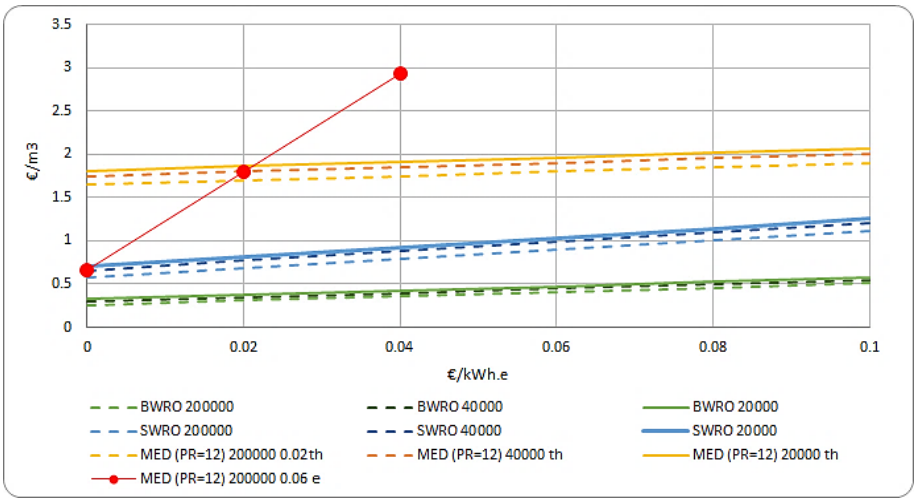


Fig. 3. Custos de produção de água para diferentes tecnologias de dessalinização, capacidades do sistema e custos de electricidade (para a opção MED 0.06e considera-se um custo fixo de electricidade de 0.06 €/kWh e um custo variável da energia térmica entre 0,00 e 0.04 €/kWh).

Considerando os actuais custos de investimento e operação destas tecnologias, apresentados na base de uma estimativa recente sobre os custos de dessalinização da água [Bhojwani S. et al, 2019], os resultados desta análise, ilustrados na Fig 3, mostram que a competitividade da tecnologia MED está muito dependente da capacidade de utilizar calor residual, ilustrando a instalação real das maiores centrais MED perto de centrais eléctricas ou refinarias de petróleo.

Na estimativa do impacto dos custos da produção de água no valor de LCOH, é importante definir um referencial de consumo específico de água na produção de hidrogénio eletrolítico. Se do ponto de vista puramente estequiométrico, a produção de 1 kg de H2 requer cerca de 9 kg de água pura, o consumo típico de água em eletrolisadores atuais pode variar entre 18 e 24 kg de água por kg de hidrogénio (Philip Miltrup, 2024). Tendo por base esta gama de consumo específico, apresentam-se na figura 4 os resultados obtidos para o acréscimo de LCOH resultante da produção de água com diferentes tecnologias de dessalinização e de diferentes consumos específicos.

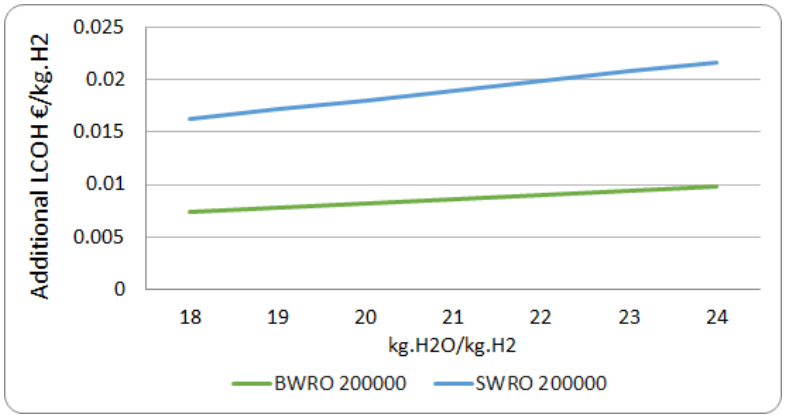


Fig. 4. LCOH adicional relacionado com a produção de água para diferentes tecnologias de produção e consumos específicos de água.

Estes resultados que vão ao encontro de uma análise mais alargada de competitividade de soluções tecnológicas para a produção de água e hidrogénio com base renovável (Khan, M. A. et al, 2021). Considerando os custos estimados de produção de hidrogénio verde, de acordo com o mapa interactivo publicada pela Agência Internacional de Energia (IEA 2023) estimam-se para Portugal valores entre os 2,0 e os 2,5 €/kg.H_2, de onde pode inferir-se um impacto considerando água marinha (SWRO) de 0.40% a 1.00% e para o caso de água salobra (BWRO) de 0.28% a 0.45% no valor final de LCOH.

Em termos do impacto da produção de hidrogénio na disponibilidade de água, parece claramente não ser um problema, desde que a água do mar dessalinizada seja usada como alimentação do eletrólito (IRENA 2020). De facto, um eletrólito de 1 GW a operar com uma eficiência de 75 % durante 8000 horas por ano, consumiria 3 MT de água para produzir 0,15 MT de H_2, assumindo uma taxa de consumo de 20 kg de água por kg de hidrogénio produzido. Relacionando com o caso da central do Algarve, com uma produção estimada de 24 MT água por ano, seria capaz de produzir 1.2 MT de H_2, produzido por um eletrólito de até 8 GW a operar com as mesmas condições.

A DESSALINIZAÇÃO SOLAR NA CÁTEDRA ENERGIAS RENOVÁVEIS

No âmbito das actividades de investigação em desenvolvimento na Cátedra Energias Renováveis, encontra-se em curso a concepção, desenho e construção de um piloto de dessalinização solar com alta taxa de recuperação, em torno do conceito de "Zero Liquid Discharge". Financiado pela Comissão Europeia no âmbito do projecto Sol2H2O (GA Nr. 101079305), este piloto tem como objectivo a demonstração de uma combinação tecnológica "beyond state of the art", ultrapassando a taxa de recuperação de destilado existente nos sistemas actuais (state of the art) situada em cerca de 50%, para níveis próximos dos 80%. A cadeia de tratamento concebida para tratar 1 metro cúbico de água por dia é constituída por:

- 1ª etapa: Unidade de RO alimentada por energia eléctrica produzida por painéis fotovoltaicos, com capacidade de operar com salinidade da água até 45 g/l, proporcionando uma taxa de recuperação de salmoura próxima dos 40% , sendo adequada para que possa ser utilizada nas etapas seguintes;

- 2ª etapa: a salmoura é enviada para a unidade MF-PFR, para a recuperação selectiva de magnésio e remoção de cálcio sob a forma de hidróxidos. A recuperação/remoção é efectuada por cristalização reactiva por precipitação química fraccionada, adicionando um reagente alcalino, como uma solução aquosa de hidróxido de sódio;

- 3ª etapa: após a separação dos sólidos, os produtos do efluente são enviados para a unidade de destilação por membrana, alimentada por energia solar, que tem capacidade para tratar águas com elevada salinidade e apresenta uma taxa de recuperação de salmoura de 10%. Operando em regime descontínuo, pode produzir neste ponto dois fluxos diferentes: um é um destilado puro (10-100 [l/h]) e o outro é uma salmoura (15 m^3/h no máximo), cuja concentração pode atingir cerca de 250.000 ppm;

- 4ª etapa: a salmoura altamente concentrada é enviada para o primeiro tanque solar (Tanque Solar 1) para produzir NaCl com elevada pureza, e a salmoura restante, é enviada para o tanque solar 2 para evaporação completa e precipitação de uma mistura de sais de cloreto e sulfato. Toda a cadeia de tratamento está assim em conformidade com o conceito "Zero Liquid Discharge" e a sua disposição está representada na Fig. 5.

A construção, comissionamento e ensaio deste piloto vai permitir o alargamento de competências e experiência disponíveis na Cátedra no suporte a actividades neste domínio.

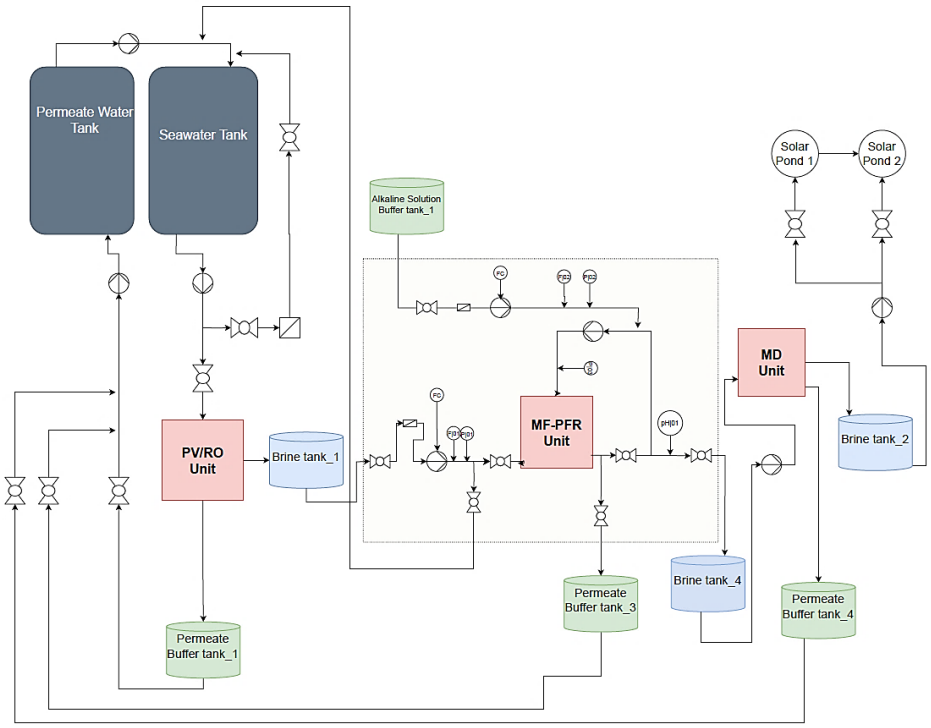


Fig. 5. Esquema PFD do protótipo de dessalinização.

CONCLUSÕES

Os resultados do estudo fornecem indicações valiosas sobre a viabilidade económica e competitividade da integração da dessalinização com a produção eletrolítica de hidrogénio e dessalinização de água. Contribuindo para um discurso mais amplo sobre soluções sustentáveis para o nexus água-energia, destacando a importância de abordagens integradas para minimizar a escassez de água e desenvolver a transição energética.

A competitividade da tecnologia MED está dependente da disponibilidade de calor residual para a entrada de energia térmica. Por outro lado, as tecnologias RO, especialmente aquelas alimentadas por fontes de energia renovável, apresentam uma alternativa promissora com requisitos de energia mais baixos e potencial para redução de custos. Estes resultados destacam a importância de considerar tanto fatores técnicos quanto económicos ao selecionar tecnologias de dessalinização para a produção de H2.

A integração da dessalinização com a produção eletrolítica de H2 tem implicações significativas para o Custo Nivelado de Hidrogénio (LCOH). Fatores como preços de energia,

eficiência de dessalinização e custos de investimento de capital foram identificados como impulsionadores críticos da competitividade de custos.

AGRADECIMENTOS

O trabalho apresentado foi realizado com apoio da União Europeia através do projeto SOL2H2O (GA Nr. 101079305) do programa Horizon Europe.

REFERÊNCIAS

SHI, X., LIAO, X. & LI, Y., "Quantification of fresh water consumption and scarcity footprints of hydrogen from water electrolysis", *Renewable Energy* 154 (2020) 786-796.

GREENLYSIS, 2012. Hydrogen and oxygen production via electrolysis powered by renewable energies to reduce environmental footprint of a WWTP, LIFE08 ENV/E/000118.

Alkhalidi, Ammar; Battikhi, Hamza; Almanasreh, Marah; Khawaja, Mohamad K., "A review of renewable energy status and regulations in the MENA region to explore green hydrogen production – Highlighting the water stress effect", *International Journal of Hydrogen Energy* 67, pp. 898-911 (2024).

Mishra, Arti; Park, Hyunwoong; El-Mellouhi, Fedwa; Suk Han, Dong, "Seawater electrolysis for hydrogen production: Technological advancements and future perspectives", *Fuel* 361, pp. 130636 (2024)

Vatche Kourkejian, Hani Tohme, "Green H 2 as new growth pocket for desalination - Once it takes off at scale", *Roland Berger*, 2023

DGEG - EN-H2, Portuguese National Strategy for Hydrogen, Resolução do Conselho de Ministros nº 63/2020. Consultado a 5 de Março 2021

PNEC 2030, Resolução do Conselho de Ministros n.º 53/2020, de 10 de julho, 2020. URL https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/resolucao-conselho-ministros/53-2020-137618093

PNEC 2030, PLANO NACIONAL ENERGIA E CLIMA 2021-2030 (PNEC 2030), Atualização/Revisão de acordo com o definido no artigo 14º do Regulamento (UE) 2018/1999, de 11 de dezembro

LNEG, Atlas nacional do H2 verde sustentável 2022. URL https://geoportal.lneg.pt/mapa/?mapa=AtlasH2Verde#. Consultado a 6 de Maio de 2024

Grey to green, URL https://www.grey2green.org

MadoquaPower2X, URL https://madoquapower2x.com/pt-pt/

EC 2024, "European Hydrogen Bank auction provides €720 million for renewable hydrogen production in Europe", European Commission 30.04.2024 (available online in https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP_24_2333)

Babak Zolghadr-Asli, Neil McIntyre, Slobodan Djordjevic, Raziyeh Farmani, Liliana Pagliero, Victoriano Martínez-Alvarez and José F. Maestre-Valero, A review of limitations and potentials of desalination as a sustainable source of water, *Environmental Science and Pollution Research*, Volume 30, pages 118161–118174, 2023

A. H. M. Saadat , M. S. Islam , M. S. Islam , F. Parvin1 , A. Sultana, Desalination Technologies for Developing Countries: A Review, *Journal of Scientific Research*, 10, 77-97 (2018)

Lim, Yu Jie, Goh, Kunli, Kurihara, Masaru, Wang, Rong, Seawater desalination by reverse osmosis: Current development and future challenges in membrane fabrication – A review, *Journal of Membrane Science*, 629, pp 119292, 2021

APA, Agência Portuguesa do Ambiente, *"Estação de Dessalinização de Água do Mar do Algarve"*, Sistema de Informação sobre Avaliação de Impacte Ambiental, 2024. URL https://siaia.apambiente.pt/AIA.aspx?ID=3667

AHSA, "Estudo prévio de viabilidade de dessalinização", https://ahsa.pt/en/iniciativas/estudo-previo-de-viabilidade-de-dessalinizacao/ . Consultado a 6 de Maio de 2024

Bhojwani S. et al., Technology review and data analysis for cost assessment of water treatment systems. Science of the Total Environment 651, pp. 2749-2761 (2019).

Performance ratio of 12, i.e., 12 kg.distilled water per 1 kg.steam consumed

Philip Miltrup, A first look at water demand for green hydrogen and concerns and opportunities with desalination, International PtX hub, 2024.

Khan, M. A., Al-Shankiti, I., Ziani, A. and Idriss, H., Demonstration of green hydrogen production using solar energy at 28% efficiency and evaluation of its economic viability, Sustainable Energy & Fuels 5(10) (2021)

European Commission, "European Hydrogen Bank auction provides €720 million for renewable hydrogen production in Europe", *European Commission - Press release*, 2024. URL https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP_24_2333

IEA (2023), Levelised Cost of Hydrogen Maps, IEA, Paris

URL https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/levelised-cost-of-hydrogen-maps

IRENA, Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5^{0}C Climate Goal, *International Renewable Energy Agency*, 2020, Abu Dhabi

Hydrogen Europe, "A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe, Brussels", 8.7.2020. Acesso por https://hydrogeneurope.eu/sites/default/files/Hydrogen%20production%20%26%20water%20consumption_fin.pdf, consultado a 3 de Maio 2024

AGRIVOLTAICO: INTRODUÇÃO E POTENCIAL EM PORTUGAL

Züger, J.*, Bunge, L.**,***, Silva, J. A.**, Fialho, L.** Batista, F.**, Horta, P.**

*Eastern Switzerland University of Applied Sciences, Oberseestr. 10, 8640 Rapperswil, Switzerland

**Universidade de Évora, Largo dos Colegiais, Nº 2, 7004-516 Évora, Portugal

***Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, Heidenhofstraße 2, 79110 Freiburg, Germany

RESUMO

Neste artigo é apresentado um estudo do potencial de produção de eletricidade fotovoltaica das áreas de algumas culturas agrícolas utilizadas para a prática agrivoltaica. Foram analisados três casos de estudo: batata, alface e tomate. Com base em valores publicados de produtividade de sistemas agrivoltaicos foi determinado o rácio de terra equivalente (LER) para cada uma das culturas, tendo-se confirmado a adequabilidade destas culturas para integração em sistemas agrivoltaicos. O LER mais elevado foi obtido para a batata (1.54), seguida da alface (1.38) e tomate (1.14).

Foi também determinado o potencial de produção de energia elétrica para diferentes frações de área de cultivo utilizadas. Concluiu-se que utilizando apenas 5% das áreas de cultivo de batata, tomate e alface existentes em Portugal, poderia ser assegurada a produção de respetivamente 1.9, 1.5 e 1.0 do consumo de eletricidade do país em 2023.

PALAVRAS-CHAVE: Energia fotovoltaica, agrivoltaico, eficiência do uso da terra, sustentabilidade

ABSTRACT

This article presents a study of the photovoltaic electricity production potential of the areas of some agricultural crops if used for agrivoltaic practice. Three case studies were analysed: potatoes, lettuce and tomatoes. Based on published productivity values for agrivoltaic systems, the land equivalent ratio (LER) was determined for each of the crops, confirming the suitability of these crops to be integrated into agrivoltaic systems. The highest LER was obtained for potatoes (1.54), followed by lettuce (1.38) and tomatoes (1.14).

The electrical energy production potential for different fractions of the crop area used was also determined. It was concluded that using only 5% of the potato, tomato and lettuce crop areas in Portugal, the production of respectively 1.9, 1.5 and 1.0 of the country's electricity consumption in 2023 could be ensured.

KEYWORDS: Photovoltaic energy, agrivoltaic, land use efficiency, sustainability

INTRODUÇÃO

Nas últimas décadas verificou-se um grande aumento da potência instalada de energia fotovoltaica (FV). Em termos globais em 2022 foram adicionados 239 GW de capacidade FV à rede elétrica [1], sendo de esperar que esta tendência de crescimento continue. A proliferação de grandes centrais fotovoltaicas começa a encontrar a resistência de algumas populações locais e de agentes económicos. Em particular a concorrência pela utilização de terrenos entre produção de eletricidade e atividades agrícolas gera cada vez mais preocupação. Neste contexto, torna-se particularmente importante encontrar formas de melhorar a eficiência de utilização dos solos. A utilização dual do solo para a agricultura e produção FV proposta pelo agrivoltaico (ou agriPV) é uma abordagem particularmente promissora, que não só permite solucionar o problema da competição pela utilização de solos entre estes setores económicos, como pode ainda ajudar a reduzir a evaporação de água e aumentar a cobertura de vegetação dos solos [2]. De acordo com o Joint Research Center da Comissão Europeia, a utilização de 1% da superfície agrícola da União Europeia (UE) com sistemas agrivoltaicos com uma capacidade instalada por área de superfície de 0.6 MWp/ha, permitiria adicionar cerca de 944 GWp de potência FV [3]. Apesar de não existir uma definição clara ou um quadro regulamentar para o agrivoltaico na UE, diversos países desenvolveram já quadros regulatórios para enquadramento desta atividade, dos quais se destacam a Itália [4], França [5] e Alemanha [6].

Neste artigo é apresentado um estudo que procura avaliar o potencial do agrivoltaico em Portugal, desenvolvido no âmbito do projeto Interreg POCTEP - AGROVOLTEP. Este projeto tem como objetivo principal identificar os principais desafios associados à introdução do agrivoltaico, nas mais diversas vertentes (científica, técnica, económica, social, política, etc.)

Com o objetivo de analisar o potencial de produção elétrica das áreas de cultivo agrícola, foram selecionadas três culturas agrícolas comuns em Portugal, que se sabe serem tolerantes à sombra: batata, tomate e alface. Utilizando os dados conhecidos para as áreas cobertas por estas culturas e respetiva produção para o ano 2023 [7], foi determinado o potencial de produção de energia para várias frações de área de cultivo utilizada, bem como as perdas de produção agrícola expectáveis.

Para estimar o rendimento energético e perdas de produção agrícola foram assumidos alguns pressupostos técnicos, e de fator de sombreamento baseados em estudos publicados. A metodologia utilizada neste trabalho é descrita na segunda secção do artigo, segue-se a secção de apresentação e análise de resultados, e finalmente a secção de conclusões.

MÉTODO

A produção proveniente de fontes renováveis em Portugal é já bastante significativa. Em 2023 o consumo de eletricidade de Portugal[4], foi de 51.4 TWh. 60.6% deste valor foi produzido utilizando energias renováveis como a hidroelétrica, eólica, fotovoltaica e biomassa (Fig. 1).

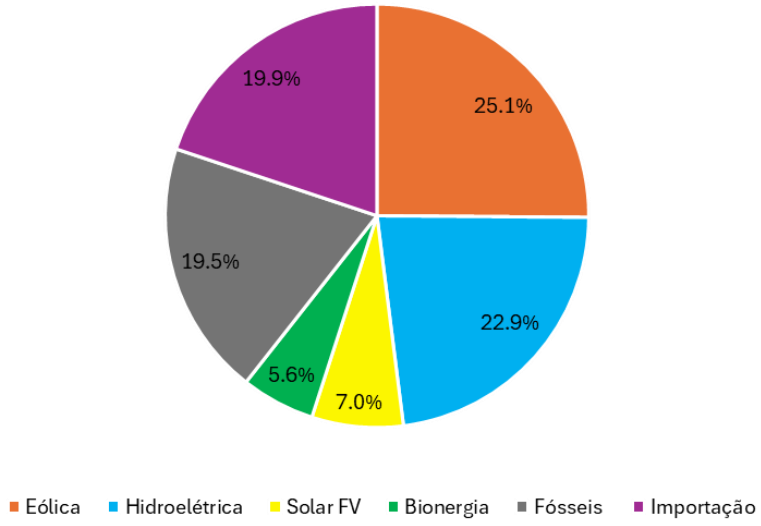


Fig. 7. Mix energético de Portugal em 2023 [8].

Cerca de 19.5% do consumo de eletricidade foi ainda assegurado por combustíveis fósseis, enquanto os restantes 19.9% foram importados. Para substituir estas duas parcelas por produção endógena com base em fontes de energia limpas, seria necessário aumentar a produção das energias renováveis em 20.3 TWh, valor que irá ainda aumentar nos próximos anos, devido aumento do consumo de eletricidade previsto. Para além disso, foi considerado também o objetivo estabelecido para 2030 no Plano Nacional para a Energia e Clima (PNEC 2030) de 20.4 GW de potência FV instalada em 2030 [9]. Neste estudo foi analisado o possível contributo das áreas de cultivo agrícola para a produção elétrica nacional, e estimado o potencial contributo destas áreas para a meta do PNEC 2030 em termos de energia FV.

Apesar da implementação de sistemas agrivoltaicos em muitas destas áreas não ser viável, por razões diversas tais como o valor económico, condições geográficas, ou a existência de outros fatores de sombreamento, este estudo permite-nos entrever a dimensão do potencial do agrivoltaico, e o papel determinante que esta tecnologia poderá desempenhar na descarbonização da produção de energia mesmo que apenas seja utilizada uma fração das terras cultivadas. Para cada cultura agrícola analisada, foi determinado o potencial de produção de energia elétrica considerando a utilização de 100%, 25% e 5% da área disponível para a produção agrivoltaica. Em cada caso, as perdas de produtividade da produção agrícola foram determinadas, com base em valores publicados na literatura. Esta é uma abordagem bastante simplificada, que não tem em conta diversos fatores que

4 O valor de consumo apresentado foi obtido adicionando o valor de consumo de eletricidade efetivo ao balanço energético da bombagem elétrica.

podem influenciar a produtividade da colheita como a irrigação, características do solo, contexto sócio-económico, paisagem e condições climatéricas, entre outros.

Para determinar a produção de anual energia dos sistemas agrivoltaicos considerou-se o valor do potencial médio de energia fotovoltaica para Portugal [10], e foi escolhido um módulo bifacial com uma densidade de potência (P_{mod}) de 0.218kWp/m^2, Jinko Solar modelo JMK-610N-78HL4-BDV [11]. Utilizando estes parâmetros obtivemos uma produção anual de energia elétrica por unidade de área de e_{PV}=343.77 kWh/m^2. Para uma central fotovoltaica convencional considerou-se uma fração de área coberta de 50% [12]. Num sistema agrivoltaico, para caracterizar a fração de área de terreno agrícola coberta por painéis fotovoltaicos, é comum utilizar-se a definição de fator de sombreamento (*shading factor*) definida pela equação [13]:

$$SF = \frac{A_{\mathrm{PV}}}{A_{\mathrm{terr}}}$$

em que A_{PV} é a área da instalação fotovoltaica utilizada, e A_{terr} é a área do terreno agrícola. Para calcular a energia, E produzida pelo sistema fotovoltaico usou-se a expressão:

$$E = e_{\mathrm{PV}} A_{\mathrm{PV}}$$

Uma forma de avaliar o mérito de uma instalação agrivoltaica é comparar a sua produtividade agrícola com a produtividade de uma exploração puramente agrícola e a sua produtividade de energia com a de uma central puramente fotovoltaica, determinando o rácio equivalente de terra, LER (*land equivalent ratio*):

$$\mathrm{LER} = \frac{\text{Produtividade agrícola - AgriPV}}{\text{Produtividade agrícola}} + \frac{\text{Produtividade FV - AgriPV}}{\text{Produtividade FV}}$$

Para que o projeto agrivoltaico tenha efeitos positivos em termos de produtividade o LER tem que ser superior a 1.0.

Entre 2021 e 2022 foi conduzido um estudo em Cheongju (Coreia do Sul), no qual foi experimentado o cultivo de batatas num sistema agrivoltaico. A área do sistema agrivoltaico foi de 1980 m^2 e a de cultivo de controlo superior a 1000 m^2. A altura dos painéis fotovoltaicos variava entre 4 e 4.5 m, originando uma fração de sombreamento de 31.6%. Durante este estudo foram analisados diversos parâmetros de desenvolvimento das plantas. Verificou-se que a inclusão do sistema fotovoltaico não afetava o número de caules e folhas por planta, nem o diâmetro do caule ou as dimensões das folhas. Sendo apenas afetadas a altura das plantas e o rendimento da cultura. Os autores verificaram que a produção de batatas neste sistema era 11% mais baixa do que a produção na área de controlo [14].

Um estudo realizado em 2019 na Oregon State University (EUA) analisou a produção de tomate num sistema agrivoltaico. A altura do sistema agrivoltaico utilizado foi de 0.8 m. O fator de sombreamento não foi especificado, tendo sido estimado em 30%. Verificou-se uma redução de cerca de 45% da produtividade de tomate em comparação com a produção em campo aberto [15].

Um estudo sob o cultivo de alface num sistema agrivoltaico foi realizado em Montpellier (França). A área utilizada para a produção agrivoltaica foi de 1720 m^2 e a da parcela controlo de 1120 m^2. A altura do sistema agrivoltaico era de 4 m e foi utilizado um fator de sombreamento de 30%. Verificou-se que a produtividade da alface na instalação agrivoltaica era cerca de 22% inferior à sua produtividade na parcela de controlo [16].

RESULTADOS

Batata

Com base no estudo [14] previamente mencionado, analisámos a possibilidade de introduzir sistemas fotovoltaicos nas áreas de cultura de batata existentes em Portugal. Para esta cultura obtivemos um LER de 1.54 e conclui-se que utilizando apenas 5.0% da área de cultivo de batata em Portugal poderíamos assegurar a produção de 1.9% das necessidades de eletricidade do país. Na Tabela 1 apresentam-se as estimativas de produção de energia fotovoltaica das instalações agrivoltaicas para as três frações de terreno agrícola consideradas. Apresenta-se também a produção fotovoltaica de um central convencional com a mesma área e as perdas de produção agrícola associadas à instalação agrivoltaica. Com base nos valores para a produção agrivoltaica, foi determinado o contributo potencial da área de cultivo de batata para assegurar as necessidades de eletricidade de Portugal em 2023 (Fig. 2).

Tabela 1. Estimativa da produção fotovoltaica em áreas de cultivo de batata, em função da área utilizada

Percentagem de área de cultivo utilizada	100%	20%	5%
A_{terr} [ha]	17527	3505	876
Área módulos FV (central PV) [ha]	8764	1753	438
Fator de sombreamento, SR	32%	32%	32%
Área de módulos FV (central AgriPV) [ha]	5609	1122	280
$E_{c\text{-}PV}$ [GWh/a]	3.01×10^4	6.02×10^4	1.51×10^3
E_{AgriPV} [GWh/a]	1.93×10^4	3.86×10^3	9.64×10^2
Produtividade agrícola, P_{Ag} [ton/a]	4.13×10^5	8.27×10^4	2.07×10^4
Fração de perdas prod. Agrícola	0.1	0.1	0.1
Perdas de prod. agrícola, PP_{Ag} [ton/a]	3.71×10^5	7.43×10^4	1.86×10^4
LER	1.54	1.54	1.54

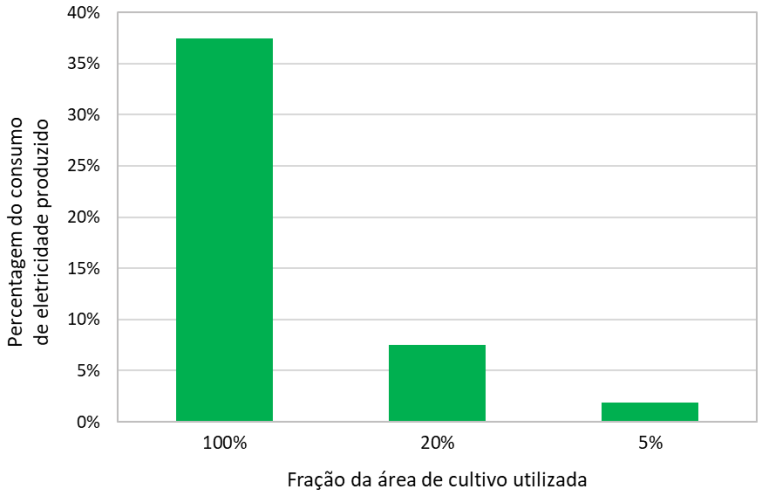


Fig. 2. Estimativa do potencial de cobertura das necessidades de consumo de eletricidade de Portugal em 2023, por fração da área total de cultivo de batata utilizada.

Na Tabela 2 é apresentado o potencial contributo das áreas de cultivo de batata para a aumento da potência FV instalada e para o cumprimento da meta estabelecida no PNEC.

Tabela 2. Potencial contributo das áreas de cultivo de batata para o objetivo de potência FV do PNEC

Percentagem de área de cultivo utilizada	100%	20%	5%
Potência instalada em sistema agrivoltaico (GW)	12.24	2.45	0.61
Contributo para o objetivo de potência PNEC	60.0%	12.0%	3.0%

Tomate

Com base nas condições do caso de estudo para uma produção agrivoltaica com tomate [15], obteve-se um LER de 1.14. Conclui-se também que utilizando 5% da área de cultivo de tomate existente em Portugal para instalações agrivoltaicas semelhantes às deste estudo, seria possível assegurar 1.5% do consumo elétrico do país. Na Tabela 3 apresentam-se as estimativas de produção de energia para da instalação agrivoltaica, para as três frações de utilização de área agrícola consideradas. De forma análoga ao caso anterior apresenta-se também a produção fotovoltaica de um central convencional com uma área idêntica, e as perdas de produção agrícola associadas à instalação agrivoltaica. A estimativa do potencial de cobertura das necessidades de consumo de eletricidade por área de cultivo de tomate utilizada para agrivoltaico é apresentada na Fig. 3.

Tabela 3. Estimativa da produção fotovoltaica em áreas de cultivo de tomate, em função da área utilizada

Percentagem de área de cultivo utilizada	100%	20%	5%
A_{terr} [ha]	14739	2948	737
Área módulos FV (central PV) [ha]	7369	1474	368

Fator de sombreamento, SR	30%	30%	30%
Área de módulos FV (central AgriPV) [ha]	4422	884	221
$E_{c\text{-}PV}$ [GWh/a]	2.53×10^{4}	5.07×10^{3}	1.27×10^{2}
E_{AgriPV} [GWh/a]	1.52×10^{4}	3.04×10^{3}	7.60×10^{2}
Produtividade agrícola, P_{Ag} [ton/a]	1.44×10^{6}	2.88×10^{5}	7.19×10^{4}
Fração de perdas prod. Agrícola	0.46	0.46	0.46
Perdas de prod. agrícola, PP_{Ag} [ton/a]	7.77×10^{5}	1.55×10^{5}	3.88×10^{4}
LER	1.14	1.14	1.14

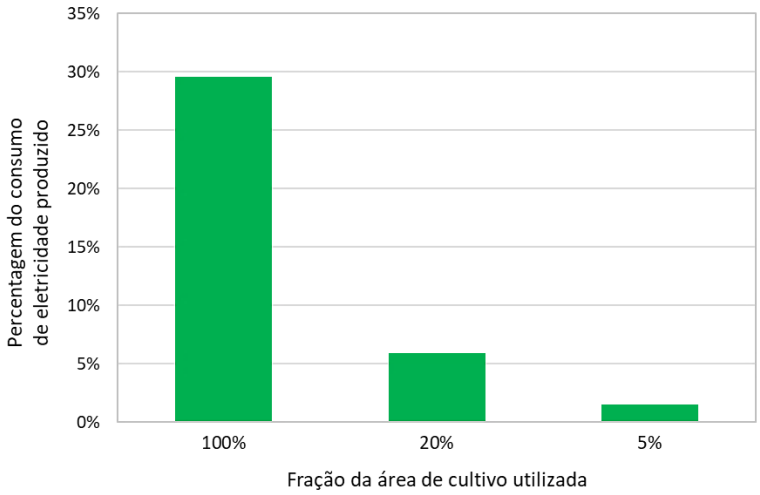


Fig. 3. Estimativa o potencial de cobertura das necessidades de consumo de eletricidade de Portugal em 2023, por fração da área total de cultivo de tomate utilizada.

O potencial contributo para o aumento da potência instalada de FV da área de cultivo de tomate é apresentado na Tabela 4, sendo este valor comparado com a meta estabelecida no PNEC, para cada uma das frações de terreno agrícola utilizada.

Tabela 4. Potencial contributo das áreas de cultivo de tomate para o objetivo de potência FV do PNEC

Percentagem de área de cultivo utilizada	100%	20%	5%
Potência instalada em sistema agrivoltaico (GW)	9.65	1.93	0.48
Contributo para o objetivo de potência PNEC	47.3%	9.5%	2.4%

Alface

Utilizando as condições do estudo [16], obteve-se para um LER de 1.38 para a instalação agrivoltaica. Conclui-se também que se fossem instalados sistemas agrivoltaicos semelhantes em 5% da área de cultivo de alface existente em Portugal, poderia ser produzido 0.2% do consumo de eletricidade do país. Na Tabela 4 apresenta-se o potencial de produção de energia para as três frações de área agrícola consideradas. À semelhança dos casos anteriores apresenta-se também a produção fotovoltaica de um central convencional com a mesma área e as perdas de produção agrícola associadas à instalação agrivoltaica. Na Fig. 4 apresenta-se a estimativa de cobertura das necessidades de consumo de eletricidade por área de cultivo de alface utilizada para agrivoltaico.

Tabela 5. Estimativa da produção fotovoltaica em áreas de cultivo de alface, em função da área utilizada

Percentagem de área de cultivo utilizada	100%	20%	5%
A_{terr} [ha]	2452	490	123
Área módulos FV (central FV) [ha]	1226	245	61
Fator de sombreamento, SR	0.3	0.3	0.3
Área de módulos FV (central AgriPV) [ha]	736	147	37
$E_{c\text{-}PV}$ [GWh/a]	4.21×10^{3}	8.43×10^{2}	2.11×10^{2}
E_{AgriPV} [GWh/a]	2.53×10^{3}	5.06×10^{2}	1.26×10^{2}
Produtividade agrícola, P_{Ag} [ton/a]	6.2×10^{4}	1.24×10^{4}	3.1×10^{3}
Fração de perdas prod. agrícola	0.22	0.22	0.22
Perdas de prod. agrícola, PP_{Ag} [ton/a]	4.83×10^{4}	9.67×10^{3}	2.42×10^{3}
LER	1.38	1.38	1.38

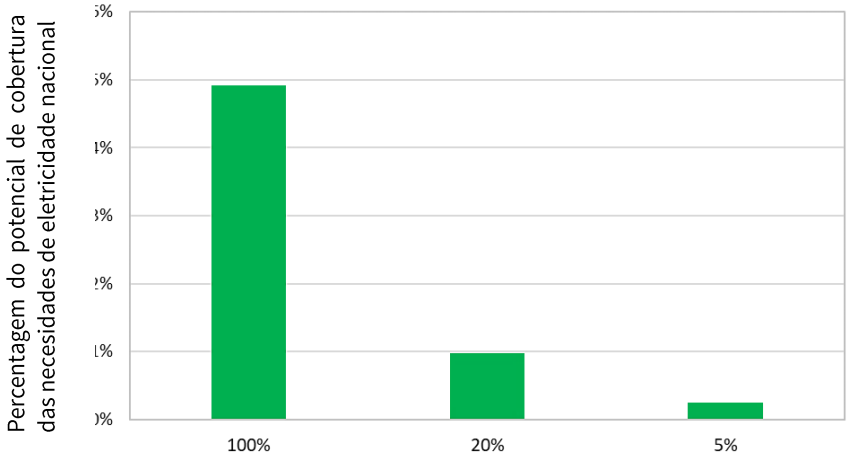


Fig. 3. Estimativa o potencial de cobertura das necessidades de consumo de eletricidade de Portugal em 2023, por fração de área de cultivo de tomate utilizada.

Na Tabela 6 apresenta-se o contributo potencial para o aumento da potência instalada de FV em função da área de cultivo de alface, este contributo é também comparado com a meta estabelecida no PNEC.

Tabela 6. Potencial contributo das áreas de cultivo de alface para o objetivo de potência FV do PNEC

Percentagem de área de cultivo utilizada	100%	20%	5%
Potência instalada em sistema agrivoltaico (GW)	1.61	0.32	0.08
Contributo para o objetivo de potência PNEC	7.9%	1.6%	0.4%

CONCLUSÕES

Com uma área agrícola de pouco mais de 1×10^6 hectares, Portugal tem um potencial agrivoltaico muito significativo. As três culturas aqui analisadas representam apenas uma pequena fração da área agrícola total do país: a batata ocupa 1.7% desta área; tomate 1.4%; e a alface 0.2%.

O valor obtido para o LER para as três culturas analisadas foi superior a 1, o que demonstra que a associação FV com a produção agrícola é para os três casos sinergética no âmbito da utilização eficiente do espaço. Concluímos que das três culturas a que tem uma melhor sinergia com os sistemas FVs é a batata com um LER de 1.54, seguida da alface com 1.38 e do tomate com 1.14. Consideramos que a determinação do LER para uma dada instalação agrivoltaica poderá ajudar na definição de regulamentações e prioridades nacionais no que diz respeito à instalação de sistemas agrivoltaicos.

Este estudo permitiu concluir que a utilização de 20% da área de cultivo de batata em produção agrivoltaica pode gerar 7.5% do consumo nacional atual de eletricidade de Portugal e assegurar 12.0% da meta de capacidade fotovoltaica estabelecida para 2030 do PNEC. Relativamente à área de cultivo de tomate, conclui-se utilizando 20% desta área em

produção agrivoltaica, chegaria para suprir 5.9% do consumo de eletricidade de 2023 e assegurar 9.5% da meta de potência FV instalada do PNEC. A utilização de 20% da área de cultivo de alface para produção agrivoltaica poderia gerar 1.0% do consumo de eletricidade e assegurar 1.6% da meta do PNEC para a potência FV instalada.

O estudo apresentado é ainda preliminar e não considera diversos aspetos que terão de ser tidos em conta para uma avaliação mais precisa do potencial agrivoltaico disponível. Não são consideradas perdas devido a sombreamentos certamente existentes em diversos terrenos, nem a perda de espaço de cultivo devido à instalação das estruturas de produção FV. Outro aspeto a considerar é a dificuldade de ligação à rede elétrica em muitos dos terrenos agrícolas, fator que é já hoje constrangimento da localização destes ativos renováveis no país, dificultando a viabilidade económica de algumas instalações. Por outro lado, outro aspeto a considerar será o contributo positivo do sombreamento promovido pelos painéis FVs para a gestão da água devido à redução da evaporação, um aspeto particularmente relevante em zonas de em que este recurso é limitado, como é o caso de Portugal e Espanha, sobretudo tendo em conta o aquecimento global em curso, e o previsível aumento da frequência e duração de ondas de calor e períodos de seca extrema.

Como trabalho futuro irá alargar-se o número de culturas agrícolas analisadas, nomeadamente às culturas que ocupam as maiores frações da área agrícola em Portugal: oliveira e vinha, e que representam respetivamente 36.6% e 16.9% do total da área agrícola de Portugal. Para cada uma destas culturas o projeto AGROVOLTEP irá também contribuir para a avaliação do impacto diversos parâmetros no desenvolvimento das culturas agrícolas, entre os quais o fator de sombreamento, a altura e a inclinação das estruturas fotovoltaicas.

AGRADECIMENTOS

Os autores gostariam de agradecer o apoio deste trabalho, desenvolvido no âmbito do projeto AGROVOLTEP, cofinanciado pela União Europeia através do Programa Interreg VI-A Espanha-Portugal (POCTEP) 2021-2027.

REFERÊNCIAS

[1] SolarPower Europe (2023) Global Market Outlook for Solar Power 2023-2027. Bruxelas, Bélgica.

[2] Liu Y. et al (2019) Solar photovoltaic panels significantly promote vegetation recovery by modifying the soil surface microhabitats in an arid sandy ecosystem. Land Degrad. Dev. 30, 2177–2186.

[3] Chatzipanagi A., Taylor N., e Jaeger-Waldau A. (2023) Overview of the Potential and Challenges for Agri-Photovoltaics in the European Union. Gabinete de publicações da União Europeia, Luxemburgo.

[4] Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (2022) Linee Guida in materia di Impianti Agrivoltaici, Roma, Italia.

[5] ADEME (2021) Caractériser les projets photovoltaïques sur terrains agricoles et l'agrivoltaïsme - Résumé exécutif de l'étude. Angers, França. Disponível: https://librairie.ademe.fr/

[6] Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems (2022) Agrivoltaics: Opportunities for Agriculture and the Energy Transition.

[7] Instituto Nacional de Estatística (INE) - Estatísticas Agrícolas: 2021 (2022). Lisboa, Portugal. Disponível: https://www.ine.pt/xurl/pub/3158984

[8] REN (2024). REN Data Hub - Balanço Mensal. Disponível: https://datahub.ren.pt/pt/eletricidade/balanco-mensal/?date=2023-12-31

[9] Ministro do Ambiente e da Transição Energética (2019). Plano Nacional Energia e Clima (PNEC 2030). Lisboa, Portugal.

[10] World Bank (2020) Global Photovoltaic Power Potential by Country. Washington, EUA, 2020. Disponível: https://documents1.worldbank.org/curated/en/466331592817725242/pdf/Global-Photovoltaic-Power-Potential-by-Country.pdf

[11] Jinko Solar (2021) Ficha Técnica Jinko Solar JKM-610N-78HL4-BDV. Disponível: https://www.jinkosolar.com/uploads/61a0507f/JKM590-610N-78HL4-BDV-F1-EN.pdf

[12] Bolinger M. e Bolinger G. (2022) Land Requirements for Utility-Scale PV: An Empirical Update on Power and Energy Density, IEEE Journal of Photovoltaics, 12, 589-594.

[13] Lee S. (2023) Agrivoltaic system designing for sustainability and smart farming: Agronomic aspects and design criteria with safety assessment. Applied Energy 341, 121130.

[14] Lee H. J., Park H. H., Ok Kim Y. e In Kuk Y. (2022) Crop Cultivation Underneath Agro-Photovoltaic Systems and Its Effects on Crop Growth, Yield, and Photosynthetic Efficiency. Agronomy 12, 1842.

[15] AL-agele H. A., Proctor K., Murthy G. e Higgins C. (2021) A Case Study of Tomato (Solanum lycopersicon var. Legend) Production and Water Productivity in Agrivoltaic Systems. Sustainability, 13, 2850.

[16] Elamri Y., Cheviron B., Lopez J.-M., Dejean C., Belaud G. (2018) Water budget and crop modelling for agrivoltaic systems: Application to irrigated lettuces. Agricultural water management, 208, 440-453.

MODERNIZACIÓN DE BOMBEOS CON GENERACIÓN SOLAR EN CONTEXTOS DE ASISTENCIA HUMANITARIA: EVIDENCIAS E IMPACTOS

Ibánez J.*, Küstner M.*, Albertini L.*, Vallvé X.*

Trama TecnoAmbiental SL, (TTA)

Av. Meridiana 153, Barcelona, 08026, España, judith.ibanez@tramatecnoambiental.com.es

RESUMEN

Las plantas solares autónomas emergen como una solución fundamental para satisfacer las necesidades eléctricas básicas en áreas remotas, aportando además la autonomía energética en comunidades vulnerables ante el cambio climático. En contextos humanitarios, marcados por conflictos que afectan las infraestructuras eléctricas, el acceso a servicios críticos como agua potable y atención médica se ve comprometido. Este estudio presenta métodos y resultados de diseño de plantas solares para el bombeo y suministro de agua en campos de refugiados, resaltando la importancia de considerar aspectos técnicos, económicos y ambientales. Las estrategias para optimizar la producción de agua y reducir el consumo de combustible se identifican como esenciales para mitigar el impacto ambiental y fortalecer la resiliencia social y económica. La integración de tecnologías solares en sistemas de riego en Etiopía muestra un ahorro de combustible significativo y una reducción de emisiones de CO_2, impulsando así la independencia energética y la sostenibilidad en comunidades marginadas.

PALABRAS CLAVE: Bombeo solar, Comunidades vulnerables, Independencia energética, Impacto ambiental, Sistemas de riego, Impacto social

ABSTRACT

Stand-alone solar power plants are emerging as a vital solution to meet basic electricity needs in remote areas, ensuring energy autonomy in communities vulnerable to climate change. In humanitarian contexts marked by conflicts affecting electricity infrastructures, access to critical services such as clean water and medical care is compromised. This study presents methods and design results of hybrid solar plants for pumping and supplying water in refugee camps, highlighting the importance of considering technical, economic, and environmental aspects. Strategies to optimize water production and reduce fuel consumption are identified as essential to mitigate environmental impact and strengthen social and economic resilience. The integration of solar systems in irrigation systems in Ethiopia shows significant fuel savings and a notable reduction of CO2 emissions, thus boosting energy independence and sustainability in marginalized communities.

KEYWORDS: Solar pumping, Vulnerable communities, Energy independence, Environmental impact, Irrigation schemes, Social impact

INTRODUCCIÓN

Las plantas solares autónomas son ya habituales para los servicios eléctricos básicos en zonas remotas, favoreciendo la independencia energética de comunidades aisladas y vulnerables ante el cambio climático (Farghali et al., 2023). Éste conlleva una mayor frecuencia y severidad de las sequías y el vínculo energía-agua es cada vez más crucial. Según la OCDE, el 70% de la población de África subsahariana carece de a agua potable (Simpson et al., 2023).

Esta problemática se intensifica en contextos humanitarios, donde a causa de conflictos y tensiones sociales se dañan las redes eléctricas, impactando el acceso a servicios esenciales como agua potable y atención médica (Hussein et al., 2020). Según ACNUR[5], solo el 10 % de los hogares en campos de refugiados tienen acceso a electricidad, en comparación con el 23 % de los hogares rurales en África subsahariana (Ibáñez Sánchez et al., 2020). Además, en países en conflicto, la corrupción en las redes de abastecimiento de combustibles complica aún más el uso de grupos electrógenos, aumentando la volatilidad de precios y la carga económica, tanto para usuarios finales como para las agencias que les brindan apoyo (Baranda Alonso et al., 2021). A lo anterior se suma el impacto ambiental provocado por las emisiones de CO_2 vinculados al consumo de combustibles fósiles.

En respuesta a este reto, las plantas eléctricas fotovoltaicas pueden mitigar el impacto ambiental, social y económico asociado a la dependencia al combustible fósil. La energía solar puede jugar un rol fundamental para el bombeo, suministro y tratamiento de agua, el riego agrícola y el desarrollo sostenible en estas comunidades marginadas (Hassan et al., 2023). La disminución de costes de esta tecnología en los últimos años y la ubicuidad del recurso solar en África favorecen la viabilidad de esta tecnología frente a los actuales grupos electrógenos (Osman et al., 2023). Por encargo de ACNUR, el equipo de TTA ha diseñado cerca de 50 plantas solares (autónomas o en conexión a red) que serán construídas en 23 campos de refugiados en África, en particular, en Zambia, Etiopía, Sudán, Ruanda, Sudán del Sur y Mauritania. Los diseños incluyen:

1. Bombeo de agua para distribución, almacenamiento y final aprovisionamiento por gravedad[6].
2. Grupos de presión y bombeo en plantas de tratamiento de agua para consumo humano.
3. Bombeo para riego agrícola.

Este artículo se enfoca únicamente en los diseños para bombeo con fines agrícolas, que se han realizado exclusivamente en Etiopía. Se presentan el enfoque y los métodos utilizados para el dimensionamiento, optimización y selección de los equipos fotovoltaicos, los resultados obtenidos, y las lecciones aprendidas usando, como caso de estudio, uno de los once sistemas diseñados en Etiopía.

---

5 Alto Comisionado de las Naciones Unidas para los Refugiados (ACNUR)

6 Incluyendo desde fuentes subterráneas (pozos) o superficiales (lagos, ríos)

METODOLOGÍA

Este proyecto cuenta con la financiación de ACNUR, que a nivel mundial, desempeña un papel crucial en la protección, asistencia y búsqueda de soluciones en los campos de refugiados. En este contexto, se busca no solo una solución técnica y económicamente viable, si no que se adopta un enfoque integral, abarcando aspectos sociales, ambientales y regulatorios.

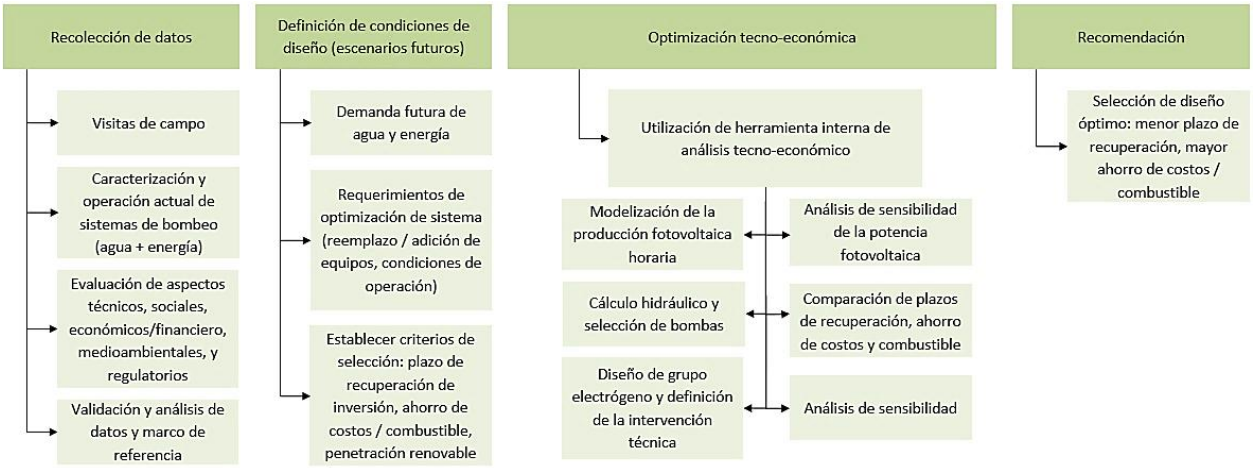


Fig. 48. Metodología utilizada para el diseño y recomendación de plantas solares/híbridas.

Como se observa en la Fig. 48, la metodología está basada en cuatro pasos:

1. Recolección de datos a través de visitas a terreno,
2. Definición de las condiciones de diseño (considerando escenarios futuros),
3. Optimización tecno-económica y análisis financiero de las plantas solares,
4. Recomendaciones de selección.

En esta sección se definen los pasos del proceso de optimización y las variables utilizadas para la selección de componentes y la toma de decisiones. La Fig. 48 muestra las principales etapas, que se describirán más adelante.

<u>Recolección de datos.</u>

Se realizaron múltiples visitas a terreno para analizar la situación, caracterizar los bombeos existentes, y recoger los datos necesarios para el diseño. Se han caracterizado los bombeos desde el punto de vista energético e hidráulico, la infraestructura existente y su modelo de operación. Se han identificado problemas, recomendado mejoras teniendo en cuenta las necesidades de usuarios y operadores. También se han recogido datos de índole social, económico, ambiental, y regulatorio para abarcar el problema desde una perspectiva integral, como se muestra en Fig. 49.

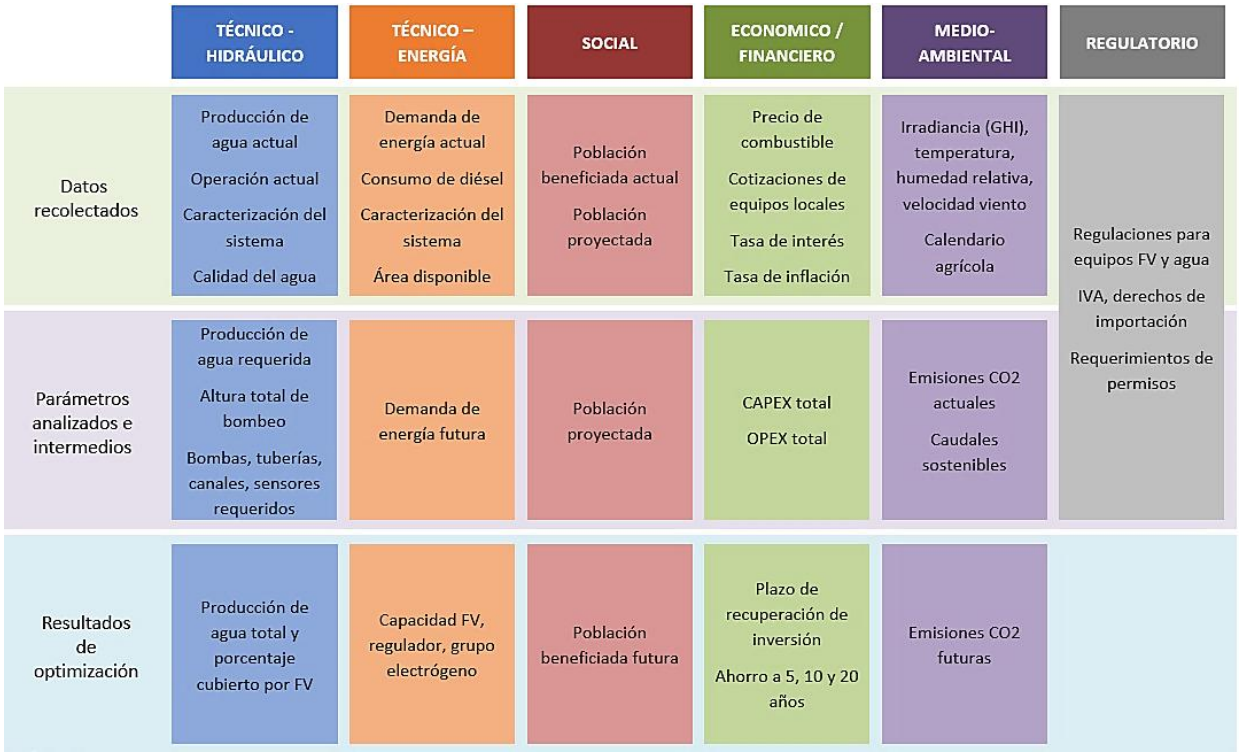


Fig. 49. Análisis general de insumos-salidas para la optimización y priorización.

Datos hidráulicos.

Para comprender en detalle los sistemas actuales, la información recogida incluye la cantidad de producción actual de agua destinada al riego, los detalles operacionales del sistema, las características de bombas/equipos utilizados, así como de los sistemas de distribución. Adicionalmente se estudia la calidad del recurso hídrico. La demanda de agua se calcula teniendo en cuenta el tipo de cultivo, la estacionalidad de las lluvias y del riego necesario, así como la estimación de demanda futura.

Datos energéticos.

Los datos incluyen el consumo de combustible, consumo eléctrico de los grupos electrógenos, detalles y estado de los equipos utilizados, y áreas disponibles para la instalación de plantas fotovoltaicas.

Datos sociales.

Se contempla la población actual beneficiada por la actividad agrícola, en este caso, refugiados y población local (involucrada en cooperativas agrícolas y/o consumidores finales), y las proyecciones de crecimiento.

Datos económicos.

Para el análisis de viabilidad financiera, los datos utilizados como entradas en la herramienta de análisis incluyen el precio actual e histórico del combustible para estimar el coste futuro de operación; el precio de construcción de las plantas solares y optimización de los equipos de bombeo; y la tasa de interés y de inflación. Cabe mencionar la importancia de identificar costes locales para poder realizar un análisis realista.

Datos ambientales.

Se estudian los parámetros climáticos y de impacto ambiental. Por ejemplo, a partir del consumo de combustible se calculan las emisiones de CO_2, mientras los caudales sostenibles se limitan gracias a la normativa vigente, y el calendario agrícola se define a través de datos provistos por el cliente y/o los usuarios beneficiarios.

Datos regulatorios.

Se ha tenido en cuenta el contexto regulatorio y normativo que rigen los sectores de energía y agua a nivel local, incluyendo los requerimientos fiscales, de importación de equipos, y de permisos de construcción y de extracción de agua. Este análisis pretende asegurar el cumplimiento de la normativa vigente, la mitigación de riesgos y el desarrollo de intervenciones eficaces y sostenibles adaptadas al contexto local.

Definición de condiciones de diseño.

En este paso se establecen los perfiles de demanda de agua y de energía, así como las posibles optimizaciones a realizar (potenciales reemplazos de equipos desgastados y/o ajuste del modo de operación). El análisis considera un horizonte de proyecto de 20 años. Sin embargo, dada la variabilidad en los contextos humanitarios, se utiliza un plazo de 10 años para la comparación de la viabilidad financiera.

Optimización tecno-económica.

La optimización de los diseños se lleva a cabo mediante una herramienta interna con entradas de parámetros técnicos, financieros, y ambientales. Los resultados se comparan con los obtenidos usando herramientas de libre acceso de los fabricantes de equipos de bombeo solar. El modelo permite así analizar diferentes bombas, independientemente del fabricante, permitiendo una elección más amplia y agnóstica de los componentes. La herramienta combina la optimización técnica y financiera de manera interdependiente. Los pasos de optimización son:

Modelización de la producción fotovoltaica horaria.

Se simula la producción eléctrica solar a partir de datos horarios de Irradiancia Global Horizontal (IGH), velocidad del viento, temperatura, extrapolando diferentes curvas de producción fotovoltaica. Se utiliza el programa “HelioScope” para considerar un año típico

de producción solar horaria, incluyendo en el análisis las estaciones nubladas y lluviosas. como se muestra en Fig. 50.

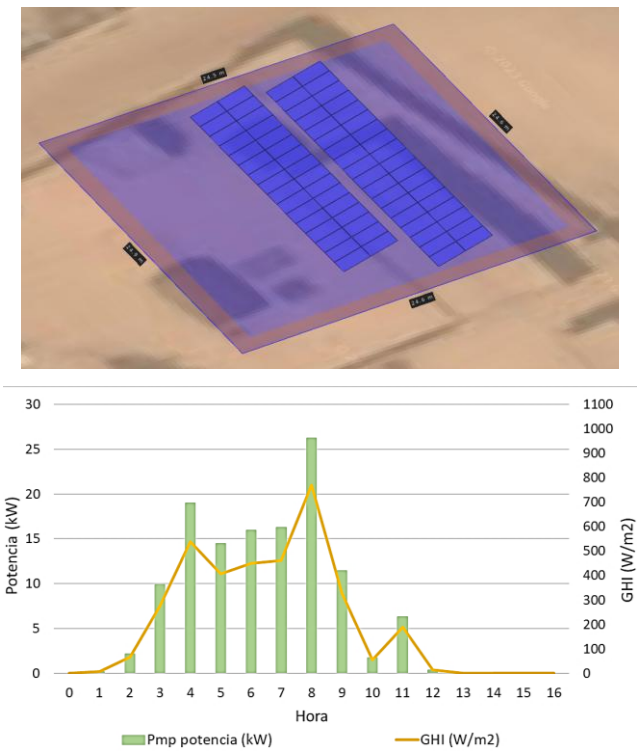


Fig. 50. (Izquierda) Ejemplo de un generador FV de 29,9 kWp simulado en Helioscope. (Derecha) Simulación de la generación FV de 29,9 kWp durante un día parcialmente nublado.

Cálculo hidráulico y selección de bombas.

Se estudia la infraestructura hidráulica para definir las pérdidas de carga singulares[7], las pérdidas dinámicas[8] y las diferencias de elevación. Para el cálculo de las pérdidas singulares, se aplica un factor entre el 5% y el 10% dependiendo de la longitud total de las tuberías de distribución para hacer frente a la falta de información. Conociendo el caudal (Q medido en m3/h), es posible definir el punto de operación de la bomba.

Diseño de grupo electrógeno.

El modelo estima la capacidad del grupo electrógeno auxiliar capaz de satisfacer las necesidades de potencia de la bomba en las condiciones ambientales específicas.

7 Las pérdidas de carga singulares se deben a elementos de la tubería tales como codos, estrechamientos y válvulas.

8 Las pérdidas dinámicas se calculan utilizando la fórmula de Darcy-Weisbach

Simulación de producción fotovoltaica y bombeo de agua.

La producción horaria de electricidad se simula para distintos tamaños fotovoltaicos y se correlaciona con la curva Q-P19 para definir el perfil hídrico de bombeo. Para los distintos tamaños de sistemas simulados y variadores de frecuencia se estudia la reducción de horas de funcionamiento del grupo electrógeno existente. Dado que la infraestructura de distribución de agua ya existe, no se aumenta el caudal horario para evitar mayores pérdidas por fricción o sobrepresiones.

Comparación de plazos de recuperación, ahorro de costos y combustible.

Los criterios financieros de selección acordados con el cliente son el tiempo de recuperación de inversión y los ahorros derivados de la reducción de consumo de combustible. El modelo es capaz de calcular los costes relacionados, tanto en términos de costes de inversión, como de costes de explotación. La inversión varía en función de las características y costes de los componentes, incluyendo obra civil y formación de los operadores locales, por lo que la evaluación técnica económica se realiza de manera conjunta para lograr una correcta optimización. Para estimar el coste de explotación, se parte del coste actual de operación con grupo electrógeno y se introduce un factor de corrección para la reducción de combustible resultante de la aportación solar. Además, la nueva instalación requerirá nuevos costes de explotación asociados a la limpieza y el mantenimiento ordinario de la planta fotovoltaica que se incluyen en el modelo de forma proporcional a la capacidad CEM. Todos los costes calculados para los 20 años de explotación tienen en cuenta la inflación y los tipos de interés, así como los incrementos anuales previstos.

Comparación y recomendación de plantas híbridas.

Se lleva a cabo un análisis de sensibilidad que permite simular diferentes tamaños de componentes de generación y calcular una serie de parámetros críticos que abarcan aspectos ambientales, económicos y técnicos, como se detalla en la Tabla 1. Siguiendo el criterio acordado con el cliente, se da prioridad a aquellos sistemas que logren minimizar el tiempo de recuperación de la inversión y que maximicen el ahorro neto en 10 años. Esta estrategia permite evaluar no solo el rendimiento a corto plazo, sino también la viabilidad a largo plazo de cada opción considerada.

Tabla 25. Parámetros utilizados para la comparación de diseños

Parámetro	Descripción
Capacidad fotovoltaica CEM (kW)	Capacidad fotovoltaica (CEM) simulada
Demanda de agua en temporada alta (m3/día)	Demanda de agua diaria en el mes de mayor producción
Demanda media de agua (m3/día)	Demanda de agua diaria (promedio anual)
Potencia grupo electrógeno (kVA)	Potencia del grupo electrógeno
Consumo de combustible (l/año)	Consumo anual de combustible del grupo electrógeno

9 Correlación entre el agua bombeada y la potencia absorbida

Promedio de agua fotovoltaica (m3/día)	Producción promedio de agua cubierta por FV
Demanda media de agua cubierta con FV (%)	Porcentaje de la demanda de agua cubierta por FV
Potencia del variador de frecuencia (kW)	Potencia del variador de frecuencia propuesto
Costes de inversión (USD)	Capital de inversión total
Costes de explotación (USD/año)	Costos anuales de operación y mantenimiento y de sustitución
Recuperación de inversión (años)	Tiempo hasta recuperar el capital de inversión
Ahorro al año 5, 10, 20	Ahorro de costos totales en diferentes años de operación

CASO DE ESTUDIO EN ETIOPÍA: RIEGO PARA AGRICULTURA EN CAMPOS DE REFUGIADOS

En el proyecto se han analizado once sistemas de riego en el distrito de Dollo Ado, en el sur de Etiopía que abastecen áreas de cultivo de entre 25 y 250 hectáreas.

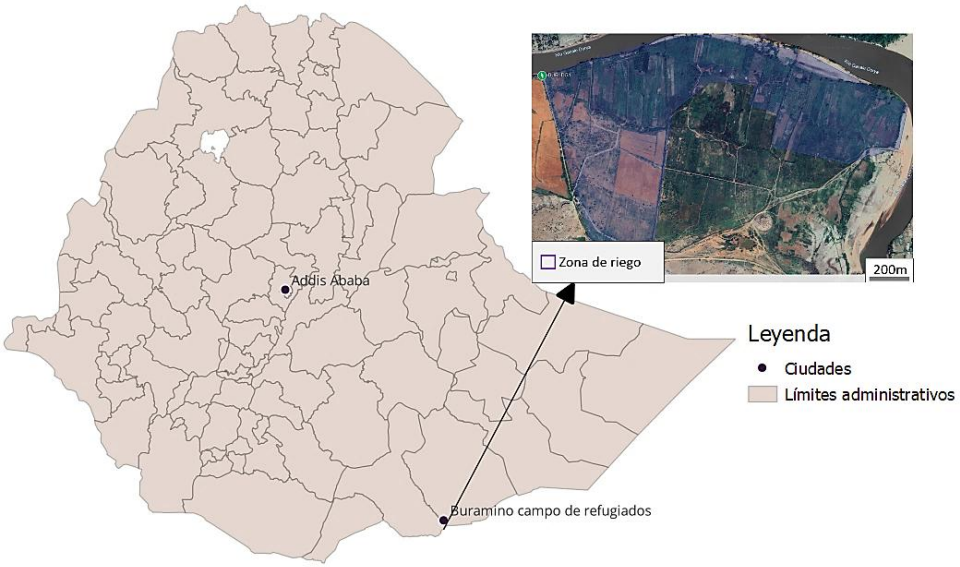


Fig. 51. Ubicación del campo de refugiados Buramino en Etiopía

Cada uno está compuesto por : (1) Uno o más grupos electrógenos de entre 72 kW y 80 kW, integrados a (2) una bomba centrifuga superficial (o de aspiración final) que extrae agua del río Genale, (3) una tubería corta que canaliza el agua hacia la entrada de (4) un canal de distribución (construido en hormigón) que se puede llegar a extender hasta los 3,5 kilómetros. La distribución de agua es por gravedad. Con el fin de mostrar un ejemplo de los métodos anteriormente presentados y del impacto que éstos podrían tener en el contexto local, se presentan los principales resultados de uno de los sistemas analizados (Fig. 51). El caso de estudio está en el campo de refugiados de Buramino, situado a casi 930 km de la capital Addis Ababa.

Definición de condiciones de diseño.

Las bombas funcionarán durante las horas de mayor irradiación solar en lugar de interrumpidamente durante la mañana y la noche como actualmente (Tabla 2). El número

total de horas de operación se mantiene. Se establece un requerimiento de agua de 41,67 m3/día/hectárea[10] que cubre las necesidades de los cultivos, y se ajusta la producción de agua mensual considerando las temporadas de siembra, crecimiento y cosecha. Se calcula un caudal de agua a satisfacer por la bomba de de 435 m3/h, considerando las hectáreas totales, la demanda de agua de los cultivos y las horas diarias de funcionamiento. Las necesidades hídricas se basan en dos temporadas de producción anual, como se observa en la Fig. 52.

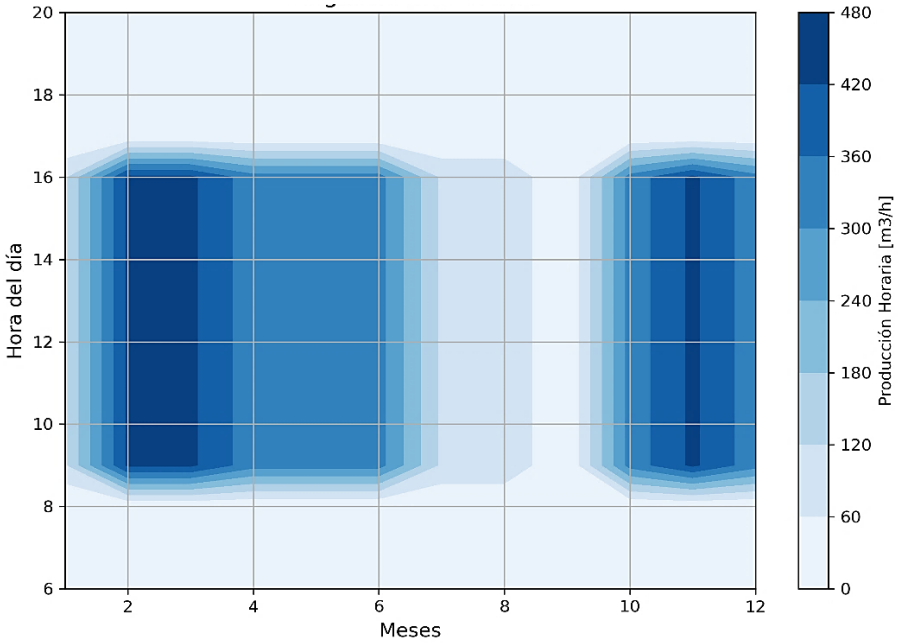


Fig. 52. Demanda de agua horaria (m3/h) de cada mes en el sistema de riego del campo de refugiados Buramino en Etiopía, 83 hectáreas.

Utilizando el caudal de agua máximo requerido (435 m3/h), se calculan las pérdidas dinámicas y locales del sistema, definiendo así las características y el punto de operación. Los equipos actuales que integran generación eléctrica y bombeo son inadecuadoes para utilizar junto a una planta fotovoltaica, ya que el sistema está integrado mecánicamente y eléctricamente en una sola unidad. La Fig. 53 muestra el esquema eléctrico resultante de la integración con el sistema de riego existente.

10 El valor utilizado como requerimiento de agua de cultivo fue determinado en colaboración con el cliente.

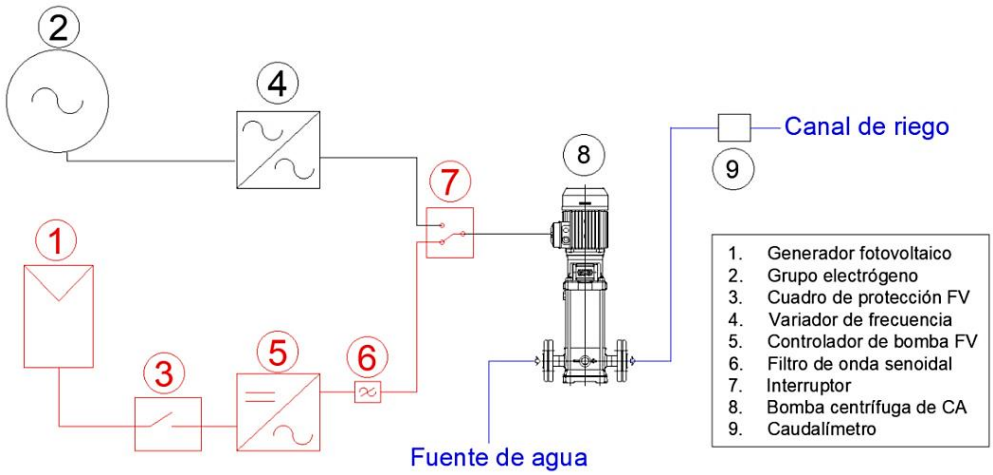


Fig. 53. Sistema con grupo electrógeno (Negro) e integración del generador solar (Rojo).

Optimización tecno-económica.

Se realiza la optimización calculando la generación solar, el consumo de combustible, el retorno de la inversión y se establece la combinación óptima de generación solar y térmica. Se simula un rango de capacidad FV de entre 30 y 65 kW. Se presta especial atención a la potencia del variador de frecuencia que asegure el correcto funcionamiento. Los resultados resultan en una fracción solar de entre el 60 % y el 90 %, y, por tanto, una fuerte reducción del consumo de combustible. La Fig. 54 muestra que la capacidad óptima para un tiempo de amortización mínimo y un ahorro máximo en el año 10 es el de 40 kW con un grupo electrógeno auxiliar de 36 kVA (grupo electrógeno original de 72 kVA).

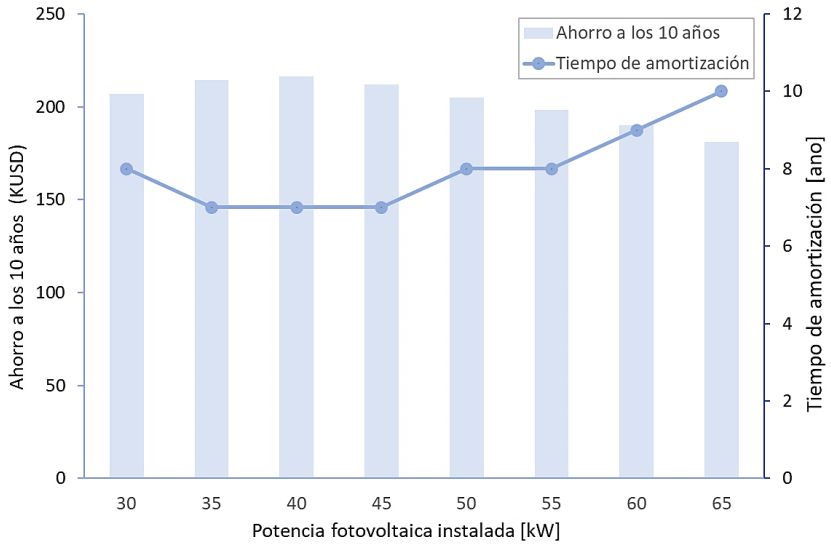


Fig. 54. Resultados del análisis de sensibilidad. Se elige el sistema con el menor plazo de amortización y el mayor ahorro en el año 10 (40 kW)

La instalación de la planta propuesta disminuirá un 95 % el consumo de combustible resultando una reducción de costes operativos anuales de casi un 90 %. En términos financieros alcanzará un plazo de recuperación razonable de entre 6 y 7 años. Hay que tener en cuenta que la reducción del consumo de combustible no sólo implica una reducción de

costes, sino también una reducción de 47 toneladas anuales de emisiones de CO_2. La Fig. 55 permite comparar el funcionamiento actual y el futuro. El diseño propuesto permitirá una mayor producción de agua al mismo tiempo que reducirá considerablemente el funcionamiento del grupo electrógeno. La planta propuesta cubre, en promedio, el 84% de la demanda de agua mediante energía solar fotovoltaica.

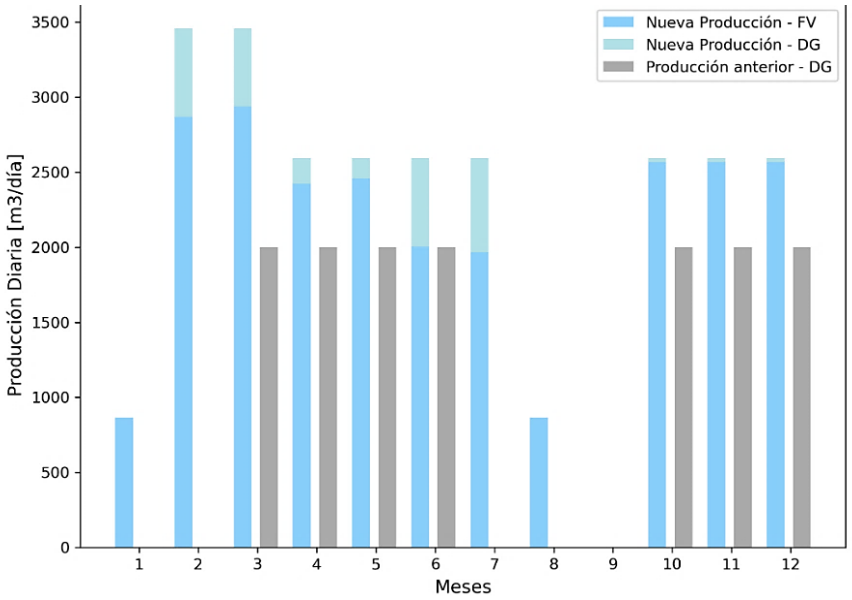


Fig. 55. Producción media diaria de agua (generación híbrida versus generación diésel), sistema de Buramino.

La Tabla 4 presenta los resultados técnicos, económicos, y ambientales más relevantes de la solución propuesta.

Tabla 4. Operación del bombeo para riego durante el día

Parámetro	**Valor**
Producción media futura de agua (m3/día)	2 436
Capacidad CEM fotovoltaica óptima (kW)	40
Nueva potencia grupo electrógeno (kVA)	36
Reducción de combustible (%)	96 %
Reducción CO2 (ton/año)	47
Promedio de agua fotovoltaica (%)	84
Tiempo de amortización (años)	7
Ahorro en el año 10 (USD acumulado)	216 148

Por último, se ha realizado un análisis de sensibilidad con la variación costes de combustible para tener en cuenta la volatilidad del precio en el contexto etíope (las subidas anuales han oscilado en los últimos 20 años entre el 1 % y el 20 % anual). Como se desprende de los resultados, el impacto financiero de esta variación anual es notorio. En este caso concreto, al aumentar el precio del combustible al 20 %, el tiempo de amortización se reduce a 5 años.

CONCLUSIONES

El artículo recoge la metodología y herramientas empleadas para diseñar, optimizar y recomendar plantas solares para riego en campos de refugiados, ilustrando las dificultades encontradas y las lecciones aprendidas durante el proceso. La metodología adoptada sigue un enfoque integral, contemplando aspectos socio-económicos, técnicos y ambientales y resalta la interdependencia entre los mismos en el proceso de optimización. El estudio demuestra la importancia del acceso a datos confiables para diseñar sistemas de manera realista. La escasez de datos en estos contextos a menudo obliga a la adopción de hipótesis, lo que conlleva un riesgo de sobre- o sub- dimensionamiento de las plantas solares. Por lo tanto, una estrecha colaboración con los socios locales y un protocolo de recopilación de datos bien definido son claves para reducir la incertidumbre de los diseños. El artículo recoge todos los datos necesarios y su relación e impacto en el proceso de optimización. Es evidente el impacto social, ambiental y económico positivo que la tecnología solar puede tener en el contexto rural, especialmente en campos de refugiados. Con la futura construcción de los once sistemas de riego propuestos en Etiopía, con un promedio de 84 % de la demanda de agua generada mediante energía solar fotovoltaica, se espera que la emisión de CO2 se reduzca 537 tonelades cada año. Una menor dependencia al combustible conlleva a su vez un impacto económico y social, traduciéndose en una mayor independencia energética y resiliencia para los usuarios finales. Los once sistemas solares de bombeo diseñados beneficirán a alrededor de 1 000 locales y 212 000 refugiados. En resumen, este estudio recoge los métodos para determinar la viabilidad de sistemas solares para riego en contextos rurales y de refugiados y los desafíos asociados con la optimización y diseño de los mismos. Este trabajo sirve como base para estudios futuros, enfatizando la importancia de un enfoque integral que guíe la toma de decisiones para iniciativas similares en todo el mundo.

REFERENCIAS

Baranda Alonso, J., Sandwell, P., & Nelson, J. (2021). The potential for solar-diesel hybrid mini-grids in refugee camps: A case study of Nyabiheke camp, Rwanda. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, *44*, 101095. https://doi.org/10.1016/j.seta.2021.101095

Farghali, M., Osman, A. I., Chen, Z., Abdelhaleem, A., Ihara, I., Mohamed, I. M. A., Yap, P.-S., & Rooney, D. W. (2023). Social, environmental, and economic consequences of integrating renewable energies in the electricity sector: A review. *Environmental Chemistry Letters*, *21*(3), 1381-1418. https://doi.org/10.1007/s10311-023-01587-1

Hassan, Q., Algburi, S., Sameen, A. Z., Salman, H. M., & Jaszczur, M. (2023). A review of hybrid renewable energy systems: Solar and wind-powered solutions: Challenges, opportunities, and policy implications. *Results in Engineering*, *20*, 101621. https://doi.org/10.1016/j.rineng.2023.101621

Hussein, H., Natta, A., Yehya, A. A. K., & Hamadna, B. (2020). Syrian Refugees, Water Scarcity, and Dynamic Policies: How Do the New Refugee Discourses Impact Water Governance Debates in Lebanon and Jordan? *Water*, *12*(2), Article 2. https://doi.org/10.3390/w12020325

Ibáñez Sánchez, J., Tarquino, M., & Cooper, D. (2020). Humanitarian Energy: Energy for micro-enterprises in displacement settings. GIZ GmbH.

Osman, A. I., Chen, L., Yang, M., Msigwa, G., Farghali, M., Fawzy, S., Rooney, D. W., & Yap, P.-S. (2023). Cost, environmental impact, and resilience of renewable energy under a changing climate: A review. *Environmental Chemistry Letters*, *21*(2), 741-764. https://doi.org/10.1007/s10311-022-01532-8

Simpson, G. B., Jewitt, G. P. W., Mabhaudhi, T., Taguta, C., & Badenhorst, J. (2023). An African perspective on the Water-Energy-Food nexus. *Scientific Reports*, *13*(1), 16842. https://doi.org/10.1038/s41598-023-43606-9

HIBRIDAÇÃO E INTEGRAÇÃO NO SISTEMA ENERGÉTICO

ESTIMACIÓN DEL POTENCIAL DE LA ENERGÍA SOLAR FLOTANTE BASADO EN HERRAMIENTAS SIG. CASO DE USO: MASAS DE AGUA DE DOMINIO PÚBLICO DE LA PROVINCIA DE ÁVILA (ESPAÑA)

Velaz-Acera, N.*, Hernández-Herráez, G*., González-Ayala, J.**, López-Rebollo. J.*, Yáñez-Villareal, D.J.***, Lagüela, S.*

*Departamento de Ingeniería Cartográfica y del Terreno, Escuela Politécnica Superior de Ávila, Calle Hornos Caleros 50, Ávila, CP-05003, España, nestor.velaz@usal.es; gustavo1976@usal.es; jorge_lopez@usal.es; sulaguela@usal.es;

**Departamento de Física Aplicada, Facultad de Ciencias, Plaza de los Caídos s/n, Salamanca, CP-37008, España, jgonzalezayala@usal.es;

***pudbuq S.L.U., Calle Agustín Rodríguez Sahagún,7 Ávila, CP-05005, España, pudbuq@pudbuq.com

RESUMEN

La instalación de placas fotovoltaicas sobre el agua provoca una mejora en el rendimiento de producción, ya que la propia evaporación del agua realiza un efecto de refrigeración sobre los paneles, aumentando la producción. A pesar de que es una tecnología con años de desarrollo todavía tiene que hacer frente a barreras que permitan que se implante masivamente en España. La investigación realizada tiene como objetivo la superación de una de esas barreras, la selección del emplazamiento óptimo, mediante la creación de un marco novedoso que aúna los sistemas de información geográfica (SIG) y las plataformas Web. Se ha elegido como caso de estudio la provincia de Ávila, la cual cuenta con dos embalses de dominio público. Los resultados obtenidos establecen que el potencial de producción flotante de las masas de agua es alrededor de 0,12 TWh/año, lo que supondría cubrir alrededor de 20% de la demanda anual de la provincia completa, con una mejora en el rendimiento en torno al 3% respecto a una instalación fotovoltaica homóloga en tierra y con un factor de capacidad y LCOE medios en el intervalo 11-13% y 48-60 €/MWh en función de la inclinación de los paneles.

PALABRAS CLAVE: Energía Solar Flotante, Sistema de información geográfica, Evaluación Potencial

ABSTRACT

Installing photovoltaic panels on water bodies improves production performance, since the evaporation of the water has a cooling effect on the panels, contributing to the increase in their production. Although it is a technology with years of development, it still must face barriers for its massive implementation in Spain. The research carried out aims to overcome one of these barriers, the selection of the optimal site, through the creation of a novel

framework that combines geographic information systems (GIS) and Web platforms. The region of Avila, which has two public domain reservoirs, has been chosen as a case study. The results obtained establish that the floating production potential of the water bodies is about 0.12 TWh/year, which would cover about 20% of the annual consumption of the whole region, with an improvement in performance of about 3% compared to a homologous on-ground photovoltaic plant and with an average capacity factor and LCOE in the range 11-13% and 48-60 €/MWh, respectively, depending on the inclination of the panels.

KEYWORDS: Floating Solar Energy, Geographic Information System, Potential Evaluation

INTRODUCCIÓN

El sector energético europeo está sumido en una profunda restructuración. Por un lado, se tiene que hacer frente a los ambiciosos objetivos climáticos de los Acuerdos de París (*El Acuerdo de París*, 2015) que establecen el marco de desarrollo sostenible para los próximos años. Por otro lado, se requiere aumentar la independencia energética frente a terceros. En este contexto una de las posibilidades con mayor potencial de desarrollo es la energía solar flotante (FPV, del inglés "Floating PhotoVoltaic"), que consiste en aprovechar la superficie de las masas de agua continentales como pantanos, embalses o balsas de riego. Instalar las placas fotovoltaicas sobre el agua provoca una mejora en el rendimiento de producción, ya que la propia evaporación del agua realiza un efecto de refrigeración sobre los paneles que permite aumentar la producción en las horas centrales de sol. Asimismo, este tipo de instalación tiene otras ventajas como una menor pérdida de rendimiento por depósitos de polvo y una menor pérdida de agua debido a la reducción de la evaporación (Essak & Ghosh, 2022).

A pesar de que la tecnología FPV presenta años de desarrollo, la incertidumbre en el impacto medioambiental, así como en rentabilidad y durabilidad de los componentes frente a una instalación homóloga en tierra, han ido retrasando su implantación (López et al., 2022). Estas barreras junto con la ausencia de un marco regulatorio especifico estable que afiance los requerimientos mínimos de instalación y tramitación, han desembocado a que en España no sea una alternativa real, más allá de algunas plantas piloto en ubicaciones concretas.

En el año 2022 el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, fruto de la necesidad de respuesta frente a la situación bélica que se desató entre Rusia y Ucrania y que situó a Europa en una situación de debilidad y dependencia energética, lanzó una consulta pública con el objetivo de elaborar un borrador de un Real Decreto para impulsar está tecnología (*Real Decreto XXX/200X, de XX de XX, 2022*). En esta propuesta de Real Decreto, se recopilan 106 masas de agua de dominio público, en las cuales se podría llegar a emplazar una instalación solar flotante bajo determinadas condiciones de superficie total de ocupación y nivel trófico del agua en cuestión, pero no recopilan todas las masas de agua existentes de dominio público. Dicho Real Decreto no ha llegado a tramitarse, por lo que en la actualidad no existe un marco legislativo estable que anime a las empresas a acometer una inversión a 20 años vista.

De la revisión del estado actual de la técnica se ha detectado una ausencia de herramientas específicas que permitan evaluar el potencial real de la FPV desde una perspectiva técnico-económica (Maraj et al., 2022). Se considera que en un contexto de gran incertidumbre energética donde la viabilidad de las instalaciones de energía renovable a largo plazo es difícil de garantizar, el no disponer de una herramienta accesible y que tenga en consideración los aspectos diferenciadores de la FPV frente a una homóloga en tierra, es una gran barrera, que puede estar desincentivando el interés en esta tecnología. Una herramienta de estas características se considera muy útil en la toma de decisiones en regiones con alto potencial solar y con una distribución de masas de agua uniforme como puede ser el caso de España.

La investigación realizada va encaminada hacia la superación de esa barrera y aportar una solución accesible para suplir el hueco detectado en el estado del arte. Concretamente, el trabajo ha consistido en la creación de un marco novedoso que persigue aunar las ventajas de procesado e integración de información geoespacial de los sistemas de información geográfica (SIG) y la accesibilidad y la facilidad para crear entornos amigables para el usuario no experto de las plataformas Web.

Para demostrar la funcionalidad y la capacidad del marco desarrollado se ha escogido como caso de uso la provincia de Ávila, situada en la zona sur de la comunidad autónoma de Castilla y León, España. Esta selección se debe a la representatividad de Ávila de la mayoría de provincias españolas debido a su potencial solar, a la gran competencia del uso del suelo como la agricultura, la distribución uniforme de masas de agua, y a su ubicación geográfica en los en el centro de la Península en las proximidades de la comunidad de Madrid.

METODOLOGÍA

Explicación del Caso de Uso

La provincia de Ávila se encuentra localizada en la zona sur de Castilla y León siendo una región colindante a la Comunidad de Madrid, que es la región de España con mayor densidad de población e industria. La provincia de Ávila cuenta con 2 embalses incluidos en el borrador del Real Decreto, que podrían ser aprovechables para la instalación de energía solar flotante (Fig. 1). En el año 2022, la provincia de Ávila produjo un total de 794,8 MWh de energía, procedente de tres tecnologías de generación: 9,69 % energía hidráulica, 73,63 % energía eólica y un 16,68 % de energía solar, lo que representa un 3,48 % respecto a la comunidad autónoma de Castilla y León (León, 2022). En cuanto al consumo, la provincia de Ávila en el año 2022 consumió 586,4 MWh (León, 2022) de energía eléctrica, por lo que se podría decir que Ávila es una provincia con capacidad neta de exportación. Su situación geográfica, situándose en el centro geográfico de la Península Ibérica y siendo colindante con la comunidad de Madrid, ofrece a Ávila una ventaja competitiva. Asimismo, la red eléctrica de transporte se encuentra llegando a los límites de la saturación, por lo que, frente al aumento de la demanda energética y la concentración de esta en torno a los grandes núcleos urbanos, como Madrid, se requiere de la búsqueda de soluciones renovables en las inmediaciones. Cabe destacar que según el Instituto Geológico y Minero de España (IGME) el uso del suelo de Ávila es mayoritariamente agropecuario (24 % cultivo agrícola y 37 % pastizales) y un 20 % es arbolado (*IGME*, 2010). A pesar de disponer de espacio para la instalación de nuevas fuentes de energías renovables basadas en fotovoltaica, se puede llegar a entrar en conflicto de intereses con el uso actual del suelo, por lo que el explorar el uso de las masas de agua cobra especial relevancia.

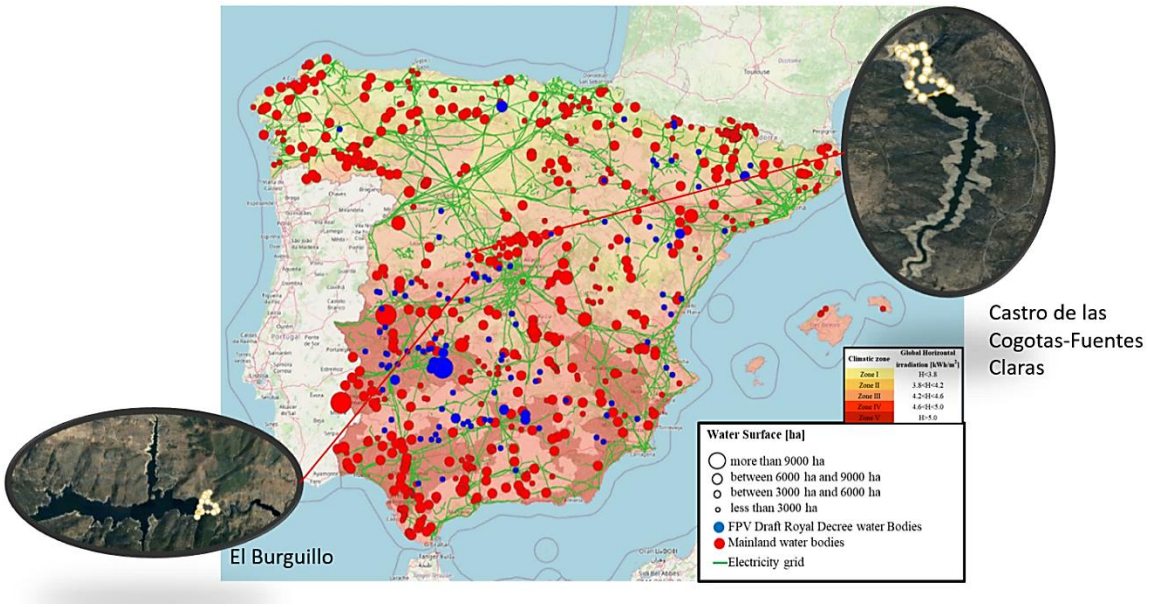


Fig. 56. Definición del Caso de Uso

La Tabla 1 recopila los datos de los embalses de dominio público de la provincia de Ávila considerados en este estudio que están contemplados en el borrador del Real Decreto mencionado.

Tabla 26. Datos de los Embalses Considerados en la Provincia de Ávila

Embalse	Latitud [º]	Longitud [º]	Superficie Total [ha]	Porcentaje máximo permitido [%]	Zona Climática	Cuenca	Grado Trófico
Castro de las Cogotas-Fuentes Claras	41,4045	-5,2670	269,5	15	IV	Duero	Eutrófico
El Burguillo	40,4247	-4,5702	619,1	5	IV	Tajo	Mesotrófico

Integración de Datos Multifuente y Entorno de Desarrollo

Los desarrollos han sido realizados en Python y Javascript con una estructura Web interactiva con el objetivo de que pueda ser utilizado por las instituciones o los proyectistas en un proceso de toma de decisiones multicriterio de una forma ágil y precisa. Las ventajas de emplear un entorno SIG es que ofrece un marco idóneo con el que integrar gran cantidad de datos georreferenciados procedentes de diferentes fuentes y con diferente morfología (resolución). Esto permite realizar análisis muy exhaustivos teniendo en cuenta las características diferenciadoras de cada ubicación de una manera ágil. La Tabla 2 recopila la estructura y fuentes de datos empleadas en el estudio. Se han priorizado fuentes de datos

de dominio público y de acceso libre para garantizar la correcta actualización de los datos, así como garantizar la universalización de la metodología.

Tabla 27. Estructura de Datos Empleada

	Formato	**Fuente**	**Resolución**
Masas de agua totales	Geojson	(*Masas de agua PHC (2015-2021)*, 2021)	Multi-Polygon
Masas de agua incluidas en el real Decreto	DataFrame	(*Real Decreto XXX/200X, de XX de XX,* 2022)	Numeric Value (converted to Multi-Polygon)
Temperatura	DataFrame	(*PVGIS*, n.d)	Numeric Value
Irradiancia solar	DataFrame	(*PVGIS*, n.d)	Numeric Value
Velocidad del Viento	DataFrame	(*PVGIS*, n.d)	Numeric Value

Modelo matemático

El potencial FPV evaluado en esta investigación corresponde a grandes masas de agua como lagos, pantanos, embalses y algunas grandes desembocaduras de ríos. En este tipo de masas de agua, la estructura FPV más común es la rígida, en la que se instalan paneles fotovoltaicos sobre flotadores rígidos generalmente de material plástico. Esto se debe a que las fluctuaciones de nivel no son tan pronunciadas como podrían serlo en masas de agua con niveles más fluctuantes como las balsas de riego. Por lo tanto, estas pequeñas fluctuaciones y las posibles subidas debidas a la magnitud de las masas de agua son absorbidas por los anclajes entre flotadores. Entre las tecnologías fotovoltaicas, la más extendida es el silicio monocristalino. El modelo seleccionado como base de cálculo para este estudio es el modelo JAM78S10 455MR, cuyas especificaciones técnicas se muestran en la Tabla 3.

Tabla 28. Especificaciones panel solar JAM78S10 455MR

Parámetro [Unidades]	**Variable**	**Valor**
Fabricante	-	JA Solar
Modelo	-	JAM78S10 455MR
Tipo	-	Si Monocristalino
Dimensiones [mm]	$L\ x\ W\ x\ H$	2180 x 996 x 40
Área [m^2]	S	2,17
Peso[kg]	M	24,6
Potencia máxima a STC [W]	P_{mp}	455
Voltaje a Potencia máxima [V]	V_{mp}	45,83
Intensidad a Potencia Máxima [A]	I_{mp}	9,93
Tensión a Circuito Abierto a STC [V]	V_{OC}	53,87
Intensidad de cortocircuito a STC [A]	I_{SC}	10,56
Número de células en serie	N_s	156
Número de células en paralelo	N_p	1
Factor de idealidad	A	1,3

Coeficiente de la intensidad [%/ºC]	α	0,044
Temperatura de referencia [ºC]	T_{STC}	25
Irradiancia de referencia [W/m^2]	G_{STC}	1000

Para obtener la potencia generada por cada sistema fotovoltaico se ha utilizado el modelo simplificado de circuito equivalente. Este modelo permite obtener con precisión las curvas I-V (Ec. (1)) y P-V (Ec. (2)) del panel, introduciendo el efecto de reducción de la temperatura de las células con el enfriamiento del agua del embalse y la variación de la irradiancia en intervalos de tiempo horarios.

$$I = N_P \cdot I_{PH} - N_P \cdot I_S \cdot \left[\exp\left(\frac{q \cdot V}{N_s \cdot K \cdot A \cdot T_i}\right) - 1\right] \quad (1)$$

$$P = I \cdot V = \left(N_P \cdot I_{PH} - N_P \cdot I_S \cdot \left[\exp\left(\frac{q \cdot V}{N_s \cdot K \cdot A \cdot T_i}\right) - 1\right]\right) \cdot V \quad (2)$$

Donde N_P es el número de células en paralelo del panel; I_{PH} es la corriente de iluminación I_S es la corriente de saturación; q es la carga elemental del electrón ($q = 1{,}602 \cdot 10^{-19}\ C$) (López-Martínez et al., 2024); V es el voltaje de salida del módulo; N_s es el número de células en serie; K es la constante de Boltzman ($K = 1{,}3805 \cdot 10^{-23}\ \frac{J}{K}$) (Pitre et al., 2019); A es el factor de idealidad del y T_i es la temperatura de la célula en el instante $t = i$. Para mayor profundidad en el cálculo de I_{PH} e I_S , se emplaza al lector a revisar el modelo NsKATo propuesto por (Vinod et al., 2018)

La temperatura de operación de la célula T_i se ha corregido teniendo en cuenta el efecto de refrigeración del agua según el modelo empírico propuesto por (Charles Lawrence Kamuyu et al., 2018), el cual relaciona la temperatura ambiente, la irradiancia y la velocidad del viento para una ubicación específica según la Ec. 3.

$$T_i = 2{,}048 + 0{,}9458 \cdot T_{amb} + 0{,}0215 \cdot G_i - 1{,}2376 \cdot V_W \quad (3)$$

Donde es la T_{amb} temperatura ambiente; G_i es la irradiancia solar y V_W es la velocidad del viento en el instante $t = i$.

El número de paneles viene determinado directamente por el porcentaje de ocupación de superficie de agua permitido. Sin embargo, hay que tener en cuenta el sombreado entre paneles, en el que influyen la pendiente y las coordenadas geográficas de la masa de agua. Se ha considerado un criterio conservador en el cual la separación entre filas de paneles se ha establecido de tal forma que no se produzcan sombras entre ellos en ningún momento del año.

Indicadores clave del rendimiento

La idoneidad de la instalación se analiza desde una perspectiva técnico-económica. Desde el punto de vista técnico se han considerado la energía anual (E_{year}) y el factor de

Capacidad (CF). La E_{year} se obtiene mediante la agregación de las potencias máximas de cada período considerado según la Ec. (4).

$$E_{year} = \sum_{t=1}^{T} P_{mppt}(G_i, T_i) \cdot \Delta t \quad (4)$$

Donde $P_{mppt}(G_i, T_i)$ se obtiene mediante la aplicación del método de Newton-Rhapson a la (Ec. (2)) para modelar un inversor con seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT). El CF se evalúa como una medida de la energía producida respecto la capacidad instalada según la Ec. (5).

$$CF = \frac{E_{year}}{\sum_{i=1}^{n} P_{STC} \cdot N \cdot \Delta t} \cdot 100 \quad (5)$$

Desde una perspectiva económica se evalúa el Coste Normalizado de la energía (LCOE, del inglés Levelized Cost Of Electricity), que cuantifica el coste medio actual de la generación de energía de una tecnología a lo largo de todo el ciclo de vida, según la Ec. (6). El análisis realizado es restrictivo ya que no se ha valorado la concesión de subvenciones.

$$LCOE = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^{T} \frac{OM}{(1+d)^t}}{\sum_{t=1}^{T} \frac{E_{year}}{(1+d)^t}} \quad (6)$$

Donde I_0 es la inversión inicial fijada en 750 €/kW (Micheli & Talavera, 2023), OM son los costes de operación y mantenimiento establecidos en 15,2 €/kW/año (Micheli & Talavera, 2023), d es la tasa de descuento fijada en 5,1% (Micheli & Talavera, 2023) y T es la vida útil considerada de 25 años según (Oliveira-Pinto & Stokkermans, 2020).

RESULTADOS Y DISCUSION

La plataforma Web-GIS obtenida integra dos entornos de desarrollo. El frontend interactivo de introducción y visualización de datos se ha desarrollado mediante Javascript utilizando bibliotecas de acceso abierto y el backend donde se integran los modelos técnico-económicos de la tecnología FPV que se han realizados mediante Python. De esta forma se aprovecha la capacidad de difusión e interacción que ofrece el entorno Web, con la potencia de cálculo que ofrece Python.

La aplicación del modelo presentado, integrado en la herramienta WebGIS, ha permitido el análisis de viabilidad de diferentes diseños de instalación Solar flotante, para la provincia de Ávila. Los resultados de este análisis se muestran en la Fig. 2, que muestra una comparativa entre el LCOE medio a nivel nacional (España) y a nivel regional (Castilla y León) con los embalses de la región de Ávila considerados en el estudio para diferentes ángulos de inclinación de panel. Se observa que en ambos casos el LCOE se sitúa por debajo de la media regional y nacional, demostrando que los embalses de la provincia de Ávila tienen potencial para ser pioneros en las primeras etapas de implantación de la tecnología, ya que desde un punto de vista económico resultan más rentables.

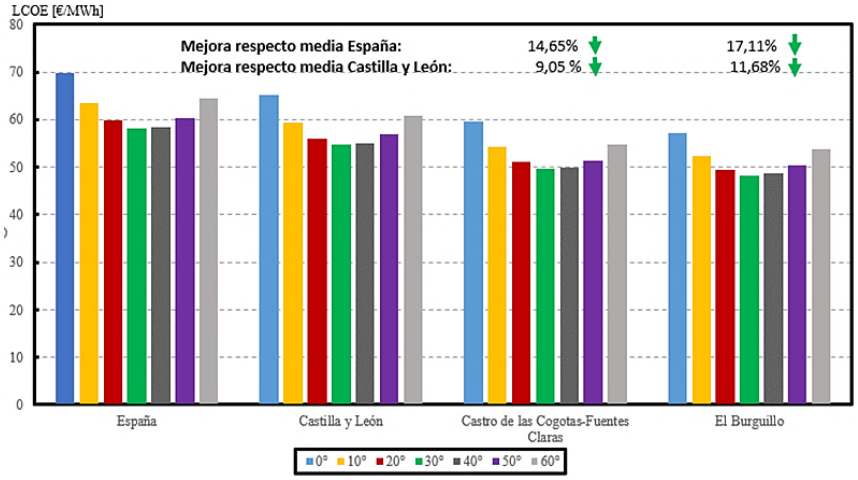


Fig. 57. Comparativa del LCOE medio a nivel nacional y regional frente al LCOE de los emblases de la provincia de Ávila para diferentes ángulos de inclinación de panel.

La Figura. 3 muestra una comparativa a nivel energético entre el CF medio a nivel nacional (España) y a nivel regional (Castilla y León) con los embalses de la región de Ávila considerados en el estudio para diferentes ángulos de inclinación de panel. Se observa que en ambos casos el CF se sitúa por encima de la media regional y nacional. Se observa que las mejoras energéticas son menores respecto a la mejora económica. Se considera que es debido a la distribución de los embalses a nivel nacional. Observando la Fig. 1, aumenta la densidad de embalses ubicados en la mitad sur del país, correspondiente a las zonal climáticas IV y V. Estas zonas se caracterizan por tener un mayor número de horas solares pico, lo que resulta que el promedio a nivel nacional se aproxime más hacia valores de CF típicos de las zonas IV y V que del resto de zonas climáticas. Los embalses de Ávila están situados en la zona IV, es por ello que las horas de utilización están más próximas a la media.

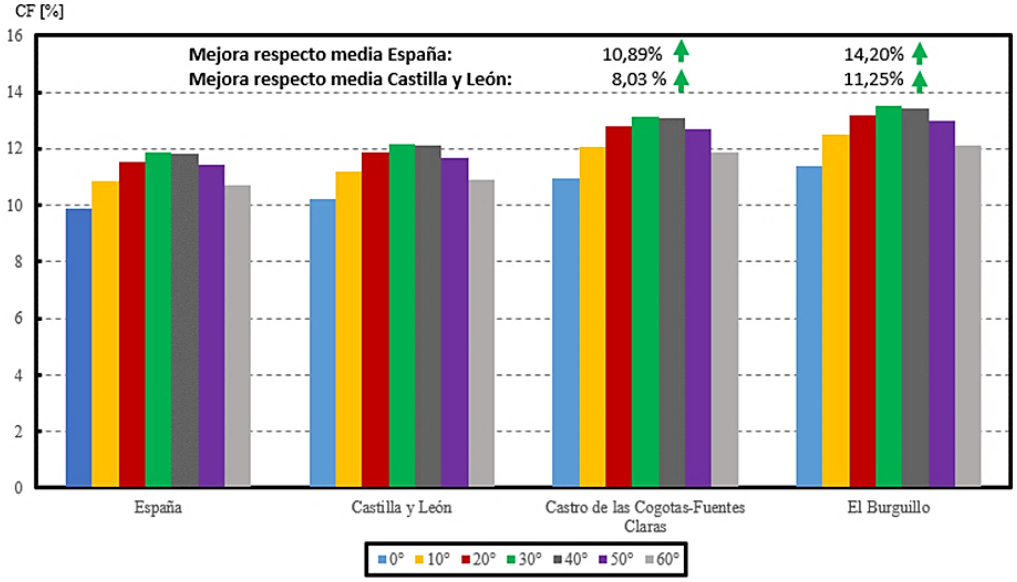


Fig. 58. Comparativa del CF medio a nivel nacional y regional frente al CF de los emblases de la provincia de Ávila para diferentes ángulos de inclinación de panel.

CONCLUSIONES

La investigación presentada tiene varias características innovadoras. La primera es que la integración de datos geolocalizados multifuente y multi-resolución se realiza en un entorno Web-GIS basado en javascript y python Este aspecto diferencial permite una gran difusión y adaptabilidad a diferentes entornos y fuentes de datos, así como un mayor alcance de los resultados. El segundo es el uso de datos geolocalizados integrados para el análisis técnico-económico de las masas de agua teniendo en cuenta el efecto de la refrigeración del agua, lo que permite a los proyectistas, diseñadores y las diferentes instituciones evaluar su inversión en FPV de una manera ágil y precisa y seleccionar aquel emplazamiento que garantice una mayor rentabilidad.

Los resultados obtenidos, de la aplicación del WebGIS al caso de uso seleccionado, establecen que el potencial de producción flotante de las masas de agua de domino público de la provincia de Ávila es alrededor de 0,12 TWh/año, mientras que la demanda eléctrica de la provincia en el año 2022 fue 0,58 TWh/año. Se concluye que el potencial de producción con energía solar flotante podría llegar a cubrir alrededor de un 20% la demanda anual de la provincia completa, con una mejora en el rendimiento en torno al 3% respecto a una instalación fotovoltaica homóloga en tierra debido al efecto refrigerador del agua. Los resultados obtenidos para el CF y el LCOE medios se sitúa en el intervalo 11-13 % y 48-60 €/MWh en función de la inclinación de los paneles mejorando los valores promedio del aprovechamiento de embalses a nivel nacional y regional.

Por los resultados obtenidos en el estudio realizado, la provincia de Ávila se postula tanto a nivel nacional, pero sobre todo a nivel regional como un buen emplazamiento para comenzar a implantar una innovadora tecnología como es la FPV, la cual no está explotada en el país. A nivel provincial permitiría aumentar la capacidad de exportación de energía y/o aumentar la capacidad de producción de energía renovable pudiendo llegar a resultar un incentivo para aumentar la industrialización de la región y con ello frenar el proceso de envejecimiento y la despoblación que la región lleva sufriendo en los últimos tiempos. Disponer de una energía completamente limpia, aprovechando los recursos de la zona y competitiva en coste podría aumentar la competitividad de la región de Ávila frente a otras provincias adyacentes y situarla como referente en el desarrollo e implantación de la tecnología.

AGRADECIMIENTOS

Este trabajo ha sido cofinanciado por el Centro de Transferencia de Conocimiento, Innovación y Emprendimiento del programa territorial de fomento para Ávila y su entorno 2020-2024 en el marco del proyecto Ref. 6395/2022, y por fondos de la Junta de Castilla y León a través del programa de Transferencia de Conocimiento Universidad-Empresa (TCUE 2023-2024) en el marco del proyecto Ref. PC-TCUE23-24_018.

REFERENCIAS

Charles Lawrence Kamuyu, W., Lim, J. R., Won, C. S., & Ahn, H. K. (2018). Prediction Model of Photovoltaic Module Temperature for Power Performance of Floating PVs. Energies, 11(2), Article 2. https://doi.org/10.3390/en11020447

El Acuerdo de París. (n.d.). Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. Retrieved February 21, 2024, from https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/temas/el-proceso-internacional-de-lucha-contra-el-cambio-climatico/naciones-unidas/elmentos-acuerdo-paris.html

Eléctrica, R. (n.d.). REData—No renovables detalle emisiones CO2. Red Eléctrica. Retrieved December 18, 2023, from https://www.ree.es/es/datos/generacion/no-renovables-detalle-emisiones-CO2

Essak, L., & Ghosh, A. (2022). Floating Photovoltaics: A Review. Clean Technologies, 4(3), Article 3. https://doi.org/10.3390/cleantechnol4030046

IGME - Sala de prensa. (n.d.). Retrieved May 7, 2024, from https://www.igme.es/salaprensa/BancoImagenes/foto.asp?id=586

JRC Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)—European Commission. (n.d.). Retrieved November 27, 2023, from https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html

León, J. de C. y. (n.d.). Boletín anual de estadística energética en Castilla y León (Castilla y León) [Text]. Junta de Castilla y León. Retrieved May 7, 2024, from https://energia.jcyl.es/web/es/biblioteca/boletin-anual-estadistica-energetica.html

López, M., Soto, F., & Hernández, Z. A. (2022). Assessment of the potential of floating solar photovoltaic panels in bodies of water in mainland Spain. Journal of Cleaner Production, 340, 130752. https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2022.130752

López-Martínez, S. D., Juárez-Ramírez, I., & Sánchez-Martínez, D. (2024). Photocatalytic activity of non-oxides materials TiB2, TiC, and TiN. Journal of Physics and Chemistry of Solids, 184, 111701. https://doi.org/10.1016/j.jpcs.2023.111701

Maraj, A., Kë[…]rtusha, X., & Lushnjari, A. (2022). Energy performance evaluation for a floating photovoltaic system located on the reservoir of a hydro power plant under the mediterranean climate conditions during a sunny day and a cloudy-one. Energy Conversion and Management: X, 16, 100275. https://doi.org/10.1016/j.ecmx.2022.100275

Masas de agua PHC (2015-2021). (n.d.). Retrieved November 27, 2023, from https://www.miteco.gob.es/es/cartografia-y-sig/ide/descargas/agua/masas-de-agua-phc-2015-2021.html

Micheli, L., & Talavera, D. L. (2023). Economic feasibility of floating photovoltaic power plants: Profitability and competitiveness. Renewable Energy, 211, 607–616. https://doi.org/10.1016/j.renene.2023.05.011

Oliveira-Pinto, S., & Stokkermans, J. (2020). Assessment of the potential of different floating solar technologies – Overview and analysis of different case studies. Energy Conversion and Management, 211, 112747. https://doi.org/10.1016/j.enconman.2020.112747

Pitre, L., Plimmer, M. D., Sparasci, F., & Himbert, M. E. (2019). Determinations of the Boltzmann constant. Comptes Rendus Physique, 20(1), 129–139. https://doi.org/10.1016/j.crhy.2018.11.007

Real Decreto XXX/200X, de XX de XX, por el que se establece el régimen de instalación de plantas fotovoltaicas flotantes en el dominio público hidráulico y se modifica el Reglamento del Dominio Público Hidráulico que desarrolla los títulos preliminar, I, IV, V, VI, VII y VIII del texto refundido de la Ley de Aguas, aprobado por el Real Decreto Legislativo 1/2001, de 20 de julio. (n.d.). Retrieved November 27, 2023, from https://www.miteco.gob.es/es/agua/participacion-publica/pp-rd-instalacion-plantas-fotovoltaicas-flotantes-dph.html

Vinod, Kumar, R., & Singh, S. K. (2018). Solar photovoltaic modeling and simulation: As a renewable energy solution. Energy Reports, 4, 701–712. https://doi.org/10.1016/j.egyr.2018.09.008

Yetayew, T. T., & Jyothsna, T. R. (2015). Parameter extraction of photovoltaic modules using Newton Raphson and simulated annealing techniques. 2015 IEEE Power, Communication and Information Technology Conference (PCITC), 229–234. https://doi.org/10.1109/PCITC.2015.7438166

ANÁLISIS TERMOECONÓMICO DE UNA PLANTA HÍBRIDA CSP/PV EN SEVILLA CON PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO VERDE

López-Álvarez J.A.*, Larrañeta M. *, Lillo-Bravo I.*, Pérez-Aparicio E.*, Moreno-Tejera S.*, Silva-Pérez M.A.*

*Departamento de Ingeniería Energética, Universidad de Sevilla, Camino de los Descubrimientos s/n, Sevilla, 41092 (Sevilla) España, jlopez1@us.es

RESUMEN

Este estudio detalla la evaluación de una planta híbrida CSP/PV con una estrategia de operación de carga base en Sevilla, destacando las diferencias entre configuraciones con paneles PV fijos y con seguimiento solar en un eje. Los resultados revelan que la configuración con seguimiento solar muestra un rendimiento superior en términos de generación de energía y viabilidad económica, con mayores factores de capacidad (CF) y menores LCOE. La integración de tecnologías adicionales, como la producción de hidrógeno mediante electrolizadores PEM, emerge como una solución prometedora para aprovechar los excedentes de energía de la planta PV que no pueden ser aprovechados. Estos hallazgos subrayan el potencial de las plantas híbridas como una opción eficiente y rentable en la transición hacia un sistema energético más sostenible.

PALABRAS CLAVE: Hibridación CSP/PV, Producción de hidrógeno, Co-optimización

ABSTRACT

This study details the evaluation of a CSP/PV hybrid plant with a base load operation strategy in Seville, highlighting the differences between configurations with fixed PV panels and single-axis solar tracking. The results reveal that the configuration with solar tracking demonstrates superior performance in terms of energy generation and economic viability, with higher capacity factors (CF) and LCOE. The integration of additional technologies, such as hydrogen production via PEM electrolyzers, emerges as a promising solution to harness surplus energy from the PV plant that cannot be utilized. These findings underscore the potential of hybrid plants as an efficient and cost-effective option in transitioning towards a more sustainable energy system.

KEYWORDS: CSP/PV Hybridization, Hydrogen production, Co-optimization

INTRODUCCIÓN

La temperatura global ha sufrido un incremento de 1.2ºC desde la era preindustrial (IEA, 2023), por lo que la transición hacia fuentes energéticas seguras, limpias y renovables son una importante herramienta para limitar este aumento de temperatura a los 1.5ºC fijados por el Acuerdo de París (COP21) (United Nations Framework Convention on Climate Change, 2015). A finales de 2023, las energías renovables representan el 43% de la capacidad de energía instalada a nivel mundial, con un aumento en la capacidad instalada de 473 GW en ese mismo año, siendo la energía solar la principal responsable de este aumento con 346 GW instalados, casi tres cuartas partes de la misma (IRENA (2024), 2024). La sinergia entre las plantas CSP y las plantas PV ofrece una oportunidad singular para abordar las limitaciones inherentes a ambas tecnologías y maximizar sus respectivas ventajas. Entre estas ventajas destaca el costo reducido de la PV en comparación con la CSP (IRENA (2023), 2023) así como la capacidad de almacenamiento de energía térmica (TES) presente en las plantas CSP, que posibilita la disociación del recurso solar de la producción energética (Romero and González-Aguilar, 2014). Son numerosos los estudios y trabajos que evidencian las ventajas de estas instalaciones en la reducción del LCOE (Parrado *et al.*, 2016; Starke *et al.*, 2018; Hassani *et al.*, 2021) en comparación con las plantas CSP o en el aumento del CF en comparación con las plantas PV (Green *et al.*, 2015; Petrollese and Cocco, 2016; Starke *et al.*, 2016). Estos resultados subrayan el potencial prometedor de este tipo de instalaciones híbridas, destacando su eficiencia y rentabilidad en el panorama energético actual. En la literatura, se encuentran diversos modos de operación para este tipo de instalaciones, siendo notable el enfoque en su utilización como plantas de carga base (Pan and Dinter, 2017; Zurita *et al.*, 2018; José A. López-Álvarez *et al.*, 2021). Durante las horas de luz solar, la planta PV suministra energía a la red eléctrica, mientras que la planta CSP almacena la energía térmica generada en el TES. Posteriormente, durante las horas nocturnas, la energía térmica almacenada en el TES se utiliza para producir electricidad mediante una turbina de vapor, permitiendo así un suministro continuo y estable de energía eléctrica, independientemente de las condiciones de luz solar.

El hidrógeno verde, una fuente de energía renovable obtenida a través de la electrólisis del agua utilizando energía solar o eólica (Shiva Kumar and Lim, 2022), entre otras energías renovables, emerge como un vector energético esencial para el futuro debido a su capacidad única para almacenar y transportar energía de manera eficiente y sostenible (Tarhan and Çil, 2021). En el contexto actual, se ha explorado en la literatura el uso de plantas solares para la producción de hidrógeno, considerando diversas tecnologías como las plantas PV convencionales (Castañeda *et al.*, 2013), las plantas CSP convencionales (Boudries, 2018) e incluso las plantas híbridas CSP/PV (Chennaif *et al.*, 2021; Rosenstiel *et al.*, 2021).

Con este enfoque, se emprende el estudio y la optimización tecnoeconómica de una planta híbrida CSP/PV con una capacidad de 50 MW en Sevilla con una estrategia de operación de carga base (José A López-Álvarez *et al.*, 2021). La planta está equipada con un calentador eléctrico diseñado para aprovechar los excedentes de PV que no pueden ser vertidos a la red, utilizando esta energía adicional para calentar las sales fundidas almacenadas en el TES. Este proceso incrementa la energía térmica disponible en el almacenamiento,

mejorando la eficiencia del sistema. Sin embargo, se identifica que aún existe una cantidad considerable de energía PV excedente que no puede ser utilizada ni vertida a la red, lo que motiva la exploración de la integración de una planta de producción de hidrógeno mediante electrolizadores de membrana de intercambio de protones (PEM), los cuales utilizan una membrana polimérica conductora de protones para dividir el agua en hidrógeno y oxígeno a través de un proceso de electrólisis. Este tipo de electrolizador es altamente eficiente y versátil, y se utiliza comúnmente en la producción de hidrógeno verde (Barbir, 2005). El estudio contempla dos configuraciones de la planta PV: paneles fijos y paneles con seguimiento en un eje. El objetivo es analizar el incremento en la producción de energía PV de los paneles con seguimiento en un eje y analizar el impacto de los mismo en la configuración óptima de la planta híbrida. Se calcularán las curvas de Pareto en ambas configuraciones de planta PV con el objetivo de encontrar un punto óptimo que maximice el CF y reduzca el LCOE de la planta híbrida, llevando a cabo un análisis de sensibilidad de parámetros clave en la optimización de este tipo de plantas como pueden ser el múltiplo solar (SM) o el tamaño de la planta PV. Las curvas de Pareto muestran las soluciones de Pareto, que son las soluciones a un problema de optimización multiobjetivo donde no se puede mejorar un resultado de las variables a optimizar sin empeorar la otra variable a optimizar. Una vez obtenidas las curvas de Pareto, se establecerá un objetivo mínimo de un 70% de CF y se seleccionará el punto óptimo desde el punto de vista económico (mínimo LCOE). Posteriormente, sobre estas configuraciones óptimas de plantas híbridas, se realizará un análisis de sensibilidad sobre el tamaño de la planta de hidrógeno y el número de electrolizadores a colocar con el objetivo de alcanzar un equilibrio tecnoeconómico entre la producción de hidrógeno y el LCOH. El concepto de LCOH indica el coste nivelado de producir un kilogramo de hidrógeno y se utiliza como una métrica clave en el análisis tecnoeconómico de la planta junto con el concepto de LCOE para la planta híbrida CSP/PV.

El estudio se lleva a cabo utilizando la herramienta ASDELSOL (López-Álvarez *et al.*, 2022), desarrollada en OpenModelica (Fritzson *et al.*, 2020) con el lenguaje de programación Modelica (*Modelica*, 2024). Se ha incorporado una librería a ASDELSOL que permite la simulación de electrolizadores PEM mediante curvas de funcionamiento de estos equipos, además de un modelo que permite el análisis tecnoeconómico de estos equipos con el cálculo del LCOH (Escobar-Yonoff *et al.*, 2021; Fan *et al.*, 2022).

METODOLOGÍA

La herramienta ASDELSOL ofrece la capacidad de simular plantas híbridas CSP/PV y realizar análisis tecnoeconómicos. Está equipada con una serie de librerías que modelan los diversos componentes de estas plantas, incluyendo una dedicada a la planta CSP, otra a la planta PV y una librería de control que abarca los distintos modos de operación. Además, cuenta con una librería económica que permite calcular el LCOE de estas instalaciones. También se dispone de una librería de radiación solar que recopila todos los cálculos solares necesarios para la simulación de estas plantas.

Librería de radiación solar

La librería de radiación solar utiliza un Año Meteorológico Tipo (TMY) específico de la ubicación como archivo externo de entrada. La herramienta permite que el usuario ingrese datos con cualquier resolución temporal deseada. Para el estudio de la planta híbrida CSP/PV, se empleó un archivo TMY de Sevilla con una resolución de 5 minutos (Zurita *et al.*, 2020) elaborado por el Grupo de Termodinámica y Energías Renovables (GTER) de la Universidad de Sevilla. Esta librería facilita el cálculo de la radiación global sobre superficie inclinada fija y con seguimiento en un eje, lo cual es fundamental para el análisis de sistemas PV.

Librería CSP

Esta herramienta de simulación incorpora una biblioteca específica para simular la tecnología de colectores cilindro-parabólicos (PTC), ampliando las capacidades existentes de la biblioteca Solartherm (Scott *et al.*, 2017), centrada en la tecnología de torre de receptor central. La nueva librería CSP está diseñada para proporcionar modelos de colectores PTC. Estos colectores se modelan a partir de parámetros y características específicos obtenidos de la base de datos del software System Advisor Model (SAM) (National Renewable Energy Laboratory, 2024). Para este estudio se ha seleccionado el colector EuroTrough, cuyas características principales aparecen recogidas en la Tabla 1.

Tabla 1. Características principales del colector EuroTrough

Parámetro	**Valor**
Área de apertura (m^2)	817.5
Longitud del colector (m)	148.5
Número de módulos por grupo (-)	12
Distancia focal (m)	1.71

La librería requiere como entrada un archivo externo que contenga la matriz de eficiencia óptica del colector PTC que se va a analizar. Esta matriz proporciona el rendimiento óptico del colector en relación con el acimut y la elevación solar. Para calcular esta matriz de eficiencia óptica, se necesita utilizar un software externo como Tonatiuh o SolTrace.

Librería Hidrógeno

ASDELSOL cuenta con una librería que incluye modelos de electrolizadores PEM basados en curvas de producción suministradas por los fabricantes. El modelo de electrolizador utilizado en este estudio tiene una corriente máxima de 3.750 A y una tensión de 1.99 V, con 129 células por electrolizador y una potencia nominal de 926.66 W. Este equipo opera con un mínimo técnico del 20% de su potencia nominal, por debajo del cual el equipo no funciona.

Librería de cálculos económicos

El cálculo del LCOE de la planta híbrida se realiza mediante la Ec. (1):

$$LCOE = \frac{I_O + \sum_{t=1}^{n} \frac{A_t}{(1+i)^t} + \sum_{t=1}^{n} \frac{E_{grid} \cdot PPA}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^{n} \frac{M_{t,el}}{(1+i)^t}} \quad (1)$$

Donde I_O son los costes de inversión, A_t son los costes anuales totales sin tener en cuenta los costes de compra de electricidad de la red para cubrir los autoconsumos de la CSP, E_{grid} es la energía que hay que comprar a red para cubrir los autoconsumos de la planta CSP que no pueden cubrirse desde PV, PPA es el precio de compra de la electricidad de red, fijado en 0.12 $€/kWh$, $M_{t,el}$ es la producción anual de electricidad, i es la tasa de interés, n es la vida útil de la planta y t es el año correspondiente.

Para calcular el LCOH de la planta, utilizamos la Ec. (2):

$$LCOH = \frac{I_{O_{H_2}} + \sum_{t=1}^{n} \frac{A_{t_{H_2}}}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^{n} \frac{Q_{H_2}}{(1+i)^t}} \quad (2)$$

Donde $I_{O_{H_2}}$ son los costes de inversión de los electrolizadores sin tener en cuenta los costes asociados a la planta PV, puesto que los electrolizadores aprovechan la energía que no puede utilizarse en la planta híbrida para producción de energía eléctrica, $A_{t_{H_2}}$ son los costes anuales totales y Q_{H_2} es la producción anual de hidrógeno.

Los principales parámetros económicos de la planta aparecen recogidos en la Tabla 2.

Tabla 2. Principales parámetros económicos

Parámetro	Valor	Unidad
Planta PV (National Renewable Energy Laboratory, 2024)		
Módulos	0.3608	€/W_p
Inversor	0.044	€/W_p
Sistema	0.1760	€/W_p
Instalación	0.0968	€/W_p
Operación y mantenimiento bloque PV	15	€/KW_p
Planta CSP (National Renewable Energy Laboratory, 2024)		
Campo solar	132	€/m^2
Sistema HTF	52.80	€/m^2
Sistema TES	54.56	€/kWh_t
Bloque de potencia	800.8	€/kW
Sistemas auxiliares	79.20	€/kW
Operación y mantenimiento bloque CSP	66	€/KW
Calentador Eléctrico (Giuliano, Puppe and Noureldin, 2019)		
Costes generales	0.08	€/W
Electrolizador		
Costes generales	1.75	€/W
Operación y mantenimiento Electrolizador	0.07	€/W

Estrategia de operación

La planta híbrida CSP/PV sigue una estrategia de operación de carga base, donde durante las horas diurnas la planta PV vierte energía a la red para cubrir la potencia nominal de 50 MW de la planta, mientras que la planta CSP carga el TES y mantiene la turbina en el mínimo técnico (20% de la potencia nominal de la turbina) para poder verter a red rápidamente, complementando así a la planta PV en caso de que no pueda cubrir la potencia nominal de la planta híbrida. Los excedentes de la PV se dirigen a calentadores eléctricos, los cuales elevan la temperatura de las sales del tanque frío al caliente, cargando así el almacenamiento térmico en paralelo con el campo CSP, como se muestra en la Fig. 1. Durante las horas nocturnas, se descarga el TES y el bloque de potencia se encarga de cubrir la potencia nominal de la planta híbrida. Cuando se integran los electrolizadores, la energía PV que no puede ser aprovechada por los calentadores eléctricos se desvía hacia los electrolizadores con el objetivo de producir hidrógeno verde y aprovechar esa energía que en un principio sería rechazada.

Para llevar a cabo la optimización de la planta híbrida, se realizará un análisis de sensibilidad que considera varios parámetros clave, entre ellos el PV ratio (relación entre el tamaño de la planta PV y la planta CSP), el EH ratio (relación entre el tamaño de los calentadores eléctricos y la planta PV), el SM y las horas de almacenamiento. La Tabla 3 proporciona el rango de estudio para cada uno de estos parámetros, así como el intervalo correspondiente en cada caso.

Tabla 3. Parámetros en el análisis de sensibilidad de la planta híbrida

Parámetro	Rango	Intervalo
PV ratio (-)	[1-5]	1
SM (-)	[0.5-3]	0.5
Horas de alamcenamiento (h)	[15h – 25h]	5h
EH ratio (-)	[25%-100%]	25%

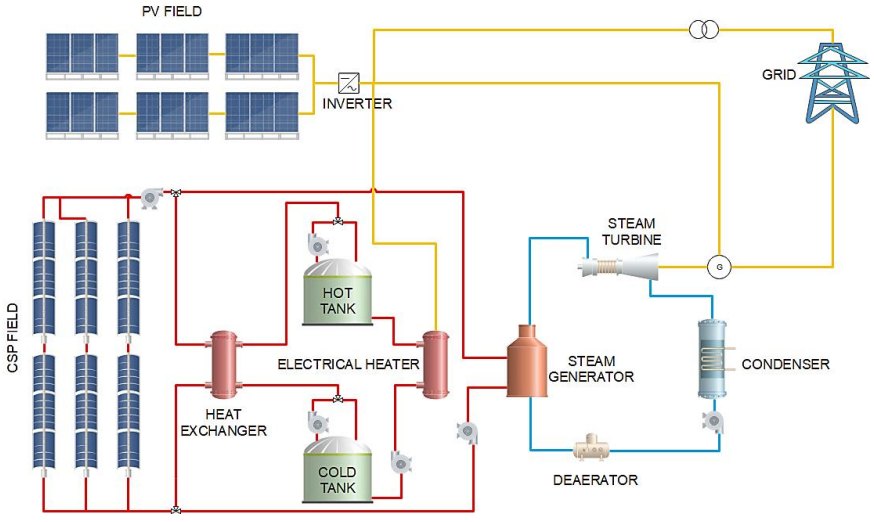


Fig. 1. Esquema de la planta híbrida CSP/PV

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

La Fig. 2 muestra el CF frente al LCOE de las dos configuraciones de plantas híbridas analizadas, destacando los puntos que forman parte de la frontera de Pareto.

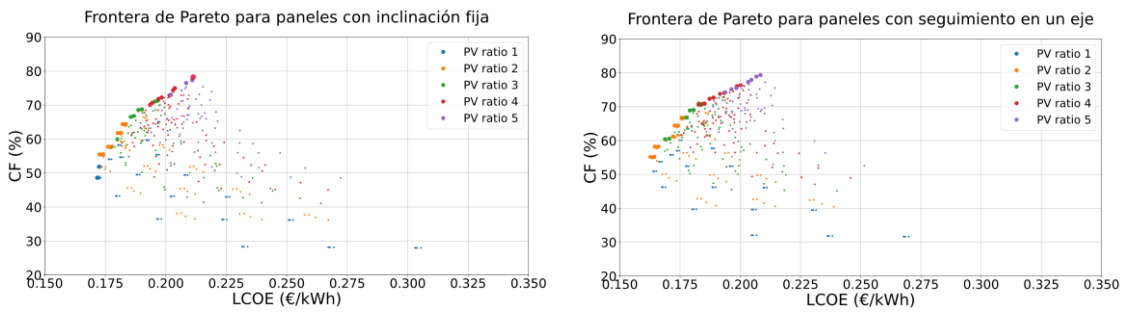


Fig. 2. CF frente a LCOE de las diferentes configuraciones de planta híbrida

Para comparar ambas configuraciones, la Fig. 3 muestra las fronteras de Pareto de las dos plantas híbridas analizadas. Las fronteras de Pareto muestran todas las configuraciones que representan el mejor compromiso entre el CF y el LCOE, es decir, aquellas configuraciones donde no es posible mejorar uno de estos aspectos sin empeorar el otro. Se observa que la planta PV con paneles de seguimiento en un eje logra configuraciones con mayores CF y menores LCOE debido a su capacidad para generar más energía con el mismo tamaño de planta en comparación con la planta PV con paneles fijos, gracias al seguimiento solar. Se establece un CF mínimo del 70% que debe cumplir nuestra planta híbrida, y se eligen las configuraciones óptimas de ambas, obteniendo un valor de LCOE de 0.193 €/kWh y un CF de 70.02% en el caso de paneles fijos y 0.183 €/kWh y un CF de 70.71% en el caso de paneles con seguimiento en un eje.

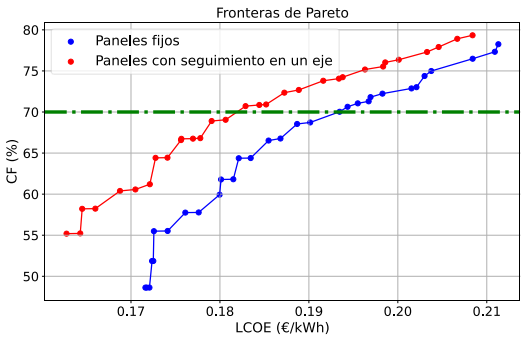


Fig. 3. Fronteras de Pareto de las diferentes configuraciones de planta híbrida

Las configuraciones óptimas de ambas plantas híbridas se detallan en la Tabla 3.

Tabla 3. Configuraciones óptimas de las plantas híbridas CSP/PV

Parámetro	Planta híbrida con paneles fijos	Planta híbrida con paneles con seguimiento
PV ratio (-)	4	3
SM (-)	2.5	3
Horas de almacenamiento (h)	20	20
EH ratio (-)	50	50

En la optimización de las plantas híbridas CSP/PV, se observa que la configuración con paneles que tienen seguimiento solar alcanza su óptimo en un PV ratio menor en comparación con la configuración de paneles fijos. Esto se debe a la capacidad de los paneles con seguimiento en un eje para capturar más energía solar debido al seguimiento solar, lo que influye en un rendimiento superior en términos de generación de energía para igualdad de potencia PV instalada. En la configuración con paneles que tienen seguimiento en un eje, el SM se presenta en un valor mayor en comparación con la configuración de paneles fijos. Esto se debe al menor PV ratio y el seguimiento solar de los paneles con seguimiento, lo que resulta en una reducción de los excedentes de energía PV enviados al TES en comparación con la planta de paneles fijos. En la configuración óptima, la planta de paneles fijos envía 227.65 GWh de excedentes al TES, mientras que la planta con seguimiento en un eje envía alrededor de 151.7 GWh. Esta diferencia en los excedentes deja más margen para llenar el TES desde el campo CSP, lo que resulta en un óptimo que requiere un tamaño de campo CSP mayor para satisfacer las necesidades de almacenamiento. Ambas configuraciones alcanzan la óptima configuración en cuanto a la potencia de los calentadores eléctricos, la cual es inferior a la potencia total de la planta PV (del orden del 50%). Esta disminución se justifica por la estrategia de aprovechamiento de los excedentes de energía generados por la planta PV. En este contexto, los calentadores eléctricos actúan como un recurso para absorber y utilizar estos excedentes, contribuyendo así a la eficiencia general del sistema.

En la configuración con paneles fijos, los excedentes de energía generados por la planta fotovoltaica ascienden a 269.53 GWh, de los cuales 227.65 GWh son redirigidos hacia los calentadores eléctricos, dejando un remanente de 41.88 GWh sin utilizar. Por otro lado, en la configuración con paneles con seguimiento en un eje, los excedentes de energía son de 173.06 GWh, de los cuales 151.7 GWh se destinan a los calentadores eléctricos, dejando un excedente de 21.36 GWh. Ante esta situación, se evalúa la viabilidad de incorporar electrolizadores PEM para producir hidrógeno verde, con el propósito de aprovechar estos excedentes de energía en ambas configuraciones. Para ello, se llevará a cabo un análisis para determinar el tamaño de planta óptimo que permita utilizar eficientemente estos excedentes de energía en cada una de las configuraciones.

La Fig. 4 muestra el LCOH y la producción de hidrógeno para distintas potencias de planta de producción de hidrógeno. Se elige una solución de compromiso que equilibre ambas variables mediante soluciones de Pareto, obteniendo una potencia óptima de 7.215 MW en

el caso de los paneles fijos (equivalente a 75,000 electrolizadores) con un LCOH de 9.59 €/kg y de 5.19 MW en el caso de los paneles con seguimiento en un eje (equivalente a 50,000 electrolizadores) con un LCOH de 13.7 €/kg. En la configuración con paneles fijos, donde hay más excedentes de energía de la planta fotovoltaica, el tamaño óptimo de la planta de producción de hidrógeno es mayor que en la planta con paneles con seguimiento.

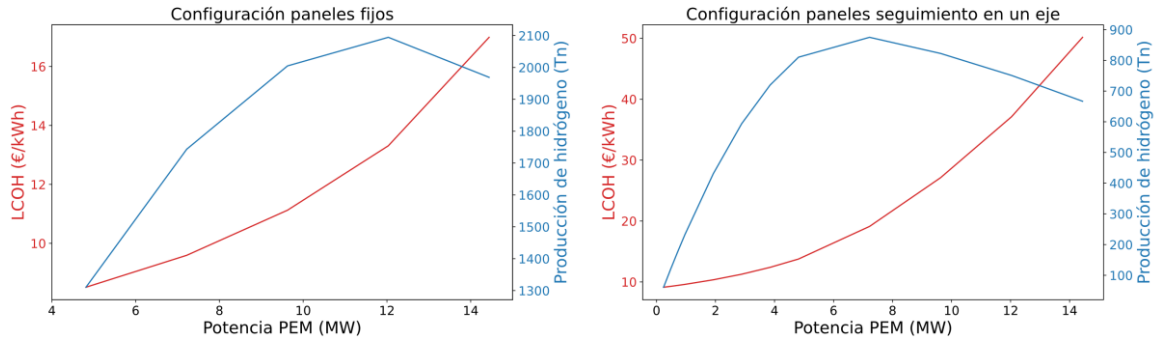


Fig. 4. CF frente a LCOE de las diferentes configuraciones de planta híbrida

La planta de producción de hidrógeno, en el caso de paneles fijos, es capaz de aprovechar 37.04 GWh de los 41.88 GWh de excedentes, un 88.4%, mientras que la planta con paneles con seguimiento en un eje aprovecha 17.41 GWh de los 21.36 GWh sobrantes, un 81.3% de los mismos.

CONCLUSIONES

La optimización de una planta híbrida CSP/PV con estrategia de carga base en Sevilla revela importantes hallazgos sobre la influencia de diferentes configuraciones en el rendimiento y la viabilidad económica de este tipo de instalaciones.

La configuración con paneles de seguimiento en un eje muestra un rendimiento superior en términos de generación de energía, reflejado en mayores valores de CF y menores LCOE en comparación con la configuración de paneles fijos. Esta ventaja se debe a la capacidad de los paneles con seguimiento para capturar más energía solar durante el día. Para la configuración óptima de las plantas híbridas con CF de 70%, se obtiene un LCOE en el caso de paneles fijos de 0.193 €/kWh frente a los 0.183 €/kWh de la planta con paneles con seguimiento solar, una reducción del 5.2%.

La optimización revela que la configuración óptima de la planta híbrida con seguimiento solar se alcanza con un PV ratio menor y un SM mayor en comparación con la configuración de paneles fijos. Esto indica una mayor capacidad de generar energía para mismo tamaño de planta PV y una menor cantidad de excedentes hacia el TES, aumentando la capacidad de carga de este desde el campo CSP.

La integración de una planta de producción de hidrógeno mediante electrolizadores PEM emerge como una solución viable para aprovechar los excedentes de energía de la planta PV. Se observa que la planta de producción de hidrógeno óptima tiene una potencia mayor en el caso de los paneles fijos en comparación con los paneles con seguimiento debido a

los mayores excedentes de esta, con valores de LCOH de 9.59 €/kg para la planta con paneles fijos y 13.7 €/kg para la planta con paneles con seguimiento en un eje.

Los resultados resaltan el potencial de las plantas híbridas CSP/PV como una opción eficiente y rentable en la transición hacia una energía más sostenible. La optimización de estas plantas, junto con la integración de tecnologías como la producción de hidrógeno, puede desempeñar un papel clave en la lucha contra el cambio climático y en la promoción de un suministro energético más limpio y seguro para el futuro.

REFERENCIAS

Barbir, F. (2005) 'PEM electrolysis for production of hydrogen from renewable energy sources', *Solar Energy*, 78(5), pp. 661–669. doi: 10.1016/j.solener.2004.09.003.

Boudries, R. (2018) 'Techno-economic study of hydrogen production using CSP technology', *International Journal of Hydrogen Energy*, 43(6), pp. 3406–3417. doi: 10.1016/j.ijhydene.2017.05.157.

Castañeda, M. *et al.* (2013) 'Sizing optimization, dynamic modeling and energy management strategies of a stand-alone PV/hydrogen/battery-based hybrid system', *International Journal of Hydrogen Energy*, 38(10), pp. 3830–3845. doi: 10.1016/j.ijhydene.2013.01.080.

Chennaif, M. *et al.* (2021) 'Electric System Cascade Extended Analysis for optimal sizing of an autonomous hybrid CSP/PV/wind system with Battery Energy Storage System and thermal energy storage', *Energy*, 227, p. 120444. doi: 10.1016/j.energy.2021.120444.

Escobar-Yonoff, R. *et al.* (2021) 'Performance assessment and economic perspectives of integrated PEM fuel cell and PEM electrolyzer for electric power generation', *Heliyon*, 7(3). doi: 10.1016/j.heliyon.2021.e06506.

Fan, J. L. *et al.* (2022) 'A levelized cost of hydrogen (LCOH) comparison of coal-to-hydrogen with CCS and water electrolysis powered by renewable energy in China', *Energy*, 242, p. 123003. doi: 10.1016/j.energy.2021.123003.

Fritzson, P. *et al.* (2020) 'The OpenModelica integrated environment for modeling, simulation, and model-based development', *Modeling, Identification and Control*, 41(4), pp. 241–285. doi: 10.4173/MIC.2020.4.1.

Giuliano, S., Puppe, M. and Noureldin, K. (2019) 'Power-to-heat in CSP systems for capacity expansion', *AIP Conference Proceedings*, 2126(July 2019). doi: 10.1063/1.5117589.

Green, A. *et al.* (2015) 'High Capacity Factor CSP-PV Hybrid Systems', *Energy Procedia*, 69, pp. 2049–2059. doi: 10.1016/j.egypro.2015.03.218.

Hassani, S. E. *et al.* (2021) 'Techno-Economic Analysis of a Hybrid CSP/PV Plants in the Eastern Region of Morocco', *Applied Solar Energy (English translation of Geliotekhnika)*, 57(4), pp. 297–309. doi: 10.3103/S0003701X21040046.

IEA (2023) *World Energy Outlook 2023*. Paris. Available at: https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2023.

IRENA (2023) (2023) *RENEWABLE POWER GENERATION COSTS IN 2022*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.

IRENA (2024) (2024) *RENEWABLE CAPACITY STATISTICS 2024*, *International Renewable Energy Agency*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency. Available at: www.irena.org.

López-Álvarez, José A. *et al.* (2021) 'An approach to the operation modes and strategies for integrated hybrid parabolic trough and photovoltaic solar systems', *Sustainability (Switzerland)*, 13(8). doi: 10.3390/su13084402.

López-Álvarez, José A *et al.* (2021) 'An Approach to the Operation Modes and Strategies for Integrated Hybrid Parabolic Trough and Photovoltaic Solar Systems', *Sustainability*, 13(8). doi: 10.3390/su13084402.

López-Álvarez, J. A. *et al.* (2022) 'HERRAMIENTA PARA LA SIMULACIÓN DINÁMICA DE CENTRALES HÍBRIDAS SOLARES DE CANAL PARABÓLICO Y FOTOVOLTAICA. RESULTADOS PRELIMINARES DEL PROYECTO ASDELSOL', in *XVIII Congreso Ibérico y XIV Congreso Iberoamericano de Energía Solar*. Palma de Mallorca. Available at: https://www.cies-congreso.org/67569/detail/xviii-congreso-iberico-y-xiv-congreso-iberoamericano-de-energia-solar.html.

Modelica (2024). Available at: https://modelica.org/language/ (Accessed: 7 May 2024).

National Renewable Energy Laboratory (2024) *System Advisor Model*, *Golden, CO.* Available at: https://sam.nrel.gov/ (Accessed: 2 June 2023).

Pan, C. A. and Dinter, F. (2017) 'Combination of PV and central receiver CSP plants for base load power generation in South Africa', *Solar Energy*, 146, pp. 379–388. doi: 10.1016/j.solener.2017.02.052.

Parrado, C. *et al.* (2016) '2050 LCOE (Levelized Cost of Energy) projection for a hybrid PV (photovoltaic)-CSP (concentrated solar power) plant in the Atacama Desert, Chile', *Energy*, 94, pp. 422–430. doi: 10.1016/j.energy.2015.11.015.

Petrollese, M. and Cocco, D. (2016) 'Optimal design of a hybrid CSP-PV plant for achieving the full dispatchability of solar energy power plants', *Solar Energy*, 137, pp. 477–489. doi: 10.1016/j.solener.2016.08.027.

Romero, M. and González-Aguilar, J. (2014) 'Solar thermal CSP technology', *Wiley Interdisciplinary Reviews: Energy and Environment*, 3(1), pp. 42–59. doi: 10.1002/wene.79.

Rosenstiel, A. *et al.* (2021) 'Electrochemical hydrogen production powered by pv/csp hybrid power plants: A modelling approach for cost optimal system design', *Energies*, 14(12). doi: 10.3390/en14123437.

Scott, P. *et al.* (2017) 'SolarTherm: A flexible Modelica-based simulator for CSP systems', *AIP Conference Proceedings*, 1850(July 2019). doi: 10.1063/1.4984560.

Shiva Kumar, S. and Lim, H. (2022) ‘An overview of water electrolysis technologies for green hydrogen production’, *Energy Reports*, 8, pp. 13793–13813. doi: 10.1016/j.egyr.2022.10.127.

Starke, A. R. *et al.* (2016) ‘Assessing the performance of hybrid CSP + PV plants in northern Chile’, *Solar Energy*, 138, pp. 88–97. doi: 10.1016/j.solener.2016.09.006.

Starke, A. R. *et al.* (2018) ‘Multi-objective optimization of hybrid CSP+PV system using genetic algorithm’, *Energy*, 147, pp. 490–503. doi: 10.1016/j.energy.2017.12.116.

Tarhan, C. and Çil, M. A. (2021) ‘A study on hydrogen, the clean energy of the future: Hydrogen storage methods’, *Journal of Energy Storage*, 40(March), p. 102676. doi: 10.1016/j.est.2021.102676.

United Nations Framework Convention on Climate Change (2015) *Paris Agreement (2015)*. Paris, France.

Zurita, A. *et al.* (2018) ‘Techno-economic evaluation of a hybrid CSP + PV plant integrated with thermal energy storage and a large-scale battery energy storage system for base generation’, *Solar Energy*, 173(August), pp. 1262–1277. doi: 10.1016/j.solener.2018.08.061.

Zurita, A. *et al.* (2020) ‘Assessment of time resolution impact on the modeling of a hybrid CSP-PV plant: A case of study in Chile’, *Solar Energy*, 202(April 2019), pp. 553–570. doi: 10.1016/j.solener.2020.03.100.

DESARROLLO DE MODELOS DE PREDICCIÓN DE LA RADIACIÓN SOLAR DIRECTA BASADOS EN REDES NEURONALES MEDIANTE EL USO DE IMÁGENES

Abad A. V.*, Castilla N. M. M.*, Álvarez H. J. D.*, Carballo L. J. A.**, Bonilla C. J.**

* Departamento de Informática, CIESOL—ceiA3, Universidad de Almería, Ctra. Sacramento s/n, La Cañada de San Urbano, Almería, 04120, España, vabadalcaraz@ual.es, mcastilla@ual.es, jhervas@ual.es

** CIEMAT-Plataforma Solar de Almería, Crta. de Senés, s/n, Tabernas, Almería, 04200, España, joseantonio.carballo@psa.es, javier.bonilla@psa.es

RESUMEN

La radiación solar es un recurso natural clave hoy en día para la integración de sistemas energéticos renovables en edificaciones. Conocer con detalle la naturaleza y la disponibilidad de este recurso es clave para poder aprovecharlo. Por eso esta investigación presenta una metodología robusta para desarrollar modelos de predicción de una de las componentes de la radiación solar, la radiación directa, mediante el uso de imágenes de la instalación CESA-1 en la Plataforma Solar de Almería, obtenidos a partir de una red neuronal híbrida que fusiona una Red Neuronal Convolucional (CNN, del inglés Convolutional Neural Network) y una Red de Gran Memoria a Corto Plazo (LSTM, del inglés Long Short-Term Memory). Siguiendo este procedimiento, se obtienen seis modelos por cada tipo de día (despejados y parcialmente nublados) capaces de obtener resultados para la predicción de la radiación directa, en promedio, de un 22% de Error Cuadrático Medio Normalizado (NRMSE, del inglés Normalized Root Mean Square Error).

PALABRAS CLAVE: Radiación Solar Directa, Redes Neuronales, Predicción, Imágenes

ABSTRACT

Direct solar radiation is a key natural resource today for the integration of solar systems in buildings. This research presents a robust methodology to develop direct radiation prediction models using images from the CESA-1 facility at the Plataforma Solar de Almería, obtained from a hybrid neural network that fuses a Convolutional Neural Network (CNN) and a Long Short-Term Memory (LSTM) network. Following this approach, six models are obtained for each type of day (clear and partly cloudy) capable of obtaining results for the prediction of direct radiation, on average, of 22% Normalized Root Mean Square Error (NRMSE).

KEYWORDS: Direct Radiation, Deep Learning, Prediction, Images

INTRODUCCIÓN

La incorporación de sistemas solares en construcciones para la generación de electricidad a través de paneles fotovoltaicos o para proveer agua caliente mediante el uso de captadores solares planos es un elemento fundamental para lograr edificaciones con eficiencia energética. Sin embargo, la eficacia de estos sistemas se ve directamente afectada por la variación inherente de su principal fuente de energía: la radiación solar. Esta radiación fluctúa no solo a lo largo del año y del día, sino también en su composición, que incluye aspectos como la Irradiación Directa Normalizada (DNI, del inglés Direct Normal Irradiation), o la Irradiación Global Horizontal (GHI, del inglés Global Horizontal Irradiation), entre otros parámetros.

Las nubes desempeñan un papel crucial en la modificación de la radiación solar que alcanza la superficie terrestre al reflejar, absorber y transmitir la radiación incidente, lo que afecta la cantidad y calidad espectral de la misma. Además, las partículas de las nubes provocan procesos de dispersión que alteran las longitudes de onda más cortas del espectro solar, reduciendo las componentes globales y directas que llegan a la superficie terrestre.

Para asegurar un control óptimo de estos sistemas, es imprescindible contar con herramientas que permitan predecir con precisión la radiación solar, considerando tanto sus variaciones temporales como su relación con factores meteorológicos. En la literatura se pueden encontrar diversos modelos de predicción de la radiación global (Khatib et al. 2012), pero no tantos para la componente directa.

De manera generalizada, se identifican dos enfoques prominentes en la predicción, según el horizonte temporal considerado (Ogliari et al. 2024). El pronóstico futuro se emplea para proyectar condiciones a largo plazo, abarcando horas e incluso días, utilizando principalmente imágenes satelitales para obtener una visión amplia de las variables meteorológicas en una región específica. Por otro lado, la previsión inmediata (más comúnmente conocido por su término en inglés nowcasting) se enfoca en pronósticos a corto plazo, basados principalmente en imágenes del cielo para detectar eficazmente el tipo y movimiento de las nubes en tiempo real, como se observa en la Fig. 1. A pesar de ser más complejo, la previsión inmediata ofrece ventajas significativas al permitir una detección más precisa de las condiciones meteorológicas, especialmente útil en situaciones de cielos nublados. Actualmente, esta técnica es objeto de mayor investigación, ya que su combinación con otros métodos de predicción puede optimizar la gestión de recursos con resultados prometedores (Zamarbide-Ducun, 2014).

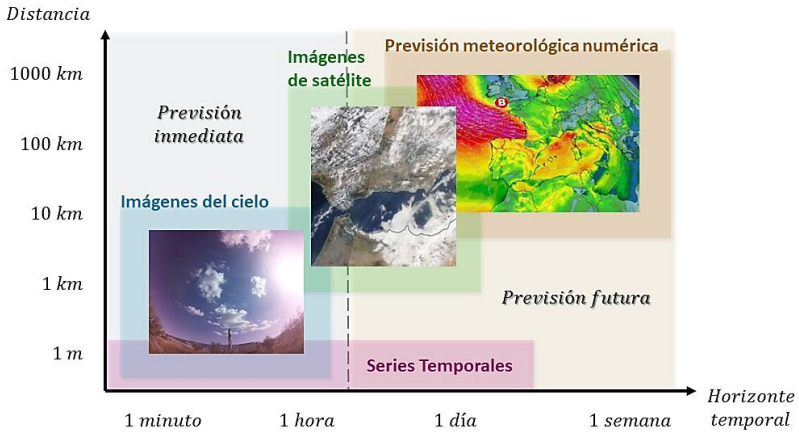


Fig. 1. Horizonte de predicción

En la búsqueda de alternativas a modelos matemáticos convencionales, cuya precisión se ve limitada en condiciones atmosféricas cambiantes, se impulsa la exploración de enfoques más efectivos, como las Redes Neuronales Artificiales (ANNs, del inglés *Artificial Neural Networks*). Las múltiples capas de neuronas que las componen son capaces de procesar información en entornos complejos y con un horizonte temporal pequeño, destacando por su capacidad excepcional de predicción.

Los modelos con ANNs convencionales se centran en el uso de datos numéricos por su fácil almacenamiento y rápido entrenamiento. Sin embargo, estas ANNs, en el contexto de la radiación solar directa, pueden enfrentar dificultades al intentar extraer patrones de las variables meteorológicas que de forma visual son más evidentes de identificar. Con el objetivo de poder anticipar de forma precisa la radiación futura, se ha planteado el uso de una arquitectura de redes neuronales que hace uso de imágenes capturadas del cielo.

El enfoque metodológico adoptado para la tarea de predicción de la radiación se basa en una red neuronal híbrida que fusiona una Red Neuronal Convolucional (CNN, del inglés *Convolutional Neural Network*) y una Red Neuronal de Memoria de Corto-Largo Plazo (LSTM, del inglés *Long Short-Term Memory*). Esta estrategia permite abordar de manera integral la tarea de detectar patrones y extraer características visuales relevantes de las imágenes. Es crucial destacar que la inclusión de la red LSTM permite considerar la secuencia temporal de los datos, aportando un elemento crítico a la red neuronal en términos de la variable temporal. La arquitectura interna de la CNN se construye sobre las capas de *EfficientNet-B0* (Tan y Le, 2019), diseñadas específicamente por *Google Brain* para la implementación de métodos de escalado compuesto. La familia de redes *EfficientNe*t, desde B0 (5.3M de parámetros) hasta B7 (66M de parámetros) han sido entrenadas con más de un millón de imágenes procedentes de la base de datos *ImageNet* (Deng, et al., 2009). *EfficientNet-B0* es la red base con buen compromiso entre precisión, uso de recursos y tiempo de ejecución.

El resto del documento se organiza en una breve descripción del marco en el que se ha desarrollado este trabajo, una explicación de la metodología seguida para la obtención del modelo de predicción, un análisis de los resultados obtenidos y un resumen de las principales conclusiones obtenidas y trabajos futuros a realizar.

MARCO DE INVESTIGACIÓN

En la búsqueda por la inclusión de la energía solar en el diseño y funcionamiento de edificaciones, lo cual representa un aspecto fundamental para alcanzar los objetivos establecidos por las diversas directivas promulgadas por la Unión Europea (Ciucci, 2023), resulta esencial contar con modelos de predicción de la componente directa de la radiación solar que posibiliten una gestión eficaz de los recursos disponibles. El presente estudio se ha llevado a cabo en el marco del Centro de Investigación en Energía Solar (CIESOL) (https://ciesol.com/), emplazado en el campus de la Universidad de Almería, en el sureste de España.

El edificio CIESOL, véase Fig. 2a, resultado de la colaboración entre la Universidad de Almería y la Plataforma Solar de Almería, se ha diseñado siguiendo principios de arquitectura bioclimática para maximizar la eficiencia energética. Equipado con paneles fotovoltaicos y captadores solares, busca aprovechar las condiciones climáticas locales para minimizar su consumo energético. Tras una reciente actualización del sistema de monitorización, se ha optado por utilizar datos meteorológicos de la Plataforma Solar de Almería, ubicada a menos de 30 km del centro CIESOL, debido a la falta de registros históricos suficientes.

La Plataforma Solar de Almería (PSA), perteneciente al Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT), se erige en Tabernas, provincia de Almería, como uno de los principales centros de investigación en energía solar a nivel global, como se ilustra en la Fig. 2b, donde se muestra una vista aérea de la planta CESA-I. Este complejo dispone de una amplia gama de infraestructuras y equipamientos especializados, abarcando desde instalaciones basadas en tecnología termosolar hasta sistemas de almacenamiento térmico, pasando por receptores solares y plantas de tratamiento de aguas. Para la presente investigación, se ha empleado una estación meteorológica emplazada en la planta solar de receptor central (CESA-I), encargada de registrar las componentes de la radiación solar, imágenes del cielo y otras variables meteorológicas, con un intervalo de muestreo de 10 minutos.

En específico, esta estación cuenta con un pirheliómetro altamente preciso para registrar la radiación solar directa, junto con piranómetros diseñados para medir tanto la radiación solar difusa como la global (esta última es la suma de la radiación solar directa y la difusa). Las imágenes del cielo fueron tomadas con cámaras de bajo costo de alta resolución equipadas con un sensor de imagen Sony IMX219 de 8 megapíxeles, localizadas en el campo CESA-I. Este sensor proporciona una captura de imágenes de alta calidad y admite una resolución máxima de 3280 x 2464 píxeles. Las cámaras también están equipadas con una lente ojo de pez con un campo de visión de 160º.



Fig. 2a. Edificio CIESOL



Fig. 2b. Plataforma Solar de Almería

Fig. 2. Marco de investigación

DESARROLLO DE LOS MODELOS DE PREDICCIÓN DE RADIACIÓN DIRECTA

En la búsqueda continua de grandes avances en inteligencia artificial, las redes neuronales se han convertido en un elemento crítico para abordar intrincados retos en numerosos campos. Para la exigente tarea de predecir la radiación solar directa, se han recogido cada diez minutos datos e imágenes que captura una región del cielo que contiene el sol. Por tanto, se considera crucial centrarse inicialmente en el análisis de estas imágenes 2D para recopilar datos pertinentes sobre la radiación solar.

La red neuronal se ha diseñado para la identificación de patrones y extracción de características visuales a partir de las imágenes. La secuencialidad de las imágenes también es una característica clave del problema. La necesidad de combinar dichos datos visuales respetando su temporalidad ha dado origen a una red neuronal híbrida que fusiona dos arquitecturas poderosas: la Red Neuronal Convolucional (CNN) y células de Memoria de Corto-Largo Plazo (LSTM).

El núcleo de la red neuronal híbrida propuesta se basa en *EfficientNet-B0*, un conjunto de arquitecturas diseñadas para ofrecer un excelente rendimiento en tareas de visión por computador, destacando por su notable eficiencia computacional. Sus capas, estructuradas jerárquicamente, emplean estrategias avanzadas como bloques de atención y conexiones residuales, además de operaciones convencionales de convergencia y escalado descendente, lo que permite a la red comprender características visuales en distintas escalas y sobresalir en la detección y extracción de patrones en imágenes.

Tras la extracción de características espaciales mediante las capas CNN, se emplea la arquitectura LSTM, perteneciente a las Redes Neuronales Recurrentes. LSTM se distingue por su utilización de la "*puerta de olvido*", "*puerta de actualización*" y "*célula*", permitiendo filtrar y seleccionar información relevante para producir predicciones altamente precisas.

Preparación de los datos

En el marco de este estudio, se dispuso de un conjunto inicial de datos compuesto por 41433 observaciones (imágenes y datos asociados) abarca desde el 26 de marzo de 2022 hasta el 26 de septiembre de 2023. Cada una de estas observaciones venía acompañada de imágenes tomadas con lentes gran angular y ojo de pez, sirviendo como base para el

desarrollo de los modelos de predicción de la radiación solar directa. Sin embargo, se excluyeron las observaciones con imágenes de lentes ojo de pez debido a su impacto negativo en el rendimiento de las redes neuronales, obteniendo peores resultados. Finalmente, el conjunto de datos se redujo a 26.100 observaciones, que se emplearon en la construcción de los modelos mencionados anteriormente.

Se han considerado diversas clasificaciones de los días con objeto de obtener modelos más exactos. Ejemplo de ello ha sido determinar la necesidad de dividirlos según la temporada del año (Suárez-García et al. 2020). La radiación solar directa varía alrededor del solsticio de verano pudiendo alcanzar valores máximos mucho más elevados que durante el solsticio de invierno. La hora de salida y puesta del sol también varían significativamente según la época del año. No obstante, se concluyó que, dado el amplio volumen de fotos, esta clasificación no era necesaria, como sí que fue necesario realizar en investigaciones previas (Abad-Alcaraz et al. 2023).

A través de la experimentación, se ha considerado relevante distinguir entre días despejados y parcialmente nublados, ya que cada uno presenta patrones meteorológicos únicos que afectan significativamente la radiación solar directa. En los días nublados se establece la premisa de que la influencia de la DNI en comparación con las otras componentes de la radiación solar no es relevante. Para realizar dicha clasificación resulta fundamental determinar el umbral que define cuándo se considera parcialmente nublado o despejado. La clave para ello reside en un concepto conocido como Índice de Claridad (IC), que establece la relación entre la radiación global medida y la radiación solar extraterrestre ideal (GE), como se describe en la Ec. (1).

$$GE = I_o \cdot E_o \cdot (sen(dc) \cdot sen(l) + cos(dc) \cdot cos(l) \cdot cos(ws)) \quad (1)$$

dónde, I_0 representa la constante solar en W/m^2, E_0 es el factor de corrección debido a la excentricidad de la órbita, *dc* es la declinación solar resultante de la inclinación del eje de rotación de la tierra, *l* es la latitud y *ws* es el ángulo solar en el cenit local.

Según diversos estudios (Li y Lam, 2001), la amplitud de los valores de IC guarda una relación con el clima local, véase Fig. 3a. Algunas investigaciones se basan en la evaluación de expertos, mientras que otras consideran la relación entre el índice de brillo y el índice difuso para clasificar los días (Meizoso-López, 2012). Los datos fueron recopilados en Almería, España, una zona caracterizada por un clima subdesértico, mediterráneo, cálido y seco, por lo que existe una predominancia de días despejados. Se ha establecido, tras una exhaustiva revisión, que los días con un índice de claridad igual o inferior a 0.2 se consideran demasiado nublados, aquellos con un índice igual o superior a 0.6 se consideran despejados y los valores intermedios se designan como parcialmente nublados.

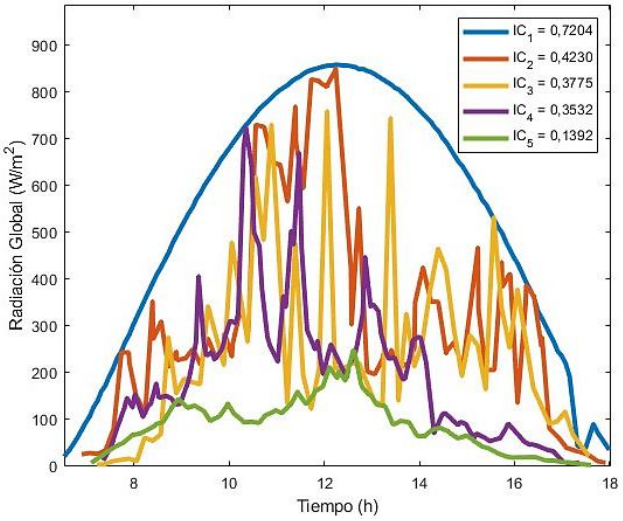


Fig. 3. Relación entre radiación global e IC

Finalmente, también se emplearon técnicas de aumento de datos para incrementar el conjunto de datos inicial en un 200% con el objetivo de entrenar redes que sean robustas bajo distintas condiciones climáticas y de operación. Estas técnicas implican la aplicación de diversas transformaciones, como rotaciones, escalado, reflexiones en ejes X e Y, distorsiones, ajustes en saturación, contraste y brillo, así como la introducción de ruido gaussiano sintético y efectos de desenfoque gaussiano. Tras la selección de nueve transformaciones, se aplicaron entre una y cuatro de ellas de forma aleatoria por imagen.



Fig. 4. Ejemplo de resultado tras la aplicación de técnicas de aumento de datos para imágenes

Arquitectura de la red neuronal

Se empleó una red neuronal híbrida, combinando una red CNN y una LSTM, como se muestra en la Fig. 5. Tras numerosas pruebas se ha determinado que una ventana de máximo una hora era la más adecuada debido a la variabilidad de la radiación solar y el enfoque de previsión inmediata propuesto. En cuanto a la cantidad de imágenes pasadas que tienen en cuenta las capas de LSTM, como máximo la red tiene de referencia la hora anterior para la siguiente predicción. Las imágenes se escalaron a 224 x 224 debido a los requisitos de imágenes de entrada del modelo *EfficientNet-B0*. A pesar de que las imágenes originales eran ligeramente rectangulares (3280 x 2464), se decidieron ajustarlas a un tamaño de 224 x 224 debido a las limitaciones del modelo *EfficientNet-B0*, sacrificando calidad.

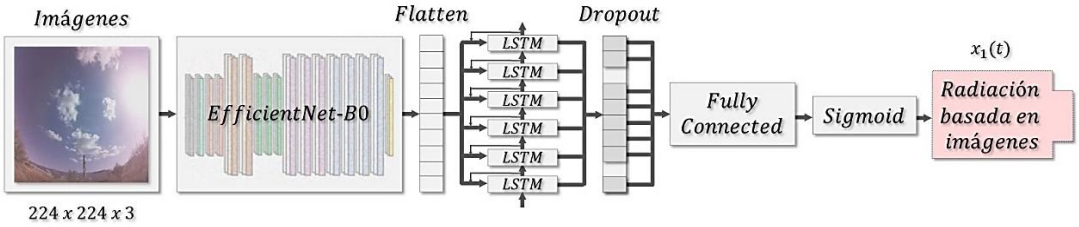


Fig. 5. Red neuronal híbrida CNN-LSTM usando la arquitectura de *EfficientNet-B0*

EfficientNet-B0 utiliza convoluciones de 1x1, 3x3 y 5x5 y ha demostrado un rendimiento adecuado. Las salidas de la CNN-LSTM se normalizaron entre 0 y 1 con una función sigmoide, ya que estandarizando (proceso de escalar la distribución de los datos, siendo la media igual a 0 y su desviación estándar igual a 1) resultaba inadecuado.

Entrenamiento y validación de los modelos de predicción

El algoritmo de optimización se basa en el método del Descenso de Gradiente Estocástico con Momento (SGDM) debido a la estabilidad demostrada en términos de convergencia y su eficiencia en cuanto al uso de recursos de memoria en comparación con otras alternativas como por ejemplo el algoritmo Adam. SGDM, una variante del algoritmo del descenso de gradiente estocástico, incorpora un parámetro conocido como "*momentum*", el cual se estableció en su valor típico de 0.9. Este valor ha demostrado ser efectivo para acelerar la convergencia del proceso de entrenamiento y actualizar los gradientes en cada paso.

La tasa de aprendizaje se estableció en 0.05 para regular la adaptación de los pesos de la red en cada iteración, mientras que se seleccionó un tamaño de lote de 64 con el objetivo de optimizar el uso de la RAM. En cuanto al número de *epochs*, varió de manera específica en cada experimento, oscilando entre 20 y 80. Un componente crítico del modelo es la función de *dropout*, utilizada para desactivar el 20% o el 30% de las capas neuronales para evitar el sobreajuste, el cual fue reducido mediante su aplicación.

Se seleccionaron días completos al azar para la construcción del modelo, asignando el 70% de los datos para entrenamiento, el 20% para validación y el 10% para el conjunto de pruebas. Esta estratificación, derivada de un proceso experimental minucioso, garantiza un equilibrio adecuado entre las etapas de entrenamiento, validación y evaluación final del modelo, asegurando así su robustez.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Esta sección presenta los resultados derivados de los experimentos detallados en la sección anterior. Se han generado un total de doce modelos, seis para día despejado y otros seis para días parcialmente nublados, cubriendo predicciones que van desde diez minutos hasta una hora con intervalos de diez minutos. Para evaluar la idoneidad de cada modelo, se realizó un análisis estadístico, considerando índices como el Error Absoluto Medio (MAE, del inglés *Mean Absolute Error*) y el coeficiente de correlación de Pearson (R), pero principalmente se ha evaluado el rendimiento para extraer conclusiones comparando el

Error Cuadrático Medio Normalizado (NRMSE, del inglés *Normalised Root Mean Square Error*). Además, se han incorporado los resultados gráficos para un día de los conjuntos de datos de prueba para cada condición meteorológica, como se muestra en la Fig. 6.

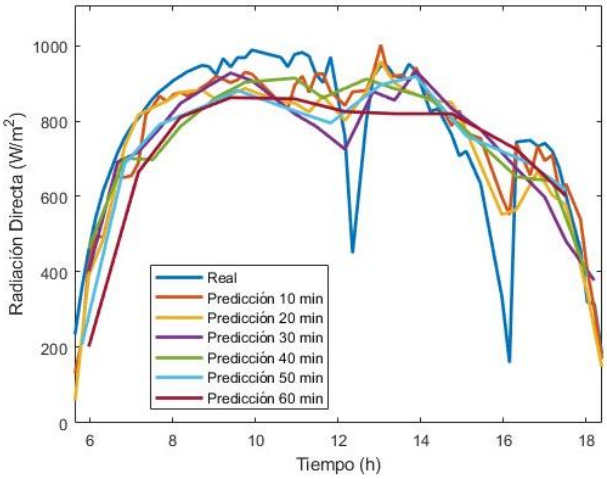


Fig. 6a. Modelo para días despejados

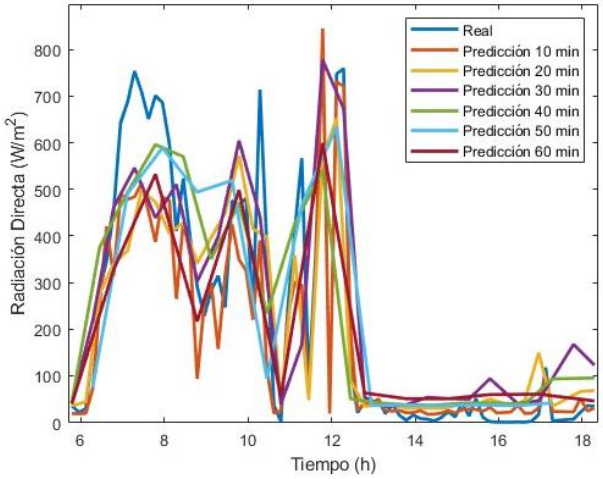


Fig. 6b. Modelo para días parcialmente nublados

Fig. 6. Modelos de predicción para días despejados y parcialmente nublados

La evaluación de las predicciones de los modelospresentados en la Fig. 6 revela una compleja dinámica en la radiación solar directa, lo que constituye un desafío considerable para los algoritmos de predicción. Estas fluctuaciones inherentes a la DNI pueden ser difíciles de capturar y prever de manera precisa, ya que las variaciones, debido al paso de nubes, resultan abruptas, presentando obstáculos significativos en la identificación de patrones consistentes por parte de los modelos predictivos.

Sin embargo, es en el análisis numérico donde se revela plenamente la magnitud de esta variabilidad. Al examinar las Tablas 1 y 2, se constata que los índices de NRMSE oscilan entre el 20 y el 25%, dependiendo del modelo específico considerado. Es importante destacar que, como era de esperar, los modelos muestran un desempeño ligeramente superior en la predicción de días despejados en comparación con días parcialmente nublados. Esto se debe a que, en condiciones de cielo despejado, la radiación solar directa llega a la superficie terrestre con pocas incidencias atmosféricas, lo que facilita su predicción en comparación con los días con cobertura nubosa variable.

Cabe destacar que no existe una discrepancia excesiva entre los modelos con un horizonte de predicción de diez minutos y una hora, analizándolo desde el punto de vista numérico con los índices estadísticos. Esto se explica mejor al observar la Fig. 6, donde todos los modelos parecen capturar tendencias generales y patrones de comportamiento a más largo plazo, en lugar de enfocarse en fluctuaciones menores.

Tabla 1. Resultados obtenidos con la red neuronal híbrida CNN-LSTM para días despejados

Paso de predicción	DNI máxima (W/m^2)	N	$NRMSE$ (%)	MAE (W/m^2)	R
10 min	1017,297	1460	21,992	105,653	0,696
20 min	1015,103	730	21,696	106,161	0,696
30 min	1015,103	486	21,638	107,228	0,698
40 min	1015,103	365	21,777	113,595	0,686
50 min	1010,908	292	21,670	117,092	0,697
60 min	1015,103	243	20,525	115,497	0,713

Tabla 2. Resultados obtenidos con la red neuronal híbrida CNN-LSTM para días parcialmente nublados

Paso de predicción	DNI máxima (W/m^2)	N	$NRMSE$ (%)	MAE (W/m^2)	R
10 min	958,353	821	22,959	125,866	0,720
20 min	955,251	410	21,892	130,224	0,724
30 min	950,812	273	23,374	136,342	0,713
40 min	955,251	205	22,907	136,654	0,700
50 min	943,024	164	25,482	151,250	0,641
60 min	950,812	136	25,358	153,329	0,651

Algunas de las dificultades que estos modelos podrían estar teniendo, sería en la comprensión de la estación del año. Existen diferencias significativas en la cantidad de radiación directa registrada durante los solsticios de invierno y verano, así como en los equinoccios. Uno de los factores que influyen en ello es la mayor duración de las horas de luz solar, y por tanto de la radiación, durante un día.

Además, es crucial considerar la localización de los ensayos en Almería, España, donde se observan niveles notablemente más elevados de radiación solar durante los solsticios de verano en contraste con los del invierno. Por ejemplo, dada una mayor frecuencia de días parcialmente nublados durante el solsticio de invierno debido a la ubicación geográfica de los ensayos, es probable que las predicciones de radiación para tales días durante el solsticio de verano reflejen valores inferiores a la realidad.

Pese a las dificultades evidenciadas, todos los modelos consiguen capturar la dinámica fluctuante de la radiación solar directa, obteniendo unos resultados de gran utilidad que permiten comprender y prever la DNI en el intervalo máximo de una hora.

CONCLUSIONES

El aumento de la preocupación por el cambio climático ha impulsado significativamente la integración de energías renovables en nuestras rutinas diarias. En este contexto, la energía solar emerge como una protagonista clave de esta integración. Sin embargo, para asegurar una gestión efectiva de los recursos y la estabilidad del sistema eléctrico, resulta imperativo contar con pronósticos precisos de la radiación solar haciendo uso de técnicas relacionadas con la previsión inmediata o *nowcasting*.

En este estudio, se han desarrollado varios modelos que combinan distintas arquitecturas de redes neuronales mediante el uso de imágenes capturadas en la PSA, permitiendo una clasificación detallada de diferentes escenarios meteorológicos: despejado y parcialmente nublado. Los resultados usando exclusivamente imágenes del cielo, resultan todo un reto hoy en día, obteniéndose un rendimiento considerablemente bueno.

Los índices de rendimiento muestran que los modelos logran una precisión notable en las predicciones cada 10 minutos, con un NRMSE aproximado del 22 % en ambos escenarios considerados. Sin embargo, al ampliar el horizonte de predicción a una hora el NRMSE de los modelos, concretamente en el caso de los diseñados para días parcialmente nublados, asciende hasta el 25 %, siendo las predicciones horarias generalmente las menos precisas.

En futuras investigaciones, se planteará la exploración de estrategias para mejorar el desempeño de los modelos mediante la integración de imágenes satelitales junto con las del cielo, así como la consideración de variables numéricas. Estos enfoques multimodales, actualmente están siendo objeto de estudio en diversas investigaciones, ofreciendo la oportunidad de fusionar datos de distintas naturalezas, aportando nuevas perspectivas y aumentando la precisión de las predicciones. Dichas predicciones adquieren una relevancia particular para instalaciones como CESA-I, donde la exactitud en la predicción de la DNI es esencial para el funcionamiento óptimo de su campo solar compuesto por 300 helióstatos. La implementación exitosa de estas mejoras supondría un avance significativo en la investigación y aplicación de las energías renovables, contribuyendo a un futuro más sostenible y eficiente en términos energéticos.

AGRADECIMIENTOS

Este trabajo es parte del proyecto de I+D+i TED2021-131655B-I00, y ha sido realizado gracias a la financiación por AEI/10.13039/501100011033/ y “Unión Europea NextGenerationEU”. Asimismo, este trabajo ha sido parcialmente financiado por Proyecto del Plan Nacional I+D+i PID2021-126805OB-I00 (proyecto HELIOSUN) financiado por Ministerio de Ciencia e Innovación.

REFERENCIAS

Ogliari, E., Sakwa, M., & Cusa, P. (2024). Enhanced Convolutional Neural Network for solar radiation nowcasting: All-Sky camera infrared images embedded with exogeneous parameters. *Renewable Energy*, 221, 119735. https://doi.org/10.1016/j.renene.2023.119735.

Zamarbide-Ducun, I. (2014). Predicción de radiación solar a corto y medio plazo. Trabajo Fin de Máster, Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales y de Telecomunicación, Universidad Pública de Navarra. Recuperado de https://hdl.handle.net/2454/12164

Rodríguez-Benítez, F. J., López-Cuesta, M., Arbizu-Barrena, C., Fernández-León, M. M., Pamos-Ureña, M. Á., Tovar-Pescador, J., Santos-Alamillos, F. J., & Pozo-Vázquez, D. (2021). Assessment of new solar radiation nowcasting methods based on sky-camera and satellite imagery. *Applied Energy*, 292, 116838. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.116838.

Ciucci, M. (2023). Fichas temáticas sobre la Unión Europea. *La Energía Renovable* [Ficha temática]. Recuperado el 29 de abril de 2024, de https://www.europarl.europa.eu/factsheets/es/sheet/70/la-energia-renovable

Deng, J., Dong, W., Socher, R., Li, L.-J., Li, K. & Fei-Fei, L. (2009) ImageNet: A large-scale hierarchical image database, *IEEE Conference on Computer Vision and Pattern Recognition*, Miami, FL, USA (pp. 248-255), https://doi.org/10.1109/CVPR.2009.5206848.

Tan, M., & Le, Q. (2019). Efficientnet: Rethinking model scaling for convolutional neural networks. *International Conference on Machine Learning*, pp. 6105–6114, PMLR.

Suárez-García, A., Díez-Mediavilla, M., Granados-López, D., González-Peña, D., & Alonso-Tristán, C. (2020). Benchmarking of meteorological indices for sky cloudiness classification. *Solar Energy*, 195, 499–513. https://doi.org/10.1016/j.solener.2019.11.060

Abad-Alcaraz, V., Castilla Nieto, M. D. M., Álvarez Hervás, J. D., Carballo, J. A., & Bonilla, J. (2023). Desarrollo de modelos de predicción de radiación solar mediante técnicas de machine learning. In *XLIV Jornadas de Automática* (pp. 382-387). Universidade da Coruña. Servizo de Publicacións.

Li, D. H. W., & Lam, J. C. (2001). An analysis of climatic parameters and sky condition classification. *Building and Environment*, 36(4), 435-445. https://doi.org/10.1016/S0360-1323(00)00027-5

Meizoso-López, M. C. (2012). Distribución de la irradiación solar global, directa y difusa, en la ciudad de A Coruña. Tesis Doctoral. Universidade da Coruña. Instituto Universitario de Xeoloxía. http://hdl.handle.net/2183/12357

CLASIFICACIÓN DE BASES DE DATOS DE RADIACIÓN SOLAR LIBRES

López-Mateos L.*, Ferrera-Cobos F.**, Navarro A. A.**, Wane O.**, Riveros-Rosas D.***, Giancola E.**, Valenzuela R. X.**, Zarzalejo L. F.**

*Departamento frío-mecánica. Colegio Salesiano San Luis Rey, Avda. María Auxiliadora 2.

14700 Palma del Río, España.

**División de Energías Renovables. Centro de Investigaciones, Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT), Av. Complutense 40. 28040 Madrid, España.

***Instituto de Geofísica, Universidad Nacional Autónoma de México, Av. Universidad #3000. Coyoacán, 04510, (Ciudad de México) México.

RESUMEN

En este trabajo se analizan distintas bases de datos de radiación solar de libre acceso: NASA, SARAH-2 y ERA5 para los valores de medida horarios y se incorporó la base de datos SIAR a las anteriores para comparación de valores diarios, el objetivo es comparar la fiabilidad de las distintas bases de datos de libre acceso con una base de datos radiométricos de referencia (Red GeoPAR-CIEMAT). El estudio comparativo se realiza en cinco localizaciones en las provincias de Álava, Albacete, Lugo, Salamanca y Zaragoza; una por cada una de las cinco regiones correspondientes a la zonificación solar INM-CTE. Todos los datos fueron filtrados y posteriormente analizados estadísticamente, obteniendo el coeficiente de determinación (R^2), Mean Bias Deviation (MDB), Root Mean Square Deviation (RMSD) y Cumulative Distribution Function (CDF). NASA presentó en todos los casos buenos valores estadísticos y baja dispersión, pero SARAH-2 sería la mejor opción excepto para Lugo. Ambas bases de datos ofrecen resultados satisfactorios para la radiación solar en España. SIAR no se ajusta bien para valores diarios, pero puede ser útil para obtener la radiación neta anual.

PALABRAS CLAVE: Energía solar, Radiación global, Fiabilidad, SARAH-2, NASA, ERA5, GeoPAR

ABSTRACT

In this study, various freely accessible solar radiation databases were analyzed: NASA, SARAH-2 and ERA5 for hourly measurements values and the SIAR database was incorporated to the previous ones for comparison of daily values. The objective is to compare the reliability of the different open access databases with a reference radiometric database (GeoPAR-CIEMAT Network). The comparative study was conducted in five Spanish locations of Álava, Albacete, Lugo, Salamanca, and Zaragoza; one for each of the five regions corresponding to the INM-CTE solar zoning. All data were filtered and subsequently

statistically analyzed, obtaining R2, Mean Bias Deviation (MBD), Root Mean Square Deviation (RMSD) and Cumulative Distribution Function (CDF). NASA consistently showed good statistical values and low dispersion, while SARAH-2 emerged as the preferred option except for Lugo. Both databases yield satisfactory results for solar radiation in Spain. SIAR does not fit well for daily values but may be useful for obtaining annual net radiation.

KEYWORDS: Solar Energy, Global radiation, Reliability, SARAH-2, NASA, ERA5, GeoPAR

INTRODUCCIÓN

Los esfuerzos de investigación se centran en encontrar fuentes de energía libres de emisiones para satisfacer la demanda energética mundial, dado el impacto ambiental de las fuentes fósiles. El Acuerdo de París y las recomendaciones del Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático buscan limitar el calentamiento global a 1.5°C, lo que requiere reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y alejarse de las fuentes fósiles (Sengupta et al., 2021). La energía solar destaca entre las renovables por ser limpia, segura y abundante, sin agotar recursos ni generar emisiones. Sus tecnologías son versátiles y escalables, adaptándose a diversas aplicaciones como sistemas aislados, autoconsumo o plantas de producción conectadas a la red (Tsoutsos et al., 2005).

Todos y cada uno de estos sistemas tienen diferentes requisitos de ubicación y capacidades de producción diferentes, lo que subraya la importancia de la información precisa sobre la disponibilidad del recurso solar. La necesidad de disponer de información relativa al recurso solar disponible resulta imprescindible en todas y cada una de las fases en las que se estructura un proyecto de aprovechamiento de la energía solar. En función del tipo de sistema y fase del proyecto en la que nos encontremos, los datos de radiación solar necesarios tendrán un mayor o menor nivel de definición, resolución espacio-temporal, calidad, etc. Durante las denominadas fases de pre-viabilidad y viabilidad la información que pueda obtenerse de cualquier tipo de base de datos disponible es fundamental. El nivel de información requerido en estas fases es el más elemental, pero resulta imprescindible para abordar el proyecto en cuestión; con estos datos podremos valorar la variabilidad temporal del recurso, realizar una primera estimación de la producción, definir estrategias estacionales de operación, etc. (Lakatos et al., 2011).Tradicionalmente la información utilizada en estas fases procedía de los denominados “Atlas solares” (en la mayoría de los casos en formato impreso) sin embargo, en los últimos años, empieza a ser frecuente encontrar datos formando parte de lo que se denomina “bases de datos de acceso libre”.

La falta de acceso a esta información o su baja calidad puede obstaculizar el análisis financiero y de viabilidad del proyecto, lo que subraya la importancia de las bases de datos accesibles y digitalizadas. En el caso de que se tenga la fortuna de poder acceder a información de diversas fuentes (datos redundantes) es preciso valorar la calidad de los datos disponibles de manera que se pueda elegir, en cada caso, la fuente más adecuada para el desarrollo (Machado & Miranda, 2015; Mekhilef et al., 2011).

Este trabajo se enfoca en el estudio de la radiación solar global sobre superficie horizontal y su principal objetivo será la evaluación comparativa de la calidad de la información proporcionada por diferentes bases de datos de acceso libre respecto a una base de datos de referencia proporcionados por CIEMAT.

METODOLOGÍA

Las bases de datos de radiación solar evaluadas corresponden a registros en estaciones radiométricas o estimaciones a partir de imágenes de satélite. Las estaciones ofrecen precisión pero tienen limitaciones espaciales y temporales, mientras que las imágenes satelitales cubren áreas extensas. Para buscar información en estas bases, se considera el

organismo que gestiona los datos, las variables medidas, la calidad de la medición, periodo temporal disponible, resolución espacio-temporal y otras informaciones disponibles.

Para la cualificación de las bases de datos se aplicarán distintas técnicas estadísticas (CDF, RMSD, MBD…) y análisis gráfico que permitan identificar comportamientos/tendencias estacionales y/o zonales.

El periodo de evaluación elegido corresponde al año 2020. La selección de emplazamientos para la realización de este estudio corresponden a cada una de las cinco zonas definidas en las Zonificación Solar en España (INM / CTE 2011).

Estaciones radiométricas de referencia (Red GeoPAR)

Las localizaciones se sitúan en las provincias de Vitoria (I), Lugo (II), Salamanca (III), Zaragoza (IV) y Albacete (V). Se utilizarán cinco estaciones radiométricas del proyecto GeoPAR (CGL2016-79284-P AEI/FEDER/UE): Albacete-ITAP, Lugo-USC, Salamanca-CIALE, Álava-NEIKER y Zaragoza-Aula Dei (ver Tabla 1). Estas estaciones ofrecen datos de irradiancia global horizontal (GHI), radiación fotosintéticamente activa (PAR), temperatura del aire y humedad relativa. Los datos tienen una resolución temporal de minutos y cubren desde el 1 de enero de 2020 hasta el 31 de diciembre de 2020 (Ferrera-Cobos et al., 2021).

Bases de datos evaluadas

En este trabajo se van a comparar distintas estimaciones a partir de imágenes de satélite: SARAH-2 (Pfeifroth et al., 2019), ERA5 (https://www.ecmwf.int) y NASA (https://power.larc.nasa.gov/). Por otro lado, se valorarán los datos radiométricos de la Red SIAR (https://servicio.mapa.gob.es/websiar/) correspondientes a las estaciones más cercanas a las seleccionadas en la Red GeoPAR; la Tabla 1 muestra su localización geográfica.

Tabla 1. Estaciones radiométricas de la Red GeoPAR y Red SIAR

ZONA	Red GeoPAR				Red SIAR			
	Estación	Lat. (º N)	Long. (º W)	Alt. (m)	Estación	Lat. (º N)	Long. (º W)	Alt. (m)
I	Álava-NEIKER	42.85	2.62	520	Álava-BU102	42.73	2.71	562
II	Lugo-USC	43.00	7.54	447	Lugo-LU01	43.21	7.40	400
III	Salamanca-CIALE	40.98	5.72	777	Salamanca-SA102	40.77	5.54	813
IV	Zaragoza-AulaDei	41.73	0.81	226	Zaragoza-Z11	41.63	0.88	215
V	Albacete-ITAP	39.04	2.08	698	Albacete-AB08	39.11	2.00	696

En la Figura 1 se presenta la localización espacial de las estaciones radiométricas de las redes GeoPAR y SIAR. Puede apreciarse claramente la proximidad entre las estaciones seleccionadas.



Figura 13. Localización de las estaciones radiométricas evaluadas

Pretratamiento de los datos

Una vez descargados los registros de todas las bases de datos correspondientes al año 2020, junto con los datos de referencia proporcionados por el CIEMAT, se procede a un pretratamiento de los datos para las cinco ubicaciones durante el año consistente en:

- Sincronización de registro temporal. La referencia temporal elegida para todos los datos recopilados será el "Tiempo Solar Verdadero".
- Análisis de calidad y filtrado de los datos en función de los criterios BSRN (Mc. Arthur, 2004).
- Selección de registros horarios correspondientes a elevaciones solares superiores a 7º. Solo se valorarán aquellos datos para los que el disco solar completo supere la línea del horizonte.

Análisis estadísticos

Una vez filtrados los datos, se procedió a realizar un análisis estadístico de los mismos para sus valores horarios y los diarios, utilizando siempre los datos del CIEMAT como referencia, de esta forma se obtuvieron los valores de R^2, MDB (Ec. 1), RMSD (Ec. 2), las curvas CDF los gráficos de residuos:

$$\mathrm{MBD} = \left[\frac{1}{N}\sum_{m=1}^{N}(I_{DB} - I_{REF})\right] \qquad (1)$$

$$\mathrm{RMSD} = \left[\frac{1}{N}\sum_{m=1}^{N}(I_{DB} - I_{REF})^2\right]^{1/2} \qquad (2)$$

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

A continuación presentaremos los principales resultados obtenidos tras el análisis de datos horarios y, posteriormente, comentaremos los resultados para registros diarios.

Valoración de registros horarios

A modo de resumen de resultados estadísticos, presentamos en Tabla 2 los estadísticos MBD y RMSD para todas las localizaciones seleccionadas y modelos de estimación elegidos. Destacar que la desviación media que presenta el modelo NASA es la menor para todas las zonas estudiadas; respecto al RMSD es el modelo SARAH-2 el que ofrece mejores resultados para todas las localizaciones. Posteriormente comentaremos ubicación por ubicación los resultados obtenidos.

Tabla 2. Parámetros estadísticos para los valores horarios (Wm^{-2}).

	ERA5	SARAH-2	NASA	PROVINCIA	ZONA
MBD	13.60	12.55	1.09	Álava	I
RMSD	1.26	0.66	0.98		
MBD	15.50	24.43	4.89	Lugo	II
RMSD	0.82	0.58	1.97		
MBD	-0.15	3.77	1.77	Salamanca	III
RMSD	1.06	0.42	1.04		
MBD	22.33	23.36	2.51	Zaragoza	IV
RMSD	1.18	0.50	0.67		
MBD	7.12	10.17	2.30	Albacete	V
RMSD	0.82	0.50	0.86		

Álava (Zona I)

La BBDD SARAH-2 presenta un mejor valor de RMSD y R^2 que NASA y ERA5, con una menor desviación y una mayor concordancia con los datos de referencia (ver Tabla 2 y Figura 14).

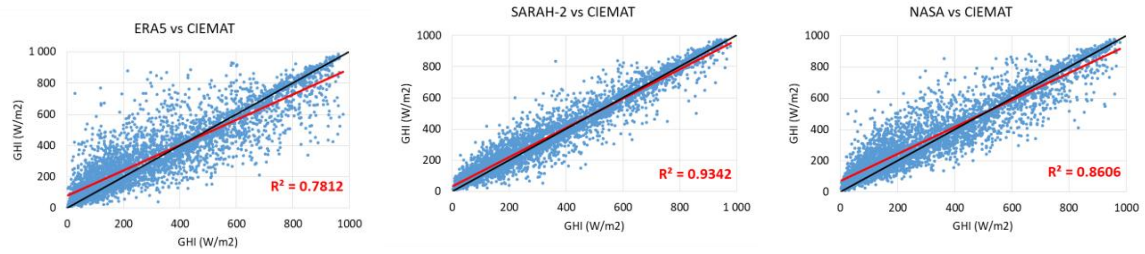


Figura 2. Valores GHI horarios estimados por cada modelo frente a GHI de referencia en Álava.

Desde el punto de vista de las funciones de distribución acumulada (CDF), podemos ver en la Figura 3 como prácticamente todos los modelos analizados son estadísticamente indistinguibles y proporcionan valores muy próximos a los valores de referencia.

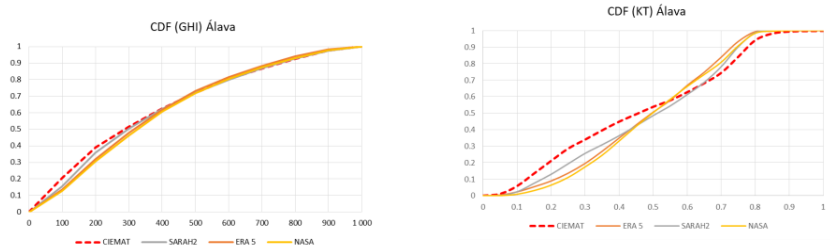


Figura 3. Gráfica CDF en Álava (GHI y KT).

Lugo (Zona II)

Tal y como sucedía en Álava, los datos horarios facilitados por el modelo SARAH-2 presentan los mejores valores de RMSD y R^2 (ver Tabla 2 y Figura 4).

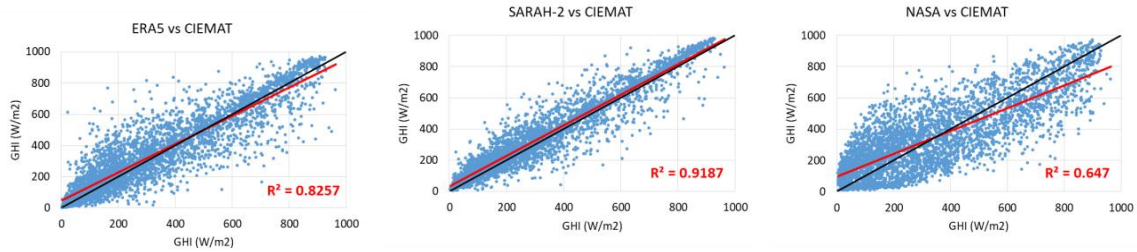


Figura 4. Valores GHI horarios estimados por cada modelo frente a GHI de referencia en Lugo.

De la misma manera, desde el punto de vista de las funciones de distribución acumulada (CDF), los resultados obtenidos son muy similares a los mostrados en la Figura 3 para Álava, destacando en este caso la peor correlación de los datos obtenidos de NASA. Por cuestiones de limitación de espacio omitimos las gráficas CDFs correspondientes a Lugo.

Salamanca (Zona III)

De igual forma que en anteriores zonas, los datos horarios facilitados por el modelo SARAH-2 para Salamanca presentan los mejores valores de RMSD y R^2 (ver Tabla 2 y Figura 5). Respecto a las funciones de distribución acumulada (CDFs) constatar que estadísticamente no se aprecian diferencias entre los diferentes modelos analizados y la serie de referencia. Por cuestiones de limitación de espacio omitimos las gráficas CDFs correspondientes a Salamanca.

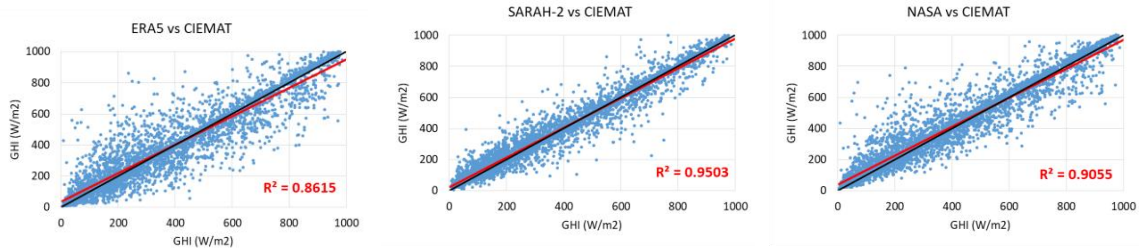


Figura 5. Valores GHI horarios estimados por cada modelo frente a GHI de referencia en Salamanca.

Zaragoza (Zona IV)

En el caso de la comparativa en Zona IV se repiten las observaciones anteriores en términos de MBD y RMSD (Tabla 2) y se observa (Figura 6) una elevada correlación entre las tres bases de datos evaluadas.

Del mismo modo que en las zonas anteriormente valoradas, las funciones de distribución acumulada (CDFs) apenas se aprecian diferencias estadísticas entre las series de estimaciones analizadas y la serie de referencia. Omitimos las gráficas CDFs correspondientes a Zaragoza por cuestiones de limitación de espacio.

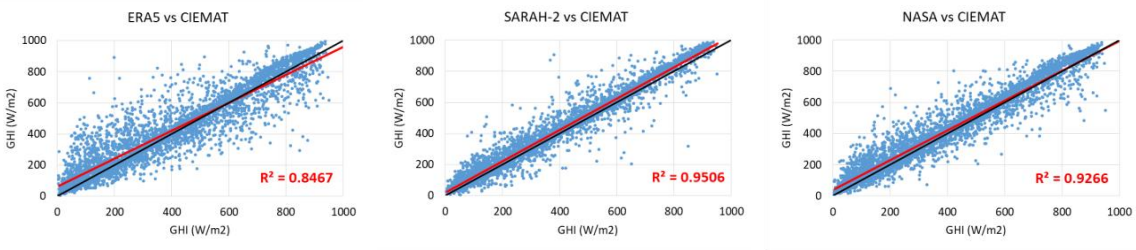


Figura 6. Valores GHI horarios estimados por cada modelo frente a GHI de referencia en Zaragoza.

Albacete (Zona V)

Para Albacete se observa una alta correlación en todos los casos obteniendo un mejor resultado el modelo SARAH-2 (Figura 7); este modelo es el mejor valorado en función del RMSD, siendo el modelo NASA el que presenta, como en anteriores localizaciones, un mejor MBD (Tabla 2). Las funciones de distribución acumulada (CDFs) en este caso vuelven a mostrar mínimas diferencias respecto a los datos de referencia. Omitimos las gráficas CDFs correspondientes a Albacete por cuestiones de limitación de espacio.

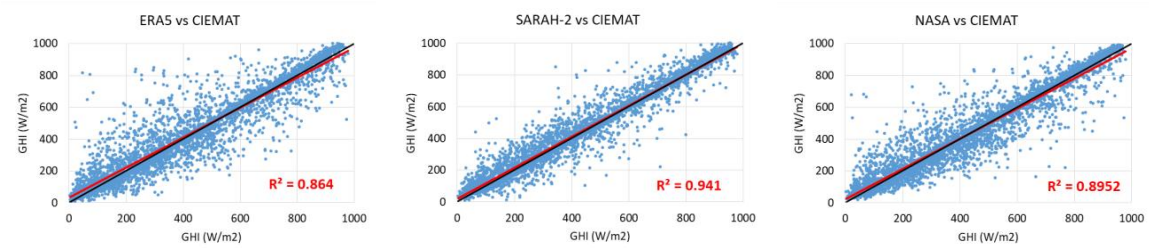


Figura 7. Valores GHI horarios estimados por cada modelo frente a GHI de referencia en Albacete.

Valoración de registros diarios

Como ya hicimos en el caso de la valoración de datos horarios, presentamos en la Tabla 3 un resumen de los resultados estadísticos obtenidos. En este caso se añade una nueva base de datos al análisis, la ya presentada base de datos de la Red SIAR que nos ofrece únicamente datos GHI diarios. Para el resto de fuentes analizadas se ha procedido al cálculo de la radiación horaria acumulada durante cada día.

Señalar que los datos correspondientes a la estación meteorológica de la Red SIAR “Lugo-LU01” (ver Tabla 1) presentan un periodo de 141 días faltantes por lo que, para la valoración

del resto de bases de datos en esta localización, se ha procedido a eliminar los correspondientes registros de las bases de datos ERA5, SARAH-2 y NASA.

Tabla 3. Parámetros estadísticos para los valores diarios (Wm^2).

	ERA5	SARAH-2	NASA	SIAR	PROVINCIA	ZONA
MBD	152.57	137.80	263.56	193.00	Álava	I
RMSD	0.42	0.19	0.37	0.23		
MBD	236.43	284.58	114.35	-332.31	Lugo	II
RMSD	0.30	0.17	0.27	0.42		
MBD	-3.95	42.83	129.53	176.49	Salamanca	III
RMSD	0.27	0.11	0.21	0.18		
MBD	241.40	252.01	245.69	175.88	Zaragoza	IV
RMSD	0.59	0.21	0.32	0.08		
MBD	74.57	111.59	28.96	82.99	Albacete	V
RMSD	0.33	0.32	0.32	0.38		

Álava (Zona I)

Al tratarse de valores de radiación total diaria, los valores de MBD son mayores para todas las localidades. En esta localidad, destacar que los mejores resultados obtenidos corresponden a los datos estimados por la metodología SARAH-2 (ver Tabla 3).

Respecto a la correlación existente (Figura 8) también es SARAH-2 la base de datos que proporciona mejores resultados pero en este caso son muy próximos a los resultados obtenidos para los datos de la Red SIAR y los datos de la NASA.

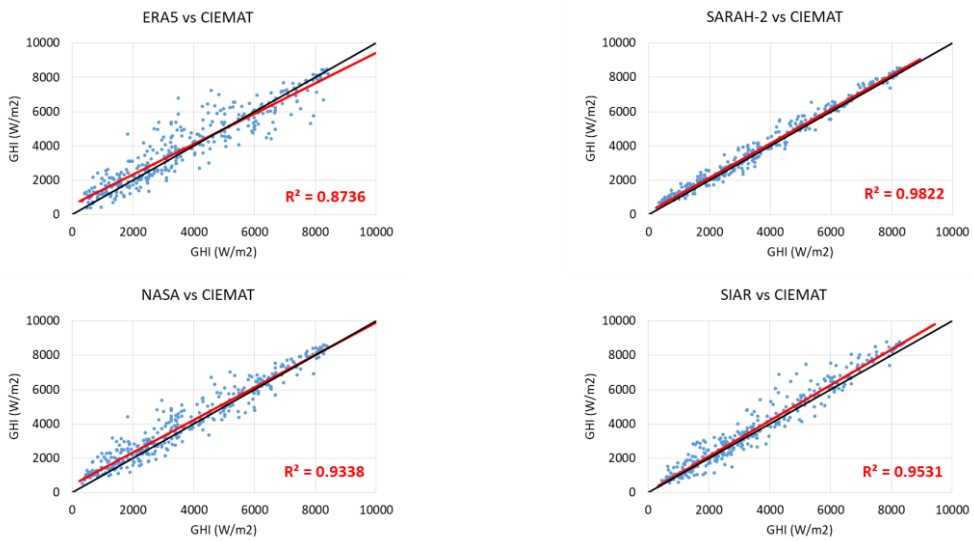


Figura 8. Valores GHI diarios estimados por cada modelo frente a GHI de referencia en Álava.

Lugo (Zona (II)

En Lugo y respecto al RMSD, SARAH-2 también presenta los mejores resultados, siendo destacable que el peor valor y de signo opuesto al resto de modelos corresponde a los valores de la Red SIAR. Recordamos que la comparación en esta localidad se ha realizado con 141 registros menos que en el resto de localidades y advertir que los valores inexistentes corresponden a los meses de primavera; en términos de MBD los mejores valores son los proporcionados por NASA (ver Tabla 3).

También es SARAH-2 el modelo que presenta una correlación más elevada (Figura 9).

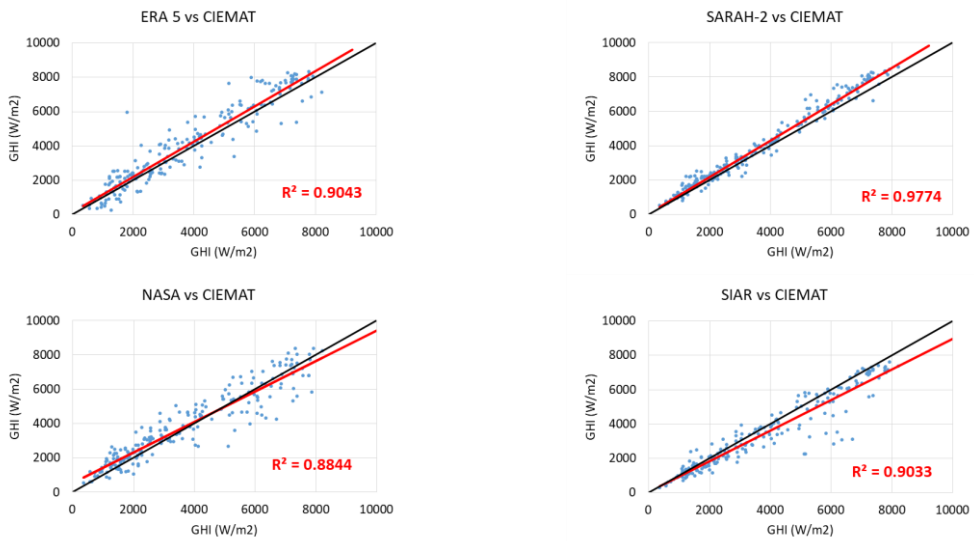


Figura 9. Valores GHI diarios estimados por cada modelo frente a GHI de referencia en Lugo.

Salamanca (Zona III)

En Salamanca también es el modelo SARAH-2 el que presenta mejores resultados al RMSD, sin embargo, respecto al MBD los mejores valores son los proporcionados por el modelo de ERA5 que, en este caso, tiene un valor muy pequeño y de signo negativo frente al resto de modelos que sobrestiman (ver Tabla 3).

Respecto a la correlación existente (Figura 10) también es SARAH-2 la base de datos que proporciona mejores resultados sin embargo, en este caso todos los resultados obtenidos son muy parecidos entre si, con valores de R^2 superiores a 0.93.

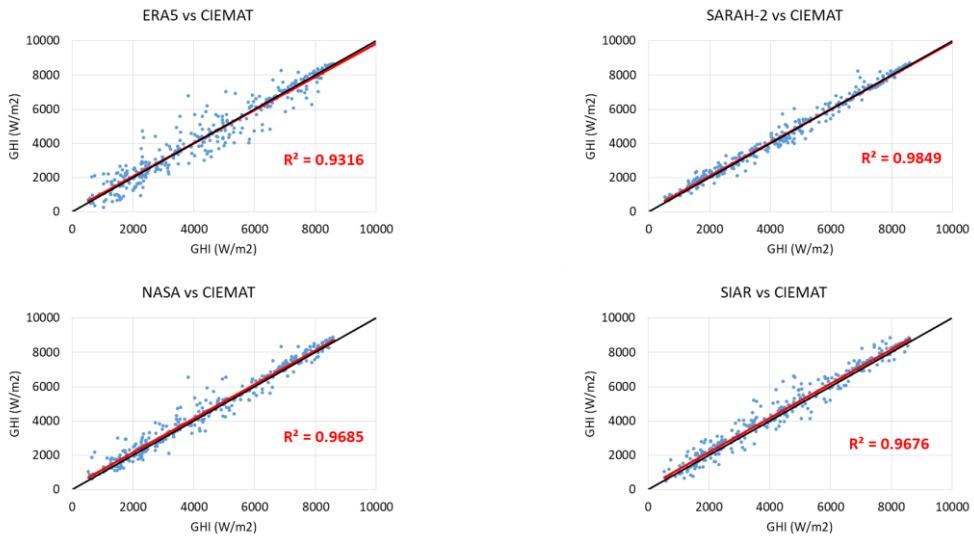
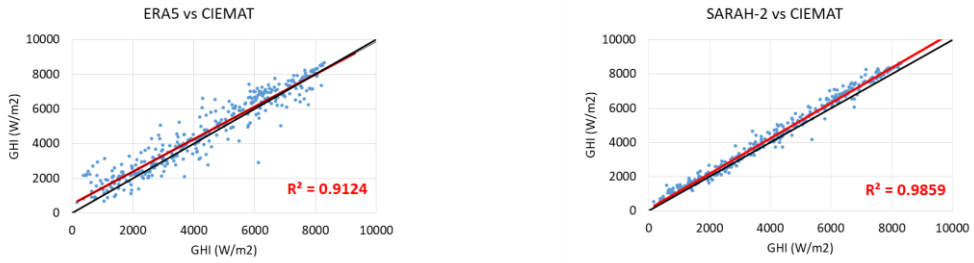


Figura 10. Valores GHI diarios estimados por cada modelo frente a GHI de referencia en Salamanca.

Zaragoza

En el caso de Zaragoza llama la atención que es la única ubicación en que el mejor ajuste en función del RMSD lo proporcionan los datos de la Red SIAR (y no SARAH-2 como en las otras cuatro localidades). También es la Red SIAR la que ofrece mejores resultados en términos de MBD (Tabla 3).

Respecto a la correlación, tanto la base datos SARAH-2 como SIAR ofrecen unos resultados muy similares (R^2~ 0.98) según podemos apreciar en la Figura 11.



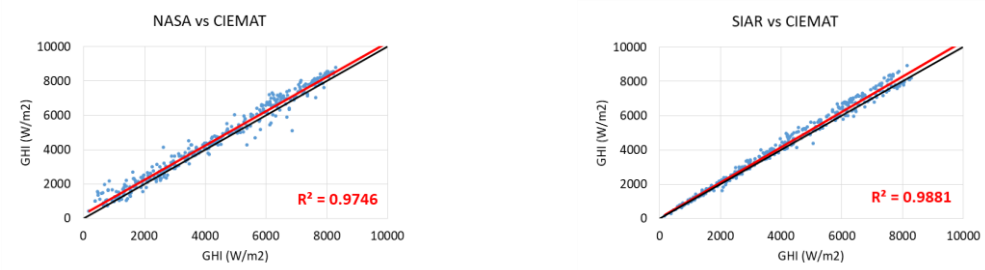


Figura 11. Valores GHI diarios estimados por cada modelo frente a GHI de referencia en Zaragoza.

Albacete

En esta ubicación los valores de RMSD son muy similares para todos los modelos analizados siendo en cualquier caso SARAH-2 y NASA los mejores (0.32 en ambos casos). Respecto al valor MBD el mejor valor lo obtenemos con los datos de la NASA y el peor para los valores de SARAH-2 (Tabla 3).

Los valores de correlación obtenidos son los peores de todas las series analizadas (R^2 en torno a 0.8), siendo en cualquier caso la Red SIAR la que proporciona el mejor valor (ver Figura 12).

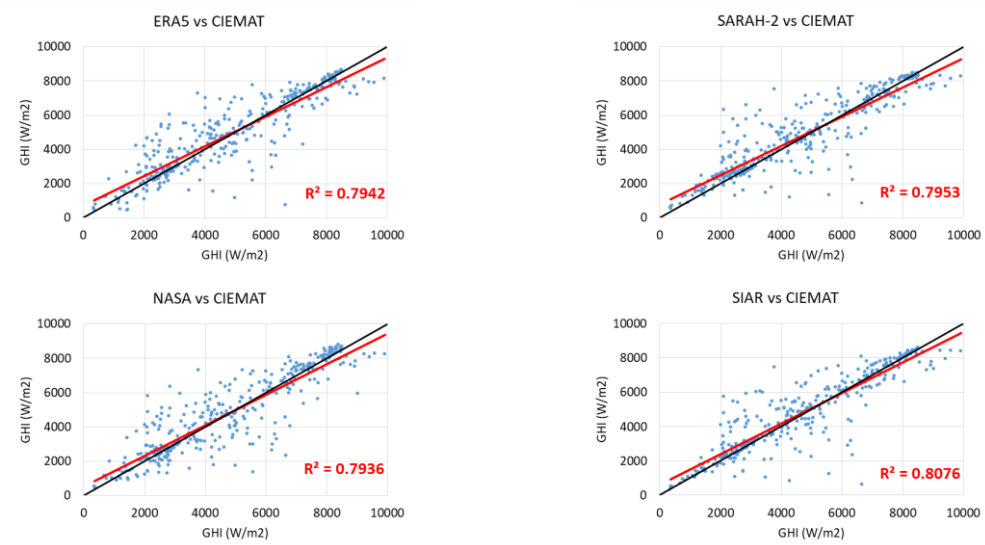


Figura 12. Valores GHI diarios estimados por cada modelo frente a GHI de referencia en Albacete.

CONCLUSIONES

A lo largo del estudio de cinco ubicaciones distintas cada una de ellas localizada en una zona solar diferente, se observó que, en términos generales la base de datos SARAH-2 muestra un mejor comportamiento tanto en valores horarios como diarios. No se aprecia una tendencia de mejora clara de los distintos modelos en las diferentes zonas si bien algunas de las estaciones radiométricas analizadas están muy próximas al límite entre zonas.

Como línea de trabajo futura, sería muy interesante ampliar el periodo de estudio y hacerlo extensivo a otras estaciones/localizaciones en las distintas zonas solar.

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen las facilidades dadas para la instalación de la red de estaciones a: Escola Politécnica Superior de Lugo (USC), Instituto Vasco de Investigación y Desarrollo Agrario (NEIKER), Estación Experimental de Aula Dei (CSIC), Centro Hispanoluso de Investigaciones Agrarias (CIALE-USAL), Instituto Técnico Agronómico Provincial de Albacete (ITAP) y al Instituto Andaluz de Investigación y Formación Agraria, Pesquera, Alimentaria y de la Producción Ecológica (IFAPA). Nada de esto hubiera sido posible sin la financiación recibida por el Ministerio de Economía, Industria y Competitividad (MINECO) [Proyecto CGL2016-79284-P AEI/FEDER/UE] y el Ministerio de Ciencia e Innovación (MICIN) [Proyecto PID2020-114873RA-C33 AEI/10.13039/501100011033].

REFERENCIAS

Ferrera-Cobos, F., Vindel, J. M., Wane, O., Navarro, A. A., Zarzalejo, L. F., & Valenzuela, R. X. (2021). Combination of Models to Generate the First PAR Maps for Spain. *Remote Sensing*, *13*(23), 4950. https://doi.org/10.3390/rs13234950

Lakatos, L., Hevessy, G., & Kovács, J. (2011). Advantages and Disadvantages of Solar Energy and Wind-Power Utilization. *World Futures*, *67*(6), 395–408. https://doi.org/10.1080/02604020903021776

Machado, C. T., & Miranda, F. S. (2015). Photovoltaic Solar Energy: A Briefly Review. *Revista Virtual de Química*, *7*(1). https://doi.org/10.5935/1984-6835.20150008

McArthur, L. J. B., 1-4-2004. Baseline Surface Radiation Network (BSRN). Operations manual V2.1. Serie: World Climate Research Programme. Secretariat of the World Meteorological Organization, Geneva (Switzerland).

Mekhilef, S., Saidur, R., & Safari, A. (2011). A review on solar energy use in industries. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *15*(4), 1777–1790. https://doi.org/10.1016/j.rser.2010.12.018

Proyecto Geopar (Desarrollo de una red de medida, modelización, base de datos y servicio web de mapas de radiación fotosintéticamente activa - CGL2016-79284-P). Plan Nacional de I+D 2016 del Ministerio de Economía, Industria y Competitividad.

Proyecto URBAN-TherCOM (A novel comprehensive strategy for modelling outdoor thermal comfort and energy demand in urban area - PID2020-114873RA-C33 AEI/10.13039/501100011033). Plan Nacional de I+D+i 2020 del Ministerio de Ciencia e Innovación.

Pfeifroth U., Trentmann J. & Kothe S. (2019) Validation report Meteosat Solar Surface Radiation and Effective Cloud Albedo Climate Data Record. SARAH-2.1 climate data records.

Sengupta, M., Habte, A., Wilbert, S., Gueymard, C. y Remund, J. (2021). *Best Practices Handbook for the Collection and Use of Solar Resource Data for Solar energy Applications: Third Edition*. Report IEA-PVPS T16-04:2021. International Energy Agency

Tsoutsos, T., Frantzeskaki, N., & Gekas, V. (2005). Environmental impacts from the solar energy technologies. *Energy Policy*, *33*(3), 289–296. https://doi.org/10.1016/S0301-4215(03)00241-6

DESCARBONIZAR MICRO/MINI-REDES ATRAVÉS DA COMPLEMENTARIEDADE DA PRODUÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA E EÓLICA

Couto A*, Cardoso J.P.*, Simões T.*, Estanqueiro A.*, Stevanato N.**, Mereu, R.**

*Unidade de Energias Renováveis e Integração de Sistemas de Energia, Laboratório Nacional de Energia e Geologia (LNEG), I.P., Estrada do Paço do Lumiar nº22, Lisboa, 1649-038 Portugal, antonio.couto@lneg.pt, joao.cardoso@lneg.pt, teresa.simoes@lneg.pt, ana.estanqueiro@lneg.pt

**Politecnico di Milano (POLIMI), via Lambruschini, 4 – 20156 – Milano, Italia,

nicolo.stevanato@polimi.it, riccardo.mereu@polimi.it

RESUMEN/RESUMO

Este trabalho apresenta uma metodologia para determinar a capacidade instalada ótima de fontes de energia renováveis variáveis no tempo, numa mini-rede selecionada, e avaliar o potencial destas tecnologias para satisfazer o consumo de eletricidade, permitindo reduzir a dependência de geradores alimentados por combustíveis fósseis. A capacidade ótima é identificada com base na exploração estratégica da sinergia eólica e solar fotovoltaica (FV) para atender à procura de eletricidade, neste caso, para substituir a produção com geradores a diesel. Para este efeito, neste trabalho, explora-se o uso de diferentes ângulos de azimute e inclinação dos sistemas solares fotovoltaicos fixos (convencionais e bifaciais), bem como sistemas com seguimento para criar um portfólio de geração ideal. Os resultados preliminares obtidos destacam que é necessário diversificar a orientação dos painéis solares e explorar a energia eólica para evitar vários períodos com excesso de produção e, consequentemente, corte de geração. Apesar de ser necessário continuar a desenvolver este trabalho, os resultados mostram que o uso dos geradores a diesel pode ser significativamente reduzido, especialmente durante o período diurno.

PALABRAS CLAVE/PALAVRAS-CHAVE: Energia Solar Fotovoltaica, Energia Eólica, Sistemas híbridos, Complementaridade de Recursos, Mini-redes

ABSTRACT

This work presents a methodology to determine the optimal share of variable renewable energy sources (vRES) in a selected mini-grid, and evaluate its ability to satisfy electricity demand, allowing to reduce dependence on generators using fossil fuel. The optimal share is identified based on the strategic exploitation of wind and solar photovoltaic (PV) synergies to meet electricity demand, in this case, to replace the production from diesel generators. To this end, in this work, the use of different azimuth and tilt angles for solar PV systems (conventional and bifacial) as well as tracking systems to create an ideal mix is explored. The preliminary results obtained highlight that it is necessary to diversify the

orientation of solar panels and explore wind energy to avoid several periods of generation outages. Although it is necessary to continue developing this work, the results show that the use of diesel generators can be significantly reduced, especially during the day.

KEYWORDS: Photovoltaic Solar Energy, Wind Energy, Hybrid Renewable Systems, Resources Complementarity, Mini-grids

INTRODUÇÃO

O acesso à eletricidade é considerado um dos atributos básicos da vida moderna. Este acesso é essencial para a produção de bens e serviços e a garantia de uma melhor qualidade de vida. A realidade é que, em África, o acesso à eletricidade é ainda muito reduzido em vários países, e a qualidade do fornecimento quer ao setor de serviços quer ao setor doméstico é ainda extremamente precário. Este facto é motivado por vários fatores, entre eles a escassez e robustez da infraestrutura elétrica, motivando cortes frequentes do fornecimento de eletricidade nas zonas em que esta já existe (Mensah, 2024).

Vários esforços têm vindo a ser feitos nos últimos anos, por via, por exemplo, da criação dos objetivos de desenvolvimento sustentável (SDG) pelas Nações Unidas, neste caso o SDG7 (*Ensure access to affordable, reliable, sustainable and modern energy for all*), tendo-se já verificado alguns resultados positivos nesta matéria por parte de vários países Africanos (Jayachandran, Gatla, Rao, et al., 2022). Ainda assim, de acordo com o CSIS *(Center for Strategic & International Studies)*, sem uma intervenção significativa, o fornecimento de energia em África não irá acompanhar a procura provocada pelo crescimento populacional, desenvolvimento urbanístico e crescimento económico, sendo que, até 2050 se prevê que África contenha 5 dos 8 países mais populosos do mundo (Baskaran e Coste, 2024).

O recurso a fontes de energias renováveis (FER), tem-se revelado como uma das soluções para a problemática da energia, havendo, no entanto, ainda, um longo caminho pela frente. De acordo com Agência Internacional de Energia para além do recurso a FER, um dos caminhos para aumentar o acesso à eletricidade em países africanos até 2030 passa pela implementação de sistemas de produção de energia descentralizados isolados e mini-redes, estimando que por estas vias, se conseguirá chegar a quase 60% das habitações atualmente sem eletricidade, especialmente em áreas rurais, onde reside o maior problema (IEA, 2023). Adicionalmente, garantir o acesso a opções modernas de energia limpa terá um impacto na vida das pessoas devido às novas oportunidades económicas e empregos, ao empoderamento dos cidadãos, à melhoria da educação, da saúde e dos serviços financeiros, e comunidades mais sustentáveis e inclusivas, enquanto contribui para mitigar o impacto das mudanças climáticas (ESMAP, 2022; USAID e Africa Power, 2021).

Desta forma, as mini-redes surgem como uma solução eficiente e económica para fornecer energia nas áreas rurais, podendo ser flexíveis e modulares, e, futuramente, integradas na rede nacional (Zebra, van der Windt, Nhumaio, et al., 2021). O interesse crescente por este tipo de redes surge da necessidade de oferecer uma alternativa à rede elétrica convencional e impulsionar o crescimento da geração de energia distribuída, com destaque para as FER variáveis no tempo, como as tecnologias solar fotovoltaica (FV) e eólica, e a integração de sistemas de armazenamento. Adicionalmente, os custos associados as estas tecnologias diminuíram significativamente nos últimos anos, tornando as mini-redes ainda mais atrativas para a eletrificação em áreas rurais (Mbinkar, A. Asoh, Tchuidjan, et al., 2021).

No entanto, FER variáveis no tempo, como a energia solar FV e eólica, são dependentes das condições atmosféricas e, como tal, apresentam uma elevada variabilidade espacial e temporal. Esta característica acarreta vários desafios para a integração segura e robusta dessas fontes no sistema de energia/mini-rede. Assim, para integrar adequadamente as

FER variáveis no tempo numa mini-rede, é crucial, entre outros, explorar a capacidade dessas tecnologias em reduzir a produção de eletricidade com combustíveis fósseis, contribuindo para a descarbonização deste tipo de redes e, simultaneamente, criar sinergias para mitigar as limitações inerentes às diferentes tecnologias. Efectivamente, se estrategicamente instaladas podem igualmente reduzir a necessidade de medidas de flexibilidade. Tal pode ser alcançado através da complementaridade da geração, *i.e.*, a combinação sinérgica dos diferentes perfis de geração das FER (Couto e Estanqueiro, 2020).

Este trabalho propõe uma metodologia para identificar estrategicamente as capacidades ótimas a instalar de tecnologia solar FV e eólica para atender à procura de energia elétrica numa mini-rede. Em específico, pretende-se identificar a capacidade destas FER substituírem a geração proveniente de geradores que usam combustíveis fósseis (diesel) numa mini-rede em Faza (localizada no Quénia). A metodologia, baseada num modelo de otimização, explora a produção de energia eólica e diferentes perfis de produção de energia solar FV, considerando soluções fixas dos painéis solares (tradicionais e bifaciais) com vários ângulos de inclinação e azimute, e ii) soluções com seguimento - um eixo e dois eixos.

DADOS E METODOLOGIA PARA EXPLORAR ESTRATEGIACAMENE AS FER VARIÁVEIS NO TEMPO

Na Figura 1 apresenta-se um diagrama esquemático dos principais passos da metodologia desenvolvida. Como representado na Figura 1, a metodologia proposta neste trabalho aborda apenas os aspetos de integração de energia eólica e solar FV numa mini-rede e os benefícios da exploração da complementaridade da geração FER variável no tempo. Não abrange outros aspetos relevantes, como custos económicos, área disponível para implementação dos sistemas, aspetos sociais de aceitação da integração das FER, tecnologias de armazenamento, etc., que também devem ser analisados em trabalhos futuros.

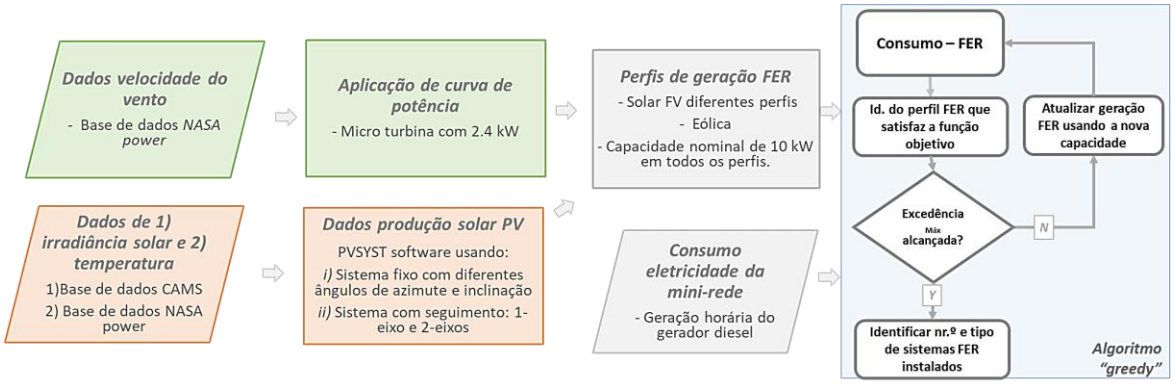


Fig. 1. Representação esquemática da metodologia aplicada no presente trabalho.

Dados

Neste trabalho, os dados referem-se todos a informação horária para o ano de 2022, uma vez que a campanha experimental de recolha de dados de consumo foi realizada para este

ano. De seguida apresenta-se uma breve descrição dos três conjuntos de dados usados ao longo do trabalho.

Para gerar os dados de energia eólica, foi utilizada a base de dados NASA power (https://power.larc.nasa.gov). Estes dados são derivados do produto de reanálises Modern Era Retrospective-Analysis for Research and Applications (MERRA-2) (Bosilovich, Akella, Coy, *et al.*, 2015). Dadas as especificações técnicas do modelo de aerogerador utilizado (SkyStream de 2.4 kW), os dados foram obtidos para os 20 metros acima do nível do solo. Nesse sentido, foram obtidos os dados de velocidade do vento para os 10 e 50 metros, de forma a determinar o coeficiente de extrapolação vertical para os 20 metros. Posteriormente, aplicou-se a curva de potência do aerogerador selecionado para calcular a potência eólica. Para alcançar um valor próximo de 10 kW, assume-se a instalação de 4 mini-turbinas eólicas em cada iteração. Importa referir que a utilização de uma curva de potência de referência, como a utilizada neste estudo, fornece uma relação quantitativa ideal entre o par velocidade do vento e potência eólica disponibilizado pelo fabricante. Embora a interação entre vários aerogeradores instalados numa distância reduzida entre si e a influência de outros parâmetros meteorológicos possam reduzir o potencial eólico disponível, optou-se por não considerar esses efeitos neste estudo, adotando-se um cenário ideal.

A energia solar FV foi estimada com base i) nas componentes da radiação solar da base de dados CAMS (https://www.soda-pro.com/web-services/radiation/cams-radiation-service) e ii) na temperatura do ar da base de dados NASA power. Os respetivos perfis de geração (Tabela 1) foram calculados através de uma simulação realizada com o *software* PVSYST, considerando painéis fotovoltaicos de silício monocristalino mono e bifaciais típicos e considerando diferentes ângulos de inclinação e azimute para a fixação dos módulos solares (incluindo sistemas seguidores), visando a obtenção de diferentes perfis de produção elétrica (ex.: maximizando a produção anual, a produção em diferentes estações do ano, etc.). Assumiu-se que uma capacidade total de pico de 10 kW seria instalada em cada iteração.

O consumo de eletricidade, que será necessário satisfazer usando FER variáveis no tempo, corresponde aos valores da geração diesel verificada na mini-rede de Faza no ano de 2022 e que satisfez o consumo de toda a mini-rede. Estes dados foram recolhidos com resolução de 30 minutos e convertidos em dados com resolução horária.

Algoritmo de otimização "*greedy*"

Atualmente, existem diversos fatores que afetam e limitam o crescimento da capacidade de energia renovável, entre os quais: preocupações ambientais, segurança energética e objetivos políticos. Em situações multi-objetivo, é importante perceber que se podem otimizar diversas opções. Assim, torna-se relevante decidir antecipadamente que peso (ou importância) atribuir a cada objetivo para criar uma solução viável. O presente trabalho centra-se apenas na forma como a energia eólica e solar podem criar sinergias para satisfazer a procura de eletricidade, através da instalação estratégica de tecnologias de conversão de fontes de energia renováveis com diferentes perfis de geração. Para

determinar o portfólio, baseado em FER variáveis no tempo, mais adequado para satisfazer o consumo recorreu-se a um algoritmo de otimização "ganancioso" (do termo inglês *greedy*) (Vince, 2002). Este algoritmo é especialmente útil para problemas de otimização com funções objetivas lineares, devido à sua simplicidade, quando comparado com outros algoritmos de otimização heurística que exigem um esforço computacional superior.

Este algoritmo, conforme descrito em detalhe (Couto e Estanqueiro, 2020), seleciona em cada etapa do processo de otimização, a opção mais favorável, i.e., a opção que permite cumprir com a função objetivo usada. Em específico, a partir dos dados da geração horária do sistema diesel (considerado como o consumo neste trabalho), o algoritmo assume que 10 kW são instalados incrementalmente em cada etapa e seleciona o perfil de geração de energia eólica ($PerfilEolica$) ou solar FV ($PerfilSolar$) que minimiza uma função objetivo predefinida. Neste caso, a função objetivo visa minimizar o uso anual da geração diesel (equação 1). O algoritmo finaliza quando, após identificada a quantidade otimizada de instalações de cada perfil (eólica - N_{PE} e solar FV - N_{PS}), a geração anual de energia renovável instalada ($FER_{Excedência}$) ultrapassa um limite ($Excedência_{máx.}$) da produção anual da geração diesel (Equação 2). Neste trabalho, foram testados diversos valores deste parâmetro do modelo, variando de 0% a 15%.

$$min\ ConsumoDiesel \tag{1}$$

Sujeita a:

$$100 \cdot \left(\sum_t \frac{FER_{Excedência}(t)}{GeraçãoDiesel(t)}\right) \leq Excedência_{máx.} \forall t \tag{2}$$

com:

$$ConsumoDiesel = \sum_{t=1}^{T} GeraçãoDiesel(t) - FER(t)\ \forall t \tag{3}$$

$$FER(t) = \sum_e \sum_{it} N_{PE}(it,e) \cdot PerfilEolica(t,e) + \sum_s \sum_{it} N_{PS}(it,s) \cdot PerfilSolar(t,s)\ \ \forall t, it, e, s \tag{3}$$

$$FER_{Excedência}(t) = \begin{cases} FER(t) - GeraçãoDiesel(t), if\ FER(t) > GeraçãoDiesel(t) \\ 0, if\ FER(t) \leq GeraçãoDiesel(t) \end{cases} \quad \forall t \tag{4}$$

$$FER, GeraçãoDiesel, FER_{Excedência}, N_{PE}, N_{PS} \in \mathbb{N}\Re \tag{5}$$

Nas equações anteriores os domínios dos índices são: para o tempo $t \in [t_1, t_2, \ldots, t_{8760}]$, número de sistemas instalados $it \in [it_1, it_2, \ldots, it_{1000}]$ para os perfis de produção eólica $e \in [w_1, w_2, \ldots, w_{100}]$ e solar FV $s \in [s_1, s_2, \ldots, s_{100}]$, respetivamente.

CARACTERIZAÇÃO DO CASO DE ESTUDO E PERFIS DE SOLAR FV E EÓLICA

A mini-rede em análise neste trabalho situa-se em Faza, no condado de Lamu (Quénia), com 6 000 utilizadores. Esta mini-rede tem uma capacidade instalada de pico de 0,9 MVA composta por quatro geradores a diesel que satisfazem na íntegra a procura de energia. Na Figura 2 apresenta-se a identificação geográfica da região em estudo e o perfil médio diário da geração diesel.

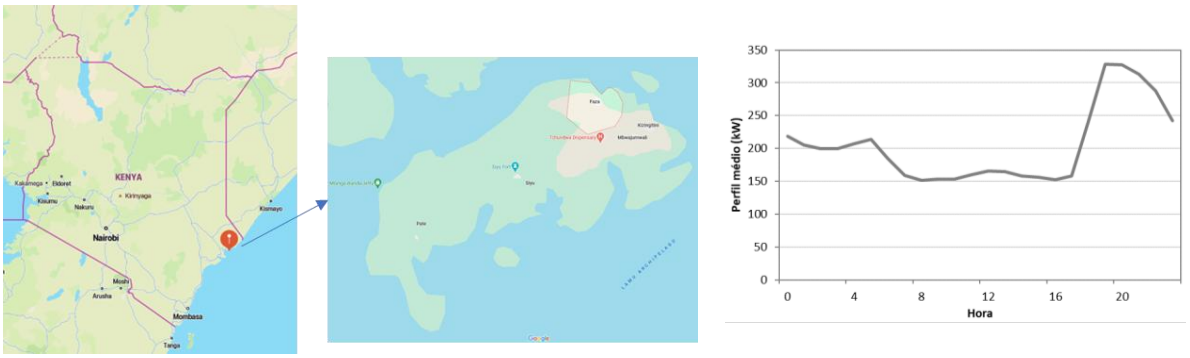


Fig. 2. Caracterização da mini-rede: a) localização e b) perfil médio diário da geração diesel.

Da Figura 2b) é possível verificar que, em média, a geração apresenta os valores mais elevados ao final da tarde (19:00-20:00 h) sendo este incremento associado ao consumo doméstico (e.g., preparação de refeições) e também à necessidade de iluminação. Por outro lado, os valores mais reduzidos de geração encontram-se no período da manhã (8:00 h).

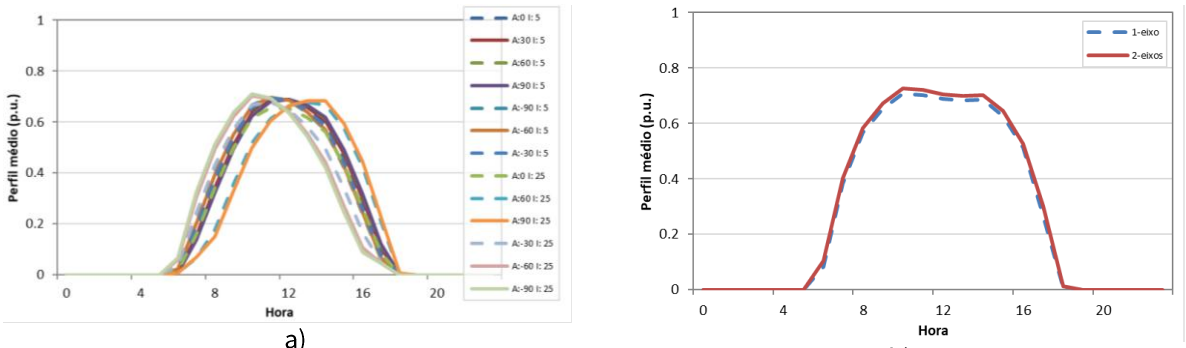
Os perfis de produção solar no caso dos painéis fixos foram obtidos para diferentes ângulos de azimute (A) e inclinação (I) dos painéis. Estes ângulos são apresentados na Tabela 1 para o caso da tecnologia fixa e na Tabela 2 para os sistemas com seguimento. A título de exemplo, na Figura 3, apresentam-se os perfis diários para algumas das opções analisadas neste trabalho. De acordo com a informação das tabelas 1 e 2, 38 perfis de produção foram analisados. Na Figura 3 é possível verificar a diversidade de perfis passiveis de serem aproveitados para suprimir o consumo, através da instalação dos sistemas com diferentes ângulos de azimute e inclinação. O valor máximo observado é similar entre as diferentes configurações, embora este varie na hora em que é atingido, sobretudo, de acordo com o ângulo de azimute (orientação) dos painéis. Na maioria dos perfis estudados o máximo observa-se por volta das 12:00 h. No entanto, é possível obter perfis de produção que atingem o seu máximo durante o período da manhã, e.g., A: -60º; I: 25º e A: -90º; I: 25º e outros perfis cujo pico produção, em média, são observados às 14:00 h, e.g., A: 90º; S: 25º e A: 60º; S: 25º. A potência média dos sistemas fotovoltaicos fixos corresponde a aproximadamente 20% da capacidade nominal instalada. Como esperado, os perfis baseados em tecnologia com seguimento conseguem capturar mais energia permitindo, em média, obter uma potência média de aproximadamente 27% da capacidade instalada. O sistema de 1-eixo consegue obter um perfil médio de geração similar ao do sistema com 2-eixos. Contudo, embora estas opções com seguimento possam aumentar a produção de eletricidade em comparação com os sistemas fixos tradicionais, este tipo de sistemas apresenta custos mais elevados de instalação e manutenção e fiabilidade devido à sua configuração mais complexa (Fahad, Islam, Islam, et al., 2019).

Tabela 1. Sistemas solares FV considerados para obtenção de perfis de geração (não seguidores).

Tecnologia Fixa		Tecnologia Fixa com ajuste sazonal		Tecnologia Fixa Bifacial	
Azimute (A)	Inclinação (I)	Azimute (A)	Inclinação (I)	Azimute (A)	Inclinação (I)
0º 30º 60º 90º -90º -60º -30º 0º 0º 30º 60º 90º -30º -60º -90º	5º 5º 5º 5º 5º 5º 5º 0º 25º 25º 25º 25º 25º 25º 25º	0º 30º 60º 90º	25º (Abril. – Setembro.) 0º (Outubro. – Março)	0º 30º 60º 90º -90º -60º -30º 0º -90 0º 0º 30º 60º 90º 60º -30º -90º	5º 5º 5º 5º 5º 5º 5º 90º 90 0º 25º 25º 25º 25º 25º 25º 25º

Tabela 2. Sistemas solares FV considerados para obtenção de perfis de geração (seguidores).

Tecnologia com seguimento		
Tipo de seguimento	Azimute (A)	Inclinação (I)
1-eixo (N-S) 2-eixos	0º 100º to 100º	-50º to 50º 0º to 85º

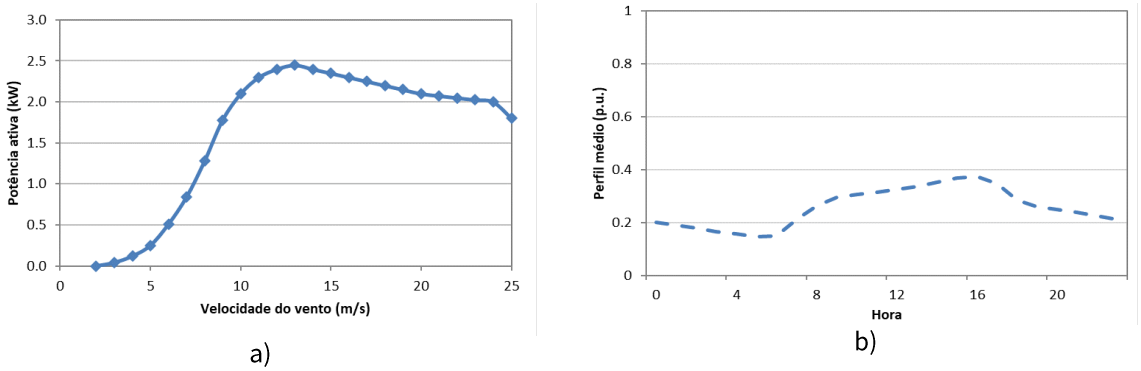


a) b)

Fig. 3. Perfil médio diário da geração solar FV para: a) alguns ângulos de azimute (A) e inclinação (I) usando tecnologia fixa e b) os sistemas com seguimento de um (N-S) e de dois eixos.

Na figura 4 apresenta-se a curva de potência do aerogerador em análise neste trabalho e o perfil médio diário de produção.

A Figura 4b) denota um perfil típico de regiões costeiras, com o valor máximo, em média, observado durante o período da tarde (16:00h). A potência média corresponde a aproximadamente 25% da capacidade nominal do aerogerador.



a) b)

Fig. 4. Curva de potência do aerogerador usada no presente trabalho e perfil médio diário de geração eólica.

PLANEAR A INSTALAÇÃO DA CAPACIDADE EÓLICA E SOLAR FV NA MINI-REDE DE FAZA

Numa primeira fase, verificou-se a capacidade de reduzir a geração usando os geradores diesel no caso onde apenas se instale capacidade solar FV usando a configuração (os ângulos de azimute e inclinação) dos painéis que maximizam a produção anual de energia solar. Esta é a abordagem comum na instalação desta tecnologia e é usada como referência ao longo do trabalho. Na Figura 4 é possível verificar o perfil diário da produção atual com tecnologia convencional subtraída da produção de FER variável no tempo.

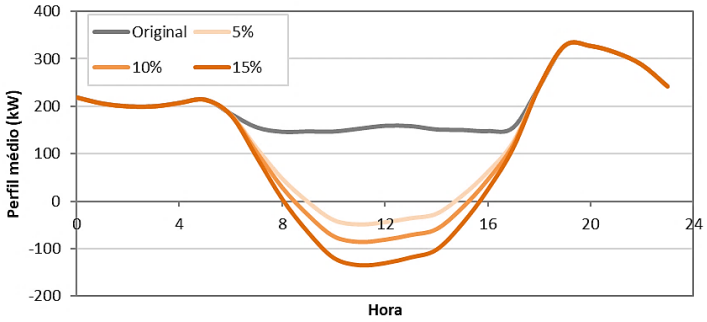


Fig. 4. Perfil médio diário do consumo líquido para diferentes valores de $Excedência_{máx.}$ (5%, 10% e 15%) usando a configuração (orientação e inclinação) dos painéis que garante o valor mais elevado de produção anual desta tecnologia – cenário de referência.

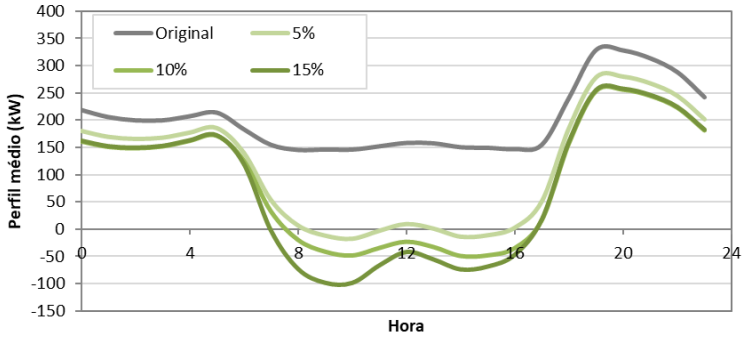
Um valor de excedente de 5% de geração solar FV anual face ao consumo inicial é alcançado com 280 kW de capacidade instalada. Como esperado, a redução na geração com diesel ocorre apenas em horas muito específicas do dia requerendo corte (curtailment) de geração solar. É ainda de realçar a existência de rampas horárias de potência muito significativas. Essas rampas de elevada magnitude podem levar a uma utilização menos eficiente (e mais poluente) dos geradores, sendo igualmente necessário avaliar se os geradores são capazes de responder a essas variações de forma eficaz.

A Figura 5 apresenta os resultados da aplicação da metodologia proposta, *i.e.*, a identificação da capacidade ótima de tecnologia eólica e solar FV para minimizar o uso anual do gerador convencional a diesel.

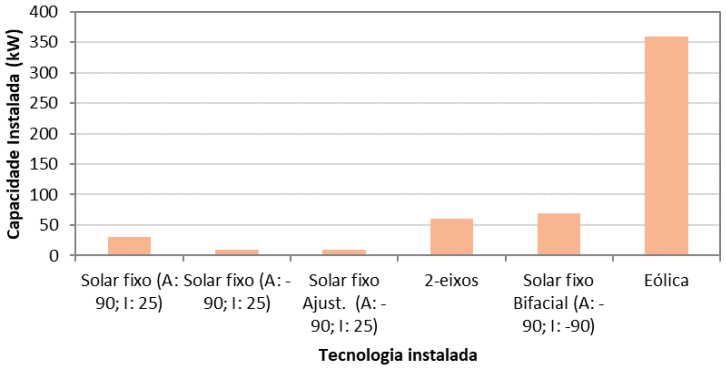
Os resultados da Figura 5 mostram que a energia eólica e solar fotovoltaica pode possibilitar a redução do uso do gerador a diesel, principalmente durante o dia. Para este caso de estudo, em particular, a metodologia destaca a necessidade de uma elevada capacidade de energia eólica, beneficiando da sua capacidade de produção durante o período noturno. Além disso, a instalação de capacidade solar fotovoltaica utilizando diferentes ângulos de azimute e inclinação, bem como sistemas bifaciais, também se mostra essencial para otimizar o perfil de geração ao longo do ano, garantindo uma melhor adaptação às condições específicas do consumo na mini-rede em análise. Assim, os resultados da Figura 5 realçam que uma abordagem estratégica na implantação de energia eólica e solar FV pode apresentar diversos benefícios, com destaque para a redução dos períodos de excedente de energia e nas variações horárias de rampas de potência, podendo contribuir para uma operação mais eficiente da mini-rede.

Na Figura 5b) é possível verificar a capacidade instalada considerando $Excedência_{máx.}$ igual a 15%. Nesta figura é possível verificar a elevada capacidade eólica instalada. Para um valor de $Excedência_{máx.}$ de 5%, a capacidade instalada identificada foi de 370 kW e para um excedente de 10%, a capacidade instalada foi de 470 kW.

A Figura 6 apresenta a redução na geração anual dos geradores a diesel para os dois cenários em análise.



a)



b)

Fig. 5. Perfil médio diário para diferentes valores de $Excedência_{máx.}$ usando a metodologia apresentada no presente trabalho - cenário otimizado.

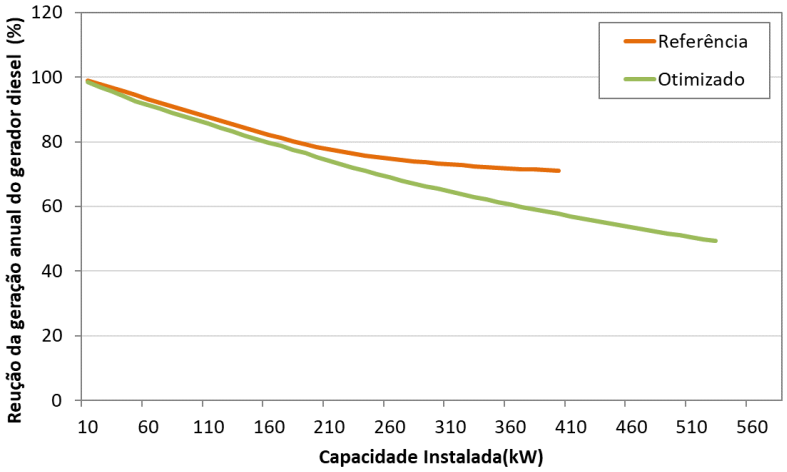


Figura 6. Representação esquemática da metodologia aplicada no presente trabalho.

Como esperado, é possível verificar que a exploração da instalação estratégica das tecnologias eólica e solar FV permite uma redução da necessidade de uso de geradores a diesel. A redução no uso dos geradores a diesel atinge um ponto de saturação após a instalação de aproximadamente 250 kW. Para um excedente de 10%, a redução anual de energia gerada pelo diesel é de: 28% no cenário de referência e 45 % no cenário com instalação otimizada de capacidade. Assim, a redução no uso de geração baseada em diesel

é muito mais significativa com a metodologia proposta. No gráfico, destaca-se uma diferença de aproximadamente 13 pontos percentuais para uma cpacidade instalada de 400 kW. De realçar que na figura, para a metodologia proposta, a capacidade instalada é superior uma vez que $Excedência_{máx.}$ apenas atinge os 15 % para uma capacidade instalada de 530 kW.

NOTAS FINAIS

Neste trabalho foi apresentada uma metodologia para identificar a capacidade mais adequada de energia eólica e solar fotovoltaica para suprimir a procura de energia numa mini-rede no Quénia. Diferentes ângulos de azimute e inclinação dos painéis e soluções com seguimento foram explorados para a tecnologia solar. Os resultados mostram que parte do consumo de energia pode ser satisfeito com base na energia eólica e solar fotovoltaica, mas são esperados níveis significativos de corte de produção renovável (*curtailment*), mesmo no cenário em que seja utilizada uma abordagem estrategicamente implementada. Para um excedente de 10% na geração eólica e solar em relação ao consumo, observa-se uma redução na energia produzida através dos geradores a diesel de 28% no cenário convencional e de 45% no cenário que emprega a metodologia de otimização proposta neste trabalho. Estes resultados sugerem que mesmo utilizando a solução proposta será necessário explorar soluções de armazenamento, como baterias, para lidar com os períodos de excesso de produção renovável para, posteriormente, fazerem face ao consumo de energia e, assim, alcançar uma descarbonização completa da mini-rede.

É importante ressalvar que esta metodologia concentra-se exclusivamente em explorar as sinergias entre as tecnologias eólica e solar fotovoltaica, sem considerar outros fatores cruciais, como custos, disponibilidade de terrenos, aceitação social e tecnologias de armazenamento, que devem ser investigados em trabalhos futuros.

Os indicadores do presente trabalho reforçam a importância de uma abordagem integrada e estratégica na expansão das energias renováveis, visando não apenas a maximização da geração de energia de fontes renováveis, mas também a minimização dos desperdícios e a garantia de uma operação segura e robusta das mini-redes.

FINANCIAMENTO

This work was funded by the European Union's Horizon 2020 Research and Innovation Programme through the LEAP-RE project (Grant Agreement no. 963530).

REFERÊNCIAS

Baskaran, G., e Coste, S. (2024). Achieving Universal Energy Access in Africa amid Global Decarbonization. Em CSIS Briefs (p. 12). Disponível em: https://csis-website-prod.s3.amazonaws.com/s3fs-public/2024-01/240131_Baskaran_Energy_Africa.pdf?VersionId=5H6XEl6W.3YisdwUoqotAo7aFeXIHLU3 (acedido em 10 Maio de 2024)

Bosilovich, M., Akella, S., Coy, L., Cullather, R., Draper, C., Gelaro, R., Kovach, R., Liu, Q., Molod, A., Norris, P., Wargan, K., Chao, W., Reichle, R., Takacs, L., Vikhliaev, Y., Bloom, S., Collow, A., Firth, S., Labow, G., … Suarez, M. (2015). MERRA-2 : Initial Evaluation of the Climate. NASA/TM–2015-104606/Vol. 43, NASA Technical Report Series on Global Modeling and Data Assimilation, September, 139.

Couto, A., e Estanqueiro, A. (2020). Exploring wind and solar PV generation complementarity to meet electricity demand. Energies, 13(6), 32–41. https://doi.org/10.3390/en13164132

ESMAP. (2022). Mini grids for hald a billion people - Market outlook and handbook for decision makers. Em Tech. Rep. (p. 322). Disponível em: https://pdf.usaid.gov/pdf_docs/PA00X8SK.pdf (acedido em 10 Maio de 2024)

Fahad, H. M., Islam, A., Islam, M., Hasan, M. F., Brishty, W. F., e Rahman, M. M. (2019). Comparative Analysis of Dual and Single Axis Solar Tracking System Considering Cloud Cover. 2019 International Conference on Energy and Power Engineering (ICEPE), 5. https://doi.org/10.1109/CEPE.2019.8726646

IEA. (2023). Guidebook for Improved Electricity Access Statistics. Em IEA report (p. 57). https://doi.org/10.1787/c85e7489-en

Jayachandran, M., Gatla, R. K., Rao, K. P., Rao, G. S., Mohammed, S., Milyani, A. H., Azhari, A. A., Kalaiarasy, C., e Geetha, S. (2022). Challenges in achieving sustainable development goal 7: Affordable and clean energy in light of nascent technologies. Sustainable Energy Technologies and Assessments, 53, 102692. https://doi.org/10.1016/j.seta.2022.102692

Mbinkar, E. N., A. Asoh, D., Tchuidjan, R., e Baldeh, A. (2021). Design of a Photovoltaic Mini-Grid System for Rural Electrification in Sub-Saharan Africa. Energy and Power Engineering, 13(03), 91–110. https://doi.org/10.4236/epe.2021.133007

Mensah, J. T. (2024). Jobs! Electricity shortages and unemployment in Africa. Journal of Development Economics, 167, 103231. https://doi.org/10.1016/j.jdeveco.2023.103231

USAID e African Union Power Africa. (2021). Unlocking Africa'S Mini-Grid Market Final Report Usaid Scaling Up Renewable Energy Program (Sure). Em Tech. Rep. (p. 76). https://pdf.usaid.gov/pdf_docs/PA00X8SK.pdf

Vince, A. (2002). A framework for the greedy algorithm. Discrete Applied Mathematics, 121(1–3), 247–260. https://doi.org/10.1016/S0166-218X(01)00362-6

Zebra, E. I. C., van der Windt, H. J., Nhumaio, G., e Faaij, A. P. C. (2021). A review of hybrid renewable energy systems in mini-grids for off-grid electrification in developing countries. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 144, 111036. https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111036

COMPARACIÓN ENTRE MÉTODOS DE CALIBRACIÓN DE PIRANÓMETROS EN EXTERIOR CONFORME A LA NORMA ISO 9846

Balenzategui J.L.*, Fabero F.*, Mejuto E.*, Silva J.P.*, Cuenca J.*, Martín R.**

*CIEMAT, Departamento de Energía, PVLab – Laboratorio de Energía Solar Fotovoltaica.

**CIEMAT, Subdir. Gral. Rel. Institucionales y Transferencia del Conocimiento, Unidad de Gestión de la Calidad

Avda Complutense, 40 – 28040 Madrid (España). Tel. +34 91 496 2509 | jl.balenzategui@ciemat.es

RESUMEN

Este trabajo muestra los resultados de la implementación de dos procedimientos de calibración de piranómetros frente a pirheliómetros en el PVLab-CIEMAT conformes a la norma ISO 9846 y su comparación con los obtenidos mediante la norma ISO 9847 (comparación entre piranómetros). Su correcta aplicación es muy importante de cara a la diseminación de la escala de irradiancia solar con trazabilidad a la referencia WRR con la mayor precisión y menor incertidumbre posible. Se han encontrado diferencias relativas entre las responsividades determinadas por los tres métodos que, mostrando una buena compatibilidad metrológica, exceden del límite del 1 % marcado como objetivo del laboratorio. Se han analizado las posibles fuentes de error de tipo sistemático, y se ha formulado la hipótesis de que la irradiancia difusa calculada a partir de un piranómetro de referencia sombreado podría estar subestimada. Entre las posibles causas estarían efectos angulares y de linealidad debidos a la diferencia entre las condiciones de operación durante su calibración (radiación global, alta irradiancia) y durante su operación sombreada (radiación difusa, baja irradiancia). Se ha sugerido la conveniencia de desarrollar métodos específicos de calibración de piranómetros para su uso específico en la medida de la irradiancia solar difusa.

PALABRAS CLAVE: Piranómetro, irradiancia solar, radiometría, metrología, calibración, trazabilidad

ABSTRACT

This work shows the results of the implementation of two calibration procedures for pyranometers vs pyrheliometers at PVLab-CIEMAT according to ISO 9846 Standard and their comparison with those obtained by ISO 9847 Standard (comparison between pyranometers). Their correct application is very important for the dissemination of the solar irradiance scale with traceability to the WRR with the highest accuracy and lowest possible uncertainty. Although showing a good metrological compatibility among them, relative differences exceeding 1 % have been found between the responsivities determined by the three methods, which exceeds the limit of 1 % set as the goal of the laboratory. Possible

sources of systematic error have been analyzed, and the hypothesis that the diffuse irradiance calculated from a shaded reference pyranometer might be underestimated has been analyzed. Possible causes could include angular and linearity effects due to the difference between the operating conditions during its calibration (global radiation, high irradiance) and during its operation shaded (diffuse radiation, low irradiance). It has been suggested the convenience of developing specific calibration methods of pyranometers for their specific use in the measurement of diffuse solar irradiance.

KEYWORDS: Pyranometer, solar irradiance, radiometry, metrology, calibration, traceability

INTRODUCCIÓN

La medida de la irradiancia solar integrada espectralmente (*braodband irradiance*) se realiza de forma convencional en la superficie terrestre mediante piranómetros (componente global hemisférica) y pirheliómetros (componente directa normal) (Balenzategui et al 2019). Piranómetros y pirheliómetros han sido tradicionalmente sensores de tipo termoeléctrico (termopilas), de carácter pasivo (no necesitan alimentación eléctrica DC), que generan una señal del orden de unos cuantos milivoltios cuando se exponen a la radiación solar. Su rango espectral típico es de entre 0,3 a 3 μm pero está determinado fundamentalmente por la transmitancia de la(s) cúpula(s) hemisférica(s) y/o de la ventana frontal. Para determinadas aplicaciones también se utilizan sensores de tipo fotoeléctrico (fotovoltaico), como células solares y fotodiodos, pero su ancho de banda espectral es más reducido que en los sensores termoeléctricos (p.ej., de 0,3 a 1,1 μm para detectores de silicio). Las versiones más modernas de todos estos radiometros incluyen sensores activos (con alimentación DC y salidas amplificadas en tensión o transducidas en lazos de corriente) y modelos digitales (con comunicación p.ej. mediante MODBUS sobre RS485, suministrando señales adicionales de temperatura, irradiancia solar corregida, etc).

La irradiancia solar se determina en estos instrumentos gracias a la dependencia lineal que existe entre la señal eléctrica de salida del sensor y la irradiancia solar recibida, que se expresa mediante su *responsividad R* (a veces llamada *sensibilidad S*), dada por ejemplo en $V \cdot W^{-1} \cdot m^2$. A veces se utiliza también su valor inverso, el *factor de calibración* (para el mismo sensor se expresaría en $W \cdot m^{-2} \cdot V^{-1}$). Algunos sensores, incluso pasivos, llevan circuitos internos de compensación para mejorar su linealidad y reducir la influencia de la temperatura de operación.

En cualquier caso, la influencia que diversos parámetros tienen en la precisión y en la incertidumbre de medida de la irradiancia solar con piranómetros y pirheliómetros está bien estudiada y permite establecer una clasificación metrológica para estos radiómetros en tres categorías (clases A,B,C) de acuerdo con la norma ISO 9060:2018. En el caso de los piranómetros estos factores de influencia sobre su responsividad, de tipo interno (características físicas) y externo (condiciones ambientales o de trabajo), son: *offsets* térmicos, linealidad, estabilidad temporal (deriva), tiempo de respuesta, ángulo de incidencia (respuesta coseno), ángulo de inclinación, coeficiente de temperatura, y sensibilidad espectral. De hecho, los fabricantes deben suministrar toda esta información en las hojas de características técnicas del instrumento. No obstante, la caracterización de cada piranómetro de forma individual para cada uno de esos factores es una tarea inviable en la práctica, y se suele caracterizar una pequeña muestra representativa para cada modelo de instrumento, estableciendo así su clase según ISO 9060.

Así, la forma fundamental para calibrar estos radiómetros (piranómetros, pirheliómetros, células solares) es mediante métodos de comparación frente a un patrón de referencia, midiendo ambos instrumentos bajo una misma fuente de iluminación (el Sol en condiciones de exterior, o lámparas artificiales en interior) en las mismas condiciones de trabajo. Los patrones de referencia están calibrados a su vez frente a instrumentos de igual o mayor nivel metrológico, realizándose la transferencia de la unidad ($W \cdot m^{-2}$) dentro

de una escala metrológica que garantiza su trazabilidad a una referencia primaria. A nivel internacional, la escala de irradiancia solar está referida por consenso a la llamada Referencia Radiométrica Mundial, WRR (*World Radiometric Reference*). Esta referencia y la realización práctica del $W \cdot m^{-2}$ con la mayor precisión y con la menor incertidumbre posible se consigue mediante un conjunto especial de patrones primarios, radiómetros absolutos de cavidad (ACR), denominado WSG (*World Standard Group*).

El primer estadio en la transferencia de la escala WRR desde el WSG se realiza de forma prioritaria a otros ACR con nivel metrológico equivalente, durante las intercomparaciones IPC (*International Pyrheliometer Comparison*) que se celebran cada cinco años en el centro PMOD/WRC (Davos, Suiza) bajo el auspicio de la WMO. A partir de ahí, la escala WRR se disemina a instrumentos de menor nivel metrológico, empezando por pirheliómetros de Clase A (según la clasificación ISO 9060) que se utilizan como patrones secundarios para la calibración de rutina de sensores, por ejemplo, para su uso en plantas solares y en estaciones meteorológicas. La Fig. 15 muestra un diagrama simple de la trazabilidad para la escala WRR siguiendo este esquema de trabajo (Balenzategui et al 2019, 2020). El procedimiento de calibración por comparación entre pirheliómetros está bien establecido en la normativa internacional (ISO 9059, ASTM E816-15) y es relativamente fácil de aplicar. Los resultados son mejores (en términos de precisión e incertidumbre) cuanto más parecidos son los sensores entre sí con respecto a sus características ópticas, térmicas y eléctricas. Un caso similar ocurre con la calibración entre piranómetros, cuyos procedimientos de calibración están muy bien definidos en sus distintas variantes (ISO 9847, ASTM E824-10).

Sin embargo, se puede afirmar que la escala de irradiancia solar con trazabilidad al WRR es fundamentalmente una escala pirheliométrica. Los patrones de referencia WSG son, en esencia, pirheliómetros. Como consecuencia, uno de los puntos clave en la diseminación de la escala es la transferencia de la unidad entre pirheliómetros y piranómetros. El principal problema radica no tanto en los propios sensores (en muchos casos los fabricantes usan las mismas termopilas) sino en las diferencias a nivel óptico y geométrico, tanto en los campos de visión (FOV, con ángulos sólidos de 5^o para pirheliómetros y de 180^o para piranómetros) como en la distribución espacial y espectral de la radiación solar con la que trabajan (directa normal frente a global hemisférica). A pesar de que los distintos métodos de calibración de piranómetros frente a pirheliómetros están también recogidos en la normativa (ISO 9846, ASTM G167-00), su aplicación no es tan sencilla como en los métodos de comparación de las otras normas (ISO9059, ISO 9847, etc) y las diferencias señaladas provocan resultados no siempre compatibles o consistentes entre los distintos métodos y sus realizaciones prácticas.

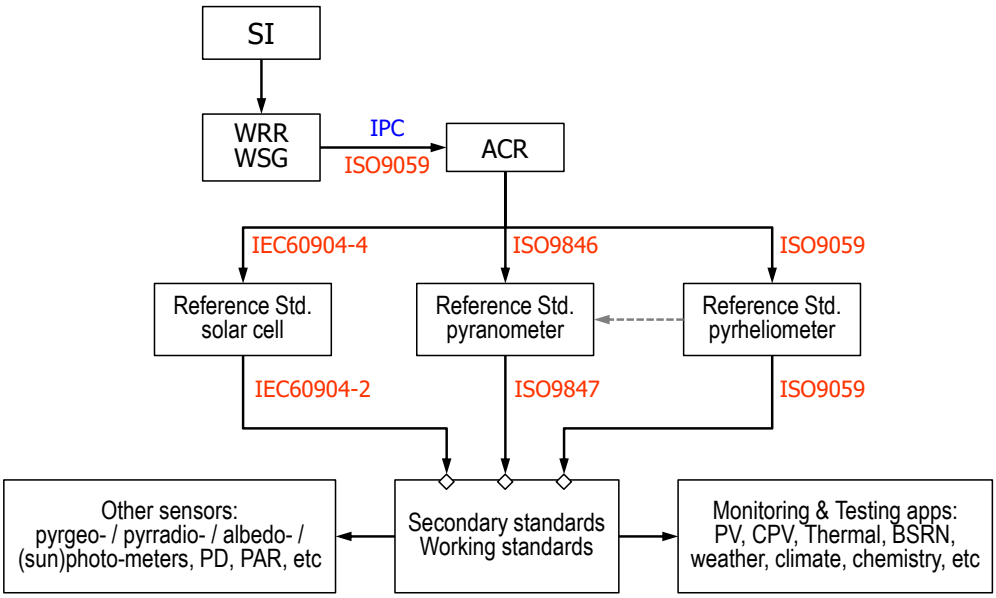


Fig. 15. Diagrama simplificado de la cadena de trazabilidad en la escala WRR para sensores de irradiancia solar. Cada transferencia hacia un nivel inferior implica un incremento en la incertidumbre de medida. Las etiquetas en color rojo hacen referencia a normas internacionales que describen los métodos de calibración.

Este trabajo presenta algunos resultados de la investigación desarrollada en el PVLab-CIEMAT para la implementación de métodos de transferencia entre pirheliómetros y piranómetros basados en la norma ISO 9846, aplicados a piranómetros de distinto nivel metrológico. Se trata de comparar entre sí los diferentes métodos de calibración, incluyendo el análisis de las fuentes de error y las incertidumbres obtenidas en cada caso. Se describen de forma breve los fundamentos de los principales métodos de ensayo y detalles sobre su forma de aplicación en el PVLab. Posteriormente, se muestran los resultados obtenidos en la calibración de dos piranómetros, tomados como ejemplo, mediante dos procedimientos acordes a la norma ISO 9846 y su comparación con los obtenidos con la ISO 9847. Se discuten posteriormente las diferencias encontradas y las posibles causas que las provocan, poniendo el foco principalmente en el papel que parece tener la medida de la irradiancia solar difusa en este caso particular.

MÉTODOS DE CALIBRACIÓN DE PIRANÓMETROS EN EXTERIOR

Existen diversos métodos de calibración recogidos en la literatura (CIMO 2023) que se han refinado a lo largo de décadas y que han acabado, en algunos casos, incorporados a las normas internacionales ya referidas. Los procedimientos en estas normas tratan de ser sencillos en su aplicación, pensados para que puedan realizarse de forma universal en cualquier laboratorio (dotado con cierto equipamiento mínimo), asegurando así la medida homogénea y equivalente de la irradiancia solar en todo el mundo.

La Tabla 29 contiene un resumen de los métodos de calibración de piranómetros que están actualmente contenidos en las normas ISO 9847 e ISO 9846, y uno adicional (tubo de colimación) (Ijima et al 2018) que está bajo estudio para su incorporación en ISO 9846 y que resulta muy interesante para implementar en el marco de esta investigación. En esencia, la norma ISO 9846 propone calibrar el piranómetro en exterior de dos formas diferentes:

a) comparar la componente directa normal del piranómetro (sombreado de forma intermitente para restar la radiación global y la difusa) con la señal del pirheliómetro (*alternating shade-unshade*); y b) comparar la componente global hemisférica del piranómetro con la suma de la radiacion directa normal (medida con un pirheliómetro) y la radiación difusa (medida con un piranómetro sombreado) (*continuous sun-and-shade* o método de la suma de componentes). El nuevo método a incorporar consistiría en: c) utilizar un tubo colimador colocado en el piranómetro para comparar la señal de su componente directa normal con la del pirheliómetro. En el método b), al igual que en la norma ISO 9847, el piranómetro bajo ensayo puede estar además en posición horizontal, inclinada o montado en un sistema de seguimiento a dos ejes. En el método a) también puede hacerse, aunque a costa de un montaje más complejo.

Tabla 29. Resumen de los métodos de calibración en exterior de piranómetros recogidos en las normas ISO 9846 e ISO 9847 (*Nota*: la inclusión del método del tubo colimador en la nueva versión ISO 9846 está aún bajo estudio).

Calibration Method	**Basic equations**	**Relevant / practical details**
ISO9846 alternating shade-unshade	$R = \frac{V_{D,U} - V_{D,S}}{G_{B,R} \cdot \cos\theta}$ (1)	Intermittent shading for DUT Reference pyrheliometer
ISO9846 continuous sun-and-shade (sum of components)	$R = \frac{V_{D,U}}{G_{B,R} \cdot \cos\theta + G_{D,R}}$ (2)	Shading for diffuse irradiance Reference pyrheliometer & pyranometer
(ISO 9846) Collimation tube	$R = \frac{V_{D,C}}{G_{B,R}}$ (3)	Collimation tube for DUT Reference pyrheliometer
ISO 9847	$R = \frac{V_{D,U}}{G_{G,R}}$ (4)	Same measurement plane Reference pyranometer

En las ecuaciones de la Tabla 29, R es la responsividad del piranómetro o dispositivo bajo ensayo (DUT); V_D es, en general, la señal de salida del piranómetro DUT, siendo $V_{D,S}$ y $V_{D,U}$ su valor cuando se mide sombreado o sin sombrear, respectivamente, y $V_{D,C}$ cuando se usa con un tubo colimador; $G_{G,R}$, $G_{B,R}$ y $G_{D,R}$ son los valores de la irradiancia global, normal directa y difusa medidas por los piranómetros y pirheliómetros de referencia; y θ es el ángulo de incidencia (ángulo formado entre la posición solar o la dirección de la radiación directa y la normal a la superficie del sensor del piranómetro).

Este trabajo se centra en el análisis de los resultados obtenidos con el método de la suma de componentes (*continuous sun-and-shade*) aplicando dos variantes diferentes: con los piranómetros DUT en posición horizontal (que denominaremos 'ISO9846 H') y con los piranómetros DUT colocados en un seguidor solar a dos ejes ('ISO9846 T'). Un aspecto común en estas dos variantes es que la medida de la radiación difusa debe hacerse con el piranómetro de referencia (sombreado) situado en el mismo plano que los piranómetros bajo ensayo, de forma que la componente difusa sea igual para ambos. La ecuación básica para el cálculo de la responsividad en los dos procedimientos es la misma, Ec. (2) en la Tabla 29, excepto que en el método ISO9846 T (seguimiento) el ángulo de incidencia siempre es idealmente $\vartheta = 0$ (incidencia normal), lo que eliminaría una posible fuente de error. En el caso del montaje horizontal, el ensayo permite aplicar de forma simultánea la calibración

mediante la ISO 9847 (denominada aquí ISO9847 H), usando un patrón de referencia (irradiancia global horizontal) colocado junto a los DUT y aplicando la Ec. (4). La Fig. 16 muestra ejemplos de los montajes empleados para realizar estos ensayos.



Fig. 16. Implementación en el PVLab-CIEMAT de procedimientos de calibración en exterior conformes a las normas ISO 9846 e ISO 9847. Izda) Método ISO9846 T (suma de componentes) con seguidor solar; Dcha) montaje usado tanto para ISO9847 H como para ISO9846 H (suma de componentes), ambos en posición horizontal.

Se han seleccionado para este trabajo dos de las muestras bajo ensayo utilizadas en esta investigación para ilustrar los resultados y problemas encontrados al implementar estos métodos. Los piranómetros se han nombrado como “PYR10” y “PYR11”. Se trata de instrumentos de clase A (ISO 9060), del mismo fabricante y con especificaciones técnicas prácticamente idénticas entre sí. Los patrones de referencia (pirheliómetros, piranómetros) son también instrumentos de Clase A aunque con mejores especificaciones que los DUT. Como detalle a observar en la discusión posterior, los piranómetros usados para medir la irradiancia difusa fueron distintos en el procedimiento ‘ISO9846 H’ (horizontal) y en el ‘ISO9846 T’ (seguimiento). El piranómetro patrón usado en el procedimiento “ISO9847 H” para radiación global horizontal es el mismo usado para irradiancia difusa en el ‘ISO9847 T’. Finalmente, se han medido las dos muestras bajo ensayo en dos épocas del año diferentes (agosto para ‘ISO9846 H’ e ‘ISO9847 H’, y diciembre/enero para ‘ISO9846 T’) lo que puede ser también fuente de discrepancias en los resultados.

RESULTADOS DE LA COMPARACIÓN ENTRE MÉTODOS

La Fig. 17 muestra de forma gráfica los resultados obtenidos para los dos piranómetros bajo ensayo aplicando los tres métodos de calibración. Los valores obtenidos de responsividades y sus incertidumbres se muestran también en la Tabla 30. La

incertidumbre se ha calculado aplicando los principios de la GUM (GUM 2008) y como punto de partida está basado en las ecuaciones de la Tabla 29. El cálculo detallado de la incertidumbre para los distintos métodos de la ISO 9846 excede a los propósitos de este artículo y será objeto de otro trabajo posterior (en preparación).

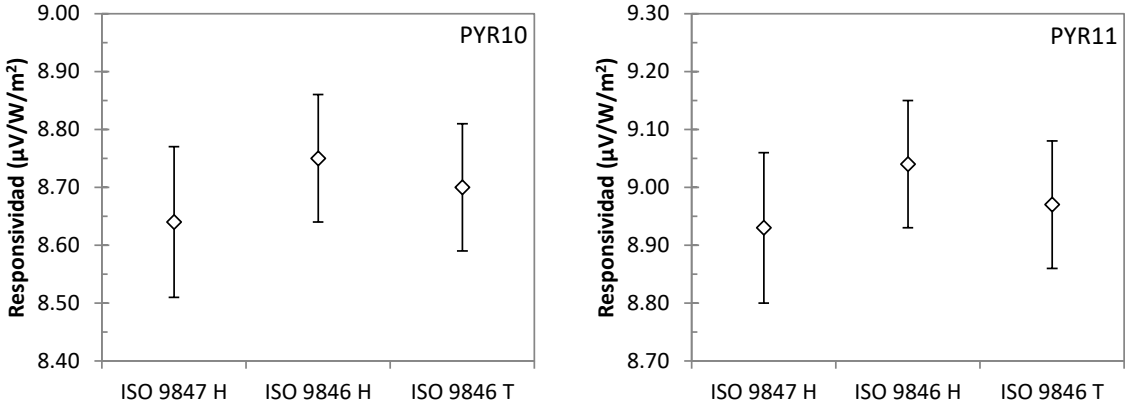


Fig. 17. Comparación entre las responsividades obtenidas para los dos piranómetros aplicando los procedimientos ISO 9847 H (horizontal), ISO 9846 H (horizontal) e ISO 9846 T (seguimiento). Las barras de error representan las incertidumbres expandidas (k = 2) obtenidas en cada caso.

Puede observarse en la Fig. 17 cómo los resultados parecen ser bastante consistentes entre sí para cada instrumento y muestran una tendencia similar. Aún así, en ambos casos existen diferencias más o menos apreciables en las responsividades obtenidas, especialmente entre los métodos en horizontal 'ISO9847 H', 'ISO9846 H'. Curiosamente, los datos experimentales usados para el cálculo de R con estos dos métodos fueron adquiridos de forma conjunta y simultánea, en el mismo registro y bajo las mismas condiciones ambientales. Los resultados obtenidos en el montaje con seguimiento (ISO9846 T), habiéndose medido bajo condiciones de trabajo diferentes (menor rango en irradiancia y en elevación solar, temperatura ambiente más baja), se encuentran en una posición intermedia entre los otros.

Además de usar las diferencias relativas, la compatibilidad metrológica entre estos resultados se ha evaluado mediante el llamado "número E_n" utilizado de forma habitual en las comparaciones entre laboratorios (ENAC 2018):

$$E_n = \frac{|R_A - R_B|}{\sqrt{U_A^2 + U_B^2}} \tag{5}$$

donde, en este caso, R_A, R_B son las responsividades obtenidas por dos métodos diferentes "A" y "B", y U_A, U_B son las incertidumbres expandidas correspondientes a R_A, R_B, respectivamente. Como criterio de aceptación, se consideran en general válidos los resultados de una intercomparación cuando los valores de $E_n < 1$ (ENAC 2018). En el caso del PVLab, el criterio de aceptación en las intercomparaciones es algo más restrictivo, $E_n < 0.8$. La Tabla 30 muestra el resultado de aplicar esta evaluación a los resultados de los tres métodos, así como las diferencias porcentuales entre las responsividades. Los valores obtenidos para el número E_n en todos los casos satisfacen el criterio general de aceptación,

pero las diferencias porcentuales exceden en algunos casos el 1 %, cuando el resultado esperado *a priori* (el objetivo fijado) era encontrar diferencias máximas por debajo de ese valor. Es necesario, por tanto, un análisis en mayor profundidad para descubrir el origen de las diferencias y, sobre todo, averiguar si existe algún error de tipo sistemático que esté afectando a alguno de los procedimientos.

Discusión de resultados

Además de los detalles que se han ido señalando en el texto, se han identificado otras posibles fuentes de error:

- Errores en el cálculo del ángulo ϑ, en parte debidos a posibles desviaciones en la hora solar (calculada partiendo de UTC, que es la referencia temporal usada en estos ensayos), asociados a posibles desajustes de nivelación de los piranómetros. Esto afectaría al cálculo de *R* mediante la Ec. (2) para 'ISO9846 H';
- La componente directa $G_{B,R}$ presenta una variación angular debida a la trayectoria del Sol a lo largo del día (azimut, elevación) en los métodos 'ISO9847 H' e 'ISO9846 H', que no afectaría en el método 'ISO9846 T'. Sin embargo, este efecto debería afectar por igual a los métodos en horizontal. Por otro lado, el albedo podría alterar los valores de los sensores en el seguidor a primera hora de la mañana y última de la tarde en 'ISO9846 T';
- El disco de sombra que actúa sobre el piranómetro de referencia horizontal para la componente difusa $G_{D,R}$ puede no estar sombreando correctamente su cúpula hemisférica en algunos períodos del día o del año;
- El piranómetro para la componente difusa (métodos 'ISO9846 H' e 'ISO9846 T') se calibra originalmente bajo radiación global horizontal y niveles de irradiancia $G_{G,R}$ > 600 W·m^{-2}, mientras que ahora se usa con irradiancia únicamente difusa (no hay componente directa) e irradiancias $G_{D,R}$ < 200 W·m^{-2}. Aparecen así posibles efectos asociados a la no linealidad a baja irradiancia y a la diferente distribución angular de la radiación incidente.

Tabla 30. Comparación de responsividades *R* obtenidas con los tres métodos de calibración (ISO9846 H, ISO9846 T, ISO9847 H) para los piranómetros analizados en este trabajo, en términos de su diferencia y del número E_n. Los valores de incertidumbre expandida *U* están dados para un factor de cobertura de *k* = 2.

Instrumento	**Método A**		**Método B**		**Diferencia** $\lvert B-A\rvert/A$	E_n
	R (μV·W^{-1}·m^2)	***U*** (μV·W^{-1}·m^2)	***R*** (μV·W^{-1}·m^2)	***U*** (μV·W^{-1}·m^2)		
PYR10	*ISO9847 H*		*ISO9846 H*			
	8.64	0.13	8.75	0.11	1.3 %	0.65
	ISO9847 H		*ISO9846 T*			
	8.64	0.13	8.70	0.11	0.7 %	0.35
	ISO9846 H		*ISO9846 T*			
	8.75	0.11	8.70	0.11	0.6 %	0.34
PYR11	*ISO9847 H*		*ISO9846 H*			
	8.93	0.13	9.04	0.11	1.2 %	0.65
	ISO9847 H		*ISO9846 T*			
	8.93	0.13	8.97	0.11	0.4 %	0.23
	ISO9846 H		*ISO9846 T*			
	9.04	0.11	8.97	0.11	0.8 %	0.47

Entre todas las posibles causas, las fuentes de error que se consideran más probables están relacionadas con la medida de la irradiancia difusa $G_{D,R}$ en el método 'ISO9846 H', que es el que mayor diferencia presenta en sus resultados respecto al 'ISO9847 H'. Para indagar más sobre esta posibilidad, se ha aplicado el mismo método sobre otros dos instrumentos 'PYR1' y 'PYR2' usados en el ensayo junto a 'PYR10' y 'PYR11' (ver Fig. 16), cuya responsividad se conoce por calibraciones sucesivas en PMOD/WRC y en el PVLab. En particular, 'PYR2' se usa como patrón de referencia y 'PYR1' como dispositivo de control en el método 'ISO9847 H' Los resultados se muestran en la Tabla 31. Se puede apreciar cómo las diferencias porcentuales son del mismo orden que las encontradas para los otros sensores. En resumen, las responsividades obtenidas aplicando 'ISO9846 H' parecen estar sobre-estimadas.

Tabla 31. Resultado de aplicar el método 'ISO 9846 H' a dos piranómetros de responsividad conocida.

Instrumento	**Método A**		**Método B**		**Diferencia** $\lvert B-A\rvert/A$	E_n
	R (μV·W^{-1}·m^2)	***U*** (μV·W^{-1}·m^2)	***R*** (μV·W^{-1}·m^2)	***U*** (μV·W^{-1}·m^2)		
	Calibración previa		*ISO9846 H*			
PYR1	11.11	0.14	11.20	0.14	0.8 %	0.45
PYR2	8.926	0.058	9.036	0.099	1.2 %	0.96

Descartando posibles errores en cos θ, que se ha verificado que son despreciables, la Ec. (2) presenta en el denominador los términos $G_{D,R}$ y $G_{B,R}$. La irradiancia directa normal $G_{B,R}$ se obtiene en el procedimiento 'ISO9846 H' desarrollado en el PVLab a partir del valor medio de dos pirheliómetros de Clase A, que han sido calibrados frente a los ACR primarios del laboratorio. Existe bastante seguridad, por tanto, de que su valor es correcto, dentro de la incertidumbre de medida de los instrumentos. Queda por tanto, comprobar qué ocurre con la estimación de $G_{D,R}$, sobre la base de las posibles fuentes de error señaladas más arriba.

Para ello, se ha calculado la diferencia entre la irradiancia global obtenida como suma de componentes en (2) y la irradiancia global medida por el patrón 'PYR2': $\left(G_{B,R} \cdot \cos\theta + G_{D,R}\right) - G_{G,R}$. El resultado se muestra en la Fig. 18 (Izda). Se ha encontrado una desviación bastante uniforme de entre 8 a 10 W·m^{-2} que se mantiene durante todo el ensayo. Atribuyendo esta diferencia al cálculo de la componente difusa $G_{D,R}$, se ha comparado su valor experimental con el que se obtendría a partir de la diferencia entre las componentes global y directa: $G_{D,calc} = G_{G,R} - G_{B,R} \cdot \cos\theta$. Así, puede observarse en la Fig. 18 (Dcha) cómo la componente difusa estaría sub-estimada, lo que es compatible con la hipótesis anterior de que las responsividades obtenidas en 'ISO9846 H' pueden estar sobre-estimadas.

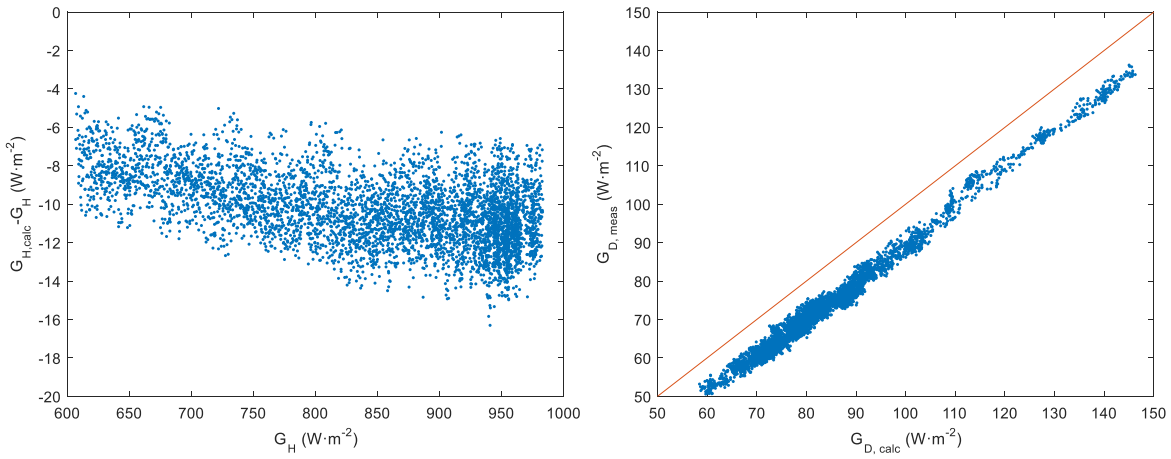


Fig. 18. Izda) Diferencias en la irradiancia global horizontal obtenida mediante la suma de componentes (pirheliómetro y piranómetro sombreado) y la deducida a partir de un piranómetro de referencia; Dcha) Irradiancia difusa obtenida a partir de un piranómetro sombreado frente a la calculada mediante 'diferencia de componentes'. La línea continua representa una relación 1:1.

Por otro lado, se ha calculado también la responsividad del piranómetro sombreado en posición horizontal frente a dos conjuntos de piranómetros patrón diferentes, aplicando el mismo procedimiento de la 'diferencia de componentes', es decir, comparando la señal del piranómetro sombreado con la irradiancia difusa determinada con los demás patrones (radiación global menos radiación directa proyectada: $G_D = G_{G,R} - G_{B,R} \cdot \cos\theta$). El resultado se muestra en la Fig. 19, donde se comparan estos valores con la responsividad originalmente obtenida mediante la norma ISO 9847. Una responsividad menor en el piranómetro de difusa produciría valores de $G_{D,R}$ más elevados, una responsividad del DUT más pequeña en la Ec. (2) y mejoraría la concordancia respecto a 'ISO9847 H'. Es evidente que estos cálculos solo sirven como estimación aproximada de la responsividad del piranómetro sombreado, pero ilustran la complejidad del problema que involucra la

medida correcta de la irradiancia difusa. Como tal, no existe un método normalizado que describa cómo calibrar un piranómetro para su uso como patrón de irradiancia difusa, aunque existen algunas experiencias publicadas en la literatura (Reda y Andreas 2017).

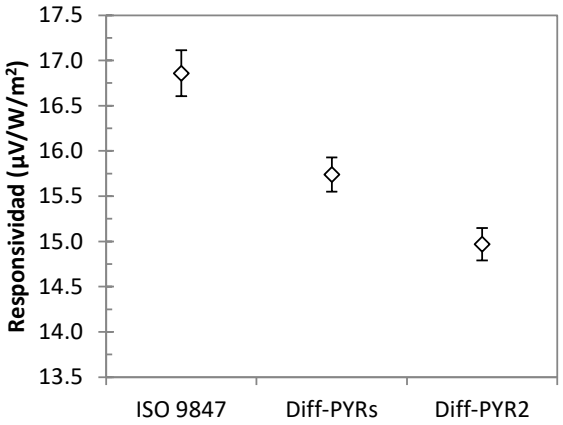


Fig. 19. Estimación de la responsividad del piranómetro sombreado (en horizontal) bajo irradiancia difusa, obtenida a partir de la diferencia de componentes: $G_{G,R} - G_{B,R} \cdot \cos(\theta)$, usando dos conjuntos de piranómetros patrón (PYRs y PYR2) y dos pirheliómetros de referencia. Se compara con el valor obtenido originalmente aplicando ISO 9847.

CONCLUSIONES

En este trabajo se han analizado los resultados de la realización práctica de dos procedimientos de calibración 'ISO9846 H' e 'ISO9846 T' en el PVLab-CIEMAT, conformes a la norma ISO 9846, y su comparación con los obtenidos con la norma ISO 9847. Se han encontrado diferencias entre las responsividades determinadas por los tres métodos que, mostrando una buena compatibilidad metrológica, exceden del límite del 1 % marcado como objetivo del laboratorio, siendo los obtenidos con el método 'ISO9846 H' los más desviados.

De entre las posibles fuentes de error analizadas, se ha postulado que la irradiancia difusa calculada a partir de un piranómetro de referencia sombreado podría estar subestimada. Una de las posibles causas sería la gran diferencia entre las condiciones de operación durante su calibración (radiación global, alta irradiancia) y durante su operación sombreada (radiación difusa, baja irradiancia). Es conveniente por tanto seguir investigando en los métodos de calibración de piranómetros acordes con la norma ISO 9846, en especial para su uso específico en la medida de la irradiancia solar difusa, con el objetivo de mejorar la diseminación de la escala WRR entre pirheliómetros y piranómetros con la menor incertidumbre posible.

REFERENCIAS

ASTM E816-15. "Standard Test Method for Calibration of Pyrheliometers by Comparison to Reference Pyrheliometers". American Society for Testing & Materials. Book of Standards, Vol. 14.04, 2016

ASTM E824-10. “Standard Test Method for Transfer of Calibration From Reference to Field Radiometers”. American Society for Testing & Materials. Book of Standards, Vol. 14.04, 2018

ASTM G167-00. “Standard Test Method for Calibration of a Pyranometer Using a Pyrheliometer”. American Society for Testing & Materials. Book of Standards, Vol. 14.04, 2017.

Balenzategui J.L., Fabero F., Silva J.P. (2019). “Solar Radiation Measurement and Solar Radiometers”. Chapter 2 in “Solar Resources Mapping”, Polo J. et al. (eds.), pp 15-69. Springer Nature Switzerland AG 2019.

Balenzategui J.L., Molero M., Cuenca J., Fabero F., Mejuto E., Silva J.P., De Lucas J. (2020). “Efecto de la Temperatura de Operación en la Calibración de Pirheliómetros según ISO 9059”. Actas del XVII Congreso Ibérico y XIII Congreso Iberoamericano de Energía Solar (CIES2020, Lisboa), 943-950.

CIMO 2023. “Guide to Instruments and Methods of Observation. Volume I – Measurement of Meteorological Variables”. WMO-No. 8 (2023). https://library.wmo.int/idurl/4/41650

ENAC 2018: Guía G-ENAC-14, R1, “Guía sobre la participación en programas de intercomparaciones”. Entidad Nacional de Acreditación (ENAC), 2008.

GUM 2008: ISO/IEC Guide 98-3:2008, "Uncertainty of measurement, Part 3: Guide to the expression of uncertainty in measurement (GUM:1995)

Ijima O., Shimamura T., Oshiki N, Noto Y. (2018). “Comparison on the pyranometer of calibration methods using the pyrheliometer (Alternating sun-and-shade method and Collimation tube method)”. Journal of the Aerological Observatory vol.75 (2018), 51-62 (en japonés).

ISO 9060:2018. “Solar energy — Specification and classification of instruments for measuring hemispherical solar and direct solar radiation”. International Organization for Standardization, 2018.

ISO 9059:1990. “Solar energy — Calibration of field pyrheliometers by comparison to a reference pyrheliometer”. International Organization for Standardization, 1990. En revisión

ISO 9846:1993 Standard. “Solar energy — Calibration of a pyranometer using a pyrheliometer”. International Organization for Standardization, 1990. En revisión.

ISO 9847:2022 Standard. “Solar energy — Calibration of field pyranometers by comparison to a reference pyranometer”. International Organization for Standardization, 2022.

Reda I., Andreas A. (2017) “Calibration Procedure of a Modified Hukseflux SR25 as an Example to Establish the Diffuse Reference for the Outdoor Broadband Radiometer Calibration”. Technical

A UTILIZAÇÃO DE SAIS FUNDIDOS COMO MATERIAL DE ARMAZENAMENTO TÉRMICO EM BATERIAS DE CARNOT

Ait El Cadi R.*, Eusébio T.R.*, Horta P.*

*Cátedra Energias Renováveis, Universidade de Évora, Pólo da Mitra da Universidade de Évora - Edifício Ário Lobo de Azevedo, 7000-083 Nossa Senhora de Tourega, (Évora) Portugal, radia.ait.el.cadi@uevora.pt

RESUMO

À medida que o panorama energético global transita para sistemas de baixo carbono, a integração de fontes renováveis de recurso variável, como solar e eólica, requer, entre outras, soluções eficazes de armazenamento. Os sais fundidos são excelentes para armazenamento térmico em baterias de Carnot, devido à sua elevada densidade de armazenamento de calor e potencial baixo custo. Quando existe excesso de eletricidade proveniente de fontes renováveis, as baterias de Carnot convertem-na em calor, armazenando-o em tanques de sal fundido. Durante a descarga, o calor é convertido de novo em eletricidade.

Este artigo aborda a utilização de sais fundidos em baterias de Carnot, destacando o custo nivelado de armazenamento de energia (LCOS) e a operação, incluindo a degradação dos materiais e a estabilidade térmica, bem como apresenta estratégias de mitigação e futuras direções de investigação.

PALAVRAS CHAVE: Energía Solar, Sais Fundidos, Baterías de Carnot

ABSTRACT

As the global energy landscape shifts towards low-carbon systems, the successful integration of variable renewable electricity sources, such as solar and wind, requires, amongst other, effective storage solutions. Molten salts serve as excellent thermal storage media in Carnot batteries due to their high heat storage density and potential low cost. When there is excess electricity from sources like photovoltaic panels and wind turbines, Carnot batteries convert it into heat and store it in molten salt tanks. During discharge, the stored heat is converted back into electricity.

This article provides an overview of the use of molten salts in Carnot batteries, highlighting the levelized cost of storage (LCOS), as well as operational aspects, including material degradation and thermal stability, presenting mitigation strategies, and offering perspectives for future research directions.

KEYWORDS: Solar Energy, Molten Salt, Carnot Batteries

INTRODUÇÃO

O sector da energia é o que mais contribui para as emissões de gases com efeito de estufa (GEE), o que faz da transição energética recorrendo a tecnologias com teor reduzido ou nulo de carbono uma necessidade global, uma vez que as emissões de GEE contribuem para o aquecimento global e as alterações climáticas. Acordos como o Acordo de Paris e a Agenda 2030 para o Desenvolvimento Sustentável sublinham a necessidade de uma transição para uma energia com baixo teor de carbono (ou zero) como um objetivo primordial, tanto à escala global como local [1].

Uma redução global de 60%-80% das emissões de gases com efeito de estufa exige a adoção generalizada de produtos e serviços com baixo teor de carbono, incluindo a aceleração da adoção de fontes de energia renováveis e do armazenamento e a melhoria da eficiência energética em todos os sectores (edifícios, transportes, indústria). Prevê-se que as novas tecnologias de armazenamento de energia venham a dar um contributo importante no futuro, em particular na eletrificação associada aos consumos de calor e dos transportes ou se as energias renováveis dominarem a produção de eletricidade.

O armazenamento eficaz de energia desempenha um papel fundamental na superação da variabilidade das fontes de energia renováveis e na libertação de todo o seu potencial. As tecnologias de armazenamento de energia atuam como uma ponte entre a produção e o consumo de energia, permitindo o armazenamento e posterior utilização do excesso de energia durante os períodos de elevada produção, proporcionando uma reserva durante os períodos de menor produção. Além disso, o armazenamento de energia facilita a otimização dos recursos de energia renovável, permitindo uma integração mais suave na rede e reduzindo os cortes, maximizando assim a utilização de ativos de energia limpa.

Em Portugal, esta transição é evidente na interação entre a produção de electricidade renovável e o consumo eléctrico. A capacidade de produção de electricidade renovável em Portugal tem vindo a crescer de forma constante, ultrapassando os 17 GW em 2023. Este valor representa mais de 70 % da capacidade total instalada no país [2].

O balanço da rede elétrica em Portugal para o ano de 2023 é apresentado na Figura 1, a título de exemplo. Os dados apresentados refletem os diferentes perfis em tempo real recolhidos durante uma semana em maio, evidenciando um cenário caracterizado por uma baixa percentagem de fontes de energia renováveis (FER), produção substancial de combustíveis fósseis e dependência de importações de eletricidade [3].

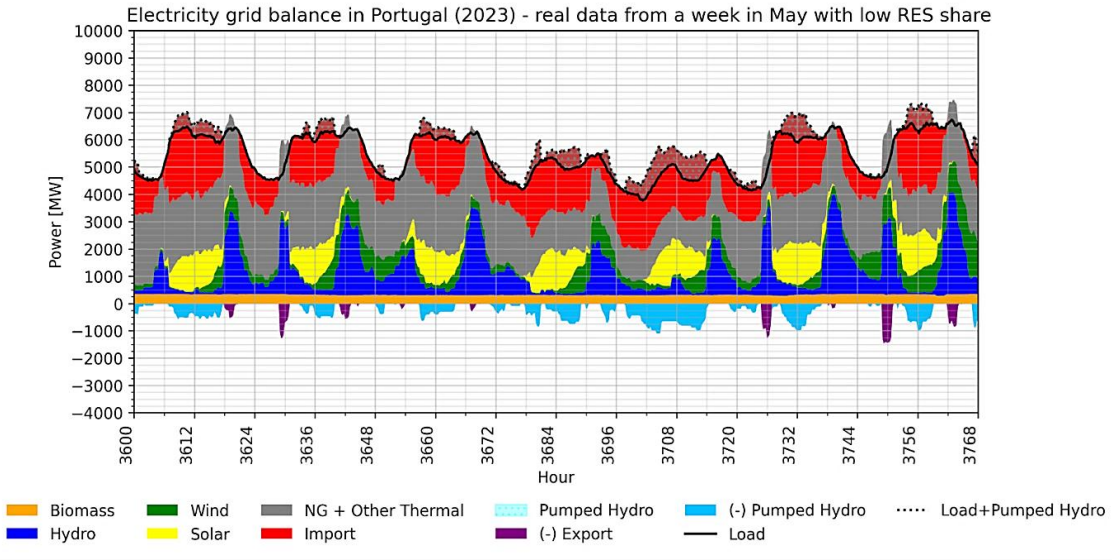


Fig 1. Balanço da rede elétrica em Portugal para o ano de 2023, representando dados reais recolhidos na semana de maio com uma baixa quota de FER, com elevada produção fóssil e importação de eletricidade [3].

No cenário apresentado no PNEC para 2030 [2], que incorpora a capacidade renovável adicional prevista, a integração de capacidades adicionais de armazenamento - cerca de 1,4 GW - é apontada como objectivo para garantir a estabilidade do sistema electroprodutor.

Entre as tecnologias de armazenamento emergentes, as baterias de Carnot (CB) têm recebido atenção significativa devido ao seu potencial de eficiência e flexibilidade no armazenamento de energia e do potencial de competitividade, face à utilizaçãode armazenamento térmico como elemento de armazenamento de energia.

A figura 2 representa o esquema do princípio básico de funcionamento de uma CB, representando os três principais subsistemas envolvidos: conversão de eletricidade em calor (bomba de calor, aquecimento resistivo, etc.), armazenamento de calor (1 tanque, 2 tanques, líquido, sólido, PCM, etc.) e conversão de calor em eletricidade.

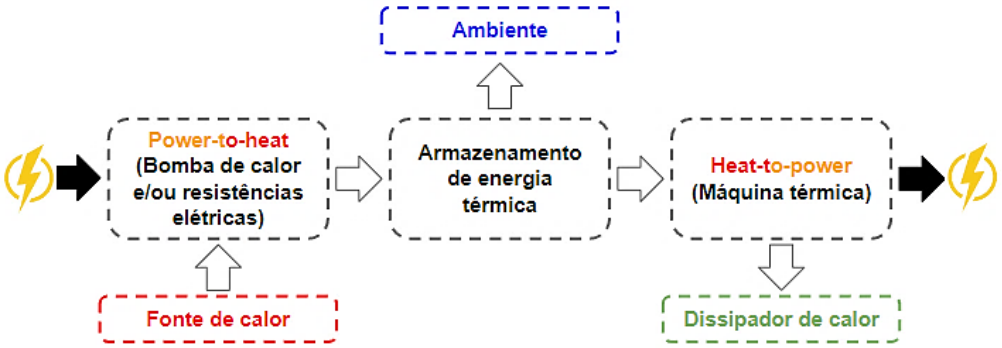


Fig. 2. Conceito de bateria de Carnot.

Um dos principais fatores que permitem o bom funcionamento das CBs é a escolha dos materiais adequados para o armazenamento térmico, que são cruciais para maximizar a eficiência da conversão de energia e o desempenho global do sistema.

BATERIAS DE CARNOT: UMA TECNOLOGIA DE ARMAZENAMENTO PROMISSORA

Os CB são uma forma inovadora de armazenamento de energia que armazena eletricidade na forma de energia térmica, convertendo-a novamente em eletricidade quando necessário [4, 5]. Oferecem vantagens em relação a outros sistemas de armazenamento, como o armazenamento hidroelétrico por bombagem (PHES) e as baterias de iões de lítio ou CAES, devido à sua flexibilidade geográfica e à potencial utilização de materiais económicos e ecológicos.

A tecnologia de CB, no primeiro nível de subdivisão, divide-se no processo de conversão de energia elétrica em energia térmica, que define o método de conversão de energia e a sua localização dentro ou fora do material de armazenamento. A tecnologia associada à carga do sistema tem um impacto significativo na eficiência e nos níveis de temperatura do TES dentro da CB [6,7].

Posteriormente, a classificação estende-se ao tipo de armazenamento e, depois, ao processo de conversão de energia térmica em energia elétrica, primeiramente em ciclos de Brayton e Rankine, depois em sistemas híbridos baseados no motor Stirling, no ciclo combinado de descarga e na célula termo-fotovoltaica [6,7].

Apesar da definição e da classificação, muitos concordam com o conceito tecnológico global apresentado na Figura 1, que é constituído por três subsistemas principais [4-8]:

- um **sistema Power2Heat (P2H)**, responsável pela transformação da eletricidade em calor (por vezes utilizando também o calor de baixa temperatura do ambiente, como no caso das bombas de calor):
    - Aquecimento direto (aquecimento resistivo de Joule);
    - Permutador de calor elétrico (caldeira);
    - Ciclo termodinâmico da bomba de calor;
    - Aquecimento indutivo;
    - Micro-ondas e outros (incluindo conceitos híbridos).
- um **sistema de armazenamento de energia térmica (TES)**, que permite armazenar energia sob a forma de energia térmica (ou exergia térmica) em reservatórios térmicos (com uma variedade de meios e níveis de temperatura):
    - Armazenamento Térmico de Calor Sensível;
    - Armazenamento Térmico de Calor Latente;
    - Armazenamento Termoquímico.

- um **sistema Heat2Power (H2P)**, que transforma o calor novamente em eletricidade através de um ciclo termodinâmico adequado ou de outro dispositivo apropriado:
    - Ciclos Brayton, Rankine, Stirling ou de absorção-adsorção e suas combinações;
    - Conversão direta como sistemas termoelétricos, termo-iónicos e termofotovoltaicos

Como as CB podem ser baseadas em bombas de calor e motores térmicos, são constituídas por bombas, compressores, expansores, turbinas e permutadores de calor,sendo componentes que podem ser facilmente aumentados de escala. Por este motivo, as CB podem ser uma alternativa às PHES e CAES. Em comparação com estas, as CB podem ter eficiências mais baixas, mas não dependem de reservatórios e cavernas pré-existentes, o que lhes pode dar uma vantagem sobre as PHES e as CAES, uma vez que podem ser instaladas em todo o lado.

As possibilidades de configurações são bastante numerosas, bem como as dimensões e possíveis aplicações [10]. A tabela 1 apresenta uma lista resumida de projetos de demonstração de Baterias de Carnot. Para além da eletricidade como fonte de energia, o calor proveniente de várias fontes (solar térmica, calor residual, etc.) pode ser integrado em várias configurações de baterias de Carnot, geralmente designadas por baterias de Carnot termicamente integradas (TI-CB), o que pode aumentar a eficiência global do ciclo de carga e descarga. Mesmo que não seja uma TI-CB (no lado da entrada), pode utilizar a energia térmica residual descartada após o ciclo de energia ou outro equipamento, por exemplo, fornecendo calor/frio a ambientes/clusters industriais que requerem fornecimento de calor/frio a vários níveis de temperatura, promovendo uma potencial valorização económica destas soluções de armazenamento de energia.

Tabela 15. Lista de projetos de desenvolvimento comercial de CB com base nos ciclos de carga e descarga[7].

Ciclo de carga	Ciclo de descarga	TES	Escala para comercialização	Round trip efficiency (RTE)
Resistive heating	Steam Rankine cycle	Volcanic rock bed até 800 °C	10-100 MW and TES: 100-2000 MWh	25-40%
Resistive heating	Steam Rankine cycle	Graphite aluminium alloy a 700 °C	1–100s MW 8+ horas	25-40% (valor de design)
Heat pump	ORC	Latent and sensible TES (~140 °C)	N/A	RTE_{CCHP} ≥100%
Heat pump (organic fluid)	ORC	Water (hot) and PCM (cold)	12 MW de eletricidade durante 6 horas e 70MWh de refrigeração.	N/A
CO2 heat pump	CO2 Rankine cycle	Sand (hot) and ice/water (cold)	10-100 MW, 10-100 horas	60% (conceito)
Resistive heating or solar collector	Gas turbine (Brayton cycle)	Silica sand até 1000 °C	Turbina: Módulos de 400 kWe, TES: 4-20 horas	~30%
Resistive heating or biogas combustion	Gas turbine (Brayton cycle)	Si-based PCM a 1414 °C	10-1000s MWh	N/A
Resistive heating	sCO2 closed Brayton cycles	Miscibility Gap Alloy até 1400 °C	1MW/8MWh TES com base em MGA (escalável)	até 45%
Heat pump (reverse Brayton cycle/reciprocating devices)	Brayton cycle	Dois crushed rock packed beds a - 150 °C (cold store) e 500 °C (heat store)	2 MW /16 MWh ((escalável)	72-80% (conceito)
Heat pump (reverse Brayton cycle)	Brayton cycle	Crushed basalt rock packed bed (cold store a 30 °C e heat store a 600 °C)	TES 12- 18 horas para a energia fotovoltaica e 3-7 dias para a energia eólica	55-60%
Heat pump (reverse Brayton cycle), N2 or Ar	Brayton cycle, N2 or Ar	Silica sand packed bed (silica sand,	Conceito design: ~8 MW/ ~80 MWh	58–66%
Heat pump (reverse Brayton cycle)	Brayton cycle	Gravel bed a 605 °C(heat store) e - 133 °C(cold store)	3–20 MW, até 100 h	até 85%
Resistive heating	Stirling engine (produção de eletricidade e calor a 55-65 °C)	Aluminium alloy à base PCM a 600 °C	0,1 a 100 MW, alimentação eléctrica de 13-24 horas	~30%
Resistive heating	Stirling engine	Molten silicon à base PCM a 1400 °C	Uma unidade standard 5-100 kW/1,2 MWh (escalável)	N/A
Resistive heating	Stirling engine	Metal hydrides e metal carbonates	Uma unidade standard 30 Kw (escalável), TES 15 kWh – 720 kWh	40%
Resistive heating	Stirling engine	Si-based PCM a 1414 °C	N/A	31% e RTE_{CCHP}≈ 80%
Resistive heating or waste heat	Stirling engine e ORC (alimentação eléctrica e calor)	Ceramic storage a 1000 °C	N/A	N/A

FUNÇÃO DOS SAIS FUNDIDOS NAS BATERIAS DE CARNOT

Os sais fundidos (MS), com as suas propriedades de elevada estabilidade térmica, excelentes capacidades de transferência de calor e amplas gamas de temperaturas operacionais, são utilizados num espectro de aplicações industriais e energéticas. O seu papel estende-se ao campo das energias renováveis, onde são parte integrante do armazenamento e transferência de energia térmica, particularmente em centrais de concentração de energia solar (CSP), facilitando a produção de eletricidade mesmo com irradiação solar variável.

A escolha dos tipos de sal depende de uma compreensão das propriedades químicas e termodinâmicas exigidas pelas diferentes tecnologias energéticas. Os sais devem apresentar uma elevada estabilidade química a temperaturas elevadas, pontos de fusão e de ebulição favoráveis, capacidade térmica específica significativa, condutividade térmica e manter uma baixa pressão de vapor para garantir a integridade operacional [11].

Atualmente, os sais baseados em nitratos são os materiais mais utilizados em CSP para temperaturas superiores a 100 °C como meio de armazenamento de calor (HSM) e fluido de transferência de calor (HTF); são candidatos atractivos com elevada capacidade de calor, elevada densidade, elevada estabilidade térmica, custo relativamente baixo, não inflamáveis e com uma pressão de vapor muito baixa, o que conduz a uma conceção de armazenamento sem recipientes pressurizados. Em geral, a escolha dos tipos de sal depende de uma compreensão das propriedades químicas e termodinâmicas exigidas pelas diferentes tecnologias energéticas [12].

Os sais são definidos como líquidos iónicos e classificados de acordo com os aniões e os catiões. Na prática, a temperatura de funcionamento é definida pela temperatura líquida, ou seja, a partir do ponto de fusão [11].

Os sais à base de nitratos estão entre os fluidos de transferência térmica mais utilizados em aplicações contemporâneas, tendo sido estudados e desenvolvidos para baixas e médias temperaturas em centrais solares com concentradores cilindro-parabólicos (PT-CSP). Os sais à base de cloretos e as suas misturas são particularmente relevantes como fluidos de trabalho para aplicações a altas temperaturas (>400 °C) em centrais solares com recetor central [13]. As centrais CSP com outros sais de oxianiões anidros (por exemplo, carbonatos) e sais de halogenetos (por exemplo, fluoretos, cloretos) são atualmente muito limitadas: estão presentes apenas em estudos teóricos e medições de análises térmicas, e não em aplicações comerciais reais [14]. As principais desvantagens são o ponto de solidificação relativamente elevado apresentado pelos sais e suas misturas e a compatibilidade com os materiais de contenção, sendo este último problema especialmente relevante para os carbonatos fundidos. No entanto, algumas misturas fundidas de sais inorgânicos foram apresentadas na literatura como TES para altas temperaturas, como o hidróxido de sódio, que funciona a temperaturas entre 320 °C e 800 °C [15]. A Tabela 1 apresenta a composição e as propriedades termofísicas das principais misturas de sais inorgânicos.

Tabela 1. Misturas de sais fundidos: composição e propriedades termofísicas.

Mistura	Sistema	Composição	Temperatura de fusão [°C]	Temperatura de decomposição [°C]	Densidade [11] [kg m^{-3}]	Capacidade térmica específica [3] [J kg^{-1} °C^{-1}]	Referências
À base de nitratos							
Solar Salt	Binário	60 $NaNO_3$–40 KNO_3	240	565	1834	1512	[16,17]
Hitec	Ternário	7 $NaNO_3$–53 KNO_3–40 $NaNO_2$	142	450	1721	1560	[18–20]
Hitec XL	Ternário	15 $NaNO_3$–43 KNO_3–42 $Ca(NO_3)_2$	130	450	2000	1449	[21-23]
LiNaK//NO_3	Ternário	30 $LiNO_3$–18 $NaNO_3$–52 KNO_3	118	550	1884	1580	[24–26]
LiNaKCa//NO_3	Quaternário	15.5 $LiNO_3$–8.2 $NaNO_3$–54.3 KNO_3–22 $Ca(NO_3)_2$	93	450	1803	1518	[27-29]
LiNaKNO_3NO_2	Quaternário	9 $LiNO_3$–42.3 $NaNO_3$–33.6 KNO_3–15.1 KNO_2	97	450	1877	1155	[30]
À base de cloretos							
KMgCl	Binário	62.5 KCl–37.5 $MgCl_2$	430	>700	1857	999	[31–33]
NaKMgCl	Ternário	20.5 NaCl–30.9 KCl–48.6 $MgCl_2$	383	>700	1669	1024	[31,34]
NaMgCaCl	Ternário	39.6 NaCl–39 $MgCl_2$–21.4 $CaCl_2$	407	650	2557	1104	[35–37]
NaKZnCl	Ternário	7.5 NaCl–23.9 KCl–68.6 $ZnCl_2$	204	>700	2207	901	[32,37,38]
KMgZnCl	Ternário	49.4 KCl–15.5 $MgCl_2$–35.1 $ZnCl_2$	356	>700	1857	866	[31,32,37]
À base de Fluoretos							
LiNaKF	Ternário	29.2 LiF–11.7 NaF–59.1 KF	454	>700	2109	1590	[39,40]
NaBF	Binário	3 NaF–97 $NaBF_4$	385	>700	1866	1506	[19]
KBF	Binário	13 KF–87 KBF_4	460	>700	1792	1305	[41]
KZrF	Binário	32.5 KF–67.5 ZrF_4	420	>700	2680	1000	[19]
À base de carbonatos							
LiNaKCO_3	Ternário	32.1 Li_2CO_3–33.4 Na_2CO_3–34.5 K_2CO_3	397	670	2038	1610	[42]

11 Valor médio na gama de temperaturas de funcionamento.

Do ponto de vista da utilização de MS em CB, é importante comparar as gamas de temperatura de diferentes misturas de MS no que respeita aos ciclos de carga e descarga, conforme apresentado na Figura 3.

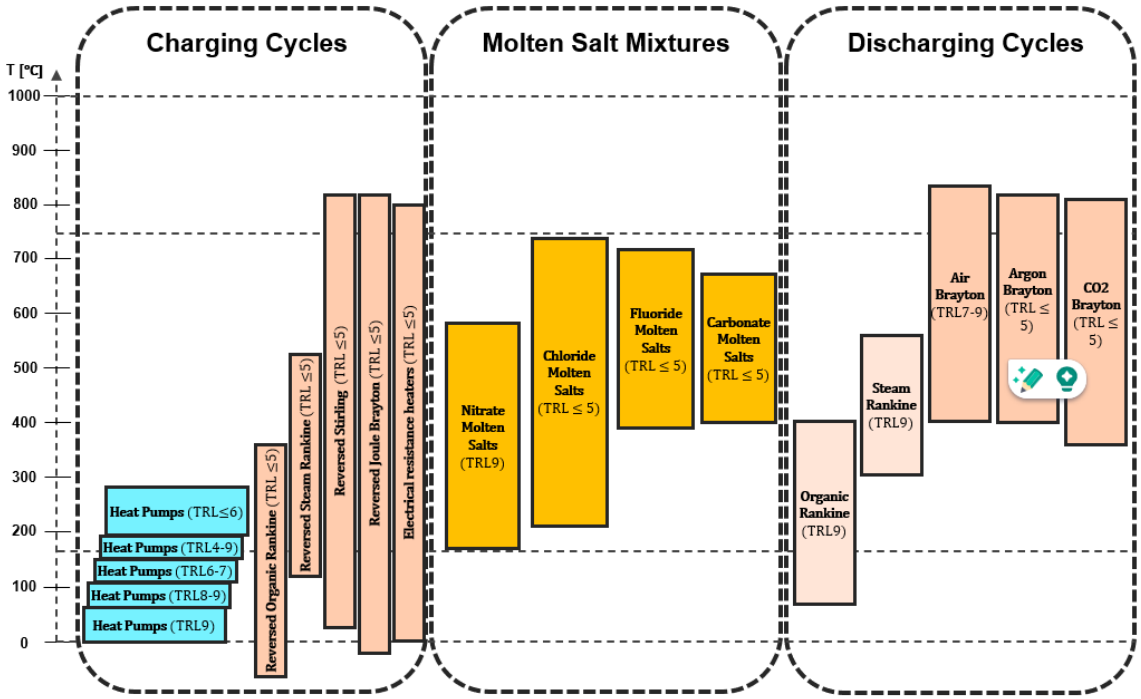


Fig 3. Correspondência indicativa (por temperatura) entre alguns ciclos de carga, misturas de EM e alguns ciclos de descarga (níveis TRL baseados no TRL máximo comum de 9).

No que respeita aos ciclos de carga, nomeadamente os ciclos termodinâmicos das bombas de calor, embora as bombas de calor sejam uma tecnologia madura, quando se trata de aplicações a temperaturas superiores a 300 °C, estas ainda não estão disponíveis comercialmente [43].

Aprofundando a competitividade dos custos com base no LCOS, uma comparação apresentada na Tabela 18 ilustra os preços competitivos de várias configurações de CB. O sistema ETES, que inclui um elemento resistivo (efeito de Joule) no ciclo de carga, armazenamento em dois tanques de sal fundido e turbina a vapor para descarga, oferece perspectivas promissoras para o armazenamento de energia. Com uma duração de armazenamento de 10 horas e uma potência de 100 MWe, atinge uma eficiência de 37,5%.

Tecnologia	Duração do armazenamento [h]	Potência de armazenamento [MWe]	Eficiência [%]	Custo [$/kW$_e$]	Custo [$/kWh$_e$]	LCOS	Referências
PTES	5.75	2	75	2990-6090	530-1080	0.20-0.65	[44]
PTES	10	1.6	52-72	-	-	0.08-0.12	[45]
ETES (EH-MS-ST)	10	100	37.5	3102-3622	310-362	0.11-0.18	[47] 6.4.1
Joule-Brayton PTES[12]	10	100	56	1900-3100	190-310	0.10-0.16	[46]
sCO_2 PTES[11]	10	100	53	3500-8300	400-960	0.16-0.32	[46]
Joule-Brayton PTES[13]	10	100	63	1921-3425	200-336	0.10-0.16	[46]
sCO_2 PTES[12]	10	100	59	3763-10789	443-1271	0.17-0.40	[46]
LAES	4	12	31-55	1430-2730	350-670	0.14-0.46	[46]

Tabela 18. Gamas de custos das tecnologias de CB retiradas da literatura.

DESAFIOS E ESTRATÉGIAS DE ATENUAÇÃO PARA O DESENVOLVIMENTO DE CB

As CB deparam-se com desafios técnicos a vários níveis, incluindo os aspectos materiais, de componentes, de sistemas e de funcionamento. Além disso, os desafios não técnicos, como a aceitação política e social, o desempenho económico e a aceitação do mercado também constituem obstáculos.

Nas CB, os desafios surgem devido às condições de alta temperatura e alta pressão, que afetam particularmente os componentes do sistema. Além disso, há falta de métodos ou normas para selecionar os componentes adequados para estas baterias. Os membros da IEA Task 36 propuseram soluções e vias de I&D [7], que incluem o desenvolvimento de componentes como compressores, elementos resistivos, tanques e permutadores de calor adaptados a aplicações de alta pressão e temperatura. Estes esforços abordam questões como a corrosão, a fiabilidade operacional, o stress térmico, os desafios de manutenção e os potenciais impactos nos custos. Sugere-se também que se investiguem os comportamentos e o desempenho dos componentes relacionados nestas condições e que se desenvolvam estratégias inteligentes para a seleção de componentes com base na capacidade do sistema. Além disso, devem ser desenvolvidos esforços para criar componentes eficientes e adequados para várias escalas dos sistemas.

12 Utilizando sais fundidos à base de nitratos.

13 Utilizando sais fundidos à base de cloretos.

São necessárias melhorias na otimização e desenvolvimento a nível do sistema em várias configurações e condições. A experiência com sistemas de baterias Carnot em tamanho real é essencial para a evolução desta tecnologia. As soluções propostas e as vias de investigação incluem o desenvolvimento de sistemas que utilizem novos fluidos de transferência térmica ou inovadores e métodos de armazenamento térmico como reações de sorção ou metal líquido. Além disso, devem ser desenvolvidos sistemas que utilizem calor a temperaturas muito elevadas ou a baixas temperaturas (<100 °C). Devem ser exploradas diferentes escalas de sistemas, juntamente com a realização de cálculos para condições não nominais, simulações dinâmicas e validação através de dados experimentais e projectos de demonstração.

DIRECÇÕES DE INVESTIGAÇÃO FUTURAS

A Tarefa 36 da AIE identifica vários desafios que têm de ser ultrapassados para que a tecnologia CB seja uma solução de armazenamento de energia em grande escala amplamente adotada. Estes desafios incluem o avanço da maturidade da tecnologia para ultrapassar as fases experimentais, o aumento da eficiência dos componentes, o desenvolvimento de materiais de armazenamento térmico rentáveis, a integração de sistemas de CB com fontes de energia renováveis e com a rede, e a resolução de barreiras regulamentares e de mercado. Em resposta a estes desafios, o CER-UEora está a liderar a Atividade 6.05 do Projeto PRR-ATE, intitulada “Nova bateria de Carnot com gestão inteligente da rede”. O projeto tem como objetivo conceber, instalar e testar um conceito para uma CB termicamente integrada baseada no armazenamento de energia térmica recorrendo a sais fundidos (tanto como meio de armazenamento térmico com fluido de transferência térmica). Serão definidas as especificações técnicas do sistema, o comissionamento e os procedimentos de teste, incluindo a operação em carga parcial e condições variáveis. O sistema ATE-CB inclui infra-estruturas pré-existentes na EMSP [49], tais como um tanque do tipo termoclina, um campo ALFR [48] e um campo PV, juntamente com novos subsistemas como um ciclo ORC, um sistema de arrefecimento e um sistema de controlo integrado (Figura 4).

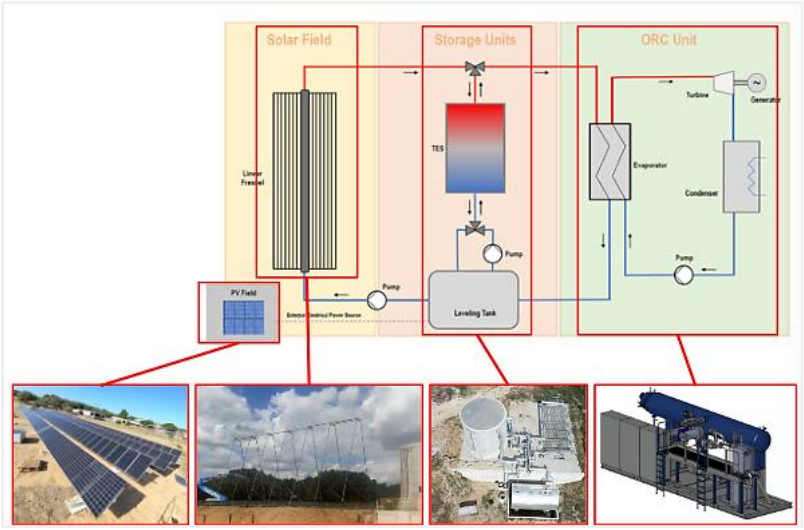


Figura 4: Protótipo da bateria de Carnot: Esquema do sistema

O subprojeto ATE-CB é implementado durante um período de três anos, terminando em dezembro de 2025. Engloba várias tarefas-chave destinadas a desenvolver, implementar e avaliar o sistema de baterias de Carnot.

Inicialmente, o foco está no estabelecimento da estrutura fundamental e na conceção da arquitetura e dos componentes do sistema para garantir a resiliência e a eficiência. Em seguida, serão efectuadas a instalação e a entrada em funcionamento para garantir a prontidão operacional. Posteriormente, será efectuada uma campanha de testes exaustiva para avaliar a funcionalidade dos componentes e o desempenho do sistema. Por último, será efectuada uma análise dos aspectos técnicos, económicos e do potencial de exploração comercial do sistema, a fim de avaliar a relação custo-benefício, a viabilidade económica e os potenciais modelos de negócio.

COMENTÁRIOS FINAIS

Em conclusão, a exploração de MS nas baterias de Carnot produziu conhecimentos significativos. As principais conclusões sublinham o seu potencial como solução robusta e eficiente de armazenamento de energia, nomeadamente para melhorar a integração das energias renováveis. Além disso, a sua aplicação em baterias de Carnot apresenta oportunidades promissoras para abordar as variabilidades inerentes às fontes de energia renováveis, melhorando assim a estabilidade e a fiabilidade da rede. No entanto, a realização de todo o potencial dos sais fundidos nas baterias de Carnot exige esforços contínuos de investigação e desenvolvimento. Por conseguinte, é essencial um apelo à ação para que haja um investimento e uma inovação sustentados neste domínio, impulsionando a evolução da integração das energias renováveis e da tecnologia de armazenamento para responder aos desafios de um futuro energético sustentável.

AGRADECIMIENTOS

O trabalho apresentado foi realizado com apoio da União Europeia através do projeto SALTOpower (GA Nr. 101079303) do programa Horizon Europe e Plano de Recuperação e Resiliência português através do projecto Agenda Mobilizadora ATE (GA Nr. C644914747-00000023).

REFERÊNCIAS

[1] Peng Zhou, et al: ’’The Low-Carbon Transition of Energy Systems: A Bibliometric Review from an Engineering Management Perspective’’, Engineering (29),2023, 147-158, https://doi.org/10.1016/j.eng.2022.11.010

[2] Plano Nacional Energia e Clima 2021-2030 (PNEC 2030), Atualização/Revisão 2023, https://apambiente.pt/sites/default/files/_Clima/Planeamento/PNEC%20PT_Template%20Final%20-%20vers%C3%A3o%20final_30_06_2023.pdf

[3] REN DATA HUB - Electricity Daily Balance n.d. https://datahub.ren.pt/en/electricity/daily-balance/ (accessed May 9, 2024)

[4] McTigue JD, Farres-Antunez P, White AJ, Markides CN, Martinek J, Jorgenson J, et al. Integrated Heat Pump Thermal Storage and Power Cycle for CSP: Final Technical Report 2022.

[5] International Energy Agency, Technology collaboration programme, Energy Storage - Task 36: Carnot Batteries n.d. https://iea-es.org/task-36/ (accessed March 18, 2024).

[6] A. Paul et al: ‘’High temperature sensible thermal energy storage as a crucial element of Carnot Batteries: Overall classification and technical review based on parameters and key figures’’ Journal of Energy Storage, V 56, 2022, https://doi.org/10.1016/j.est.2022.106015.

[7] The Final Report and Executive Summary of IEA Energy Storage TCP's Task 36 "Carnot Batteries" https://iea-es.org/publications/final-report-task-36/

[8] Novotny V, Basta V, Smola P, Spale J. Review of Carnot Battery Technology Commercial Development. Energies (Basel) 2022;15:647. https://doi.org/10.3390/en15020647.

[9] O. Dumont et al: Carnot battery technology: A state-of-the-art review, Journal of Energy, V 32, 2020, 101756, https://doi.org/10.1016/j.est.2020.101756

[10] Carnot Batteries: A new Annex proposal within the International Energy Agency (IEA) Energy Conservation through Energy Storage ECES TCP Motivation n.d.

[11] Bernagozzi M, Panesar AS, Morgan R. Molten salt selection methodology for medium temperature liquid air energy storage application. Appl Energy 2019;248:500–11. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.04.136.

[12] Sau S, Corsaro N, Crescenzi T, D’Ottavi C, Liberatore R, Licoccia S, et al. Techno-economic comparison between CSP plants presenting two different heat transfer fluids. Appl Energy 2016;168:96–109. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.01.066.

[13] Myers PD, Goswami DY. Thermal energy storage using chloride salts and their eutectics. Appl Therm Eng 2016;109:889–900. https://doi.org/10.1016/J.APPLTHERMALENG.2016.07.046.

[14] Ignatiev V V., Feynberg OS, Zagnitko A V., Merzlyakov A V., Surenkov AI, Panov A V., et al. Molten-salt reactors: New possibilities, problems and solutions articles. Atomic Energy 2012;112:157–65. https://doi.org/10.1007/S10512-012-9537-2/METRICS.

[15] Kruizenga A. Corrosion mechanisms in chloride and carbonate salts. Albuquerque, NM, and Livermore, CA (United States): 2012. https://doi.org/10.2172/1051732.

[16] Bauer T, Pfleger N, Breidenbach N, Eck M, Laing D, Kaesche S. Material aspects of Solar Salt for sensible heat storage. Appl Energy 2013;111:1114–9. https://doi.org/10.1016/J.APENERGY.2013.04.072.

[17] Zavoico AB. Solar Power Tower Design Basis Document, Revision 0. Albuquerque, NM, and Livermore, CA: 2001. https://doi.org/10.2172/786629.

[18] Boerema N, Morrison G, Taylor R, Rosengarten G. Liquid sodium versus Hitec as a heat transfer fluid in solar thermal central receiver systems. Solar Energy 2012;86:2293–305. https://doi.org/10.1016/J.SOLENER.2012.05.001.

[19] Serrano-López R, Fradera J, Cuesta-López S. Molten salts database for energy applications. Chemical Engineering and Processing: Process Intensification 2013;73:87–102. https://doi.org/10.1016/j.cep.2013.07.008.

[20] Raade JW, Padowitz D. Development of molten salt heat transfer fluid with low melting point and high thermal stability. Journal of Solar Energy Engineering, Transactions of the ASME 2011;133. https://doi.org/10.1115/1.4004243/456229.

[21] Bradshaw RW, Meeker DE. High-temperature stability of ternary nitrate molten salts for solar thermal energy systems. Solar Energy Materials 1990;21:51–60. https://doi.org/10.1016/0165-1633(90)90042-Y.

[22] Zhao CY, Wu ZG. Thermal property characterization of a low melting-temperature ternary nitrate salt mixture for thermal energy storage systems. Solar Energy Materials and Solar Cells 2011;95:3341–6. https://doi.org/10.1016/J.SOLMAT.2011.07.029.

[23] Siegel NP, Bradshaw RW, Cordaro JB, Kruizenga AM. Thermophysical Property Measurement of Nitrate Salt Heat Transfer Fluids. ASME 2011 5th International Conference on Energy Sustainability, ES 2011 2012:439–46. https://doi.org/10.1115/ES2011-54058.

[24] Wang T, Mantha D, Reddy RG. Thermal stability of the eutectic composition in LiNO3–NaNO3–KNO3 ternary system used for thermal energy storage. Solar Energy Materials and Solar Cells 2012;100:162–8. https://doi.org/10.1016/J.SOLMAT.2012.01.009.

[25] Coscia K, Nelle S, Elliott T, Mohapatra S, Oztekin A, Neti S. Thermophysical properties of lino3–nano3–kno3 mixtures for use in concentrated solar power. Journal of Solar Energy Engineering, Transactions of the ASME 2013;135:1–5. https://doi.org/10.1115/1.4024069/379744.

[26] Roget F, Favotto C, Rogez J. Study of the KNO3–LiNO3 and KNO3–NaNO3–LiNO3 eutectics as phase change materials for thermal storage in a low-temperature solar power plant. Solar Energy 2013;95:155–69. https://doi.org/10.1016/J.SOLENER.2013.06.008.

[27] Peng Q, Ding J, Wei X, Jiang G. Thermodynamic Investigation of the Eutectic Mixture of the LiNO 3 – NaNO 3 – KNO 3 – Ca(NO3)2 System. Int J Thermophys 2017;38:1–10. https://doi.org/10.1007/S10765-017-2284-9/FIGURES/3.

[28] Jiang Z, Leng G, Ye F, Ge Z, Liu C, Wang L, et al. Form-stable LiNO3–NaNO3–KNO3–Ca(NO3)2/calcium silicate composite phase change material (PCM) for mid-low temperature thermal energy storage. Energy Convers Manag 2015;106:165–72. https://doi.org/10.1016/J.ENCONMAN.2015.09.035.

[29] Cordaro JG, Rubin NC, Bradshaw RW. Multicomponent molten salt mixtures based on nitrate/nitrite anions. Journal of Solar Energy Engineering, Transactions of the ASME 2011;133. https://doi.org/10.1115/1.4003418/444222.

[30] Wang T, Mantha D, Reddy RG. Novel low melting point quaternary eutectic system for solar thermal energy storage. Appl Energy 2013;102:1422–9. https://doi.org/10.1016/J.APENERGY.2012.09.001.

[31] Li Y, Xu X, Wang X, Li P, Hao Q, Xiao B. Survey and evaluation of equations for thermophysical properties of binary/ternary eutectic salts from NaCl, KCl, MgCl2, CaCl2, ZnCl2 for heat transfer and thermal storage fluids in CSP. Solar Energy 2017;152:57–79. https://doi.org/10.1016/J.SOLENER.2017.03.019.

[32] Li P, Molina E, Wang K, Xu X, Dehghani G, Kohli A, et al. Thermal and Transport Properties of NaCl-KCl-ZnCl2 Eutectic Salts for New Generation High-Temperature Heat-Transfer Fluids. Journal of Solar Energy Engineering, Transactions of the ASME 2016;138. https://doi.org/10.1115/1.4033793/383681.

[33] Xu X, Wang X, Li P, Li Y, Hao Q, Xiao B, et al. Experimental Test of Properties of KCl-MgCl2 Eutectic Molten Salt for Heat Transfer and Thermal Storage Fluid in Concentrated Solar Power Systems. Journal of Solar Energy Engineering, Transactions of the ASME 2018;140. https://doi.org/10.1115/1.4040065/368304.

[34] Vidal JC, Klammer N. Molten chloride technology pathway to meet the U.S. DOE sunshot initiative with Gen3 CSP. AIP Conf Proc 2019;2126. https://doi.org/10.1063/1.5117601/701454.

[35] Wei X, Song M, Wang W, Ding J, Yang J. Design and thermal properties of a novel ternary chloride eutectics for high-temperature solar energy storage. Appl Energy 2015;156:306–10. https://doi.org/10.1016/J.APENERGY.2015.07.022.

[36] Du L, Tian H, Wang W, Ding J, Wei X, Song M. Thermal Stability of the Eutectic Composition in NaCl-CaCl2-MgCl2 Ternary System Used for Thermal Energy Storage Applications. Energy Procedia 2017;105:4185–91. https://doi.org/10.1016/J.EGYPRO.2017.03.892.

[37] Du L, Ding J, Tian H, Wang W, Wei X, Song M. Thermal properties and thermal stability of the ternary eutectic salt NaCl-CaCl2-MgCl2 used in high-temperature thermal energy storage process. Appl Energy 2017;204:1225–30. https://doi.org/10.1016/J.APENERGY.2017.03.096.

[38] Xu X, Dehghani G, Ning J, Li P. Basic properties of eutectic chloride salts NaCl-KCl-ZnCl2 and NaCl-KCl-MgCl2 as HTFs and thermal storage media measured using simultaneous DSC-TGA. Solar Energy 2018;162:431–41. https://doi.org/10.1016/J.SOLENER.2018.01.067.

[39] Forsberg CW, Peterson PF, Zhao H. High-Temperature Liquid-Fluoride-Salt Closed-Brayton-Cycle Solar Power Towers. J Sol Energy Eng 2007;129:141–6. https://doi.org/10.1115/1.2710245.

[40 Williams DF. Assessment of Candidate Molten Salt Coolants for the Advanced High Temperature Reactor (AHTR). Oak Ridge, TN: 2006. https://doi.org/10.2172/885975.

[41] Jerden J. Molten Salt Thermophysical Properties Database Development: 2019 Update Chemical and Fuel Cycle Technologies Division. 2019.

[42] An XH, Cheng JH, Su T, Zhang P. Determination of thermal physical properties of alkali fluoride/carbonate eutectic molten salt. AIP Conf Proc 2017;1850:70001. https://doi.org/10.1063/1.4984415/616834.

[43] Balliet H, McLaughlin L, Ma Z, Glusenkamp K. Technology Strategy Assessment: Findings from Storage Innovations 2030 Thermal Energy Storage. Idaho Falls, ID (United States): 2023. https://doi.org/10.2172/1998552.

[44] Georgiou S, Shah N, Markides CN. A thermo-economic analysis and comparison of pumped-thermal and liquid-air electricity storage systems. Appl Energy 2018;226:1119–33. https://doi.org/10.1016/J.APENERGY.2018.04.128 .

[45] Smallbone A, Jülch V, Wardle R, Roskilly AP. Levelised Cost of Storage for Pumped Heat Energy Storage in comparison with other energy storage technologies. Energy Convers Manag 2017;152:221–8. https://doi.org/10.1016/J.ENCONMAN.2017.09.047.

[46] McTigue JD, Farres-Antunez P, White AJ, Markides CN, Martinek J, Jorgenson J, et al. Integrated Heat Pump Thermal Storage and Power Cycle for CSP: Final Technical Report 2022.

[47] Deliverable 2.1 MS driven energy system management and power/gas grid integration solutions: https://www.saltopower.uevora.pt/media/#derivables-and-reports

[48] Collares-Pereira M, Canavarro D, Guerreiro LL. Linear Fresnel reflector (LFR) plants using superheated steam, molten salts, and other heat transfer fluids. Advances in Concentrating Solar Thermal Research and Technology, Elsevier; 2017, p. 339–52. https://doi.org/10.1016/B978-0-08-100516-3.00015-0.

[49] http://www.emsp.uevora.pt/

AVALIAÇÃO DA COMPETITIVIDADE DE CONFIGURAÇÕES TECNOLÓGICAS DE CENTRAIS SOLARES COM ARMAZENAMENTO NO ESPAÇO IBEROAMERICANO

Eusébio T.R.*, Ait El Cadi R.*, Horta P.*

*Cátedra Energias Renováveis, Universidade de Évora, Pólo da Mitra da Universidade de Évora - Edifício Ário Lobo de Azevedo, 7000-083 Nossa Senhora de Tourega, (Évora) Portugal, tre@uevora.pt

RESUMEN/RESUMO

Neste artigo pretende-se avaliar qual a competitividade de sistemas solares com armazenamento, comparando três configurações tecnológicas para central solar com armazenamento: Central CSP cilindro parabólica utilizando sais fundidos com armazenamento térmico (PTPP), sistema fotovoltaico com armazenamento térmico em Bateria de Carnot (PV-TS) e sistema fotovoltaico com armazenamento em baterias de lítio (PV-BESS). A análise técnica é baseada na performance anual das centrais simuladas com diferentes parâmetros de dimensionamento (como o múltiplo solar e o número de horas de armazenamento). As simulações são realizadas recorrendo ao software TRNSYS 17 com resolução horária, suportadas por rotinas de programação em Python por forma a efetuar variações paramétricas. São consideradas diversas localizações situadas nos países do CIES (com latitudes, DNI e Ghi distintos). Os resultados apresentam as configurações mais competitivas (em termos de LCOE) para cada localização em função do fator de capacidade na forma de mapas de competitividade das regiões indicadas.

PALABRAS CLAVE/PALAVRAS-CHAVE: Energía Solar, Armazenamento, Simulação, Competitividade

ABSTRACT

This paper aims to perform a competitiveness assessment of solar systems with energy storage, by comparing three power plant configurations: parabolic trough solar field using molten salts with thermal energy storage (PTPP), photovoltaic solar field with thermal energy storage (PV-TS) and photovoltaic solar field with lithium ion electrochemical energy storage (PV-BESS). The analysis is based on the annual performance of the simulated power plants with different sizing parameters (solar multiple and number of equivalent full load hours of storage). The simulations are performed with TRNSYS 17 software with hour resolution, backed by python routines to handle the parametric variations. Several locations from the CIES countries were considered (with different DNI, Ghi and latitude). The results exhibit the best configuration (in terms of LCOE competitiveness) for each location as a function of capacity factor making use of maps for the competitiveness of indicated regions.

KEYWORDS: Solar Energy, Storage, Simulation, Competitiveness

INTRODUÇÃO

Por forma a atingir metas de elevada penetração de electricidade renovável, bem como proporcionar segurança de abastecimento por via de fontes endógenas, a incorporação de sistemas de armazenamento de energia elétrica apresenta benefícios para o sistema electroprodutor como um todo (Hoogland et al. 2023).

Neste artigo pretende-se avaliar qual a competitividade de sistemas solares com armazenamento, comparando três configurações tecnológicas para central solar com armazenamento, ilustradas na figura 1: Central CSP cilindro parabólica utilizando sais fundidos com armazenamento térmico (PTPP), sistema fotovoltaico com armazenamento térmico em Bateria de Carnot (PV-TS) e sistema fotovoltaico com armazenamento em baterias de lítio (PV-BESS).

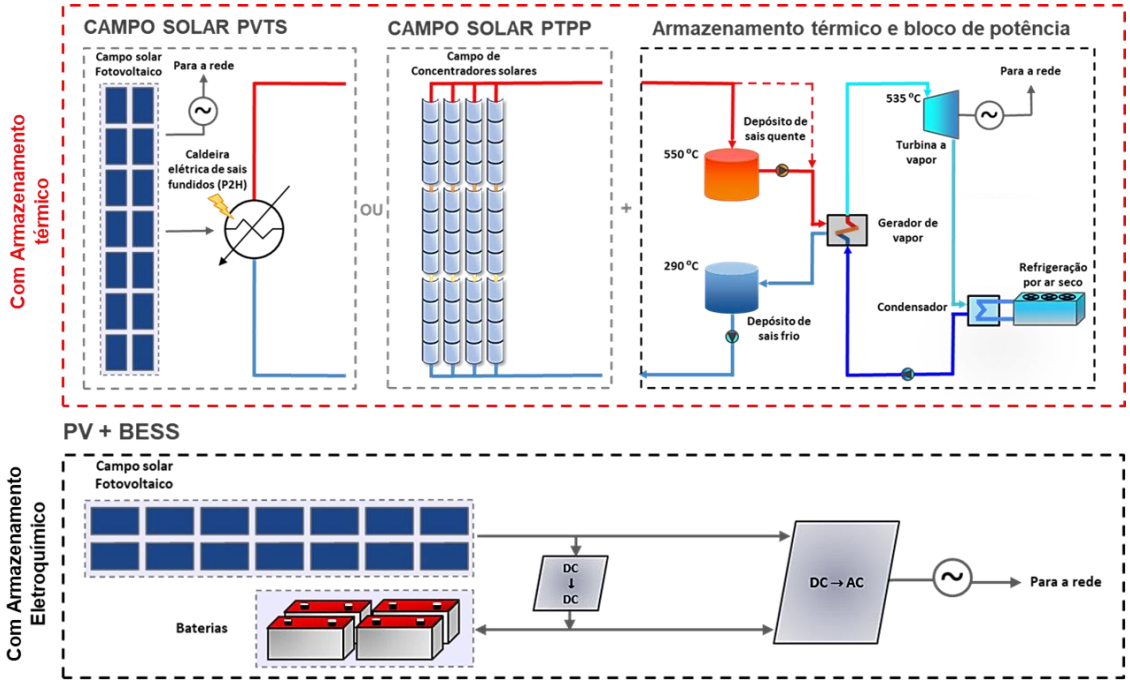


Fig. 1. Representação esquemática das três configurações de centrais solares com armazenamento: centrais solares com armazenamento térmico e bloco de potência recorrendo a campo solar fotovoltaico (PV-TS) ou campo solar de coletores cilindro parabólicos (PTPP); campo solar fotovoltaico e baterias (PV-BESS).

Tendo por base o Custo Nivelado de Electricidade (LCOE) como indicador de referência para a competitividade das diferentes configurações, este artigo apresenta os resultados obtidos da análise técnico-económica realizada para localizações no espaço iberoamericano, cobrindo uma gama de condições geográficas e de recurso solar com impacto nos resultados.

AVALIAÇÃO TÉCNICA

A análise técnica é baseada na performance anual das centrais simuladas com diferentes parâmetros de dimensionamento (como o múltiplo solar - SM - e o número de horas de armazenamento equivalentes - FLH). As simulações são realizadas recorrendo ao software TRNSYS 17 com resolução horária, contando ainda com rotinas de programação em Python por forma a efetuar variações paramétricas. São consideradas diversas localizações situadas nos países do CIES (com latitudes, Irradiação normal direta - DNI - e irradiação global no plano horizontal - Ghi - distintos).

Localizações escolhidas

Os dados de clima foram retirados da base de dados Meteonorm associada à versão 17 do software TRNSYS, sendo que, também foram retirados outras três localizações provenientes do site PVGIS (PVGIS), por forma a cobrir as localizações com índice de DNI muito elevado, nomeadamente localizações do Chile (que a base de dados Meteonorm do TRNSYS não cobre). A relação de dependência entre as três variáveis (latitude, DNI e Ghi) não é óbvia como se pode verificar nas seguintes figuras. Desta forma optou-se por escolher diversas localizações (ver tabela 1) da forma mais distribuída possível, tendo em conta os diferentes valores das variáveis mencionadas, como se pode verificar (a laranja) nas figuras seguintes.

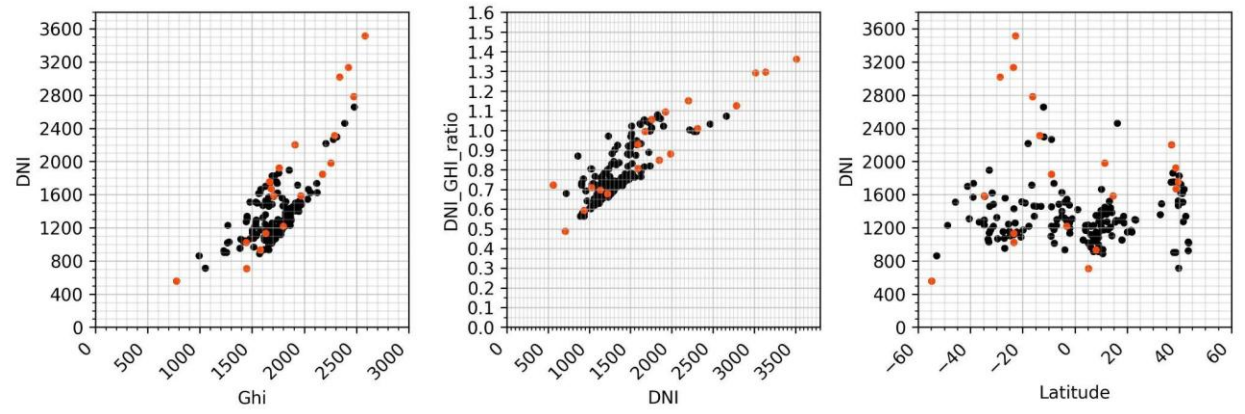


Fig. 2. Parâmetros de DNI, Ghi, rácio DNI e GHI, latitude e relações entre si, para as localizações da base de dados da Meteonorm provenientes do software TRNSYS (a preto) e as localizações selecionadas para o estudo (a laranja).

Tabela 1. Localizações selecionadas para o estudo e respectivos parâmetros.

Localização	DNI	Ghi	Rácio Ghi/DNI	Rácio DNI/Ghi	Latitude	Longitude
CL-Puerto-Williams	560	775	1.382	0.723	-54.93	-67.63
BR-Sao-Paulo	1025	1443	1.408	0.710	-23.50	-46.62
VE-Puerto-Ayacucho	707	1447	2.046	0.489	5.10	-67.50
DO-Santiago	937	1577	1.683	0.594	8.08	-80.95
BO-Concepcion	1135	1629	1.435	0.697	-23.43	-57.43
ES-Caceres	1757	1664	0.947	1.055	39.47	6.33
PT-Lisboa	1674	1683	1.006	0.994	38.72	9.15
AR-Buenos-Aires	1581	1707	1.079	0.926	-34.58	-58.48
PT-Evora	1923	1758	0.914	1.094	38.57	7.90
BR-Manaus	1218	1797	1.475	0.678	-3.13	-60.02
PT-Faro	2200	1910	0.868	1.152	37.02	7.97
MQ-Le-Lamentin	1588	1967	1.238	0.808	14.60	-61.00
PE-Chimbote-Teniente	1847	2172	1.176	0.850	-9.00	-78.52
VE-Coro	1982	2252	1.136	0.880	11.42	-69.68
PE-Cuzco-Valazco-Astet	2312	2288	0.990	1.011	-13.55	-71.98
PE-Arequipa-Characa	2783	2475	0.889	1.125	-16.32	-71.55
CL-Atacama	3514	2580	1.362	0.734	-22.77	-69.48
CL-Antofagasta	3135	2420	1.296	0.772	-23.58	-69.86
CL-Vallenar	3018	2336	1.292	0.774	-28.68	-69.86

Modelação dos sistemas

O modelo quase-dinâmico concebido do software TRNSYS permite acoplar os diferentes componentes envolvidos em cada central e inclui os principais subsistemas em questão permitindo estabelecer estratégias e modos de operação O modelo de simulação utiliza diversos parâmetros de centrais, incluindo, entre outros, propriedades dos coletores (fotovoltaicos e térmicos), do armazenamento (térmico ou em baterias de ião lítio) e dados meteorológicos, sendo que as centrais apresentam um objetivo de entregar energia à rede elétrica de 100 MWe (sendo um limite predefinido) e sempre que exista energia disponível para tal. Uma breve descrição é apresentada abaixo para cada configuração:

- PTPP - recorre à utilização de um campo de coletores solar térmicos do tipo cilindro-parabólicos utilizando sais fundidos como fluido de transferência térmica (HTF, da

sigla inglesa), capazes de suportar uma temperatura de operação de 550 ºC. O armazenamento térmico é baseado no conceito de dois tanques (um quente e outro "frio"). A central inclui um ciclo de potência (0.428 de eficiência e com 10% de consumos parasíticos (Turchi et alt. 2013) com um sistema de refrigeração por ar seco.

    - coletor térmico (PTC) foi validado como um único componente. A temperatura foi imposta como parâmetro de entrada do coletor, sendo calculada a temperatura de saída do óleo. Aqui a diferença entre o valor medido (Maccari et alt. 2015) e o valor simulado foi de 1.5 %;

- PVTS - recorre à utilização de um campo solar constituído por módulos fotovoltaicos com seguimento de um eixo (orientação N-S), escolhido devido à sua competitividade e à sua porção de novos sistemas instalados (Bolinger et alt. 2022), cuja produção pode ser diretamente direcionada para a rede elétrica e/ou utilizada para carregar o sistema de armazenamento térmico (aquecendo o tanque quente através de resistências elétricas). Um conceito similar ao sistema de dois tanques, ciclo de potência e sistema de arrefecimento, como adotado para o sistema PTPP é utilizado;

    - Relativamente ao sistema fotovoltaico a validação teve por base a ferramenta de simulação SISIFO para dimensionamento de centrais conectadas à rede, resultando num erro relativo de < 1.25 % entre os valores simulados da ferramento SISIFO e do TRNSYS;

- PV_BESS - recorre à utilização de um campo solar constituído por módulos fotovoltaicos com seguimento de um eixo (orientação N-S), bem como um sistema de armazenamento de energia eletroquímica com recurso a baterias de ião lítio (BESS). A escolha da arquitetura de acoplamento PV + BESS pode ser realizada de algumas formas diferentes, nomeadamente na forma "AC-coupled" ou "DC-coupled", para sistemas implantados na mesma localização física/geográfica. Neste estudo assume-se a utilização de sistemas com acoplamento AC pelas razões mencionadas em (Ramasamy et alt. 2022).

    - Tendo por base a validação do campo solar fotovoltaico mencionada no ponto anterior, o sistema de baterias, foi validado tendo por base parâmetros técnicos (potência, capacidade, etc.) e condições de operação (períodos de carga e descarga) idênticos na utilização do software SAM, com erro menor que 2%.

<u>Estratégia e modos de operação da central</u>

Em qualquer das configurações de central, a eletricidade (líquida) produzida pela central, é restringida a 100 MWe. O controlo de despachabilidade permite a entrega de eletricidade à rede elétrica (no ponto de entrega) de forma constante (desde que exista energia necessária para o efeito), sendo que pode ser gerada através do campo solar (utilizando a energia remanescente para carregar o sistema de armazenamento) ou proveniente da

energia previamente armazenada no sistema de armazenamento da respetiva configuração de central. Qualquer potência (elétrica ou térmica, dependendo da configuração) originada pelo campo solar que não seja possível entregar ao sistema de armazenamento ou ao bloco de potência ou à rede elétrica é desperdiçada (por exemplo ao desfocar o campo solar).

Avaliação Paramétrica

Com o objetivo de identificar o impacto dos parâmetros de dimensionamentos na performance, seja de cariz técnico (produção anual líquida de eletricidade) e económico (através do LCOE), bem como do impacto dos níveis de irradiação solar (em diferentes localizações e latitudes) para cada configuração de central, diversas simulações foram realizadas de acordo com as seguintes variações paramétricas, perfazendo 17784 simulações:

- Campo solar dimensionado SM entre 1 e 7, com passos de 0.5;
- Armazenamento (térmico ou eletroquímico) dimensionado para FLH entre 1 e 24, com passos de 1;
- 19 localizações;
- 3 configurações de central.

AVALIAÇÃO ECONÓMICA

O modelo de custos apresentado neste trabalho segue uma estrutura proposta por (Hirsch et alt. 2017) para centrais solares de concentração de grande dimensão e valores da NREL para sistemas fotovoltaicos e ainda de baterias (NREL, 2023). No caso das centrais solares de concentração salientam-se os seguintes pontos:

- CAPEX e OPEX são separados em custos diretos e indiretos de “Engineering, Procurement, and Construction” (EPC)
- CAPEX representa a soma dos custos diretos e indiretos de EPC e os custos de proprietário;
- Os custos diretos e indiretos de EPC foram retirados da literatura (Turchi et alt. 2013; Bolinger et alt. 2022; Hirsch et alt. 2017; Turchi, 2010; Turchi et alt. 2019; Glatzmaier, 2011; Dieckmann et alt. 2017; Giuliano et alt. 2019; IRENA, 2022), e a inflação acumulada foi corrigida para valores monetários até 2021 (bem como utilizando, sempre que necessário, o valor médio dos últimos 10 anos para a taxa de câmbio, tendo como valor 1 EUR = 1.162 USD - obtido do Banco Central Europeu)

A repartição de custos diretos de EPC por componente para as diferentes configurações é apresentada na tabela 2 em termos de custos específicos. Os custos indiretos de EPC para as diferentes configurações é apresentada na tabela 3, e abrange os os serviços EPC, lucro, margem de lucro e contingência, custos do proprietário e operação e manutenção (O&M) que constitui o OPEX.

Tabela 2. Repartição dos custos diretos de EPC por componente.

PTPP	PVTS	PVBAT	Componente	Valor	Unidade	Ref.
x	x	x	Melhoramentos do local	26.96	USD/m^2_{ab}	Turchi et alt. 2013; Hirsch et alt. 2017; Turchi, 2010; Turchi et alt. 2019; Glatzmaier, 2011; Dieckmann et alt. 2017
x			Campo Solar PTPP	161.79	USD/m^2_{ab}	
x	x		TES	28.16	USD/kWh_{th}	
x	x		BOP	288.75	USD/kW_e	
x	x		Bloco de Potência	1121.72	USD/kW_e	
	x	x	1-axis PV solar field	1000.0	USD/kW_e	Bolinger et alt. 2022; IRENA, 2022
	x		Resistência Elétrica	104.7	USD/kW_e	Giuliano et alt. 2019
		x	Li-ion BESS (Custos totais de instalação)	537 (2-hrs) 446 (4-hrs) 386 (6-hrs) 358 (8-Hrs) 338 (10-Hrs)	USD/kWh_e	(NREL, 2023)

Tabela 3. Custos indiretos de EPC, Custos do proprietário e custos de O&M.

PTPP	PVTS	PVBAT	EPC (Custos Indiretos)	Valor	Unidade	Ref.
x	x		Serviços EPC	5.0	% de custos diretos de EPC	Hirsch et alt. 2017;
x	x		Margem de lucro e contingência	10.0	% de custos diretos de EPC	Dieckmann et alt. 2017
			Custos do proprietário	**Valor**	**Unidade**	**Ref.**
x	x		Desenvolvimento de projeto	10.0	% de custos de EPC (diretos e indiretos)	Dieckmann et alt. 2017
x	x		Custos adicionais	3.0	% de custos de EPC (diretos e indiretos)	Hirsch et alt. 2017; Dieckmann et alt. 2017
x	x	x	Custo do terreno	1.14	USD/m^2 de área ocupada	Dieckmann et alt. 2017
x	x	x	Infraestrutura (Inclui conexão alta tensão, back-up, acessos, etc.)	6.86×10^6	USD (custo fixo)	Hirsch et alt. 2017; Dieckmann et alt. 2017
			O&M	**Valor**	**Unidade**	**Ref.**
x			PTPP	2.2	% do CAPEX	Dieckmann et alt. 2017
	x		PVTS	13.0	USD/kW_e	Dieckmann et alt. 2017
		x	PVBAT	2.5	% (anual) do CAPEX específico [USD/kW_e]	Bolinger et al, 2022

Como parâmetros macroeconómicos são considerados 25 anos de tempo de vida, com uma taxa de atualização de 7.0% e uma taxa de inflação de 4.0% bem com uma taxa de degradação de 0.4%/ano para as configurações PTPP (IRENA, 2012) e PV-TS (CanadianSolar, 2023) e ainda 0.4 %/ano (CanadianSolar, 2023) para a configuração PV-BESS (para o caso dos módulos fotovoltaicos), com um acréscimo de uma degradação anual de 1.55%/ano (para o caso das baterias), e conta com a substituição do sistema de baterias quando este atinge 80 % da capacidade (David Gräf et.al., 2022), sensivelmente aos 13 anos.

RESULTADOS DE LCOE E DE FATOR DE CAPACIDADE

Com base nos pressupostos da análise técnica e económica, a Fig. 3 apresenta (a título de exemplo) os resultados de LCOE em função do fator de capacidade para três localização específica (i.e., Puerto Williams, Chile; Évora, Portugal; Arequipa, Perú), comparando as três configurações para diferentes parâmetros de dimensionamento.

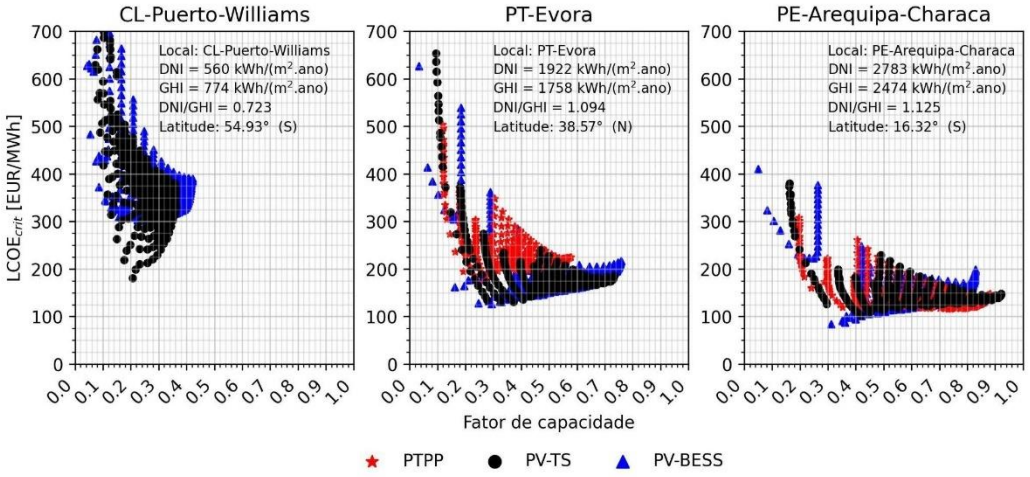


Fig. 3. Resultados de LCOE em função do fator de capacidade para três localizações (i.e., Puerto Williams, Chile; Évora, Portugal; Arequipa, Perú), para três configurações com diferentes parâmetros de dimensionamento

A figura 3 permite identificar que, para cada configuração existem pontos ótimos de combinações de parâmetros técnicos (SM e FLH), que em conjunto perfazem uma linha de LCOE mínimo para uma dada localização, permitindo estabelecer uma relação aproximada de dependência entre LCOE e fator de capacidade associados a determinado nível de Ghi, de DNI e do seu rácio. Essa abordagem é ilustrada na figura 4 ao comparar a curva "Pareto" obtida (ajuste polinomial de grau 8 - tendo sido obtida e posteriormente utilizados os coeficientes) com o conjunto de pontos "Pareto" de LCOE mínimo para um determinado fator de capacidade. Estes pontos "Pareto" foram selecionados ao dividir o conjunto de dados para cada localização e configuração por "N" intervalos de fator de capacidade (escolheu-se 20), sendo selecionado o ponto real mais próximo e que ficasse dentro de um determinado valor de tolerância imposto (assumiu-se um valor de 0.025).

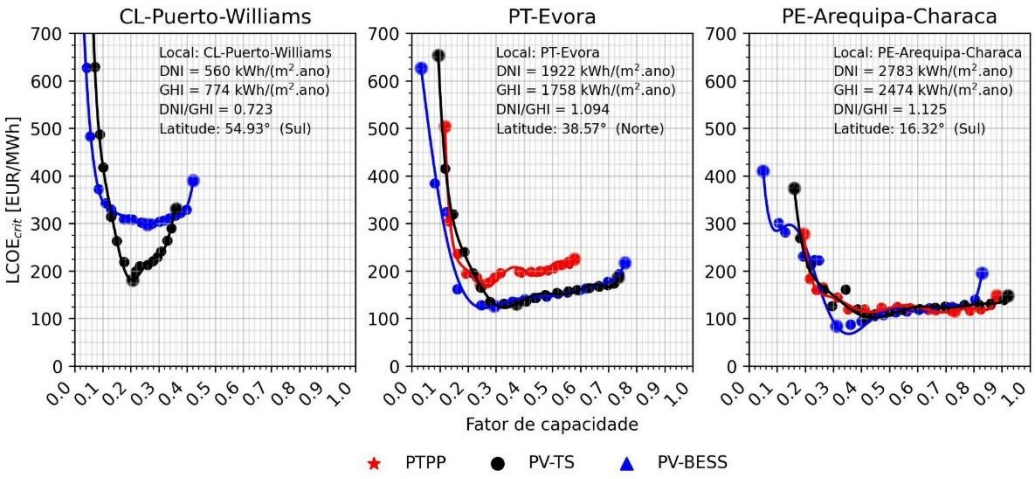


Fig. 4. Curvas obtidas de LCOE mínimo em função do fator de capacidade, comparando com um conjunto de pontos para três localizações específicas (i.e., Puerto Williams, Chile; Évora, Portugal; Arequipa, Perú).

AVALIAÇÃO DA COMPETITIVIDADE

Devido à quantidade de resultados obtidos, optou-se por escolher uma apresentação de resultados na forma de mapa, das regiões associadas à conferência CIES. Desta forma torna-se mais perceptível se uma dada configuração tecnológica é mais competitiva do que outra e em que condições de irradiação solar, nomeadamente tendo em conta o DNI e o Ghi. Para o efeito, foram utilizados os mapas de irradiação solar (DNI e Ghi) provenientes do Solargis (Solargis, 2024), tendo sido adaptados. Recorrendo ao software Python, foram recolhidas as gamas de DNI e de Ghi na forma matricial (pixels), sendo posteriormente alvo de alteração ao atribuir uma outra cor com base em condições predefinidas tendo por base as correlações de LCOE mínimo para cada localização em função do fator de capacidade, referidas na secção anterior, no qual para cada "pixel" é atribuída a configuração que apresenta o LCOE mais competitivo.

Com o intuito de identificar, no seio das localizações simuladas com os ficheiros de clima, quais a curvas de LCOE mínimo em função do fator de capacidade a serem utilizadas, optou-se por selecionar, em cada pixel, a localização que tenha os valores mais próximos ao valor médio da gama (para ambos DNI e Ghi), sendo que é aplicada uma tolerância a respeitar relativamente à distância que podem estar deste valor médio. Com base nesta abordagem os resultados para fatores de capacidade distintos são apresentados nas figuras 5 e 6. As cores remetem para a solução mais competitiva das três configurações: azul (PV-BESS), preto (PV-TS) e vermelho (PTPP). Zonas que não atingem o valor de fator de capacidade são apresentadas a cinza ao passo que zonas que não incidem dentro da tolerância dos valores simulados são assinalados a magenta.

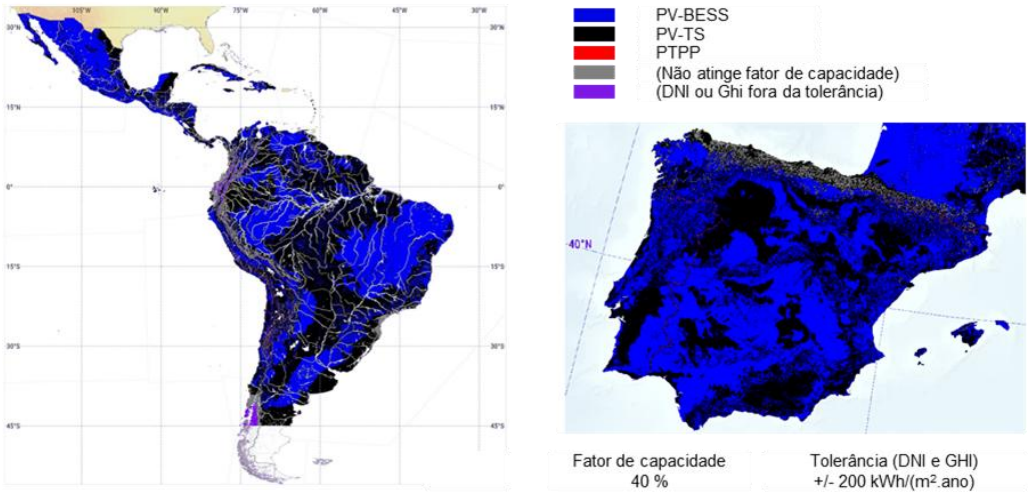


Fig. 5. Mapa de competitividade das três configurações nas regiões do CIES, para um fator de capacidade de 40 %.

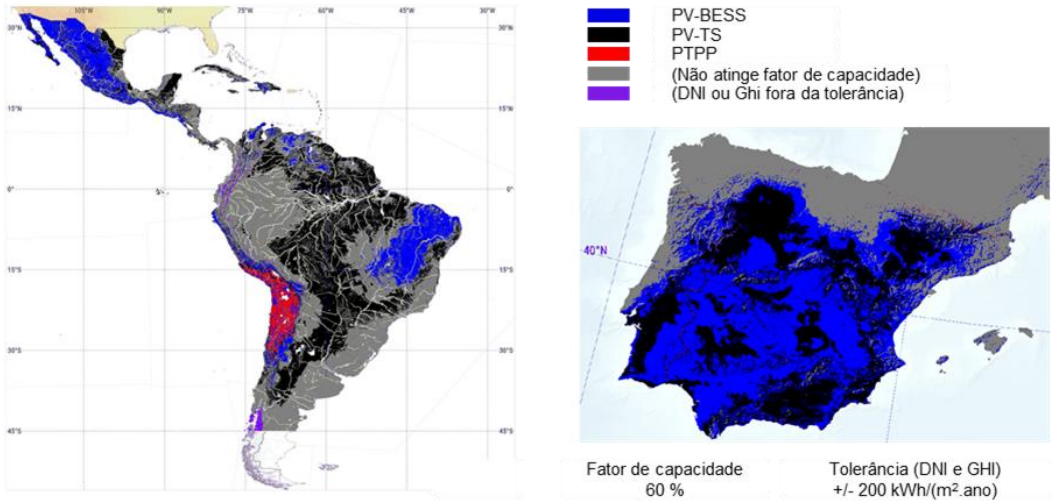


Fig. 6. Mapa de competitividade das três configurações nas regiões do CIES, para um fator de capacidade de 60 %.

COMENTÁRIOS FINAIS

Os resultados obtidos na forma de mapa de competitividade para as configurações de centrais de produção elétrica de sistemas solares com armazenamento consideradas neste trabalho (PTPP, PV-TS e PV-BESS), revelam uma predominância de sistemas PV-TS e de PV-BESS como as soluções de escolha (com valores de LCOE bastante próximos entre si - veja-se a figura 4), quando comparado com sistemas PTPP. No entanto, para valores muito elevados de irradiação solar (zonas altas do Chile), a configuração PTPP, para fatores de capacidade mais elevados, é a mais competitiva. No caso da península Ibérica, a solução PTPP não se apresenta competitiva. Face aos valores de LCOE serem muito próximos, ambas as configurações (PV-TS e PV-BESS) poderão ser consideradas como soluções e não apenas os sistemas com configuração PV-BESS. Atendendo aos níveis de irradiação de cada localização geográfica, nem todos os locais permitem atingir elevados fatores de capacidade.

Por forma a melhor o estudo, propõe-se considerar mais localizações, aprimorando a resolução dos resultados, bem como a obtenção das curvas Pareto mais otimizadas e refinadas associados aos valores de LCOE mínimo em função do fator de capacidade e dos índices de irradiação solar (DNI e Ghi), o que permitirá avaliar o impacto de outras considerações técnicas (modos de operação), económicas (custos das tecnologias) e contextos macroeconómicos.

AGRADECIMENTOS

O trabalho apresentado foi realizado com apoio da União Europeia através do projeto SALTOpower (GA Nr. 101079303) do programa Horizon Europe e Plano de Recuperação e Resiliência português através do projecto Agenda Mobilizadora ATE (GA Nr. C644914747-00000023).

REFERÊNCIAS

A. Maccari et alt. (2015) Archimede Solar Energy Molten Salt Parabolic Trough DemoPlant: A Step Ahead towards the New Frontiers of CSP, Energy Procedia. 69

Bolinger et al. (2022) Utility-Scale Solar, 2022 Edition: Empirical Trends in Deployment, Technology, Cost, Performance, PPA Pricing, and Value in the United States, E-Scholarship Repository, Berkeley, CA (USA).

CanadianSolar, Datasheet HiKu HIGH POWER POLY PERC MODULE: disponível em https://shorturl.at/wRT14

David Gräf et.al. (2022) What drives capacity degradation in utility-scale battery energy storage systems? The impact of operating strategy and temperature in different grid applications, Journal of Energy Storage,47, 103533.

Dieckmann et alt. (2017) “LCOE reduction potential of parabolic trough and solar tower CSP technology until 2025”, in: AIP Conference Proceedings, p. 160004.

G. Glatzmaier. (2011) Developing a Cost Model and Methodology to Estimate Capital Costs for Thermal Energy Storage, Golden, CO (United States).

Giuliano et alt. (2019) Power-to-heat in CSP systems for capacity expansion, in: AIP Conference Proceedings.

Hoogland, O., Fluri, V., Kost, C. et al. (2023). Study on energy storage, European Commission, Directorate-General for Energy, Publications Office of the EU.

Hirsch et al. (2017). CSP Bankability Project Report Draft: Draft for an Appendix O – Cost Structures to the SolarPACES Guideline for Bankable STE Yield Assessment.

IRENA. (2012) Concentrating Solar Power - RENEWABLE ENERGY TECHNOLOGIES: COST ANALYSIS SERIES, Volume 1: Power Sector Issue 2 / 5.

IRENA. (2022) Renewable Power Generation Costs in 2021, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

NREL Annual Technology baseline - 2023 Electricity ATB Technologies.

PVGIS: disponível em: *https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/*

Ramasamy et alt. (2022) U.S. Solar Photovoltaic System and Energy Storage Cost Benchmarks, With Minimum Sustainable Price Analysis: Q1 2022. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory.

S. Guccione and R. Guedez (2023) Techno-economic optimization of molten salt based CSP plants through integration of supercritical CO2 cycles and hybridization with PV and electric heaters, Energy, vol. 283.

Solargis Solar resource map 2024 disponível em https://solargis.com/maps-and-gis-data/overview

Turchi (2010) Parabolic Trough Reference Plant for Cost Modeling with the SAM, Golden, CO (United States).

Turchi et alt. (2013) Molten Salt Power Tower Cost Model for the System Advisor Model (SAM), Technical Report NREL/TP-5500-57625, National Renewable Energy Laboratory

Turchi et alt. (2019) CSP Systems Analysis - Final Project Report, Golden, CO (United States).

HYBRIDISATION OF THE ZEOLITES SEASONAL THERMAL ENERGY STORAGE SYSTEM PROTOTYPE WICTH IS FOCUS ON RESIDENTIAL BUILDING FOR AIR CONDITIONING

Oscar Seco Calvo, José Antonio Ferrer-Tevar, Francisco Ferrera-Cobos, Helena López Moreno, María Nuria Sánchez Egido, María José Jimenez

Unidad de Eficiencia Energética en la Edificación C.I.E.M.A.T.

División de Energías Renovables, Spain*Avenida Complutense nº40

28040, Madrid (España)

www.ciemat.es

RESUMEN

Este estudio profundiza en el análisis de la capacidad de almacenamiento (Hastürk et al. 2019) térmico de la zeolita sintética 13x bajo diversas condiciones morfológicas y de contorno, que abarcan variaciones de humedad y temperatura. Se han llevado a cabo ensayos en un recinto tipo de ensayo tipo PASSYS en el Laboratorio de ensayos Energéticos para Componentes de la Edificación (LECE) del CIEMAT en la Plataforma Solar de Almería (España). Se ha empleado un reactor climático prototipo (Alva et al. 2018), examinándose el proceso de descarga para evaluar la energía térmica almacenada en la zeolita 13x a través de diferentes velocidades de flujo de aire, teniendo en cuenta la fricción teórica asociada a la morfología del material. Los resultados experimentales indican que se superan los umbrales convencionales de temperatura del aire acondicionado, lo que subraya la preparación de esta novedosa tecnología de almacenamiento estacional de energía térmica para su aplicación a gran escala, tal y como se ha validado mediante prototipos experimentales de laboratorio.

PALABRAS CLAVE: Almacenamiento energético térmico, zeolitas, climatización

ABSTRACT

This study delves into the analysis of the thermal storage capacity of synthetic zeolite 13x under diverse morphological and boundary conditions, encompassing humidity and temperature variations. Tests have been conducted in a PASSYS test cell at the “Laboratorio de ensayos Energéticos para Componentes de la Edificación (LECE)” at CIEMAT’s “Plataforma Solar de Almería” (Spain), employing a prototype climate (Alva et al. 2018) reactor, the discharge process is scrutinized to assess the thermal energy stored within 13x zeolite across different airflow rates, considering theoretical friction associated with material morphology. The study evaluates both theoretically and experimentally the stored energy and useful energy recovery from two distinct morphologies of synthetic zeolite 13x. Temperature profiles attained vary based on characteristic parameters, loading procedures, airflow rates, and rehydration air moisture content. Experimental findings

indicate surpassing of conventional air-conditioning temperature thresholds, underscoring the readiness of this novel seasonal thermal energy storage technology for full-scale implementation, as validated through experimental laboratory prototypes.

KEYWORDS: Thermal energy storage, zeolites, new uses of materials, buildings climate

INTRODUCCIÓN

La mitigación del cambio climático debe contemplar el diseño de áreas urbanas sostenibles, reduciendo las emisiones contaminantes y aumentando la calidad de vida y el bienestar de los ciudadanos (IPCC, 2023). Para alcanzar estos objetivos deben implantarse sistemas energéticos integradores, que conecten edificios energéticamente eficientes y flexibles con infraestructuras energéticas globales, alta generación renovable, sistemas de bajas emisiones de carbono y gestión flexible de los flujos energéticos del distrito (UNEP,2015). Así, las estrategias europeas se centran en el desarrollo de Distritos y Barrios Energéticamente Positivos, cuyo objetivo es optimizar el consumo energético a través de la gestión activa y el equilibrio de las demandas, afeando picos o/y desplazando cargas en edificios de uso mixto y fomentando fuentes de energía sostenibles (EC, 2024). En este marco, los sistemas de almacenamiento actúan como amortiguadores energéticos entre la demanda y la oferta de energía, aportando flexibilidad al sistema energético mundial y aumentando la resiliencia a los efectos del cambio climático.

Los sistemas de almacenamiento son capaces de regular eficazmente la energía procedente de diferentes fuentes urbanas (energías renovables, red eléctrica, flujos residuales), mediante la modulación de su intensidad en términos temporales y espaciales. Estos elementos almacenan energía eléctrica y térmica en función de las características de los perfiles de generación y consumo (Yao et al., 2016), aportando una flexibilidad que permite a los flujos urbanos operar de forma robusta y eficaz. Estas soluciones son especialmente valiosas para cubrir picos de demanda o cortes de energía, cada vez más frecuentes debido a los fenómenos meteorológicos extremos y catástrofes, así como a la inestabilidad e incertidumbre del mercado energético (Cevik, 2022).

Los sistemas de almacenamiento (Kurşun et al., 2024) térmico desempeñan un papel importante en el equilibrio de los flujos energéticos urbanos (Telaretti et al., 2016). Estos sistemas se pueden clasificar en función del estado de la energía almacenada: sensible, latente y termoquímico (Chavan et al., 2022). Actualmente, el uso de sistemas termoquímicos en las ciudades es muy innovadores gracias a la alta energía almacenada y las bajas pérdidas de calor producidas, sin embargo estas tecnologías se encuentran principalmente a escala de laboratorio. El principio de funcionamiento de estos sistemas aprovecha las transformaciones químicas producidas al absorber calor para excitar una reacción. El calor almacenado puede recuperarse invirtiendo la reacción, a veces añadiendo un catalizador (Airò Farulla et al., 2020).

Existen muchas clasificaciones para los sistemas de almacenamiento termoquímico, pero una de las más habituales se basa en la creación de nuevos materiales cuando un gas se une a la superficie de un sólido (Salgado-Pizarro et al. 2022). Se identifican dos tipologías: reacciones químicas reversibles / procesos de absorción y procesos de adsorción (Guelpa y Vittorio, 2019). Los procesos de adsorción destacan por la creación de diferentes tipos de materiales como zeolitas, compuestos de aluminofosfatos y marcos metal-orgánicos (Hastürk et al. 2019, Pérez-Botella et al., 2022), que frecen ventajas en cuanto al almacenamiento térmico (Henninger et al 2017), transporte y gestión estacional. El desempeño de estos materiales regulará la aplicabilidad, eficiencia y rentabilidad de estos

procesos de adsorción. El uso de zeolitas como sistemas de almacenamiento tiene un gran potencial debido a sus propiedades catalíticas, la permeabilidad así como las propiedades de adsorción gracias a su estructura microporosa (Feng et al., 2021). Actualmente es fácil encontrar zeolita natural en el mercado ya que es un producto que proviene directamente de la cantera y es muy común para usos en edificación y construcción. Por lo tanto, su uso como elemento de almacenamiento térmico tiene un gran potencial económico y energético.

Estudios previos revelan el alto potencial de intercambio catiónico de las zeolitas (Seco et al. 2021). Sin embargo, para conocer en profundidad el potencial de las zeolitas como almacenamiento innovador de uso térmico, son necesarias campañas experimentales a medida. Así, este estudio aborda una cuestión clave en el desarrollo de ciudades sostenibles cuantificando la capacidad de almacenamiento térmico de los sistemas de almacenamiento termoquímico. Se han evaluado varias configuraciones de zeolitas naturales con el objetivo de reducir las incertidumbres existentes en su funcionamiento. Con este fin, se han desarrollado modelos de simulación numérica y experimentos de laboratorio para cuantificar la capacidad térmica de las zeolitas estudiadas.

Para ello, se definen los siguientes objetivos específicos: a) Diseño del tubo interno de un reactor prototipo de zeolita basado en modelos de simulación de Dinámica de Fluidos Computacional (CFD) que cuenta con unas perforaciones milimétricas para que al ser utilizado junto a un segundo cilindro concéntrico exterior pueda repartir el aire de entrada entre estas cavidades.

METODOLOGÍA

A continuación, se describe la metodología aplicada.

Selección del tipo de material físico y morfológico

Tras estudios previos ya realizados en la Unidad de Eficiencia Energética en la Edificación C.I.E.M.A.T. en los cuales se han decidido qué tipos de zeolitas pueden ser las mejores para el aporte energético en forma de calor tras su deshidratación con el aire del ambiente. Se ha optado por el tipo de origen sintético de 13 x, en las referencias se encuentran resultados que nos han conducido a ver de forma empírica que este es el tipo de zeolita más acorde para este propósito. Dada la experiencia acumulada en el Grupo de Investigación con la zeolita natural se pasa a realizar estudios con zeolita sintética seleccionada en base a la bibliografía.

Una vez que ya se tiene decidido el tipo de material se optimizará el diseño del reactor en base a la morfología del material a ensayar. En esta fase de estudio se procede a pensar en la ingeniería apropiada capaz de dar forma a la zeolita acorde al reactor diseñado para que alcance el máximo de los flujos de aire que puedan pasar a su través, pero sin que se descomponga en partículas que originen polvo.

Dentro de esta campaña de experimentación se han tomado dos tipos de zeolitas, el primero en forma de bolas esféricas y segundo en forma cilíndricas. En ambas

configuraciones el tamaño va de 4 a 8 milímetros de diámetro de largo; en el caso de la forma es básica la consideración de que la morfología de estas 2 estructuras dejen pasar aire entre las distintas piezas y conglomeraciones que se puedan formar en el interior del cañón prototipo por el cual va a pasar aire y también es fundamental considerar que este aire va a ser utilizado para una climatización de un espacio donde la salubridad ha de ser una de las máximas a tener en cuenta en base a los resultados (Fig. 59).

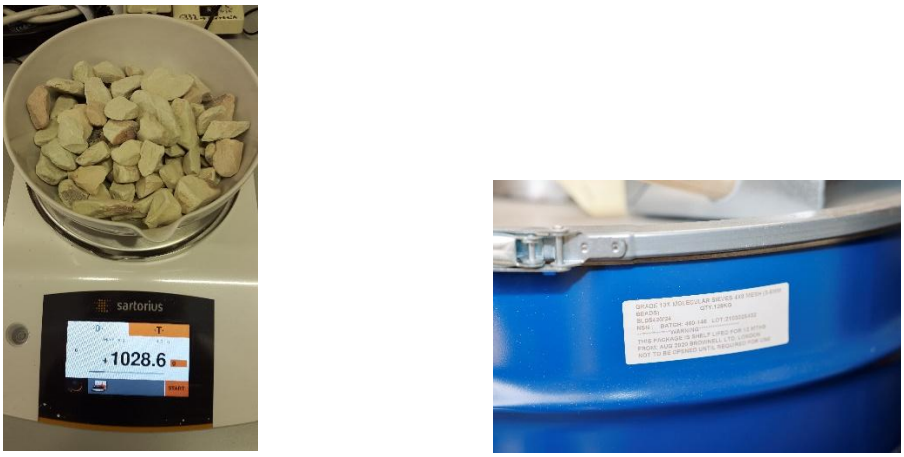


Fig. 59. (a) Zeolita natural de 4x4 cm aprox (a). (b) Bidón de zeolita sintética 13x en bolas de 4x4. UOP MOLSIVTM 13X Adsorbent. Mx [(AlO2)x(SiO2)y] • z H2O [M=Na] mm.

Definición del reactor prototipado con impulsor de aire

Basándose en estudios previos realizados con un material de pvc específico para el uso de temperaturas no superiores a 65° se ha pasado a utilizar un material de acero inoxidable de baja composición en carbono para poder combatir las oxidaciones de su interior a los cambios de humedad.

En lo que al diseño se refiere se ha pensado en un doble cilindro concéntrico similar a los diseños que se realizan para los filtros de mangas qué tienen otras muchas aplicaciones (Fig. 60). Este diseño hace que la entrada de aire sea por la parte estrecha del reactor que a su vez corresponde con el cilindro interior del prototipo donde la entrada de aire viene directamente de un impulsor de aire que recoge el aire de su entorno y lo hace pasar a través del cilindro interior que acaba en un tapón que no permite la salida del aire pero a su vez tiene múltiples agujeros situados estratégicamente en este cilindro acorde con los resultados obtenidos en las simulaciones de fluido dinámico, por donde ha de salir este aire introducido forzosamente y pasar a la doble cámara, que se encontrará con la resistencia física de la zeolita almacenada que comenzará su ciclo de descarga al entrar en contacto directo con la humedad que tenga el aire que pase a su través.

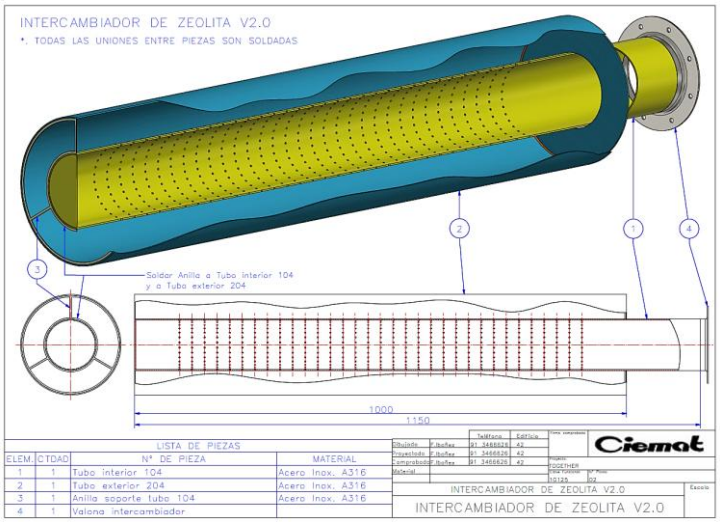


Fig. 60. Diseño para mecanizado en INOX como segundo prototipo de ensayos

El aire que sale impulsado por estos pequeños agujeros pasa a la cámara intermedia generada de forma concéntrica entre los 2 tubos del reactor es en esta cavidad donde se almacenarán los diferentes materiales sujetos de estudio en este caso, como se ha comentado con anterioridad, el diseño es apto para pellets o bolas esféricas de un cilindro máximo de entre cuatro y ocho milímetros. Será entonces cuando el aire pase a través del material que se ha metido en la cámara intermedia y la salida que tiene este aire será la opuesta a la del cañón de entrada de aire pero todo el aire que pase por aquí será conducido a través de las cavidades que quedan entre el material realizando la hidratación de la zeolita con el objeto de extraer toda la energía acumulada por la capacidad de almacenamiento energético térmico que se pueda almacenar dentro del material que se ha seleccionado. Este diseño se ha optimizado para una carga aproximada de unos 35 kilogramos de material siendo una cantidad más que considerable de dónde este tipo de experimentación ha dado el paso de escala de laboratorio a escala real para poder acondicionar un despacho individual de oficinas durante al menos un día (Fig. 61).

Siendo esta la definición de las especificaciones obtenidas del tipo de reactor que ha cumplido con las expectativas de una carga a escala de kilogramos de material y que pueda pasar un flujo de aire constante al igual que el que le entra por la parte frontal (número “1” en el esquema de mecanizado anterior) del prototipo. A este diseño se le suma una mesa de apoyo y movilidad, obteniendo un reactor apto para la carga superior en vertical del mismo, así como la expulsión de carga situado de forma horizontal, siendo la ayuda a este sistema la que lo hace factible para que pueda transportar de una forma fácil y cargado por una sola persona, acorde a las normativas en materia de prevención de riesgo laborales.



Fig. 61. Reactor construido. Izquierda: En posición horizontal de funcionamiento. Derecha: Vertical.

Simulación computacional de modelo fluido dinámico

Teniendo en cuenta que ya se ha seleccionado el tipo de zeolita a ensayar y su morfología se ha diseñado un prototipo para la realización de experimentación con el aire basada en simulaciones computacionales de fluidos energéticos, se han realizado varias simulaciones energéticas con diferentes combinaciones sobre la posición de los agujeros en el interior del reactor siendo la definitiva la que se muestra en Fig. 62, pero con la inserción exterior de un tubo de mayor diámetro como se muestra en la imagen anterior; asimismo el tubo interno lleva las perforaciones con el diámetro de estos mencionados agujeros, teniendo en cuenta que el reactor se va a utilizar en modo de carga para estos experimentos de tal manera que ha de ser necesario que el flujo de aire que pase a su través sea controlado y estable de tal forma que se igualen las velocidades de aire de entrada con la de la salida

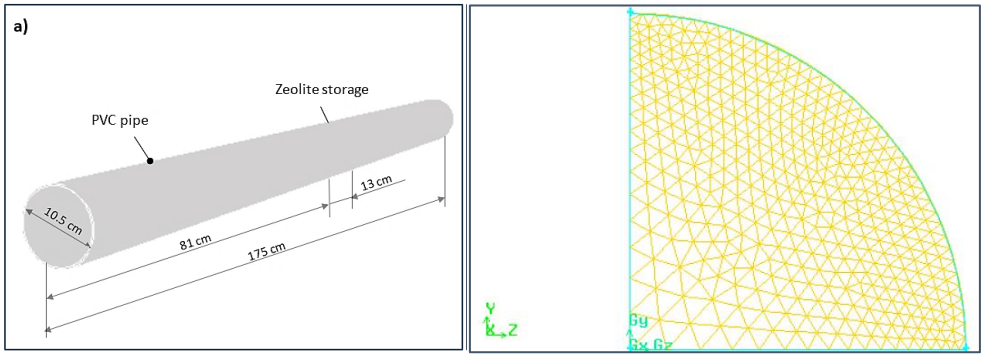


Fig. 62. Diseño del primer prototipo en CFD, correspondiente al tubo interior

Montaje experimental en recinto PASSYS y secuencia de ensayos

A continuación, se describe el montaje experimental realizado en un recinto tipo PASSYS del Laboratorio de ensayos Energéticos para Componentes de la Edificación (LECE) en la Plataforma Solar de Almería.

El reactor se ha colocado en la habitación de ensayo como se muestra en la Fig. 63. A la entrada del reactor se ha acoplado un impulsor de aire tipo industrial. El caudal de aire que aporta este impulsor al reactor se controla manualmente desde el exterior del recinto. Se han utilizado un humificador y un de deshumificador para controlar la humedad del interior del recinto. Se han instalado los siguientes sensores:

- Temperatura: Colocados en la superficie exterior del reactor en la zona central (Fig. 63a), y a su entrada y su salida Fig. 64. También se mide la temperatura de aire en el interior del recinto en una posición central y en posiciones próximas a suelo y techo (Fig. 63b).
- Humedad relativa: Se mide a la entrada y a la salida del reactor (Fig. 64), y en una posición central del recinto de ensayo (Fig. 63b).
- Velocidad de aire: Se mide en una posición central del tubo que conecta el impulsor de aire con el reactor, y en tres posiciones a la salida del mismo como se muestra en la Fig. 64.
- Consumo eléctrico individualizado de impulsor y humidificador.

Todos estos sensores están conectados a un sistema de adquisición de datos Compact Field Point de National Instruments que registra las medidas correspondientes cada minuto.

Cada uno de los ensayos que se ha llevado a cabo ha consistido en lo siguiente:

- Pesada de reactor vacío.
- Llenado de reactor con zeolita.
- Pesada del reactor lleno de zeolita.
- Selección de nivel de humedad y puesta en marcha del humidificador.
- Cierre de puerta de la habitación de ensayo.
- Puesta en marcha de impulsor de aire una vez estabilizada la humedad relativa en el recinto de ensayo.
- Finalización del ensayo cuando la humedad relativa del recinto se haya vuelto a estabilizar.

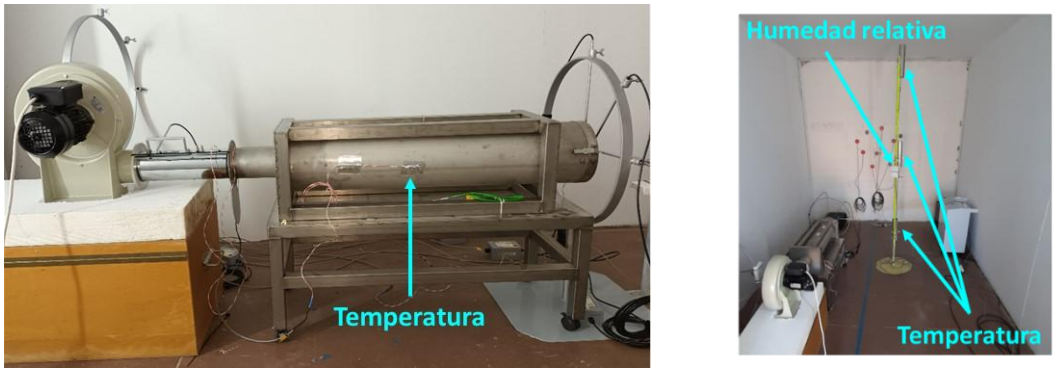


Fig. 63. Reactor instalado en recinto de ensayo y detalle de sensores instalados. Izquierda: Temperatura en la superficie del reactor. Derecha: temperatura de aire en el recinto y humedad relativa

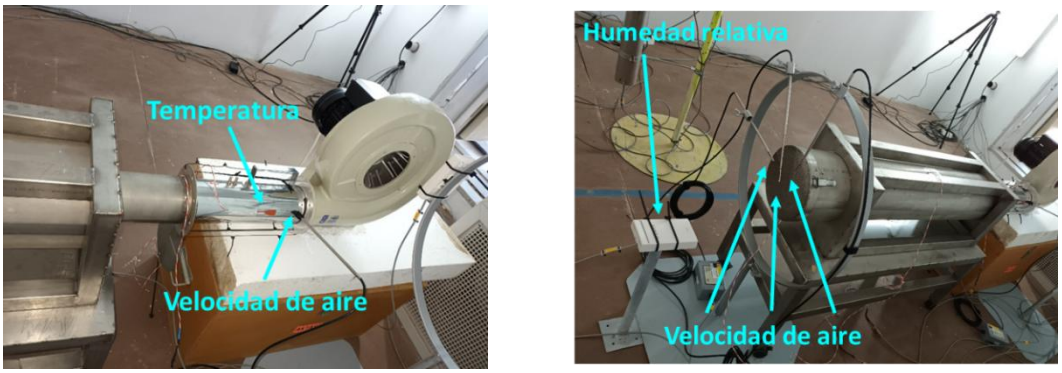


Fig. 64. Detalle de los sensores instalados a la entrada (izquierda) y salida del reactor (derecha).

RESULTADOS

La Fig. 65 muestra el reactor preparado para la experimentación de ensayos, donde se deja en ausencia de luz y en la medida de lo posible otras potenciales fuentes de calor; de las baterías de ensayos que se han realizado la más significativa y que se ha seleccionado para este caso de estudio es la que se muestra a continuación y como se puede observar la cámara IR capta la temperatura del reactor previa a su puesta en marcha.

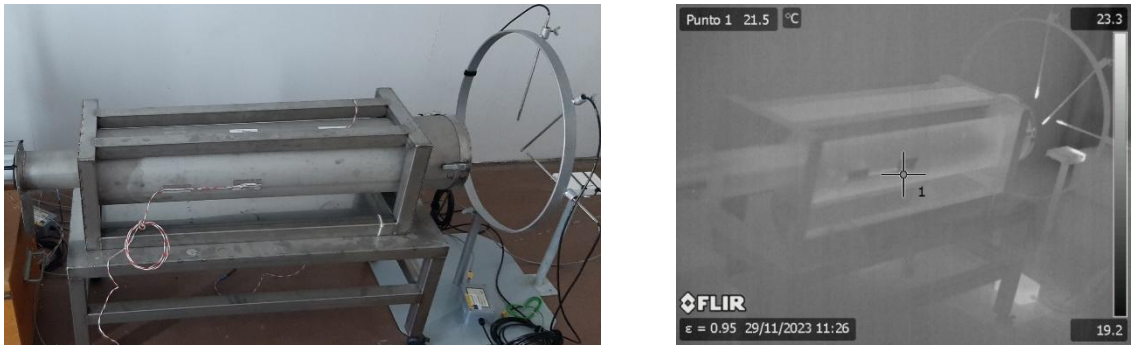


Fig. 65. Ensayo iniciado el 29 de noviembre de 2023. Izquierda: Instalación previa al experimento en el recinto PASSYS del LECE. Derecha: Imagen tomada con la cámara termográfica correspondiente a las gráficas comentadas en los resultados.

En la Fig. 66 se muestra el incremento de temperatura del aire entre la entrada y la salida del reactor, durante la operación del mismo en el recinto de ensayo.

Pueden observarse tres áreas a lo largo del periodo de ensayo:

1. Desde el inicio hasta el punto 1 el reactor se encuentra cerrado el único intercambio energético que se produce es debido a la humedad residual interior al reactor y por efecto de conducción, por lo que las temperaturas de entrada y salida son prácticamente coincidentes.

2. Entre el punto 1 y 2, el reactor está abierto, pero con el ventilador apagado. En este periodo la temperatura a la entrada se mantiene constante, y a la salida es mayor que a la entrada aumenta ligeramente debido al movimiento de aire por convección natural a través de las zeólitas.

3. A partir del arranque del ventilador y por tanto del inicio de la ventilación forzada de las zeolitas del reactor (punto 2) se observa un rápido aumento lineal de la temperatura de salida del reactor hasta alcanzar un máximo (punto 3). El aumento de la temperatura de entrada se debe a la suma de dos aportes energéticos, por una parte, el del reactor al ambiente y por otro el del ventilador al aire impulsado. El efecto de este último se analiza en la siguiente gráfica.

4. A partir del punto 3, se produce la descarga de las zeolitas del reactor, la cual, en presencia de suficiente humedad en el ambiente, se producirá totalmente, alcanzando un equilibrio entre las temperaturas de entrada y salida del reactor.

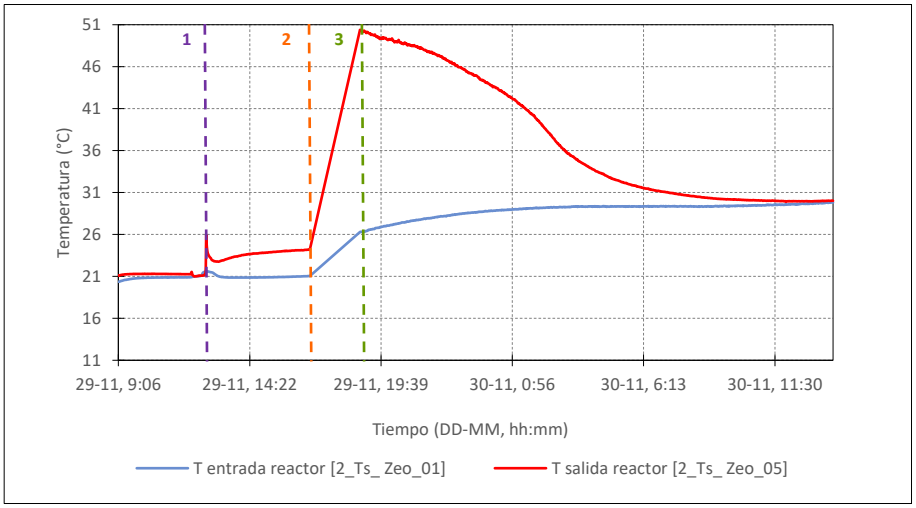


Fig. 66. Temperatura del aire entre la entrada y la salida del reactor.

En la Fig. 67 se muestra la diferencia de temperatura entre la media ambiente del recinto de ensayo y la temperatura del aire a la entrada del reactor tras pasar por el impulsor, por lo que la diferencia de temperatura se debe a la energía cedida por el impulsor. Puede observarse que una vez alcanzado el pico de temperatura máxima de salida, la diferencia de temperaturas entrada – ambientes se estabiliza en un valor cercano a constante.

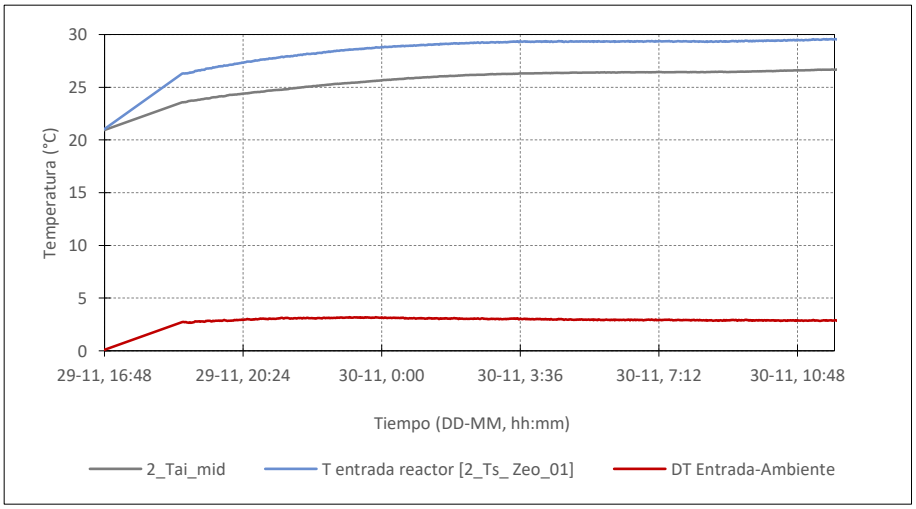


Fig. 67. Comparación entre la media ambiente del recinto de ensayo (2_Tai_mid) y la temperatura del aire a la entrada del reactor tras pasar por el impulsor (2_Ts_Zeo_01).

Si para el cálculo de la energía aportada por las zeolitas utilizamos la diferencia de temperatura entre la salida y entrada del reactor, ya estamos considerando este aporte energético, dado que el valor de la temperatura de entrada se realiza posterior a impulsor.

En una primera aproximación podemos calcular la potencia del reactor a través de la ecuación: $Q=mCp\Delta T$; donde m=caudal másico del flujo de aire a través del reactor, Cp=calor específico aire, DT es la diferencia de temperatura entre la salida y la entrada del reactor. En este caso obtendremos la Fig. 68.

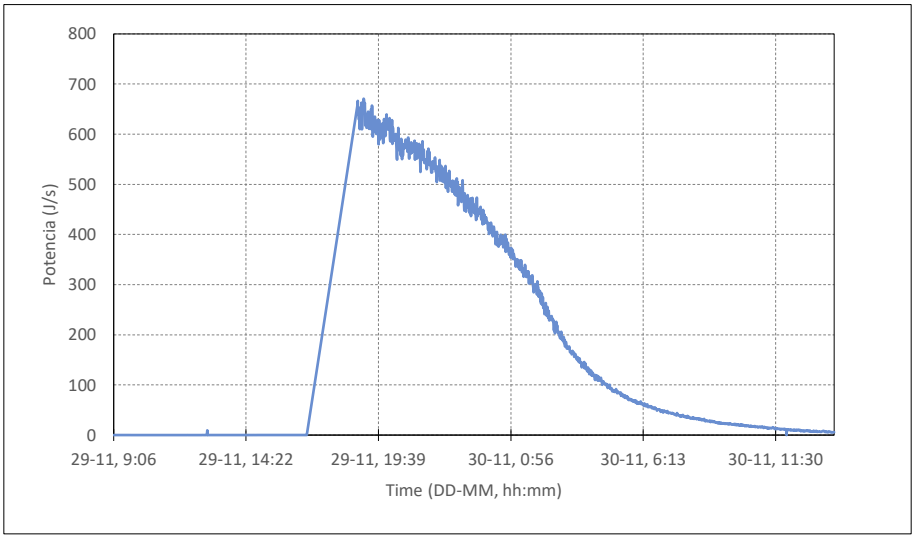


Fig. 68. Potencia del reactor de Zeolitas.

En la que vemos una potencia pico de 668 J/s, e integrando la curva obtendremos un valor de la energía aportada de 259951.63 J o 7.22 kWh en un periodo de 11 días para una masa de 13.5 kg de zeolita seca.

CONCLUSIONES

Las observaciones experimentales con la zeolita natural han sido prometedoras, para el paso a escala real se ha experimentado con la zeolita sintética tipo 13x obteniendo unos resultados que demuestran que este material es apto para su uso como almacenamiento térmico de baja temperatura, llegando a unos incrementos de más de 10ºC en la cámara estanca y casi 50ºC como pico en la salida del reactor.

Las medidas realizadas en el recinto PASSYS del LECE demuestran que el aporte energético de la zeolita hace que suba la temperatura hasta casi 10ºC y en condiciones de estanqueidad hace que se pueda mantener en el tiempo.

La humedad es crucial para el experiemto y que se mantenga el aporte calorífico hasta la completa descarga del material ya que la zeolita utiliza la humedad del ambiento para realizar su ciclo de intercambio catiónico siendo el mismo aire del habitáluco el que recircula en un ciclo cerrado.

Para el caso considerado se ha valorado el incremento de temperatura frente al tiempo se obtiene una energía aportada de 7.2 kWh para 13.5 kg de zeolita 13x en bolas esféricas de 4x4 mm en un periodo de 11 días.

AGRADECIMENTOS

Parte del trabajo presentado en este artículo se ha desarrollado en el proyecto TED2021-130787A-I00, financiado por la Agencia Estatal de Investigación (AEI) y el Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR), MCIN/AEI/10.13039/501100011033 y por la Unión Europea "NextGenerationEU"/PRTR", siendo el Proyecto CARACTERIZACION Y APLICABILIDAD DE ZEOLITAS COMO ALMACENAMIENTO TERMICO A LARGO PLAZO EN PROCESOS DE CALEFACCION DE EDIFICIOS. Además, parte de este trabajo se ha desarrollado en el marco de trabajo del proyecto CO2NSTRUCT. Este proyecto ha recibido financiación del programa de investigación e innovación *Horizon Europe* de la Unión Europea (*grant agreement No. 101056862*). Sin embargo, los puntos de vista y opiniones que recoge este documento son únicamente de los autores, y la Unión Europea no se hace responsable del uso que se pudiera hacer de la información aquí recogida.

REFERENCIAS

Airò Farulla G. Cellura M., Guarino F., Ferraro M. A. (2020). Review of Thermochemical Energy Storage Systems for Power Grid Support. Appl. Sciences 10(9),3142.

Alva G., Lin Y., Fang G. (2018). An overview of thermal energy storage systems Energy 144, 341-378.

Cevik S. (2022). Climate Change and Energy Security: The Dilemma or Opportunity of the Century?. IMF Working Papers, 174, A001.

Chavan S., Rudrapati R., Manickam S. (2022). A comprehensive review on current advances of thermal energy storage and its applications. Alex. Eng. J. 61, 5455-5463

European Commission, Directorate-General for Research and Innovation, EU missions, 100 climate-neutral and smart cities – Cities on a journey to climate neutrality, Publications Office of the European Union, 2024, https://data.europa.eu/doi/10.2777/169604 (accessed 13 May 2024)

Feng C., Jiaqiang E., Han W., Deng Y., Zhang B., Zhao X., Han D., (2021). Key technology and application analysis of zeolite adsorption for energy storage and heat-mass transfer process: A review. Renew. Sust. Energ. Rev. 144, 110954.

Guelpa E., Vittorio V., 2019. Thermal energy storage in district heating and cooling systems: A review. Appl. Energy 252, 113474.

Hastürk, E., Ernst, S. J., & Janiak, C. (2019). Recent advances in adsorption heat transformation focusing on the development of adsorbent materials. Current Opinion in Chemical Engineering, 24, 26-36.

Henninger S.K., Ernst S., Gordeeva L., Bendix P., Frohlich D., Grekova A.D., Bonaccorsi L., Aristov YuI., Jaenchen J. (2017). New materials for adsorption heat transformation and storage Renew. Energy 110, 59-68

IPCC, 2023. Climate Change 2023. Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Core Writing Team, H. Lee and J. Romero (eds.)]. IPCC, Geneva, Switzerland, pp. 35-115

Pérez-Botella E., Valencia S., Rey F. (2022). Zeolites in Adsorption Processes: State of the Art and Future Prospects. Chem. Rev. 122 (24), 17647-17695.

Kurşun B., Ökten K., Özak B. (2024). Reducing the cost of electricity storage with a novel solar thermal support scenario in pumped thermal energy storage (PTES). Appl. Therm. Eng. 241, 122317.

Salgado-Pizarro R., Calderón A., Svobodova-Sedlackova A., Fernández A.I., Barreneche C. (2022). The relevance of thermochemical energy storage in the last two decades: the analysis of research evolution. J. Energy Storage 51, 104377.

Seco O., López H., Olmedo R., Ferrer J.A., 2020. Thermal Energy storage capacity on different types of zeolites. In Proceedings 13th International Conference on Solar Energy for Buildings and Industry. EuroSun2020. ISES. International Solar Energy, Kasse, 25-29 September.

Telaretti, E., Graditi, G., Ippolito, M.G., Zizzo, G., 2016. Economic feasibility of stationary electrochemical storages for electric bill management applications: the Italian scenario. Energy Policy 94, 126-137. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2016.04.002.

UNITED NATIONS ENVIRONMENT PROGRAMME (UNEP). District Energy in Cities Initiative. https://www.districtenergyinitiative.org/ (accessed 13 May 2024)

Yao L., Yang B., Cui H., et al. (2016). Challenges and progresses of energy storage technology and its application in power systems. J. Mod. Power Syst. Clean Energy 4, 519–528

COMPARACIÓN DE DATOS DEL NSRDB CON ESTACIONES DE LA RED SOLARIMÉTRICA MEXICANA

Martínez-Villeda D.A.*, Riveros-Rosas D.*, González-Cabrera A.E.*, Valdés-Barrón M.G.*, Estévez H.R.*, Bonifaz R., Carabali G.*, Velasco V.M.*, Zarzalejo L. F.**

*Instituto de Geofísica, Universidad Nacional Autónoma de México, Av. Universidad #3000, Coyoacán, 04510, (Ciudad de México) México, driveros@igeofisica.unam.mx

**Centro de Investigaciones, Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas, Av. Complutense 40, Madrid, 28040, (Comunidad de Madrid) España

RESUMEN/RESUMO

La viabilidad de proyectos de energía renovable depende de una correcta planificación técnica y financiera. Esto requiere información sobre los recursos renovables para el diseño de tecnologías y suministro a las redes eléctricas. En el caso de la energía solar en México, hasta hace poco no se tenía información solarimétrica precisa para evaluar el recurso solar o los modelos implementados en el país. Las variaciones en altitud y climas complican la medición, especialmente de radiación solar. Por estas razones, se creó el Servicio Solarimétrico Mexicano (SSM) dedicado a la calibración, medición, validación, procesamiento y publicación de información solarimétrica en el país. Este trabajo compara datos de irradiación solar de RESOLMEX y NSRDB. La comparación valida los resultados de un modelo de última generación para la irradiancia solar en superficie, utilizando estaciones ubicadas e instrumentadas para obtener mediciones de radiación solar. Se calculó el RMSE y MBE para la irradiación global horizontal. A pesar de diferencias climáticas, ambos conjuntos de datos muestran buena concordancia entre estaciones.

PALABRAS CLAVE: Energía Solar, NSRDB, Recurso solar, Physical Solar Model, Red solarimétrica

ABSTRACT

The viability of renewable energy projects relies on accurate technical and financial planning. This necessitates information on renewable resources for technology design and integration into electrical grids. In the case of solar energy in Mexico, until recently, precise solar irradiance information was lacking to evaluate solar resources or models implemented in the country. Variations in altitude and climates complicate measurements, especially solar radiation. For these reasons, the Mexican Solarimetric Service (SSM) was established, dedicated to the calibration, measurement, validation, processing, and publication of solar irradiance data in the country. This study compares solar irradiance data from SSM and NSRDB. The comparison validates the results of a state-of-the-art model for surface solar irradiance, utilizing instrumented stations to obtain solar radiation

measurements. RMSE and MBE were calculated for horizontal global irradiance. Despite climatic differences, both datasets exhibit good agreement among stations.

KEYWORDS: Solar Energy, NSRDB, Solar resource, Physical Solar Model, Solarimetric network

INTRODUCCIÓN

En México se han implementado diversos modelos satelitales sin disponer de mediciones de radiación solar para verificar su precisión (Valdes-Barrón et al., 2014) (Galindo et al., 1991) (Riveros-Rosas et al., 2015) (Perez et al., 2002). Para satisfacer la necesidad de información solarimétrica, se estableció el Servicio Solarimétrico Mexicano (SSM), encargado de calibrar, medir, procesar y publicar información solarimétrica en el país. Este servicio incluye el Observatorio de Radiación Solar del Instituto de Geofísica de la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM), junto con una red especializada de estaciones solarimétricas (RSM), previamente descrita (Gonzalez-Cabrera et al., 2018), distribuida en todo el territorio nacional (Figura 1). Las estaciones de dicha red fueron instaladas en el marco del mega proyecto: Centro Mexicano de Innovación en Energía Solar (CEMIESol), el cuál fue financiado por el entonces Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACYT). La lista completa de estaciones se encuentra detallada en la tabla 1. Es importante mencionar que la estación de Chiapas es actualmente una estación BSRN. Las estaciones de la RSM registran diversos parámetros de radiación solar en la superficie, incluyendo el espectro solar de onda corta (DNI, Global, Difusa) y diferentes componentes espectrales (Luminancia, PAR, Onda larga, UVB), así como parámetros meteorológicos estándar. En este estudio, se contrastan los primeros años de mediciones solares con datos solarimétricos modelados obtenidos de la NSRDB (https://maps.nrel.gov/nsrdb-viewer). Esta comparación valida por primera vez los resultados del procedimiento de modelado para esta base de datos en México, conocido como Physical Solar Model (PSM) (Sempgupta et al., 2018), utilizando estaciones localizadas e instrumentadas con las características necesarias para obtener mediciones precisas de radiación solar (Gonzalez-Cabrera et al., 2018).



Fig. 1. Ubicación de estaciones de la RSM

Tabla 1. Estaciones de la Red Solarimétrica Mexicana

Nombre	Ciudad/Población	Latitud	Longitud	Altitud	Inicio de datos
UNAM_01	Ciudad de México	19°19'33.69"N	99°10'33.53"W	2281	1984
COE_02	Coeneo, Mich.	19°48'49.08"N	101°41'40.85"W	1989	10/28/2015
CDC_03	Cuauhtémoc, Chih.	28°27'1.83"N	106°47'39.55"W	2113	10/22/2015
ZAC_04	Zacatecas, Zac	22°46'20.88"N	102°38'37.13"W	2317	11/17/2015
CDJ_05	Cd. Juárez, Chih.	31°44'36'' N	106°25'54'' W	1127	11/18/2015
VEN_06	Gómez Palacio, Dgo.	23°57'24.65"N	104°34'13.40"W	1877	11/19/2015
IXM_07	Ixmiquilpan, Hgo.	20°29'43.49"N	99°10'51.39"W	1761	02/14/2016
TEP_08	Tepic, Nay	21°29'29.64"N	104°53'40.75"W	959	03/16/2016
NVL_11	Nuevo Laredo, Tam.	27°27'9.61"N	99°31'6.37"W	128	03/30/2016
FRC_13	Selegua, Chis.	16° 9'46.48"N	92° 4'38.84"O	1562	12/11/2017
HER_15	Hermosillo, Son.	29° 1'32.98"N	111° 8'58.93"O	410	01/06/2018

En un trabajo previo, se realizó un primer intento de evaluar un modelo solar para México, utilizando datos solarimétricos del Servicio Meteorológico Nacional de México (SMN) (Riveros-Rosas et al., 2015). Hace tres décadas, el SMN inició una red automática de 136 estaciones de monitoreo atmosférico (EMAS), cada una de ellas con un piranómetro de termopila para medir la radiación solar global. La ubicación de estas estaciones no es óptima para las necesidades de evaluación de recursos solares, ya que su distribución se realizó con criterios hidrometeorológicos. Después de un trabajo de validación de la base de datos solarimétrica de estas estaciones, se seleccionaron algunas estaciones para validar el Modelo Climatológico de Radiación Solar (CSR) aplicado a México (Riveros-Rosas et al., 2015).

METODOLOGÍA

Antes del proyecto CEMIESol, México no contaba con una red solarimétrica dedicada a la evaluación del recurso solar (Galindo et al., 1991) (Valdes-Barrón et al., 2014) (Riveros-Rosas et al., 2015). Aunque existen varias redes de estaciones meteorológicas con un sensor de radiación global, la instalación de esos sensores no cumple con los criterios requeridos para la medición de la radiación solar. Con los datos de la RSM, es posible evaluar modelos solares con los requerimintos necesario para medir la radiación solar. Utilizamos la base de datos solarimétrica del modelo PSM utilizado por la Base de Datos Nacional de Radiación Solar (NSRDB) (Sempgupta et al., 2018). El presente trabajo realiza una comparación entre los datos de irradiancia solar medidos por la RSM y los datos correspondientes de irradiancia de la NSRDB. El análisis se basó en el cálculo de errores RMSE y de MBE (conocido como Bias). En la figura (1) se muestra un diagrama de flujo para el procesamiento conjunto de ambas bases de datos.

Cada estación de la RSM cuenta con varios sensores de radiación solar y meteorológica (Gonzalez-Cabrera et al., 2018). Se seleccionaron los parámetros de radiación global y directa para ser comparados con los datos de la NSRDB. Cada estación, de acuerdo con la fecha de inicio de sus mediciones, tiene diferente disponibilidad de datos. Adicionalmente por diferentes motivos de carácter técnico, la disponibilidad de datos de radiación directa no es la misma que en el caso de la radiación global.

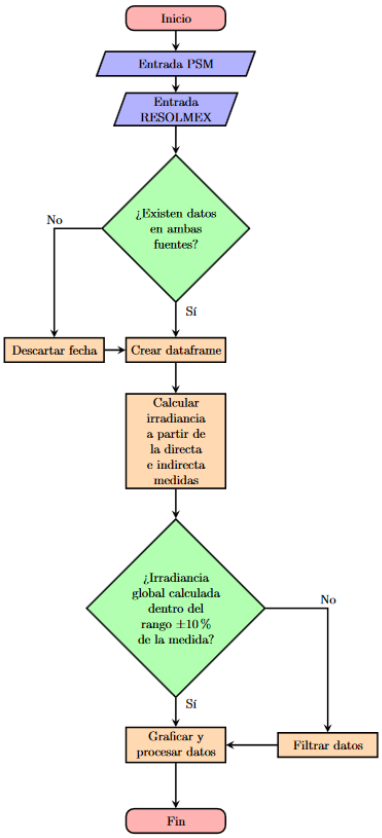


Fig. 2. Diagrama de flujo para la comparación de datos

En la Tabla 2 se muestra la disponibilidad de datos para cada una de las estaciones solarimétricas. Los parámetros evaluados para la comparación fueron el error cuadrático medio mensual (RMSE) y el error de sesgo medio normalizado mensual (MBE), dados por las ecuaciones (1) y (2).

$$\mathrm{RMSE} = \left[\frac{1}{N}\sum_{m=1}^{N}(I_{GHm} - I_{GHM})^2\right]^{1/2} \quad (1)$$

$$\mathrm{MBE} = \left[\frac{1}{N}\sum_{m=1}^{N}(I_{GHm} - I_{GHM})\right] \quad (2)$$

Donde $I_{GH,m}$ corresponde a una irradiancia global horizontal medida y I_{GHM} a la irradiancia global horizontal modelada correspondiente en el mismo momento. Para las estaciónes de la RSM, el programa de adquisición muestrea cada 3 segundos y registra el promedio de cada minuto, mientras que el intervalo de tiempo para los datos solares en la NSDB es de 30 minutos. Por esta razón, se implementó un programa informático para seleccionar los datos de irradiancia para el mismo tiempo en ambas bases de datos, evitando los datos nocturnos. Las coordenadas, de los datos de la NSRDB, fueron elegidas más cercanas a las

coordenadas de las estaciones del RMS. Los filtros que se aplicaron a los datos para usarlos en la comparación son los siguientes:

- Se eliminaron todos los datos con ángulos cenitales superiores a 90º
- Para la comparación de datos irradiancia global, se eliminaron todos los registros con valores de irradiancia global medida superiores a 1400 W/m^2
- Para la comparación de datos de irradiancia directa se eliminaron todos los registros en que la diferencia entre la irradiancia global calculada y la medida fuera superior a 10%. Adicionalmente se eliminaron todos los registros en que la irradiancia disfusa fuera superior a 600 W/m^2

RESULTADOS

Con los datos disponibles en ambas bases de datos (RSM y NSRDB), pudo completarse el análisis para las estaciones durante los intervalos de tiempo registrados en la tabla 2. En esta tabla se indica cual fue el número de datos de irradiancia comparados, tanto para irradiancia global como de irradiancia directa. El número de datos disponible para comparar la irradiancia global es en general mayor que los datos usados para el caso de la irradiancia directa. En algunos casos no fue posible utilizar los datos de DNI. Esto se debió a la falla en varias estaciones de los seguidores solares.

Tabla 2. Intervalos de tiempo y total de registros usados para la comparación de datos de la RSM y del PSM

Nombre	Irradiancia Global			Irradiancia directa normal		
	Fecha inicial	Fecha final	# Datos	Fecha inicial	Fecha final	# Datos
UNAM_01	01/01/2016	31/12/2022	63023	01/01/2016	31/12/2022	41846
COE_02	06/11/2015	31/12/2018	25511	06/11/2015	31/12/2018	18887
CDC_03	29/11/2015	18/10/2017	15635	-----	-----	------
ZAC_04	26/01/2016	31/12/2018	47624	26/01/2016	31/12/2018	19865
CDJ_05	13/02/2017	14/01/2019	11238	13/02/2017	14/01/2019	11238
VEN_06	20/11/2015	31/10/2018	14819	20/11/2015	31/10/2018	12668
IXM_07	13/03/2016	08/08/2018	16965	-----	-----	------
TEP_08	08/04/2016	15/01/2019	14605	-----	-----	------
NVL_11	13/04/2016	26/03/2018	9280	-----	-----	------
HER_13	02/07/2018	17/05/2021	24562	02/07/2018	17/05/2021	24562
FRC_15	01/01/2018	31/12/2022	30329	01/01/2018	31/12/2022	29749

En la figura 3 se observan las gráficas con la regresión lineal de la irradiancia global medida contra la del PSM. En todos los casos el ajuste muestra una buena correlación entre los

datos medidos y modelados. El error cuadrático medio (RMSE) y el error de sesgo medio normalizado (MBE), promediado para cada mes, se reportan en la tabla 3 (unidades en W/m^2). Los valores RMSE y MBE de la irradiancia global muestran un mejor comportamiento del modelo respecto a los datos medidos, en contraste con los valores de irradiancia directa. Lo anterior es de esperarse debido a que la irradiancia directa es más sensible a errores en la transparencia de las nubes y el cálculo de su posición.

Tabla 3. Valores RMSE, MBE y desviación estándar del MBE en la comparación de datos de la RSM y del PSM

Nombre	Irradiancia Global			Irradiancia directa normal		
	RMSE	MBE	σ (MBE)	RMSE	MBE	σ (MBE)
UNAM_01	150	6	150	219	84	202
COE_02	168	20	167	264	98	245
CDC_03	143	18	142	-----	-----	------
ZAC_04	160	18	159	267	80	255
CDJ_05	118	-15	117	203	62	193
VEN_06	158	13	157	336	56	331
IXM_07	117	15	116	-----	-----	------
TEP_08	132	17	131	-----	-----	------
NVL_11	126	20	124	-----	-----	------
HER_13	83	10	83	156	16	155
FRC_15	177	6.5	177	297	60	291

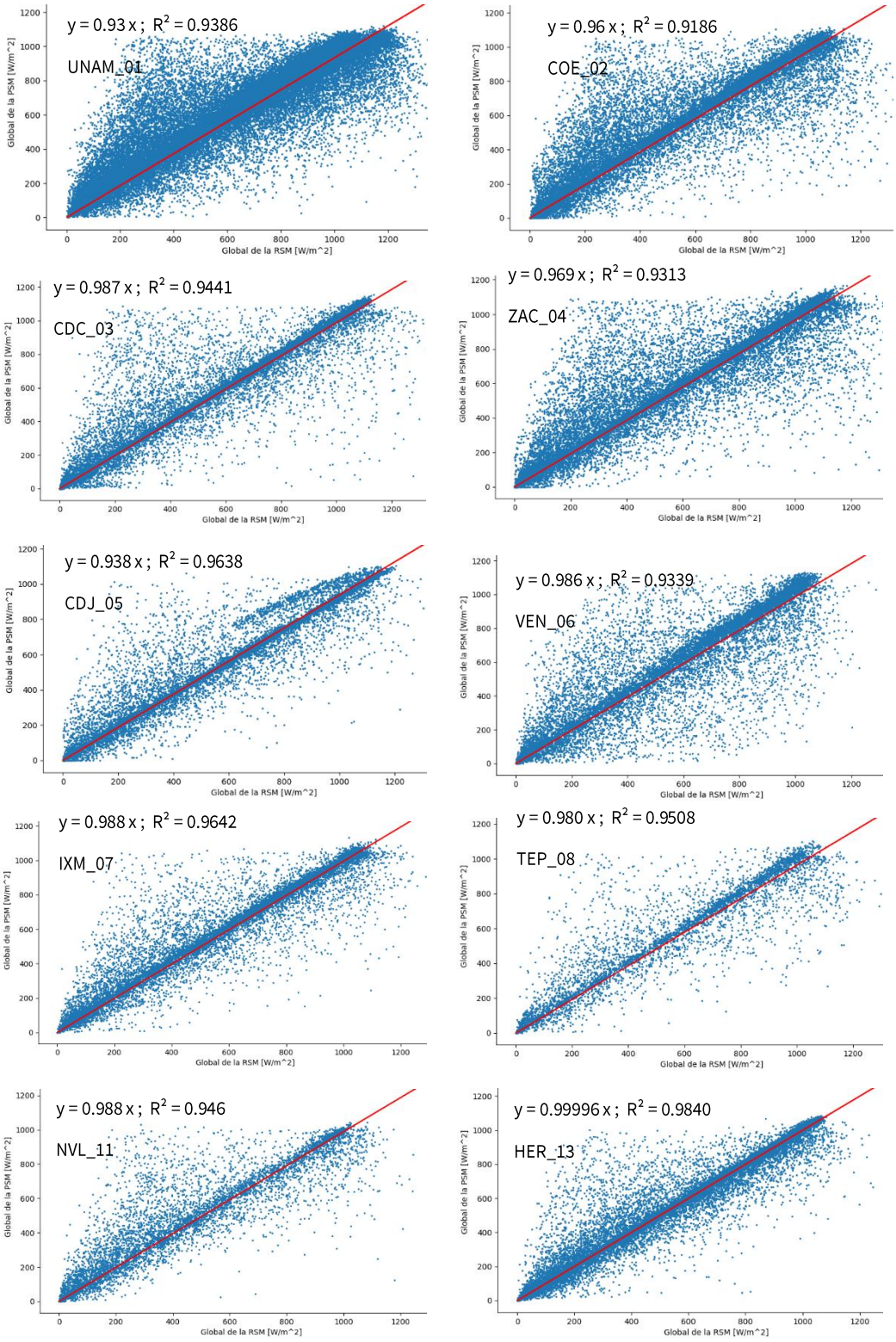


Fig. 3. Graficas de regresión lineal de los valores de irradiancia global del PSM y los datos de la RSM

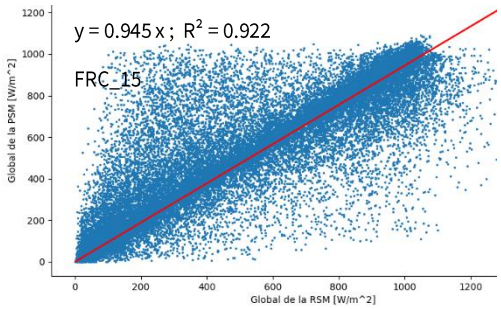


Fig. 3. (cont.) Graficas de regresión lineal de los valores de irradiancia global del PSM y los datos de la RSM

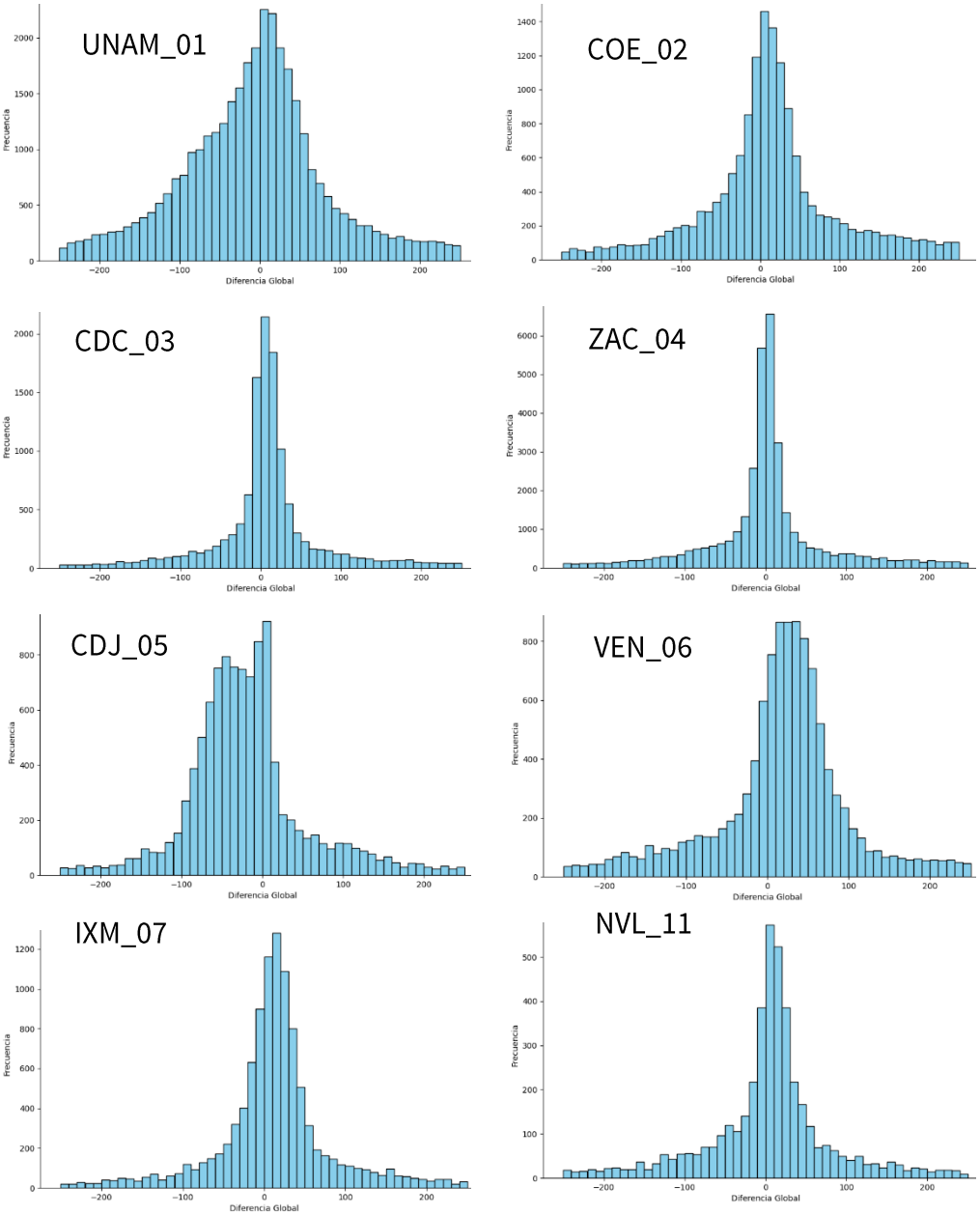


Fig. 4. Histogramas de las diferencias entre los datos de irradiancia global del PSM y de la RSM. Las categorías del eje horizontal tienen unidades de W/m²

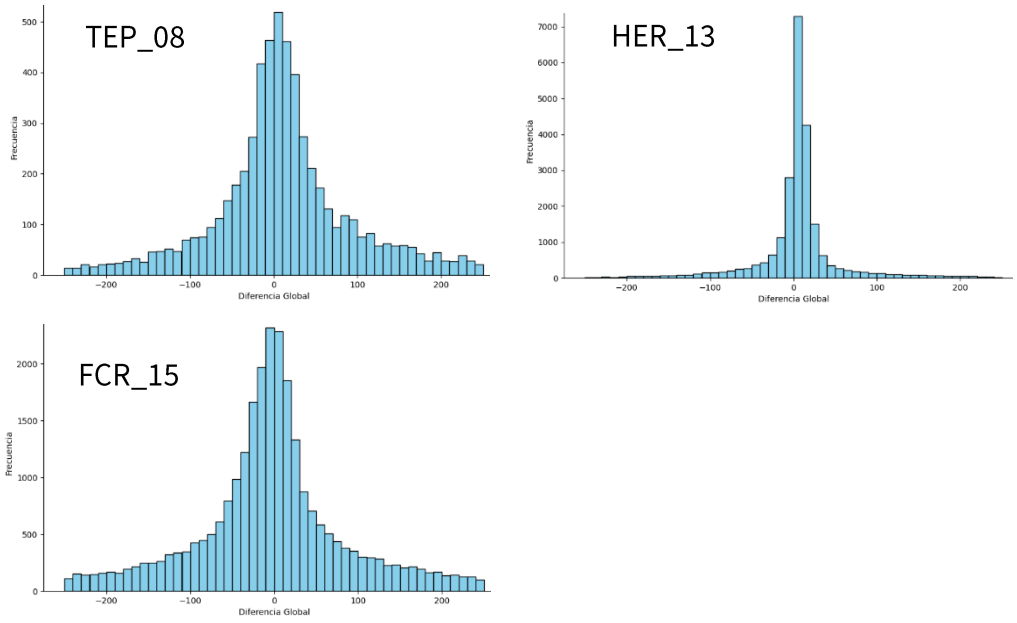


Fig. 4. (cont.) Histogramas de las diferencias entre los datos de irradiancia global del PSM y de la RSM. Las categorías del eje horizontal tienen unidades de W/m^2

De la gráfica (3), es notorio que la agrupación de datos alrededor de la recta de tendencia es uniforme para todos los valores de irradiancia lo cual explica los valores relativamente altos de los coeficientes de correlación. Esto se ve confirmado en los histogramas de desviación del modelo respecto a los datos medidos en la figura (4). En los histogramas se observa que la mayoría de los datos del modelo tienen valores bajos de desviación y se agrupan alrededor de los valores medidos.

Para la correlación de datos de radiación directa se tomaron datos de directa que pasaron por el filtro de la radiación global calculada en ±10% respecto a la radiación global medida. En la figura (5) Se observan gráficas seleccionadas, a manera de ejemplo, de la radiación global calculada respecto a la radiación global medida para cotejar la concordancia de los datos seleccionados.

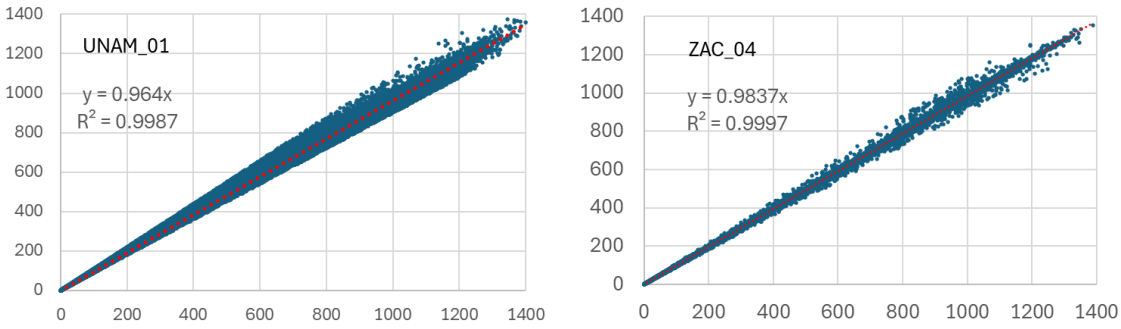


Fig. 5. Graficas de regresión lineal de los valores de irradiancia global calculada vs global medida en estaciones de la RSM. Los ejes horizontales corresponden a las irradiancias medidas y los ejes verticales a las irradiancias calculadas. Ambos en unidades de W/m^2

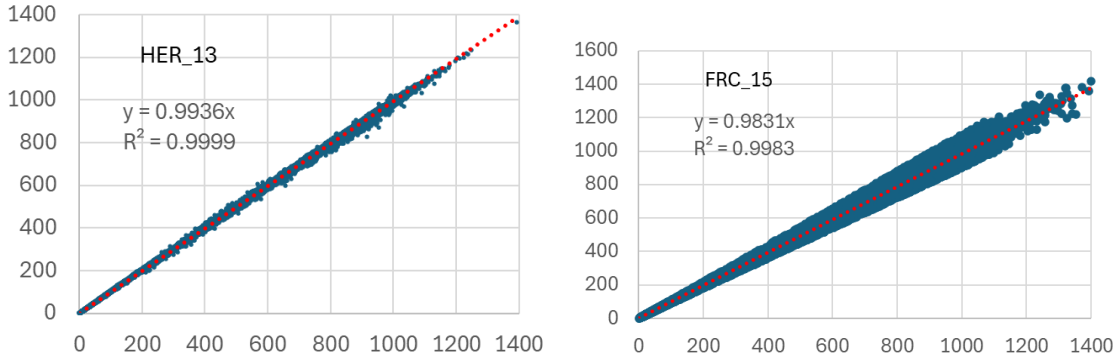


Fig. 5. (cont.) Graficas de regresión lineal de los valores de irradiancia global calculada vs global medida en estaciones de la RSM. Los ejes horizontales corresponden a las irradiancias medidas y los ejes verticales a las irradiancias calculadas. Ambos en unidades de W/m^2

En algunas estaciones no se reporta la comparación de la irradiancia directa por no contar con el funcionamiento regular de un seguidor solar para el pirheliómetro y la esfera sombreadora. Con esta última se obtiene la irradiancia difusa. En la figura (6) se muestran las gráficas de regresión lineal de los datos de irradiancia directa del NSRDB contra los valores de la RSM. En esta figura es notoria una mayor dispersión de los datos sobre todo en los valores bajos de irradiancia. Por otro lado, los valores altos presentan un mayor agrupamiento y mejor correlación con los datos medidos. Como se mencionó anteriormente, la irradiancia directa es más sensible a los errores de cálculo de la transparencia y posición de las nubes, adicionalmente debe tomarse en cuenta que, en días claros, el ángulo cenital del Sol es mayor para valores bajos de irradiancia directa. Por ello, es de esperarse una mayor dispersión del modelo debido a una mayor influencia de inhomogeneidades de la atmosfera al recorrer una mayor longitud de camino óptico. También llama la atención que el error Bias es positivo en prácticamente todos los casos lo que indica una ligera tendencia a sobreestimar los valores de irradiancia, aunque dada la dispersión de los datos esta tendencia no es significativa.

En las correlaciones de ambos parámetros, GHI y DNI, el error MBE no es significativo puesto que la dispersión de las diferencias es muy superior al MBE mismo. De hecho, el error Bias (MBE), del parámetro GHI, resulta muy pequeño para prácticamente todas las estaciones. Los valores más pequeños corresponden a la estación de la UNAM en Ciudad de México y a la estación de Selegua en Chiapas, la cual es una estación BSRN.

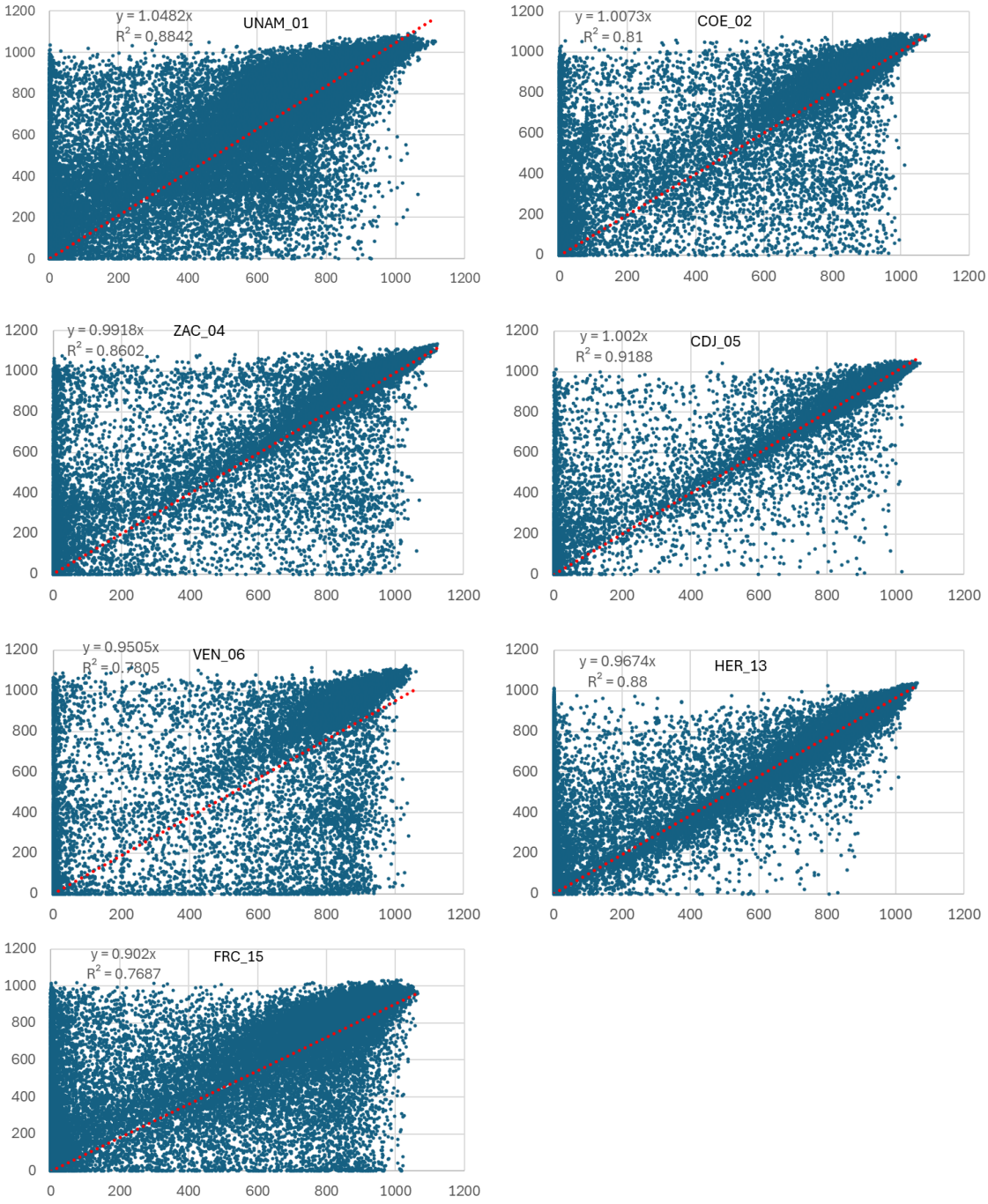


Fig. 6. Graficas de regresión lineal de los valores de irradiancia normal directa del PSM y los datos de la RSM

En la figura (7) se muestran los resultados de RMSE para los diferentes meses del año a fin de identificar un posible comportamiento estacional de este error. Las figuras muestran que para los meses alrededor del solsticio de invierno los valores RMSE son más bajos, lo cual coincide con los meses del año en que se tiene una nubosidad más baja en el país. Adicionalmente a esto, los valores RMSE se incrementan en los meses de julio, agosto y septiembre, en que la actividad de las lluvias es más intensa. Esto se observa más claramente en la estación de Ciudad de México (UNAM_01) respecto al resto de las estaciones, sin embargo, el comportamiento es apreciable.

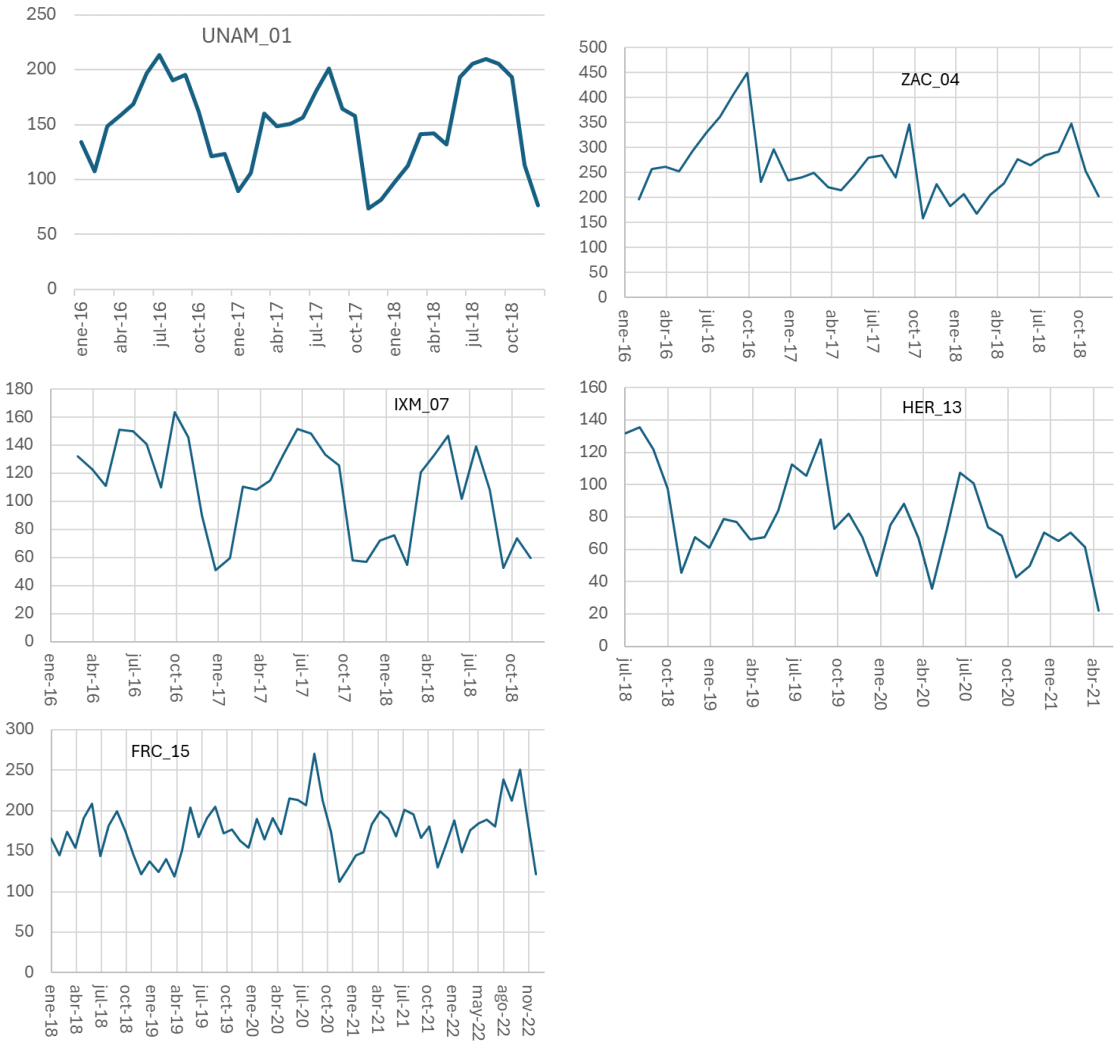


Fig. 7. Graficas de valores RMSE de irradiancia global del modelo para estaciones seleccionadas

CONCLUSIONES

Con los datos disponibles de las estaciones en operación, para las bases de datos de la RSM y del NSRDB, pudimos completar el análisis para tres ubicaciones en un intervalo de tiempo de aproximadamente 3 a 4 años. El error promedio mensual de RMSE y MBE fue calculado para cada estación en los parámetros de irradiancia global e irradiancia normal directa. Estos errores muestran un buen acuerdo entre ambos conjuntos de datos. Cabe señalar que los resultados mensuales de RMSE parecen provenir de las condiciones de cielo nublado y la temporada de lluvias. Sin embargo, las variaciones de la irradiancia parecen seguir un comportamiento similar a pesar de las condiciones nubladas. En condiciones de cielo despejado, los errores de RMSE y MBE, en irradiancia global, son muy cercanos a cero. Los mayores errores en los valores de RMSE se concentran principalmente en los meses de junio a septiembre, que corresponden a los meses con las mayores precipitaciones en México. En las tres estaciones analizadas, el error de sesgo tiende hacia valores positivos, posiblemente indicando una sobreestimación en condiciones nubladas.

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan su agradecimiento a los encargados delas estaciones solarimétricas de la RSM, Adrián Vicente Peña López, responsable de la estación CDJ; a Manuel Octavio González León, responsable de la estación CDC; a Ernesto Andrade Mascote, responsable de la estación COE; a Rufino Demillón Pascual, responsable de la estación IXM; Sarah Ruth Messina Fernández, responsable de la estación TEP; a Fabian Andrés González Ramírez, co-responsable de la estación TEP; a Ismael Bautista Pérez, responsable de la estación NVL; a Juan Manuel García González, responsable de la estación ZAC; a Maribel Navarro Morones, responsable de la estación VEN y a Ramiro Alberto Calleja Valdez, responsable de la estación HMO. También agradecen al personal del laboratorio de investigación de Radiación Solar (SRL) del Laboratorio Nacional de Energías Renovables (NREL) por la disposición pública de los datos del NSRDB.

REFERENCIAS

Galindo I., Castro S. and Valdes M. (1991). Satellite Derived Sollar Irradiance over Mexico. Atmósfera, 4, 189-201.

Gonzalez-Cabrera A.E., Riveros-Rosas D., Valdes-Barrón M.G., Bonifaz-Alfonzo R., Velasco-Herrera V.M., Estevez-Perez H.R. and Carabali G. (2018). New Reference Solarimetric Network for Mexico. AIP Proceedings, 2033, 190007.

Perez R., Ineichen P., Moore K., Kmiecik M., Chain C., Geoge R. and Vignola F. (2002). A New Operational Model for Satellite-Derived Irradiances: Description and Validation. Solar Energy, 73(5), 307-317.

Riveros-Rosas D., Arancibia-Bulnes C.A., Bonifaz R., Medina M.A., Peón R., and Valdés M. (2015). Analysis of a Solarimetric Database for Mexico and comparison with the CSR Model, Renewable Energy, 75, 21-29.

Sengupta M., Xie Y., Lopez A., Habte A., Maclaurin G., Shelby J. (2018). The National Solar Radiation Data Base (NSRDB). Renewable and Sustainable Energy Reviews, 89, 51-60.

Valdés-Barrón M., Riveros-Rosas D., Arancibia-Bulnes C.A. and Bonifaz R. (2014). The Solar Resource Assessment in Mexico: State of Art, Energy Procedia, 57, 1299-1308.

ESTIMACIÓN DE LA ALTURA DE NUBES CON IMÁGENES DE CÁMARA DE CIELO TERMOGRÁFICA

J. Alonso-Montesinos*, **, E. García-Campos **

*Departmento de Química y Física, Universidad de Almería, 04120, Almería, España

**CIESOL (Centro de Investigación en Energía Solar), 04120, Almería, España joaquin.alonso@ual.es

RESUMEN/RESUMO

La nubosidad es uno de los se encuentran también entre los constituyentes atmosféricos más variables, cambiando su tamaño y forma en un corto espacio de tiempo. En las últimas décadas, han sido diversos los autores que han estudiado la su evolución e incluso la han llegado a predecir con diferentes técnicas. Las cámaras de cielo son un referente de la atmósfera desde un punto de vista terrestre (Hasenbalg et al., 2020), pudiendo caracterizar con mayor resolución espacial aquellos cambios en la atmósfera a nivel local (Alonso-Montesinos, 2020). Dada la importancia de la caracterización de las nubes y su estructura, en este trabajo se presenta una metodología basada en el uso de una cámara termográfica para tratar de determinar la altura de las nubes en tiempo real.

Para realizar este trabajo, se han utilizado las instalaciones del Centro de Investigación en Energía Solar (CIESOL) del campus de la UAL (36,8304º N, 2,4071º O, a nivel del mar). Se recogieron datos de CL51 Vailasa. El láser de diodo posee tecnología InGaAs, con una potencia pico de 27 W, mientras que la potencia media es de 19,5 W. La longitud de onda es de 910 nm ± 10 nm, y la altura máxima es de 13 km, según las especificaciones del fabricante Vaisala. La resolución vertical y la altura de solapamiento total son de 9 y 80 metros, respectivamente. Este dispositivo puede devolver la altura de las nubes cenitales, desde el suelo hasta la altura máxima. Por otra parte, la cámara térmica, fabricante Mobotix, modelo Mx-O-SMA-TP-R079, presenta una calibración del sensor térmico o eventos de temperatura de -40 a 550°C (-40 a 1022°F). El rango espectral infrarrojo (IR) cubre de 7,5 a 13,5 micrómetros. El ángulo horizontal/vertical de la imagen es de 45°/35°, con un tamaño de imagen: 336 x 252 píxeles (puede escalarse hasta 6 MPíxeles) donde el paso de píxel es de 0,017 mm (17µm). Esta imagen se combina con un sensor visible (VIS), también etiqueta Mobotix, modelo Mx-O-SMA-S-6D016, presenta ángulos horizontales y verticales de 180º, con una resolución máxima de 3072x2048 píxeles. Todos los datos se recogen minuto a minuto desde la salida hasta la puesta del sol.

La cámara del cielo está perfectamente orientada al cenit, coincidiendo con la trayectoria óptica seguida por el láser del Vaisala CL51. Las nubes situadas en la vertical de estos sensores son el objeto de estudio de este trabajo, por lo que para este trabajo se han combinado las imágenes con datos del ceilómetro, siendo éste la identificación de la nube situada en el cenit y la altura proporcionada por el sensor CL51.

Los primeros resultados de este trabajo han servido para estudiar, de forma visual, la evolución de las nubes y su efecto sobre el ceilómetro. La figura 1 muestra un ejemplo en el que aparecen dos imágenes del cielo en el mismo instante, una desde la perspectiva visible y otra desde la perspectiva térmica.

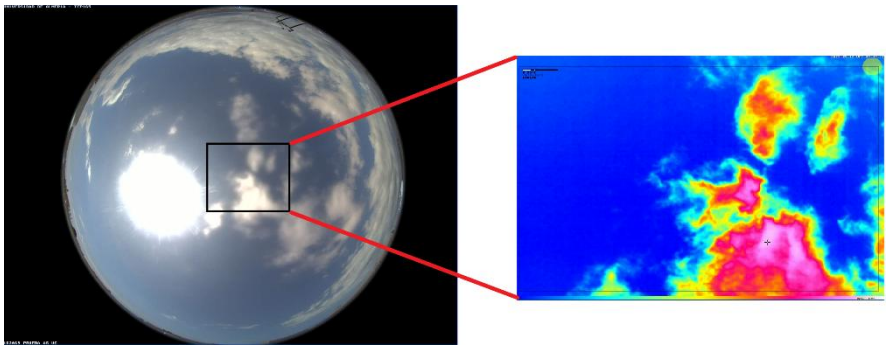


Fig. 1: Imagen visible (izquierda) e infrarroja (derecha), 12 de mayo de 2023, 9:49 UTC.

Lo importante de este trabajo ha sido conseguir programar el dispositivo infrarrojo para determinar estático el perfil de temperatura, por lo que esto va a servir de ayuda a tener la oportunidad de poder discernir la altura de la nube a partir de la propia cámara termográfica gracias a la generación de un modelo que permita relacionar el perfíl térmico con el dato proporcionado con el CL51.

Por tanto, este trabajo pretende presentar un estudio para correlacionar imágenes en el rango esprectral del infrarrojo procedentes de una cámara de cielo con valores de altura de nube proporcionados por un ceilómetro Vaisala CL51. A pesar de tratarse de un estudio preliminar, se han observado interesantes correlaciones entre las imágenes y los valores del CL51, lo que está suponiendo un importante avance en las aplicaciones de caracterización de nubes desde un punto de vista terrestre.

AGRADECIMENTOS/AGRADECIMIENTOS

Los autores desean expresar su agradecimiento al proyecto MAPVSpain [PID2020-118239RJ-I00/AEI/10.13039/501100011033] financiado por el Ministerio de Ciencia e Innovación y cofinanciado por el Fondo Europeo de Desarrollo Regional.

REFERÊNCIAS/REFERENCIAS

Alonso-Montesinos, J. (2020). Real-time automatic cloud detection using a low-cost sky camera, Remote Sensing, 12 (9), 1382.

Hasenbalg M., Kuhn P., Wilbert S., Nouri B., Kazantzidis A. (2020). Benchmarking of six cloud segmentation algorithms for ground-based all-sky imagers, Solar Energy, 201, pp. 596 – 614.

MODELAÇÃO REGIONAL DE PRODUÇÃO FOTOVOLTAICA: NUANCES ESPECÍFICAS E DESAFIOS

Rodrigo Amaro e Silva, Yves-Marie Saint-Drenan

RESUMO

A modelação de produção fotovoltaica numa dada região, compreendendo uma frota de sistemas fotovoltaicos, é de grande importância para operadores de rede de transmissão e distribuição para auxiliar na procura do balanço entre consumo e produção e evitar a ocurrência de congestionamentos na rede, apoiando assim uma integração custo-eficaz desta fonte de energia renovável. Contudo, um conhecimento limitado dos sistemas individuais que compõem uma frota coloca um desafio considerável na definição de modelos regionais. Este trabalho procura estruturar e divulgar as aprendizagens que têm sido adquiridas ao longo do desenvolvimento de um projeto em curso para o Copernicus Climate Change Services (C3S) na sua vertente de energia.

Os modelos regionais têm vários pontos em comum com aqueles que são tradicionalmente utilizados para a modelação de sistemas individuais. Contudo, existem nuances específicas para o caso regional que podem não ser evidentes, e os seus impactos carecem ainda de uma análise quantitativa. Este trabalho procura discutir os seguintes pontos: a capacidade de referência que é considera para calcular a produção estimada; a produção fotovoltaica que é tomada como referência de validação de modelos; e a parametrização da inclinação e orientação dos módulos que perfazem os vários sistemas numa dada frota. Contudo, por questões de espaço do próprio documento, apenas o primeiro ponto é apresentado e discutido neste resumo.

TRANSIÇÃO ENERGÉTICA: POLÍTICA, FINANCIAMENTO, CONSCIENTIZAÇÃO

O APARECIMENTO DA TECNOLOGIA FOTOVOLTAICA EM PORTUGAL: DE UMA SEMENTE NOS ANOS 50 AOS PRIMEIROS SISTEMAS NOS ANOS 80

Rodrigo Amaro e Silva

RESUMO

Este trabalho procura através da análise de conteúdos presentes em materiais científicos, revistas técnicas, e meios de comunicação tradicionais conhecer a história do fotovoltaico. A descrição histórica desta tecnologia é genericamente remetida para momentos-chave qu, e ocorreram a um nível global [1]. No entanto, assumir esta como a única narrativa é por si só algo redutor e ignora que existiu um contexto e processo específicos de cada país no que diz respeito à introdução e crescente adoção do fotovoltaico.

São apresentados textos publicados na Revista da Electricidade nos anos 50-60, o surgimento da primeira linha de investigação na área do fotovoltaico em Portugal nos anos 70, e resumidamente apresentados dois dos primeiros projetos fotovoltaicos no país.

EXPERIENCIA DE COCCIÓN SOLAR EN LA PENINSULA IBÉRICA

Rodrigues Ruivo C.*, Macías-Fuentes F.J.**, Bello-LLorente J.***

*Instituto Superior de Engenharia, Universidade do Algarve, Campus da Penha, 8005-139 Faro, Portugal e ADAI-LAETA, Departmento de EngenhariaMecânica, Universidade de Coimbra, Rua Luís Reis Santos, Pólo II, 3030-788 Coimbra, Portugal. cruivo@ualg.pt

**Departamento de Ciencias Integradas, Faculdad de Ciencias Experimentales, Universidad de Huelva, Campus del Carmen, 21071, Huelva. España. fjavier.macias@dqcm.uhu.es

***Departamento de Edificación y Obra Civil, CIFP Someso, Lugar de Someso nº6, 15008 A Coruña, España. juanbello@edu.xunta.gal

RESUMEN

El potencial de las aplicaciones basadas en la energía solar es mayor en las regiones del sur de la Península Ibérica que en las regiones del norte. Independientemente de la localización geográfica que evaluemos, el uso directo de la energía solar para la cocción directa de los alimentos es poco frecuente, tanto a escala doméstica como industrial, y contrasta con la intensa experiencia de los autores de este trabajo. Quizás representen un perfil personal poco frecuente. Los tres tienen la misma pasión en su vida cotidiana en dar prioridad al uso de las cocinas solares sobre los sistemas de cocción convencional para cocinar alimentos, preparar bebidas calientes e incluso deshidratación de productos o elaboración de conservas. Se podría decir que los tres están “fuertemente contaminados con el virus de la cocción solar” y a lo largo de los últimos años han sido entusiastas promotores de esta opción. Los tres se iniciaron en esta especialidad fabricando y usando varios tipos de cocinas solares, la mayor parte de ellas de bajo coste y reciclando materiales de desecho, aunque también con algunos modelos comerciales. Sus actividades en la cocción solar se han tornado útiles en el desarrollo y optimización de diferentes tipos de cocinas solares en lo que respecta a las configuraciones de los paneles reflectantes, los recipientes de cocción y también los procedimientos prácticos. El perfil de los tres autores difiere del perfil de un gran número de docentes e investigadores científicos en temas relacionados con la aplicación de la energía solar, una vez que estos últimos evidencian, aparentemente, un débil conocimiento práctico sobre el uso de las cocinas solares. Así, el objetivo principal de este trabajo es facilitar información sobre algunos aspectos importantes del uso práctico de las cocinas solares que los profesores de varios niveles de enseñanza y los investigadores deberían tener en cuenta en sus actividades de carácter pedagógico o científico.

INTRODUCIÓN

La potencia de un sistema de cocción solar es directamente proporcional a la superficie de captación de la radiación e inversamente proporcional a las pérdidas de calor. Es decir, ningún horno o cocina solar es inútil ni tampoco infalible. Si el área de captación es pequeña y el sistema para forzar el efecto invernadero es precario puede que no podamos cocinar con el sol. Sin embargo, a poco que mejoremos estos aspectos vamos a ser capaces de cocinar cada vez mayor cantidad de comida y en menos tiempo. Además, si la superficie de captación es grande, como sucede con algunos sistemas de cocción solar parabólicos o del tipo caja, nos iremos aproximando cada vez más al desempeño de una cocina o horno convencional de gas o eléctrico e incluso superarlo. Cada tipo de cocina solar tiene su particularidad.

Las cocinas de tubo de vacío son magníficas para cocinar en lugares en los que el espacio disponible es mínimo. Sacrificamos área de captación solar a cambio de usar un sistema, los tubos de vacío, con pérdidas de calor muy pequeñas Son perfectas para cocinar en espacios reducidos como terrazas pequeñas o una ventana suficientemente soleada, sin embargo son frágiles, difíciles de limpiar y requiere la adaptación de la mayoría de las recetas. En caso de rotura del tubo de vacío es necesario sustituirlo por otro.

En las cocinas solares parabólicas hay que tener en cuenta donde se posiciona el foco. Si se quiere hornear pan, por ejemplo, en una cocina solar parabólica de foco expuesto es preciso situar el recipiente de cocción fuera de foco, algo elevado sobre él, para distribuir la radiación sobre una superficie mayor, aunque no siempre se consigue evitar que se queme alguna parte. Esto es más fácil de conseguir en las de foco profundo, en las cuales una parte de la radiación reflejada irá a parar a la parte superior de la olla, que si tiene una tapa negra irradia calor hacia el interior, pero si no tiene tapa o es transparente se puede quemar algo la comida. Para evitar el riesgo de quemar pan o bizcochos en días de cielo limpio y poco viento, el recipiente deberá ser colocado dentro de otro totalmente opaco, simulando un efecto de horno. El riesgo de accidentes por quemadura de la persona que cocina, aunque existe, su nivel puede considerarse semejante al de cocinar con métodos convencionales.

La cocina parabólica de foco expuesto es la que mejor reproduce el procedimiento de cocción convencional en el que la intensidad de calor se recibe en la base del recipiente de cocción y esto hace posible aplicar los mismos criterios, métodos, tiempos, recetas e ingredientes con los que ya se tiene costumbre. En contrapartida, exige que el recipiente de cocción tenga una base difusora gruesa y de buena calidad pues los recipientes de pared fina se deterioran con gran facilidad, incluso en el primer uso.

Para los mismos valores de reflectancia de la superficie y área de apertura, la eficiencia óptica de las cocinas solares de paneles es inferior a las de geometría parabólica. Una parte importante de los rayos solares incidentes sobre las cocinas solares de paneles tiene que rebotar dos o más veces sobre los paneles reflectantes para alcanzar el recipiente de cocción e incluso algunos de los rayos no llegarán a ser interceptados por el recipiente de cocción. Esa menor eficiencia nos sugiere el uso de estrategias de retención del calor, i.e., estrategias de reducción de las pérdidas de calor. La más frecuente es usar envolventes

transparentes de material plástico o vítreo opacas a la radiación infrarroja para generar el efecto invernadero alrededor del recipiente de cocción. La envolvente transparente actúa como trampa de calor y reduce las pérdidas por convección. Como inconveniente, una envolvente bien cerrada provoca la condensación de la humedad desprendida del proceso de cocción precipitándose hacia la base afectando a su transparencia.

En las cocinas solares tipo caja el uso de ventanas de captación perpendiculares a los rayos solares y reflectores externos bien diseñados permite aumentar el área de captación y aumentar significativamente su potencia. Su uso es ideal para cocinar piezas grandes a temperatura no muy elevada reduciendo mucho el riesgo de quemar la comida. En el interior de una cocina solar tipo caja se puede colocar una base negra que, en función de su masa, tiene capacidad para acumular parte del calor que entra en la cámara y lo cede al recipiente de cocción que se posiciona sobre ella para cocinar más rápido los alimentos o para mantener el proceso de cocción cuando el sol queda tapado por nubles durante períodos no muy prolongados. Esa masa térmica, en forma de chapas metálicas de cierto grosor, placas de pizarra o solución equivalente, también permite precalentar la cámara de cocción para que tenga una temperatura elevada en el momento de introducir el alimento, reduciendo el tiempo de cocción, estabilizando la temperatura interior del horno y compensando el efecto resultante de la fuga del aire caliente durante la apertura.

Los tres autores de este trabajo ejercen actividad en instituciones de enseñanza pública: Juan en A Coruña, Francisco Javier en Huelva y Celestino en Faro. En este trabajo se relata un conjunto de experiencias con la cocción solar en diferentes ámbitos y se destacan algunos aspectos que son importantes para diseminar.

DESCRIPCIÓN DE LA EXPERIENCIA DE JUAN BELLO

Juan vive en la provincia de A Coruña, en el Noroeste de la Península Ibérica. A escala doméstica Juan utiliza la cocina solar unos 200 días al año. En la actualidad dispone de unos veinte modelos de hornos y cocinas solares diferentes que emplea en función del aspecto a investigar o las elaboraciones a realizar. Juan supera los 1000 usos de cocina solar al año, con el empleo de varios de sus modelos simultáneamente y varios usos por día si el tiempo lo permite. Su primera cocina solar de uso didáctico fue un modelo de bajo coste realizado con una caja de cartón en 1993 y que todavía está en uso. La facilidad de construcción y el bajo coste motivaron a Juan a realizar otros modelos, probando diferentes diseños y materiales.

Profesionalmente Juan es profesor de formación profesional desde 1985, actualmente en Edificación y Obra Civil. Desde el primer contacto con las cocinas solares reconoció inmediatamente un enorme potencial didáctico para las disciplinas que imparte y otras relacionadas. En el diseño de la edificación con bajo impacto ambiental es fundamental considerar la orientación y el aprovechamiento de la energía solar a través del diseño bioclimático, aspectos comunes con los hornos y cocinas. Entre una ca**j**a y una ca**s**a, hay una letra de diferencia, el concepto es semejante: cuatro paredes, un suelo y una ventana por la que entra el sol, luego están la escala dimensional y la económica. Si una caja, correctamente aislada y orientada puede alcanzar 150°C ¿por qué no somos capaces de

garantizar 20°C en una casa todo el año? Cuando el alumnado come alimentos cocinados por sí mismo con un horno solar de caja los conceptos básicos los asimilan de inmediato, generando interés por conocer los principios de funcionamiento, las posibilidades de aplicación en la edificación y en otros campos, i.e., resultando una experiencia de aprendizaje muy enriquecedora.

Las experiencias desarrolladas con el alumnado resultan tan satisfactorias que tras presentarlas en diferentes entornos vinculados al sistema educativo le han llevado a realizar acciones de naturaleza formativa y divulgativa tales como ponencias, talleres, cursos de formación de profesorado y jornadas de experimentación de ámbito local, regional, estatal e internacional.

Juan ha experimentado cocinas solares tipo caja basadas en la retención de calor, cocinas solares con elevado nivel de concentración de radiación solar sobre el recipiente de cocción y sistemas combinados. Los principales tipos de sistemas de cocción solar que Juan utiliza están indicados en la Tabla 1.

En lo que respecta a la experiencia de ámbito de investigación aplicada de naturaleza científica, pedagógica o social, Juan no ha inventado ningún modelo de cocina solar de raíz en sí mismo, pero sí ha realizado un importante trabajo de investigación y transformaciones para adaptar los sistemas a sus necesidades como usuario y como docente. El concepto de cocina solar tipo caja como maqueta de experimentación en diseño bioclimático de los edificios consiste en un horno solar realizado con materiales recuperados, de muy bajo coste y, por tanto, al alcance de cualquier economía. En este horno, el aislamiento térmico es modular y las placas se pueden retirar parcial o totalmente para comprobar las temperaturas alcanzadas y la importancia del aislamiento para reducir las pérdidas térmicas, tanto en un horno solar como en una edificación. Asimismo, se pueden emplear elementos pesados como losas de pizarra, chapas metálicas o recipientes con agua para estudiar fenómenos asociados a la inercia térmica. También es posible cerrarlo con una cubierta transparente de una capa o de más, simulando los vidrios con cámara de las edificaciones.

La cocina tipo embudo, “funil” en portugués y gallego, es una opción de coste reducido y de fácil realización y de la cual Juan ha desarrollado el modelo FB, en las versiones FB55, FB60, FB65, etc. resultando una variante que permite una construcción en 30 minutos entre dos personas, con un coste inferior a un euro si se emplean materiales que habitualmente están destinados a la basura o al reciclaje.

La cocina solar de caja con inclinación variable dispone de un sistema de nivelación permanente del recipiente de cocción para que pueda ser utilizado a cualquier hora del día, cualquier día del año o en cualquier latitud.

Los materiales que otras personas consideran residuos pueden transformarse en recurso si se aplica una visión adecuada.

Juan ha colaborado con profesorado en la aplicación de hornos y cocinas solares a la docencia de disciplinas formativas muy diversas y de varios niveles educativos que se muestran en la Tabla 2, como soporte para tratar diferentes temas.

Tabla 1. Tipos de sistemas de cocción solar utilizados por Juan.

Tipo	Descripción
Cocinas solares tipo caja	Autoconstruidos: Caja con cubierta horizontal, caja invierno-verano de cubierta inclinada, caja de inclinación variable, con uno o más reflectores Comerciales: Sun oven, Sun cook, Tolokatsin
Cocinas solares tipo embudo o de paneles	Construcción con materiales recuperados, con materiales comerciales, con materiales vinculados a especialidades profesionales: madera, metal, hormigón Diseño propio del modelo FB con variantes dimensionales FB55, FB60, FB65 Comerciales: Cookit SCI
Cocinas solares de concentración parabólica	Configuración centrada y foco interior: SK14 y SK10 en varias versiones, AlSol1.4, Sunplicity, Prince 15. Con foco expuesto tipo ICOSUN2 Configuración descentrada y foco expuesto: Scheffler 2 m^2 Autoconstruidas con antiguos reflectores de telecomunicaciones Parabólica lineal tipo The Parabola
Cocinas solares de tubo de vacío	Comerciales GoSun stove, GoSun fusión

Tabla 2. Algunas aplicaciones de los diferentes sistemas de cocción solar a la docencia.

Tipo de enseñanza	Disciplinas
Educación primaria y secundaria	Física, matemáticas, dibujo, tecnología, plástica, ciencias, idiomas
Formación profesional	Edificación, madera, metal, energías renovables, hostelería, servicios a la comunidad
Universidad	Arquitectura y arquitectura técnica, ingeniería, ciencias y medio ambiente, filología, economía, ciencias de la salud, física

La gran experiencia adquirida va siempre acompañada de aciertos y de aspectos a mejorar que, tras analizarlos, permiten desarrollar estrategias para lograr el objetivo principal que es cocinar los alimentos de forma práctica, segura y con resultados satisfactorios.

La presencia del viento exige estabilizar la cocina solar e inmovilizar sus componentes para que cumplan con su función. Introducir el recipiente de cocción en una envolvente transparente evita que el viento lo refrigere y retrase o impida la cocción.

El movimiento relativo del sol en azimut y en altura solar a lo largo del día y del año exige sistemas de seguimiento más o menos sofisticados. Cuando no se dispone de estos es

preciso anticiparse al movimiento del sol con una orientación adelantada a la posición solar que abarque el período de cocción. Esto podría identificarse como un sistema de programación horaria, ya que es posible dejar la cocina orientada, varias horas antes, hacia la posición solar del momento deseado y esta comenzará y dejará de funcionar sin estar la persona presente.

La utilización de gran diversidad de recipientes de cocción con tamaños, volúmenes, formas, colores, materiales y espesores diferentes permite conseguir resultados variados.

DESCRIPCIÓN DE LA EXPERIENCIA DE FRANCISCO JAVIER.

Francisco Javier vive en la provincia de Huelva, en el Sur de la Península Ibérica. Por su formación como ambientólogo es experto en la búsqueda de las soluciones más sostenible para cualquier proceso. En el caso particular del uso de la cocina solar, lo ha identificado como la alternativa más sostenible de procesar alimentos y lo aconseja habitualmente.

Sin embargo, destaca negativamente que la cocina solar no aparezca en ninguna parte del plan de estudios de los grados en Ciencias Ambientales. Motivado por corregir ello inicia una andadura de investigación práctica para conocer todas las posibilidades y transferir este conocimiento. Comienza construyendo un horno solar de madera y vidrio con un relleno aislante de vermiculita reciclada. Los resultados no fueron los esperados pues con ellos no se podrían conseguir sustituir la mayoría de las acciones de cocinado diarias de una familia media. Sin embargo, ese modelo le permitió comenzar a investigar los principios con los que se rige su funcionamiento. Por ejemplo, al poco tiempo de uso se es consciente que si se pone una bandeja de horno negra de fondo en el interior del horno se aumenta su temperatura, al igual que añadiendo superficie de captación mediante reflectores externos.

Para conocer con exactitud las posibilidades de esta tecnología fue necesario usar una cocina solar parabólica. Eso sucedió en 2015 y el gran problema que encontró fue la falta de oferta comercial y sus elevados precios. La mayoría de los modelos comerciales usados por el autor desde entonces ya no se encuentran en el mercado.

La primera experiencia con una cocina solar parabólica fue con una CookUp200© cuya inercia térmica tampoco se aproximaba a la de una cocina convencional. Pero que permitía usar envolventes de vidrio sobre las ollas para acumular el calor retenido. En esas condiciones fue posible cocinar recetas adaptadas e incluso hornear pan.

Cuando la cocina solar logra despertar en una persona su curiosidad científica es el momento de probarlo todo para encontrar procesos mejorados. En aquel momento comenzó a usar cocinas solares de tubo de vacío de la marca Ezinç. Las cocinas solares de tubos de vacío se encontraban en auténtico apogeo en ese momento con la irrupción de GoSUN©.

Con las cocinas solares parabólicas de foco expuesto de 140 cm de diámetro consiguió comprobar que es posible cocinar con el sol de una forma análoga a un sistema convencional de electricidad o gas.

Un aspecto fundamental para quien quiere conocer la cocina solar lo suficiente como para poner dicho conocimiento al servicio de la ciudadanía es el estudio de los modelos

alternativos disponibles para ser autoconstruidos. Esto lo realizó a través de las cocinas solares de paneles. Ello supone, muchas veces, el comienzo de una búsqueda permanente de materiales reflectantes económicos, adhesivos, estables y fáciles de manejar.

La mayoría de lo que puede ser cocinado con cocinas solares tipo parabólico y tipo caja puede serlo con cocinas tipo panel de autoconstrucción. Son modelos escalables que se pueden fabricar por uno mismo con el tamaño adaptado al lugar disponible de uso y la cantidad de comida a elaborar.

Francisco Javier trabaja como técnico de laboratorios docentes de la Universidad de Huelva en el departamento de Ciencias Integradas de la Facultad de Ciencias Experimentales. Colabora intensamente con el Aula de Sostenibilidad de la Universidad de Huelva especialmente en la difusión de la cocina solar con el principal objetivo de que las personas tituladas en la Universidad de Huelva conozcan durante su período de formación, de una manera no formal, las cocinas solares y unirla a sus competencias. Para ello se han llevado a cabo más de 40 actividades de divulgación de cocina solar a lo largo de estos años con diferentes tipos de público. Actualmente, la cocina solar es una actividad científica elegible dentro del catálogo permanente que ofrece la Facultad de Ciencias Experimentales de la Universidad de Huelva para las visitas de alumnos de primaria, secundaria, bachillerato, aulas de la experiencia y tercera edad, asociaciones, centros de acogida, etc. Incluso durante el curso 2020/2021 se llevó a cabo el proyecto de innovación docente titulado “Laboratorio de cocina solar” en el que se evaluó las posibilidades de incluir la cocina solar en las prácticas de laboratorio y campo de la asignatura Gestión de la energía de 3º del grado de Ciencias Ambientales y se defendió un Trabajo Fin de Grado sobre la cuestión.

Actualmente está realizando sus estudios de tercer ciclo en el programa de doctorado de la Universidad de Huelva sobre ciencia y tecnología industrial y ambiental con el título provisional “Estudio experimental de la cocina solar 041”.

Las cocinas solares tipo caja que ha usado son uno de autoconstrucción con ventana a 30º de inclinación y los modelos comerciales SunOven© y Sun Cook Tropical©. Sun Oven tiene inclinación regulable y Sun Cook Tropical tiene la ventana en horizontal.

Las cocinas solares parabólicas que ha usado habitualmente son CookUp200, Sunicook, Ico-SUN de 140 y 180 cm de diámetro, Alsol 1.4 y la Sunplicity©.

También ha usado intensamente cocinas solares de tubo de vacío de la marca Ezinç y reparaciones posteriores con tubos de vacío de la marca Misol.

Las cocinas solares de paneles que ha usado son las basadas en geometría tipo embudo como la Funil y la familia de 041 y la Copenhagen.

En la actualidad Francisco está caracterizando diversas geometrías de construcción de cocinas solares para ser usadas en latitudes medias a altas. Para ello emplea simulaciones numéricas y ensayos de laboratorio. El objetivo es conseguir la construcción de opciones utraportátiles de cocinas solares de paneles.

El usuario de cocina solar es un investigador en si mismo porque cada vez que adapta una receta, cambia de modelo o cambia de olla debe de realizar tentativas para optimizar el

proceso y conseguir los resultados adecuados. La secuencia que se sigue para ello siempre es la misma por lo que ya se considera algo habitual en el acto de cocinar con el sol.

Francisco ha intentado llevar las cocinas solares a las personas en riesgo de pobreza energética en Huelva, colaborando con las asociaciones que dan atención a la población vulnerable. A pesar de ser aceptada como una muy buena posibilidad de acceso a la energía no ha tenido éxito en ningún plan establecido. Como herramienta docente, la cocción solar sí ha demostrado ser muy útil. El hecho de que cualquier persona pueda observar como aplicando conocimiento sobre propiedades ópticas de la luz y los materiales o el comportamiento termodinámico de estos puedan cocinar sólo con la energía del sol es infalible como divulgación científica.

DESCRIPCIÓN DE LA EXPERIENCIA DE CELESTINO

Celestino vive desde 1993 en la provincia de Algarve, una región del Sur de la Península Ibérica rica en recurso solar. Es docente en el grado de ingeniería mecánica en el Instituto Superior de Ingeniería de la Universidad del Algarve y como investigador su actividad la ha desarrollado en la Asociación para el desarrollo de la aerodinámica industrial, en los temas de la Termodinámica Aplicada, la Transferencia de Calor y Masa y Climatización.

Celestino conoció al profesor chileno Pedro Serrano en el CIES2002- Congreso Ibero-americano de Energía Solar que se realizo en Algarve y con el que estableció una sólida relación de amistad e interés mutuo en trabajar la temática de las aplicaciones de las energías renovables en contextos varios. En julio de 2006, el profesor Pedro Serrano volvió a la Península Ibérica para participar en la conferencia internacional de cocinas solares ~~e~~ en Granada-España. A pesar de las áreas de su interés, Celestino nunca había tenido ninguna experiencia en cocina solar hasta 2006. Con motivo de la visita del profesor Pedro Serrano a Granada, Celestino recibió el profesor chileno en Algarve y decidió ir también a Granada donde pudo escuchar a muchos expertos en cocción solar de varias partes del mundo. Celestino regresó a casa con una cocina solar tipo panel Cookit y rápidamente hizo en casa sus primeras, y sabrosas, comidas solares.

Después, ese mismo verano de 2006, usó sencillas cocinas solares de tipo panel autoconstruidas para proporcionar comidas solares en el contexto familiar y a grupos de amigos, tanto en el almuerzo como la cena, hasta en la fiesta de cumpleaños de su hija. Dinamizó talleres de construcción de cocinas solares del tipo panel de bajo coste y participó además en una exposición de cocinas solares en la feria de energías renovables en Faro.

En el año lectivo siguiente, Celestino abrazó el tema y diseñó algunas estrategias con el objetivo de contribuir a la divulgación de la cocina solar en Portugal, en particular en Algarve. En pleno invierno, en enero de 2007, preparó comida solarmente procesada para la cena de los treinta invitados de su fiesta de cumpleaños. Siendo la temperatura máxima del día de 12 ^{o}C y estando el cielo completamente nublado hasta las 10 h de la mañana. Utilizó cocinas tipo caja y tipo parabólico.

La actividad de diseminación de la cocción solar llevada a cabo durante el año lectivo 2006/2007 fue muy intensa e interesante. A lo largo de la década siguiente se realizaron

varios encuentros de cocinas solares, muchas charlas en escuelas nacionales e internacionales, además de la participación en programas de radio y de televisión y también algunas noticias en Internet.

En la última década, Celestino ha sido el presidente de la comisión organizadora de las conferencias internacionales CONSOLFOOD - Advances in Solar Thermal Food Processing, en Faro en 2016, 2018 y 2020, online en 2022 y en A Coruña en 2023 y responsable de la organización de los webinars CONSOLFOOD. Ha presentado comunicaciones sobre cocción solar en sesiones plenarias y temáticas de varios congresos internacionales. Ha dinamizado también sesiones de demonstración de cocción solar con la consecuente degustación por parte de los participantes y así proporcionar un ambiente entre los participantes poco convencional~~,~~ de tal forma qué, por ejemplo, un catedrático de universidad participante en uno de estos eventos empezó a destacar la cocción solar en términos científicos con la publicación de artículos en revistas científica internacionales y un libro sobre el tema de las cocinas solares, participando en la orientación de alumnos de master y doctorado sobre cocción solar. Celestino ha colaborado y mantiene la colaboración con investigadores científicos de otras universidades, destacando que como fruto de esta colaboración ya fue publicado un número significativo de artículos en revistas científicas internacionales. Una de las cocinas solares que se ha investigado ha sido la “Funnel solar cooker”, cuya configuración ha sido por si definida por Celestino como resultado de un proceso de mejoría de rendimiento de otros modelos similares ya conocidos. Es importante destacar que Celestino ha sido pionero en utilizar dos vídrios de puertas de lavadoras de ropa como envolvente para crear el efecto invernadero alrededor de la olla negra. También ha inventado una cocina solar con la misma configuración tipo embudo fabricada en hormigón y con espejos de cristal o de chapa de aluminio de alta reflectividad, cuyo modelo es conocido como “Pucca solar cooker”.

Como usuario, Celestino estima que más de 80% de los alimentos cocinados que consume son elaborados con sistemas de cocción solar, unos tan rápidos como los ~~sistemas~~ convencionales de gas o eléctricos y otros de cocción lenta. Incluso en días con cielo parcialmente nublado, Celestino consigue obtener buenos resultados con la cocción solar en contexto familiar.

CONCLUSIONES

La utilización consciente de las fuentes de energía renovable exige identificar los recursos disponibles y animarse a modificar algunos de los hábitos de nuestra vida cotidiana. A pesar de no ser una tarea fácil, urge que cada persona tenga una actitud responsable en la utilización de los recursos. La diseminación efectiva de la cocción solar puede generar un impacto positivo en las condiciones de vida en el planeta. Además, es posible construir cocinas solares de bajo coste, del tipo panel, caja o parabólico con la reutilización de materiales y así reducir el consumo de gas, electricidad y leña. Según la experiencia de los autores, muchas familias en sur de la península Ibérica podrían cocinar en más del 90% de los días del año.

AGRADECIMIENTOS

Este trabajo ha sido apoyado por la “Fundação para a Ciência e a Tecnologia (FCT, I.P)” en el marco del proyecto DOI: 10.54499/UIDB/50022/2020

(https://sciproj.ptcris.pt/157684UID).

REFERENCIAS

Bello-Llorente, J. (2017). Cooking with the sun: teaching and capaciting about solar energy. International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ’17) Malaga (Spain), 4th to 6th April, 2017, 693–706. Renewable Energy and Power Quality Journal (RE&PQJ). ISSN 2172-038 X, No.15 April 2017.

Pedagogies of the sun travelling to the south of Portugal to catch the solar cooking contagion, https://thisismold.com/process/studio-visit/solar-cooking-ruivo-portugal, acceso 9 mayo 2024.

https://solarcooking.fandom.com/wiki/Celestino_Ruivo, acceso 9 mayo 2024.

Macías Fuentes, F.J. (2020) El Papel de la Cocina Solar en la Demanda Energética de una Ciudad Sostenible y su Integración Arquitectónica y Urbanística». III Jornadas ScienCity 2020. Universidad de Huelva

Macías Fuentes, F.J. (2021) La cocina solar en el hogar en el hogar: Una oportunidad para reducir la pobreza energética,

https://www.agenciaandaluzadelaenergia.es/sites/default/files/Documentos/Internacional/powerty_reunion_sh_20210128_bp_uhu.pdf, acceso 9 mayo 2024.

DE LA TEORÍA A LA ACCIÓN: UN VIAJE PRÁCTICO A TRAVÉS DE LA ENERGÍA RENOVABLE EN EL LABORATORIO CIUDADANO CAMPUS SUR-UPM

Cristóbal A.B. , Sanz-Cuadrado C. , Lorenzo C.

*Instituto de Energía Solar, Universidad Politécnica de Madrid, C/Alan Turing s/n, 28031 (Madrid), España, anabelen.cristobal@upm.es, cristina.sanzc@upm.es, c.lorenzon@upm.es.

RESUMEN

Considerando el papel educativo de las universidades y su compromiso social, este artículo ejemplifica cómo implementar laboratorios de ciencia ciudadana en entornos universitarios, con el fin de promover de manera efectiva un cambio hacia comportamientos energéticos más sostenibles y eficientes, tanto a nivel individual como colectivo. La esencia de este enfoque reside en la participación de la comunidad, enfocándose primordialmente en acciones prácticas que les permitan asumir roles activos en todas las actividades. El artículo expone el caso del Laboratorio Ciudadano Campus Sur de la Universidad Politécnica de Madrid donde más de 2700 personas han asistido a las múltiples actividades desarrolladas en sus primeros dieciocho meses de vida. Explicamos el modelo, las acciones desarrolladas, los mecanismos empleados para involucrar a la comunidad, los resultados obtenidos y los desafíos enfrentados.

PALABRAS CLAVE: Educación, Energía, Laboratorios Ciudadanos, Universidades.

ABSTRACT

Considering the educational role of universities and their social commitment, this article exemplifies how to implement citizen science laboratories in university settings, aiming to effectively promote a shift towards more sustainable and efficient energy behaviors, both at the individual and collective levels. The essence of this approach lies in community participation, primarily focusing on practical actions that enable them to take active roles in all activities. The article presents the case of the Campus Sur Citizen Laboratory at the Universidad Politécnica de Madrid, where over 2700 people have attended multiple activities during its eighteen first months of existence. We explain the model, the actions taken, the mechanisms employed to engage the community, the results achieved, and the challenges faced.

KEYWORDS: Education, Energy, Citizen Laboratories, Universities.

INTRODUCCIÓN

La energía es fundamental tanto para impulsar la economía como para sostener la sociedad a nivel global, y no se puede entender la evolución de la humanidad sin comprender que ésta siempre ha estado ligada a transacciones energéticas (Lorenzo, 2006). Representa una necesidad básica para la humanidad y su utilización suele ser considerada un indicador del nivel de vida. Por ello, la preocupación manifestada por los ciudadanos respecto a cuestiones de transición energética es comprensible, dado que reconocen el impacto económico, social y medioambiental que el actual sistema energético tiene en sus vidas cotidianas y en el entorno en el que habitan (Lieberman, 2018) (Guan, 2023).

Para este complejo escenario no existe una solución única, sino que se ha de trabajar desde un escenario holístico: cambios legislativos, inversiones en tecnologías limpias, cooperación internacional, fomento de la innovación, y actuaciones en el ámbito de la educación y concienciación. Sin embargo, la aplicación de estos cambios se hace en la mayoría de los casos de arriba-abajo con una nula o muy baja participación ciudadana, lo que en últimos años está generando mucha desconfianza sobre la finalidad perseguida por todas estas acciones en ciertos sectores de la ciudadanía.

Sin embargo, si queremos una transición energética exitosa es obligado contar con toda la ciudadanía. Una revisión bibliográfica que abarcó 2000 referencias extraídas de 37 artículos y libros puso de relieve que modificar los comportamientos relacionados con la energía podría potencialmente reducir el consumo energético en aproximadamente un 19% (±5%), sin introducir cambios tecnológicos (Uitdenbogerd, 2007). De hecho, la norma de referencia europea conocida como el Pacto Verde (Green Deal), señala que para conseguir los objetivos europeos de transición energética para 2030 se requiere que los hogares sean capaces de rebajar su consumo energético entre el 22% y 25%. Conseguir esa participación ciudadana real y los esperados cambios de comportamiento en materia energética es todo un reto, pero su potencial es remarcado hasta por la Asamblea de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (UNEA-6). El pasado 28 de febrero de 2024 durante la sexta sesión de la Asamblea se puso de relevancia este potencial, con un intenso debate sobre cómo puede ser utilizada la participación y ciencia ciudadana para involucrar a los ciudadanos en acelerar la implementación de los acuerdos para el clima.

En Europa, desde hace ya algunas décadas, existen múltiples experiencias en las que los ciudadanos pueden participar de forma activa en la trasicción energética (Atutxa, 2020), pero casi siempre se trata de algún tipo de organización que busca más la independencia energética o el ahorro de costes que el impacto social, y en muchos casos requiriendo una figura jurídica para participar en la experiencia, como por ejemplo ser cooperativista.

Por ello la creación de *hubs* ciudadanos entorno a una educación en materia energética, donde los ciudadanos tengan la posibilidad de experimentar realidades, exponer sus inquietudes, hablar y compartir sus vivencias tanto con profesionales como con otros miembros de la comunidad de una forma distendida se posiciona como una opción "*bottom-up*" complementaria a las acciones "*top-down*", y a otros movimientos ciudadanos en pro de la transición energética. La cuestión es cómo promover y dónde crear estos laboratorios ciudadanos para que realmente tengan impacto.

Los centros educativos, especialmente las universidades, tienen la capacidad de convertirse en lugares propicios para estas experiencias, ya que aúnan a una masa social crítica y a la vez permiten la flexibilidad de realizar multitud de actividades que permiten a los usuarios observar, analizar y aprender como ciudadanos investigadores (Pain, 2017), dentro de una estructura consolidada e institucionalizada. Es decir, son lugares propicios para la creación y el mantenimiento de comunidades activas y comprometidas, uno de los principales problemas de la ciencia ciudadana (Nature, 2017).

Sin embargo, la creación de laboratorios ciudadanos como estructuras informales dentro de las universidades puede llevar a que su impacto se diluya y se reduzcan a simples actividades de divulgación. Por lo tanto, es fundamental dotarlos de objetivos claros, así como de una organización y planificación detalladas de acciones, junto con los recursos humanos, físicos y financieros necesarios para su funcionamiento efectivo y con un impacto significativo. Con este fin, nuestro objetivo es establecer una experiencia piloto de laboratorio ciudadano en la sede del Campus Sur de la Universidad Politécnica de Madrid y extraer lecciones de esta experiencia para facilitar su replicación en otras universidades de orientación tecnológica.

METODOLOGIA Y RESULTADOS

La experiencia se ha llevado a cabo en el Campus Sur de la Universidad Politécnica de Madrid. En este campus se sitúan las Escuelas Técnicas Superiores de Ingeniería de Sistemas Informáticos, de Ingeniería de Sistemas de Telecomunicación, de Ingenieros en Topografía, Geodesia y Cartografía, junto con algunos centros anexos como el Centro Superior de Diseño y Moda o el Centro de Investigación del Transporte. Esta comunidad está compuesta por 5090 individuos, de los cuales unos 4500 son estudiantes, 360 profesores, 60 investigadores y 170 personal administrativo y de mantenimiento.

El desarrollo del Laboratorio ciudadano Campus Sur-UPM se ha ejecutado en tres fases.

Fase de Diseño y Validación Conceptual

La primera fase es una fase conceptual y de diseño, basada en una intensa revisión bibliográfica y algunos procesos de co-creación con otros miembros de la comunidad universitaria.

En este punto, era crucial definir con precisión los objetivos del Laboratorio Ciudadano, detallar las actividades o acciones necesarias para alcanzar dichos objetivos, evaluar los recursos humanos y financieros disponibles (o por obtener) para garantizar su relevancia.

Así pues, el objetivo del laboratorio ciudadano se estableció en "**Conseguir generaciones de ciudadanos energéticamente responsables**" para ello se contaba principalmente con los recursos del proyecto europeo AURORA (AURORA, 2021) que permitían la compra de material fungible necesario, así como el pago de las horas del personal dedicado a la puesta en marcha de la acción.

Respecto de la manera de funcionamiento del Laboratorio Ciudadano, se establecieron tres partes.

- Una primera línea centrada en el aprendizaje y concienciación donde se incluyeron un amplio catálogo de actividades. Aquí se enmarcan coloquios con expertos, cafés o sesiones de co-creación, talleres, concursos, exposiciones, etc. La participación en estas actividades se decidió recompensar con pequeños obsequios, premios o con créditos de "libre configuración" que aparecen en el expediente académico de los participantes tras la evaluación de su rendimiento en la actividad. La elección del método de incentivación depende del tipo de actividad.

- En una segunda línea se busca facilitar el aprendizaje de los miembros de la comunidad en el funcionamiento de instalaciones fotovoltaicas mediante su participación en una experiencia colectiva real de inversión en una planta comunitaria. Para ello, se exploraron distintos modelos de operación, incluidos aquellos que permitieran realizar la instalación en la propia universidad, si bien éstos han demostrado ser muy complejos (Cristobal, A.B, Narvarte, L. 2023). La vía final ha consistido en crear una cooperativa con miembros de la comunidad universitaria que en colaboración con agentes locales tales como la residencia de estudiantes o colegios del vecindario colaboran para fomentar estas infraestructuras locales. La cooperativa gestiona las cuentas partícipes de los miembros de la comunidad, quienes aprenden a base de micro inversiones.

- Y una tercera línea dedicada precisamente a conocer el grado de responsabilidad energética que cada participante tiene. Es decir, evaluar si efectivamente, a nivel personal, estamos contribuyendo con nuestros hábitos a conseguir una transición energética responsable. Para ello, se ha utilizado la aplicación AURORA Energy Tracker (INSCICO, 2023), que contiene un novedoso algoritmo basado en la combinación de emisiones de carbono y eficiencia energética, por el cual cuando los participantes introducen sus hábitos de consumo eléctrico, de climatización y de transporte, se les devuelve una etiqueta similar a la que se muestra en los vehículos o en los electrodomésticos que permite de una manera muy visual conocer nuestro grado de responsabilidad. Además, con esta acción y la entrada de datos en la aplicación, los participantes contribuyen a la mejora y ajuste del propio algoritmo.

Tras el diseño inicial, se llevaron a cabo una serie de eventos de comunicación para presentar la propuesta de establecimiento del Laboratorio. El objetivo era evaluar si nuestro diseño cumplía con las expectativas reales de los usuarios del Campus y determinar su nivel de interés en participar en las diversas actividades propuestas. Se organizaron encuentros con estudiantes, profesores y personal administrativo, donde se explicó el concepto del Laboratorio y se les proporcionó una encuesta al final de cada sesión. Recibimos un total de 193 respuestas, lo que nos permitió trabajar con un margen de error del 7% y un nivel de confianza del 95%.

Los resultados de la encuesta revelaron que los encuestados respaldarían la iniciativa en diferentes formas. El 26% mostró un interés principal en contribuir a la comunidad energética, el 22% indicó que estaría dispuesto a proporcionar sus datos (a través de acciones de ciencia ciudadana como una aplicación), otro 22% expresó su interés en recibir formación en temas energéticos (mediante actividades prácticas), y el 14% se ofreció como voluntario para participar en la iniciativa. Un 13% señaló que, por el momento, solo estaba

interesado en seguir las actividades a través de las redes sociales, mientras que un 5% manifestó interés en el proyecto, pero no estaba seguro de cómo participar. Solo un 4% indicó que no tenía interés en el Laboratorio Ciudadano.

Los resultados detallados de este proceso, incluyendo la aceptabilidad de la idea en otras universidades técnicas europeas, están publicados y disponibles para su consulta (Cristóbal, Sanz-Cuadrado, 2023).

Fase de Planificación y Estrategia

Esta fase se enfocó en estructurar eficazmente el inicio del Laboratorio, que incluyó la planificación detallada de actividades y la implementación de mecanismos de motivación para la participación. Para garantizar la coherencia a lo largo del año académico, se organizaron actividades de forma constante considerando el calendario oficial y los horarios de clases, además de definir recursos necesarios y métodos de evaluación. En este artículo explicamos las actividades planificadas y ejecutadas en los primeros 18 meses de actividad.

Se estableció una estrategia que involucra la colaboración con profesores y estudiantes, buscando integrar el Laboratorio en los distintos planes de estudios y promover así la participación de la comunidad universitaria. Se incentivó la participación estudiantil mediante becas para el apoyo en diversas tareas, y se contó con el apoyo crucial de las asociaciones estudiantiles para fomentar la participación en masa.

Fase de Implementación

A continuación, se exponen todas las actividades realizadas en las tres líneas mencionadas anteriormente, su contenido y el grado de participación conseguido.

Diálogos

Durante el curso académico se llevaron a cabo 5 sesiones de diálogo sobre temáticas diversas. Éstos son:

- Diálogo Inicial: Crisis energética y cambio climático.
- Diálogo ¿Cómo podemos ayudar a la transición energética desde las TICs?
- Serie de 3 diálogos: ¿Qué hay detrás del algoritmo de responsabilidad energética personal? Entrevista a los 3 expertos detrás de AURORA ENERGY TRACKER.

Todos los diálogos realizados han sido desarrollados con objeto de dar a conocer aspectos críticos sobre la transición y la crisis energética desde distintos puntos de vista. Para ello, también se ha contado con expertos de fuera de nuestro Campus con objeto de dar una visión más amplia del problema y se buscó el apoyo de administraciones públicas como la Comisión Europea y los Embajadores del Pacto Climático. Se obtuvo un elevado nivel de participación, dado que estos diálogos se ligaron a ciertas asignaturas de los grados, llegando a unos 500 participantes (Figura 1). Todos los diálogos se grabaron y están puestos a disposición de la comunidad en YouTube de la UPM.



Figura 1. Distintos momentos de los diálogos-conferencias organizadas.

Talleres

- Taller: Construye tu sensor energético con Arduino

En este taller los estudiantes construyeron con placas de Arduino un sensor de temperatura y de luminosidad en un periodo de 6 horas (Figura 2). Se descartó la construcción de un medidor de consumo energético para evitar riesgos durante la siguiente fase de experimentación. Se aunó así el aprendizaje de conocimientos sobre programación en Arduino y el aprendizaje sobre materia energética. Tras el taller los estudiantes se llevaron a casa los sensores y estuvieron monitorizando, tomando datos durante una semana de los valores que daban los sensores. Con ello, rellenaron un formulario en el que se les ayudaba a reflexionar sobre sus hábitos de climatización y lumínicos. Posteriormente, se reunió a los estudiantes en otra sesión de discusión donde se puso en común las reflexiones individuales a las que se habían llegado. Todo el proceso de fabricación del sensor es accesible públicamente (Zuñiga, 2023; UPM, 2023). En total se han organizado tres talleres en los que han participado 147 participantes.



Figura 2. Distintos momentos de los talleres de Arduino organizados. En uno de ellos se tuvo el honor de contar con el Consejero de Educación de la Comunidad de Madrid y el Rector de la UPM.

- Taller: Construye tu cargador USB para bicicleta

En este taller, los participantes construyeron un cargador USB para bicicleta. El aprendizaje de este taller aunaba la materia de conceptos básicos de electrónica y soldadura junto de nuevo conceptos sobre energía, su conversión y reutilización (Figura 3). Este taller requirió un tiempo de 6 horas por parte de los participantes. En este taller participaron 10 personas.

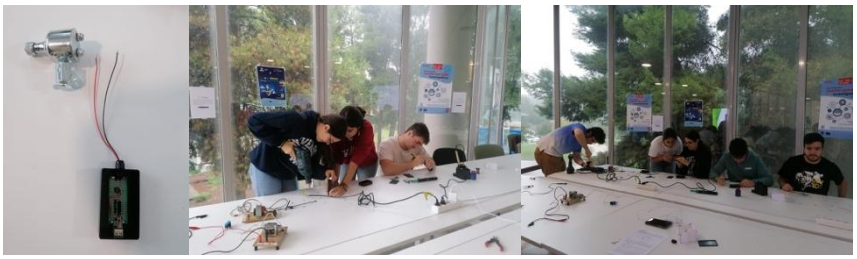


Figura 3. Distintos momentos del taller sobre la construcción de un cargador USB organizado.

- Taller: Construye un módulo fotovoltaico

En este taller los participantes construyeron desde cero un panel fotovoltaico y evaluaron su funcionamiento. El aprendizaje de este taller aunaba la materia de conceptos básicos de electrónica, soldadura, materiales semiconductores junto de nuevo conceptos sobre energía renovable. El taller requirió un tiempo de 10 horas para ser realizado y participaron 18 personas (Figura 4).

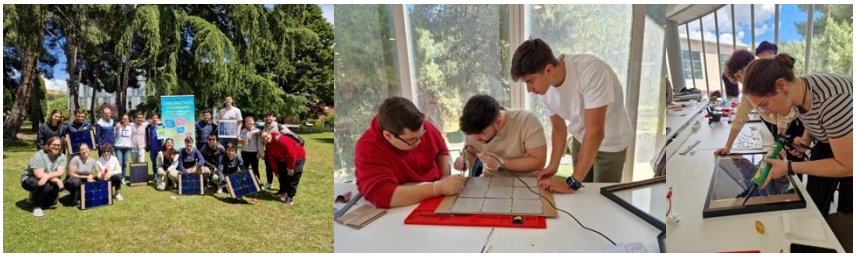


Figura 4. Distintos momentos del taller de construcción de un módulo fotovoltaico.

Concursos

Durante el curso académico se han llevado a cabo distintas actividades relacionadas con concursos (Figura 5).

- Gymkana: Conoce nuestro Laboratorio. Esta actividad se realizó durante la jornada de bienvenida de nuevos estudiantes. Para darles a conocer el Laboratorio y sus múltiples acciones, se organizó una gymkana relacionada con los aspectos energéticos sobre los que pretendemos educar.

- Concurso: Presenta tu trabajo fin de grado/máster ligado con la sostenibilidad. Esta actividad consistió en proponer un premio para el Trabajo Fin de Grado que de manera más efectiva haya construido a aspectos de la transición energética. Se presentaron 23 trabajos, y el ganador recibió el premio, patrocinado por los fondos de AURORA, de mano del Rector de la UPM.
- Concurso "*Termofotografía*". El objetivo de esta actividad en la que participaron 22 personas era acercar a los participantes a los conceptos de eficiencia energética. Para ello se compraron cámaras termográficas con conexión USB-C para teléfono móvil. Los participantes recibieron una sesión informativa sobre la termografía y el uso de las cámaras, y se les invitó a escanear con las mismas su entorno. Los participantes debían de enviar la fotografía que les hubiera permitido aprender algo que no sabían.



Figura 5. Distintos momentos de las actividades relacionadas con los concursos.

Cafés & actividades de co-creación

- Cafés para el diseño de la comunidad energética Campus Sur y puesta en marcha de ésta.

El objetivo de esta actividad fue dar a conocer la actividad de unir a todos los miembros de la comunidad universitaria para cofinanciar en base a micro inversiones instalaciones fotovoltaicas en nuestro entorno local. Concretamente, como proyectos iniciales en la residencia de estudiantes de la universidad y en un colegio de educación primaria y secundaria del barrio. Esta actividad tiene como objetivo que cualquier persona, sin tener en cuenta sus recursos económicos y/o físicos para tener una instalación propia, pueda experimentar de primera mano la vivencia con esta tecnología. A estos talleres asistieron 108 personas. La actividad se complementó con una actividad de información a través de redes sociales. Todos los participantes rellenaron un formulario de interés en participar en la actividad llegando a 275 expresiones de interés con una posible financiación levantada de 140.000€. Actualmente estamos en plena constitución de la cooperativa que canalizará de forma efectiva las instalaciones.

- Ideatón

Actividad realizada conjuntamente a los estudiantes para codiseñar la aplicación AURORA Energy Tracker. Esta actividad se pudo realizar dado que en este Campus la docencia está asociada a la disciplina de la informática y de las Telecomunicaciones. Participaron 12 personas.

- Co-Creación para un plan de sostenibilidad del Campus

El objetivo de esta actividad era crear un plan de sostenibilidad para el Campus Sur. Un documento estratégico que estableciera las acciones y metas que nuestro Campus llevará a cabo para asegurar que sus operaciones y actividades sean ambiental, social y económicamente sostenibles a largo plazo.

Para lograr esto, fue esencial implementar mecanismos que asegurasen la participación de toda la comunidad universitaria, así como proporcionar recursos para garantizar su implementación futura. Por esta razón, el equipo directivo designó un Delegado de Sostenibilidad para los próximos años, quien no solo será la persona que garantice la implementación de las acciones, sino también la persona que ha liderado todo el proceso de creación de este plan de sostenibilidad. El proceso de creación de este plan involucró la realización de 5 sesiones de co-creación estructuradas en un formato de café, con la participación de 10 personas: 4 representantes estudiantiles, 2 representantes del personal administrativo y de servicios, 4 representantes del cuerpo docente e investigadores, el director y el delegado de sostenibilidad. Además, se contó con el apoyo de 2 personas de la UPM especializadas en guiar procesos de co-creación.

Además de esto, se llevó a cabo una participación más amplia con la comunidad universitaria en el siguiente formato: Se organizó una exposición de arte en colaboración con la Asociación "Círculo de Pintores Solidarios", con el objetivo de denunciar la degradación ambiental y crear conciencia sobre la necesidad de un desarrollo sostenible. Esta exposición comenzó el 22 de marzo, "Día Internacional del Agua", y finalizó el 30 de marzo, "Día Cero Residuos". Fue gratuita y presentó 20 obras de arte exhibidas en los pasillos principales del Campus. Se estableció un panel de retroalimentación para que todos los miembros de la comunidad pudieran expresar sus ideas sobre lo que constituiría "un Campus Sur más sostenible" (Figura 6). Más de 70 personas dejaron sus comentarios sobre cómo imaginan un entorno local más sostenible que fueron finalmente integradas en acciones dentro de las líneas de actuación definidas.



Figura 6. Imágenes de la exposición y del panel de expresión sobre ¿Cómo es un Campus más sostenible?

<u>Info-days para dar a conocer la aplicación AURORA y el proyecto AURORA</u>

Con objeto de promocionar AURORA a la vez que invitar a la comunidad a participar midiendo sus hábitos energéticos para conocer su grado de responsabilidad en la transición energética se realizaron:

- Info-Day celebrando el Día Internacional de la Mujer desde un punto de vista energético (8 de Marzo)
- Info-Day sobre AURORA (4 de Abril)
- Info-Day celebrando el Día Internacional del Libro desde un punto de vista energético (23 de Abril).

- Info-Day celebrando el Día Internacional de las Asociaciones de Estudiantes (7,8,9 Mayo).

Estas jornadas se han realizado de forma pública con un stand en una zona visible de la universidad (Figura 7). En función del día se ligaba la cuestión energética con la dimensión de género, con la cultura, etc. Es decir, se prepararon actividades de quiz o juegos ad-hoc para cada info-day y a la vez se incentivaba a los participantes a utilizar la app de AURORA como vía para convertirse en un ciudadano no sólo mejor informado, sino también un ciudadano científico que contribuye a la mejora de escenarios de transición energética en la que se tiene en cuenta el comportamiento de los ciudadanos. En el stand se regalaban plantas, entre otros obsequios, como compromiso del participante para cuidarla y recordarle su compromiso con los principios del Laboratorio.

Esto ha resultado en que actualmente 382 personas del Campus están registrando sus comportamientos energéticos en una verdadera acción de ciencia ciudadana, compartiendo sus datos y actuando como ciudadanos científicos. Todos los datos recolectados son públicos y pueden ser reutilizados por cualquier interesado -debidamente anonimizados- a través del dashboard de la página web del proyecto AURORA-H2020.



Figura 7. Imágenes de los distintos infodays que hemos celebrado.

CONCLUSIONES

Este trabajo expone la creación y operación de un Laboratorio Ciudadano en una institución de Educación Superior, diseñado con el propósito de fomentar un mejor entendimiento de la transición energética entre la ciudadanía. Se detalla el proceso completo, desde su concepción hasta su puesta en marcha. La experiencia se ha llevado a cabo en la UPM durante 18 meses, llegando directamente a 2732 personas, excluyendo aquellas que han recibido información a través de redes sociales. Basándonos en nuestra experiencia, los resultados de encuestas realizadas en los talleres, el feedback positivo de la comunidad y su disposición hacia el aprendizaje lúdico, extendemos una invitación a otras instituciones universitarias a adoptar este modelo de Laboratorio Ciudadano como una herramienta educativa sobre la energía, en general, y la transición energética, en particular.

Además, esta iniciativa tiene un impacto social significativo, ya que fomenta la creación de comunidad, facilita la comunicación entre estudiantes de diversos cursos y programas, y promueve una interacción más relajada con profesores y otro personal universitario.

AGRADECIMIENTOS

Este trabajo está financiado por el programa de investigación e innovación Horizonte 2020 de la Unión Europea, bajo el acuerdo de subvención No. 101036418. C. Sanz-Cuadrado agradece la financiación de su contrato recibida por parte de la Comunidad de Madrid a través del Programa CEOTRES (Y2020/EMT-6419).

REFERENCIAS

E. Atutxa, I. Zubero, and I. Calvo-Sotomayor, "Scalability of Low Carbon Energy Communities in Spain: An Empiric Approach from the Renewed Commons Paradigm", Energies, vol. 13, no. 19, Oct 2020, Art no. 5045, doi: 10.3390/en13195045.

Cristóbal, A. B., Sanz-Cuadrado, C., Zhang, Z., Victoria, M., Fialho, L., Cavaco, A., . . . Narvarte, L. (2023). Delving into the modeling and operation of energy communities as epicenters for systemic transformations. Universal Access in the Information Society. doi:https://doi.org/10.1007/s10209-023-01056-0

Cristóbal, A. B., Narvarte, L., Victoria, M., Fialho, L., Zhang, Z., Sanz-Cuadrado, C., & Bokalič, M. (2023). Igniting University Communities: Building Strategies that. Solar RRL. doi:10.1002/solr.202300498

INSCICO, AURORA Energy Tracker, IOS version: https://short.upm.es/ig20j . Google Play: https://short.upm.es/opd6m, 2023.

Guan Y, Yan J, Shan Y. et al (2023) Burden of the global energy price crisis on households. Nat Energy 8: 304–316 https://doi.org/10.1038/s41560-023-01209-8

Lieberman B, Gordon E (2018) Climate Change in Human History: Prehistory to the Present. Bloomsbury Academic, London .

Lorenzo, E. (2006) Sobre el Papel de la Energía en la Historia, PROGENSA, Spain. ISBN: 84-95693-30-5

Nature. (2017). Why researchers should resolve to engage in 2017. Nature, 541(5). doi:https://doi.org/10.1038/541005a

Pain, E. (2017). To be a responsible researcher, reach out and listen. Science. doi: 10.1126/science.caredit.a1700006

Uitdenbogerd D, Egmond C, Jonkers R, Kok G (2007) Energy-related intervention success factors: A literature review. European Council for an Energy Efficient Economy: 2007 Summer Study 1:1853-1857. https://short.upm.es/clhqs Accessed 7 July 2023.

UPM. You Tube Channel: Build your energy sensor. https://youtu.be/KQTjjz1AwQg?si=2CqD5xRdcMYMoJjh

Zuñiga Carrillo, H.R. Cristobal Lopez, A.B., Lorenzo-Navarro, C. (2023). Code and files for building a energy awareness sensor workshop. Zenodo. https://doi.org/10.5281/zenodo.7944408

METODOLOGÍA DOCENTE PARA DISEÑO, CONSTRUCCIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE CÉLULAS SOLARES DE COLORANTE

Ariza-Camacho M.J.[*,**], García-Salinas M.J[*]., Pérez-García M.[*,**]

*Sección de Física Aplicada, Depto. Química y Física, Universidad de Almería, C/ Sacramento s/n Almería, 04120, Almería, España mjariza@ual.es, mjgarcia@ual.es

**CIESOL Centro de Investigación en Energía Solar. Centro Mixto UAL-CIEMAT. Universidad de Almería, C/ Sacramento s/n Almería, 04120, Almería, España mperez@ual.es

RESUMEN

En la actualidad, la energía solar fotovoltaica es indiscutiblemente una de las fuentes renovables de referencia. A pesar de ello, también afronta retos importantes relacionados con su modelo de implantación y con la propia tecnología entre los que destaca, en este último ámbito, el uso de materiales alternativos al silicio para la fabricación de las células solares. En este trabajo se presenta una experiencia de desarrollo de una unidad didáctica relacionada con la construcción y caracterización de células solares de colorante dirigida a estudiantes de grado y de máster de la Universidad de Almería. Gracias a este recurso, los alumnos, usando materiales fácilmente accesibles y de bajo coste (óxido de titanio, vinagre, jabón, …) e instrumentación básica de laboratorio (pipetas, placas portaobjetos, multímetros eléctricos, …) pueden acceder a conocimientos, mejor fundamentados y con una alta componente práctica, sobre la estructura de las células fotovoltaicas y la naturaleza de sus procesos opto-electrónicos internos, así como sobre su capacidad de generación de tensión e intensidad de corriente a partir de la radiación solar incidente.

PALABRAS CLAVE: Energía solar fotovoltaica, células solares de colorante, didáctica, prácticas laboratorio

ABSTRACT

Currently, photovoltaic solar energy is one of the reference renewable sources. Despite this, it also faces important challenges related to its implementation model and the technology itself, among which, in the latter area, stands out the use of alternative materials to silicon for the manufacture of solar cells. This work presents an experience in the development of a teaching resource related to the construction and characterization of dye-sensitized solar cells aimed at undergraduate and master's students at the University of Almería (Spain). Thanks to this resource, the students, through the use of easily accessible and low-cost substances (titanium oxide, vinegar, soap,...) and basic laboratory material (pipettes, slide plates, electrical multimeters,...) can access well-founded knowledge with a high practical component, about the structure of photovoltaic cells and the nature of the internal opto-electronic processes, as well as their capacity to generate voltage and current under the incidence of solar radiation.

KEYWORDS: Photovoltaic Solar Energy, dye sensitized solar cells, teaching, laboratory practices.

INTRODUCCIÓN

La producción de energía mediante recursos renovables es clave para alcanzar algunos de los hitos establecidos por los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) relacionados con la lucha contra el cambio climático. Es importante destacar también que los propios ODS no sólo contemplan medidas de implantación de proyectos renovables sino también medidas relacionadas con la educación y la sensibilización de la población (ONU, 2024). En este contexto, una de las tecnologías renovables con mayor nivel de aceptación y desarrollo en la actualidad es la energía solar fotovoltaica. Esta fuente renovable se ha convertido en los últimos años en la opción preferente tanto para plantas de generación a escala regional como, especialmente, para proyectos de autoconsumo localizado en aplicaciones comerciales y residenciales (IRENA, 2024). A pesar de esta situación favorable, la energía solar fotovoltaica afronta también retos relacionados con su modelo de implementación (capacidad de integración en las redes de transporte y distribución, adecuación del balance producción-demanda, impacto ambiental, …) y con determinados aspectos de los elementos que constituyen los sistemas fotovoltaicos (mejora de la eficiencia de los módulos y de la electrónica de potencia asociada, corrección de efectos adversos derivados de la operación como ensuciamiento y sombras, …). A este último apartado pertenece también el reto de la búsqueda de materiales alternativos al silicio para la fabricación de células solares con el objetivo de simplificar y reducir el impacto ambiental de su proceso de fabricación. Esta búsqueda de nuevos materiales aporta, adicionalmente, una novedad de gran interés, ya que la práctica totalidad de las alternativas consideradas – células de perovskita, células orgánicas, células de colorante, … – se basan en la utilización de materiales fácilmente accesibles y de bajo coste (Rehman *et al.*, 2023). De estas opciones de nuevas tecnologías de células solares, es de especial interés la de las células de colorante ya que, en ausencia de requerimientos especiales de durabilidad y rendimiento, los procesos de fabricación de las mismas son fácilmente abordables en los propios laboratorios docentes de los primeros cursos universitarios, abriendo así la posibilidad de que, a través de una aproximación más cercana a la estructura y materiales que constituyen un generador fotovoltaico los alumnos puedan alcanzar una mejor compresión de los procesos de generación eléctrica a partir de la radiación solar, añadiendo a las ya conocidas experiencias de trazado de las curvas intensidad-tensión la motivación de que la caracterización eléctrica se realiza para células fabricadas por el propio estudiante.

En este trabajo se presenta una adaptación de la investigación realizada por los autores (Maldonado-Valdivia et al. 2013; Garcia-Salinas *et al.*, 2019) sobre células solares de colorante (DSSC) a la didáctica universitaria en asignaturas de titulaciones de grado y máster de especialización en la Universidad de Almería. Los programas de estas asignaturas cuentan con contenidos sobre fundamentos de la conversión fotovoltaica, incluyendo el estudio y caracterización del efecto fotovoltaico, la caracterización y operación de células solares, los principales tipos de células y su fabricación, identificando las que son comerciales y las que todavía están en desarrollo. En este contexto se explican los principios del funcionamiento de una célula solar de colorante, las partes que la forman y los materiales más utilizados en su fabricación, por lo que esta experiencia está directamente relacionada con estos contenidos. En la bibliografía existen trabajos que estudian

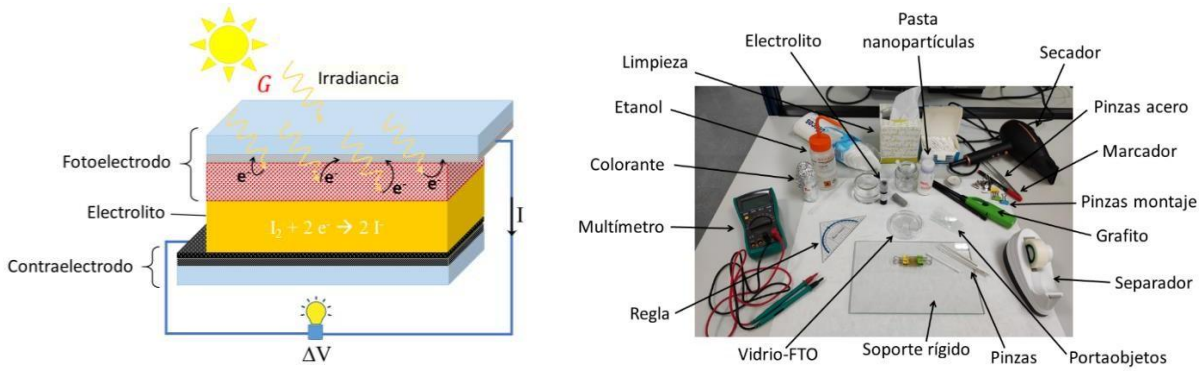
contenidos similares sobre didáctica para paneles fotovoltaicos (Alonso *et al.,* 2022) y el uso de células DSSC en la enseñanza (Chien *et al*., 2018, 2021; Dempsey 2020). La innovación introducida en este trabajo es que el alumno realiza una aproximación completa desde los propios fundamentos hasta el uso final, ya que en primer lugar fabrica una DSSC para a continuación caracterizarla desde el punto de vista eléctrico, analizando la eficiencia de un dispositivo que él mismo ha fabricado. Globalmente, el alumno estudia los contenidos teóricamente y los aplica de una forma práctica fabricando su propio dispositivo, caracterizándolo, analizando y contrastando resultados.

DESCRIPCIÓN DE LA UNIDAD DIDÁCTICA

La práctica presentada tiene como objetivos fabricar una célula solar de colorante o célula de Grätzel, medir su curva característica y obtener los parámetros de calidad de la célula. Se engloba dentro de una unidad de aprendizaje, por lo que su planteamiento y diseño se realiza con un enfoque didáctico, siguiendo cinco pasos principales.

IV) Conceptos previos y fundamentos: Es aconsejable que el temario de la asignatura donde se realicen las experiencias propuestas incluya contenidos básicos de la producción de energía solar fotovoltaica, como son los principales tipos de células y los fundamentos de su funcionamiento, los requerimientos y pasos principales de su fabricación, así como sobre las medidas eléctricas y parámetros de calidad que se obtienen de ellas. Como ejemplo de la tecnología de célula fotovoltaica comercial más universal el alumno debe conocer el funcionamiento y la estructura, en capas de distintos materiales, de una célula solar de silicio, los pasos de su proceso de fabricación a partir de una oblea de silicio de alta pureza, y los requerimientos básicos de estos procesos. Igualmente, el alumno conocerá los principios del funcionamiento y estructura de las células solares de colorante como ejemplo de una tecnología alternativa de más bajo coste (económico y ambiental) y procesos más simples, que no necesita de reactivos o precursores de alta pureza y sofisticadas técnicas de fabricación.

Por otro lado, el alumno debe tener los conocimientos básicos de electricidad necesarios para el montaje del circuito y la medida de la curva característica $I - V$, y para la interpretación posterior de los resultados y obtención de los parámetros de calidad de la conversión fotovoltaica. También debe tener nociones sobre radiación solar, cómo medir el recurso solar y la orientación más favorable de las células en la posición geográfica en la que se encuentra. En la Fig. 1.a se representa la estructura en capas de las DSSC y los fundamentos de la conversión de la energía radiante en energía eléctrica en las DSSC (reacciones electroquímicas, transporte y transferencia de carga).



(a) (b)

Fig. 1. a) Partes y funcionamiento de una DSSC; b) materiales del puesto de trabajo para su fabricación.

V) Sesión inicial de preparación de la práctica: Aunque la DSSC se puede fabricar de forma sencilla, es un proceso que lleva su tiempo, de modo que para adaptarlo a la duración de una sesión prácticas, de unas 2 horas, conviene preparar previamente algunos materiales para que el alumno los utilice directamente, como son la disolución de electrolito, el colorante y la pasta de nanopartículas. Si la programación de la asignatura lo permite, lo ideal es que el alumno haga esta preparación bajo tutela en una sesión anterior, puesto que podrán practicar la extracción de sustancias, preparación de mezclas y disoluciones midiendo volúmenes y masas con los instrumentos adecuados. Además, en esta primera fase el alumno ya se enfrenta a una serie de toma de decisiones: ¿qué tipo de nanopartículas semiconductoras usar? ¿cómo preparar la pasta? ¿qué electrolito? ¿qué tipo de colorante y, de ser natural, qué método de extracción? No obstante, no describiremos en detalle esta parte ya que queda fuera de los objetivos de este trabajo.

Partimos por tanto de una situación en la que el colorante, el electrolito y la pasta de nanopartículas se prepara con anterioridad por personal cualificado para el trabajo en el laboratorio. Otra opción es comprar directamente estos productos ya preparados (Solaronix, 2024). En cualquier caso, proponemos proporcionar varias opciones de electrolito, colorantes y/o pastas para que el alumno pueda elegir cómo fabricar su célula y luego pueda comparar la calidad obtenida con cada combinación de materiales. Los resultados incluidos en este trabajo corresponden a una experiencia en la que los alumnos tienen disponible dos pastas de nanopartículas de dióxido de titanio: una preparada con productos químicos de elevada pureza (nítrico y etilcelulosa) y otra con productos caseros (vinagre y jabón).

VI) Fabricación de la célula solar de colorante: En esta parte, núcleo de la experiencia, el alumno dispone de lo necesario para fabricar una célula tipo DSSC, que se puede ver en la Fig. 1.b, además de un horno o placa calefactora de alta temperatura (preferentemente programable hasta 600 ºC). También dispone del guion de la práctica, donde el proceso de fabricación está exhaustivamente detallado. Es conveniente que el alumno haya leído este guion con anterioridad a la sesión de laboratorio, y además el profesor que

supervisa la sesión los irá guiando y marcando los tiempos para la fabricación de la célula. En todo momento hay que tener en cuenta que es muy probable que sea la primera vez que el alumno se enfrenta a este tipo de manipulación, que se puede realizar en un laboratorio modesto, pero guardando ciertas medidas de limpieza y protocolos indispensables para que el dispositivo funcione. A continuación se resumen los cuatro pasos principales de este proceso.

1. Fabricación del fotoelectrodo: El tamaño de la célula lo determina el tamaño del electrodo transparente que se tenga. En nuestro caso seleccionamos un vidrio recubierto con FTO de 20 x 25 mm^2, y lo primero será identificar su cara conductora usando el multímetro. Sobre esta cara hay que depositar la nanoestructura semiconductora, una lámina delgada de nanopartículas, que se aconseja a los alumnos que cubra un área de 11x 19 mm^2 desplazada hacia uno de los lados, como se muestra con la zona punteada de la Fig. 2.a. Para ello usamos la técnica de la cuchilla directora ("doctor-blade"), utilizando cinta adhesiva como separador (Fig. 1.b) para delimitar el área y fijar el grosor de la capa, y como cuchilla directora se usa el borde de un portaobjetos de microscopia (Fig. 2.b). Algunos alumnos encuentran dificultad en este paso, así que primero deben "entrenar" la habilidad sobre un portaobjetos de vidrio, controlando la cantidad de pasta, la presión ejercida y la velocidad empleada para extender la pasta sobre el sustrato, hasta conseguir hacer una capa fina, blanquecina, de aspecto muy homogéneo y que cubra la superficie deseada. Para limpiar los excedentes de pasta se usan bastoncillos y discos de algodón (Fig. 1.b).

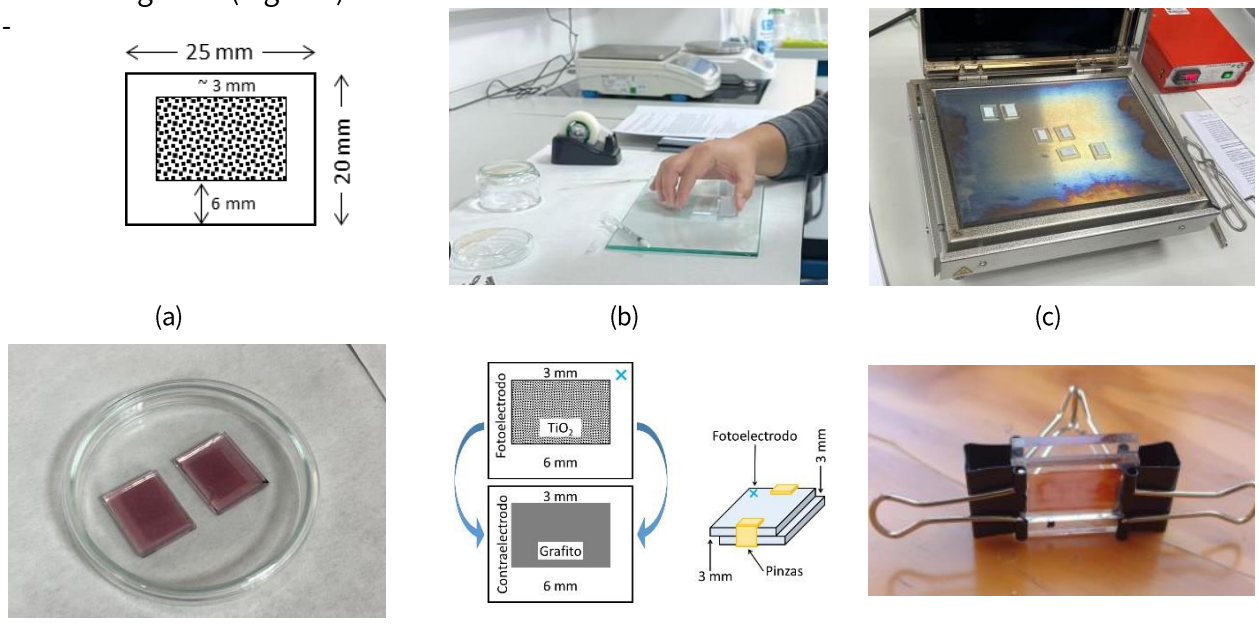


Fig. 2. Ilustración secuenciada de la fabricación de una DSSC. a) Dimensiones de la célula adaptadas al tamaño del electrodo transparente; b) aplicando la pasta de nanopartículas con la cuchilla directora; c) sinterizado de la nanoestructura; d) absorción del colorante; e) montaje de la célula; f) célula final tras el llenado con electrolito.

Una vez extendida la capa, se aplica un tratamiento térmico para eliminar los disolventes y aditivos orgánicos y para que se produzca el sinterizado (la unión) de las nanopartículas,

para lo que debe trabajarse a una temperatura óptima de 450 ºC. Los mejores resultados se consiguen usando una placa calefactora programable de alta temperatura (Fig. 2.c), pero si no se dispone de ella se puede hacer sobre un hornillo de laboratorio a máxima temperatura, que alcanzará unos 400 ºC. Aquí proponemos usar el siguiente ciclo térmico: rampa de 5 minutos hasta 150 ºC; 5 minutos a 150 ºC; rampa de 10 minutos hasta 450 ºC; 10 minutos a 450 ºC; desconexión de la placa para el enfriamiento. Para este ciclo se necesitan unos 45 minutos, 30 con las resistencias encendidas y unos 15 minutos de enfriamiento para poder retirar el fotoelectrodo sin que se rompa por choque térmico. En este tiempo de espera se irá preparando el contraelectrodo. Cuando esté fría, hay que medir con una regla milimetrada las dimensiones de la nanoestructura, que se corresponderá con el área de la célula.

Finalmente, se absorbe el colorante en la nanoestructura. Para ello se coloca el cristalito en una placa Petri, se echan unas gotas de la disolución del colorante de modo que la nanoestructura se empape bien, y se deja actuar durante 10 minutos (Fig. 2.d). Después, tras eliminar el sobrante lavando con etanol, el fotoelectrodo debe secarse a 40-60 ºC, por ejemplo con un secador de pelo (Fig. 1.b), y ya está listo para ser usado.

1. Fabricación del contraelectrodo: de entre las múltiples opciones de contraelectrodos que pueden usarse, lo más fácil es usar otro electrodo transparente aplicándole como catalizador una capa de grafito. Se puede usar una vela para ahumar la cara conductora del cristalito, o simplemente pintar la superficie deseada con un lápiz blando. Aunque la vela deja una capa de grafito más visible, el contraelectrodo obtenido con el lápiz, dándole doble pasada, primero en una dirección y luego en la dirección perpendicular, suele dar mejores resultados.

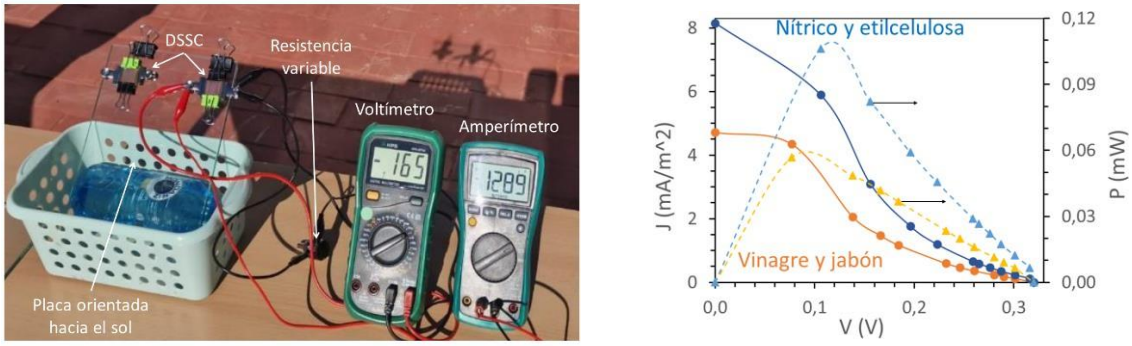
2. Ensamblaje de la célula: En la Fig. 2.e se muestra como hay que enfrentar la cara conductora del fotoelectrodo y el contraelectrodo, dejando los cristalitos desplazados unos 3 mm para luego poder hacer los contactos eléctricos. Antes de juntarlos es importante señalar cuál es el fotoelectrodo, que deberá quedar luego expuesto a la radiación solar, porque una vez montada la célula no se distinguen.

3. Llenado con electrolito: Por último, con una pipeta Pasteur se echa una gota de electrolito en la rendija entre los dos electrodos, y normalmente penetra fácilmente por capilaridad. Si es necesario ayudarlo, se suelta pinza de un lado y luego la del otro para facilitar que el electrolito llegue a toda la célula. En la Fig. 2.f se puede ver una DSSC lista para su caracterización eléctrica.

Los alumnos trabajan por parejas, y se recomienda que cada uno utilice una pasta diferente (pasta con químicos: nítrico y etilcelulosa, o bien pasta con productos caseros: vinagre y jabón) para que puedan luego comparar resultados dentro de cada equipo. El tiempo estimado de realización de esta parte de la práctica es de hora y media.

I) Caracterización de la célula: Terminada la fabricación, se lleva a cabo la caracterización midiendo la curva $I - V$ bajo radiación solar natural directamente en la azotea del edificio, o bien en el laboratorio con luz artificial si fuese necesario por las condiciones climatológicas. Los alumnos conocerán las coordenadas geográficas del lugar en el que se encuentran, y para orientar la célula pueden usar una aplicación en su teléfono móvil para

medir el ángulo de inclinación y localizar el sur geográfico. En la Fig. 3.a se puede ver el montaje propuesto: una placa de vidrio sirve de soporte que se orienta sujetándola inclinada en el interior de una caja con algún contrapeso, las células se fijan en la parte alta de la placa con una pinza, y los contactos eléctricos del fotoelectrodo y el contraelectrodo se establecen también con una pinza metálica a derecha e izquierda, para facilitar la posterior conexión de los elementos del circuito.



(a) (b)

Fig. 3. a) Montaje experimental para medir la curva característica; b) curva $I-V$ obtenida por los alumnos.

El alumno realiza el montaje del circuito y aprende el uso del instrumental (reóstatos, voltímetros y amperímetros), comprobando con el amperímetro la dificultad para medir microamperios. También trabajará con un piranómetro para medir la radiación solar, aunque si no se dispone de ellos se pueden usar los datos de radiación adquiridos con instrumentación más precisa en el Centro de Investigación de Energía Solar (CIESOL) situado también en la Universidad de Almería. También podrá comprobar el efecto del ángulo de incidencia de la radiación en la corriente proporcionada por la célula, o hacer agrupaciones en serie y en paralelo de las dos células fabricadas en cada equipo, e incluso comprobar situaciones de bloqueo de la radiación. A continuación, describimos únicamente los tres pasos para cumplir el objetivo básico de caracterizar la célula.

1. Medida de la radiación incidente y la temperatura ambiente: Tanto si las medidas se realizan con luz natural o con un foco, la radiación incidente se medirá con un piranómetro, situando el sensor del dispositivo sobre la placa de vidrio orientada para que tenga aproximadamente la misma inclinación y distancia de la fuente de luz que la célula de colorante. La temperatura ambiente se mide usando un termómetro digital, colocando el extremo de la varilla cerca de donde se encuentra la célula. Se tomarán al menos 6 datos de temperatura y radiación, por ejemplo al comenzar y al finalizar la medida de cada una de las tres curvas que se proponen hacer con cada célula.

Si la curva se registra con radiación solar en exterior, la radiación y la temperatura pueden ser variables, por lo que se recomienda que la experiencia se realice en condiciones de irradiancia estable (mediodía solar en cielos despejados) y que se haga un seguimiento lo más completo posible de radiación y temperatura. Si la radiación es muy variable la curva que se obtenga no va a ser de buena calidad, de modo que, aunque se automatice la toma de datos con un ordenador, será difícil corregir los datos de corriente y voltaje para obtener

una curva característica que realmente represente la calidad de la célula. Por eso, si las condiciones de radiación natural son tan cambiantes que no da tiempo a medir una curva completa, es preferible usar la luz artificial de un foco en el interior del laboratorio. Los parámetros de la célula sí se podrán corregir a posteriori para comparar dos células que se hayan medido con distintas condiciones de irradiancia y temperatura, por lo que tener una buena medida de estos dos parámetros es muy importante. Si se opta por el foco, hay que usar uno que no desprenda mucho calor; en caso contrario será más complicado controlar la temperatura de la célula, y además las elevadas temperaturas aceleran la evaporación del electrolito, lo que hace que la corriente producida no sea estable. Este problema también puede aparecer al utilizar radiación solar si la temperatura ambiente es muy elevada, pero en las experiencias realizadas en torno a 20 ºC da tiempo a medir la célula tres veces sin que este efecto sea crítico.

2. Medida de la corriente de cortocircuito y tensión de circuito abierto: En este primer paso, para las condiciones de irradiancia y temperatura propias del ensayo, se conecta el microamperímetro en serie con la célula para medir la corriente de cortocircuito. Se debe esperar a que se estabilice la lectura; si no se lee un valor estable, se propone anotar hasta 6 valores en un periodo de tiempo no inferior a 30 segundos para luego calcular un valor medio. De forma similar, se conecta a continuación el voltímetro en paralelo con la célula para medir la tensión a circuito abierto.

3. Medida de la curva característica: El procedimiento habitual de trazado de las curvas características es el de resistencia variable, y forma parte de las opciones recogidas en la literatura y en la normativa (Zhu y Xiao, 2020). Consiste en realizar un barrido de los valores de tensión e intensidad del circuito formado por la célula como generador eléctrico y una resistencia variable que actúa como carga. En la práctica esta resistencia es un reóstato accionado manualmente por el alumno, y las lecturas de tensión e intensidad se realizan con dos multímetros, el primero actuando como voltímetro conectado en paralelo y el segundo como amperímetro conectado en serie. Hay que tener en cuenta que las corrientes van a ser del orden de los microamperios a la hora de elegir el amperímetro. Por su parte, el rango de variación del reóstato debe cubrir los valores de resistencia variable de la célula para medir la curva completa; si es necesario se pueden usar varios reóstatos en serie.

Para cada célula fabricada se aconseja realizar tres medidas de curva independientes. Una vez está todo montado, el tiempo de trazado de una curva es de unos 5 minutos. Se estima un tiempo de una hora para la realización de esta parte de la práctica.

I) Análisis de datos y elaboración de un informe: Esta última parte la realiza el alumno de forma autónoma, trabajando en equipo con su compañero. Los alumnos ya ha practicado el análisis de datos y los cálculos a realizar en los problemas de la asignatura, y ahora aplicará esos conocimientos a los datos de su propia célula. El primer paso será convertir los valores de intensidad I en mA en densidad de corriente J en mA/m^2 dividiendo por el área A de la célula, y a partir de la curva medida se calculará además la curva de la potencia $P = I \cdot V$, donde se identificará el punto de máxima potencia. Los

indicadores de rendimiento a considerar son los siguientes: tensión de circuito abierto V_{oc} , densidad de corriente de corto circuito J_{sc}, tensión en el punto de máxima potencia V_{mmp}, densidad de corriente el punto de máxima potencia J_{mpp}, potencia máxima $P_{mpp} = I_{mpp} \cdot V_{mpp}$, factor de llenado $FF = (J_{mpp} \cdot V_{mpp})/(J_{sc} \cdot$

V_{oc}), y finalmente la eficiencia de la célula $\eta = P_{mpp}/(G_T \cdot A)$ siendo G_T la irradiancia durante el ensayo. Obtenidos estos parámetros, los alumnos pueden comparar la calidad de las células fabricadas usando distintos colorantes, electrolitos, o, como en el caso que se presenta, distintas formas de preparación de la pasta de nanopartículas. También será interesante hacer comparaciones con la calidad de las células que se reporta en la bibliografía, tanto de la tecnología DSSC como la de silicio comercial.

Todo el trabajo realizado por el alumno debe quedar reflejado en el informe de la práctica. Para guiar al estudiante en su realización se le plantean una serie de cuestiones que debe abordar: 1) Describir el proceso de fabricación de una DSSC. Valorar cómo ha sido su experiencia en de fabricación de la célula. Posibilidades de hacer un escalado de este proceso a nivel industrial. Comparativa con la fabricación de una célula de silicio. 2) Presentar en forma de tabla los datos registrados (área de célula, corriente de cortocircuito, potencial a circuito abierto, curva característica, la potencia lumínica y la temperatura ambiente) y los calculados (densidad de corriente y curva de potencia). Representación gráfica de la curva $J - V$ (eje izquierdo) y $P - V$ (eje derecho), compartiendo el eje de abscisas. 3) Cálculo y tabla de todos los indicadores de rendimiento para cada curva medida, y valores promedio finales con estimación de incertidumbres para cada célula. 4) Comparar resultados señalando cuál es la célula de mejor calidad. Valorar los resultados obtenidos. Comparar la eficiencia de conversión energética obtenida con valores típicos en la bibliografía para DSSC y también para silicio comercial.

RESULTADOS

La puesta en práctica con alumnos de esta experiencia docente se limita por el momento a un grupo de 16 alumnos de la asignatura “Sistemas Solares Fotovoltaicos” del Máster de Energía Solar de la Universidad de Almería. Aunque no suele ser lo habitual en asignaturas de Grado y otras titulaciones, las asignaturas de este máster se concentran en el tiempo, de modo que tiene dos sesiones al día de 2,5 h separadas por media hora de descanso. En la experiencia realizada, se programó la práctica para realizarla en las primeras 2,5 h de la mañana. A continuación se presentan los principales resultados y conclusiones de esta experiencia docente.

Resultados Experimentales

Fabricación de la Célula. Según indicaron en los informes y comunicaron directamente al profesor, los alumnos quedaron muy satisfechos con la realización de esta experiencia docente. Todos trabajaron en equipos de dos (parejas), y aceptaron de buen grado usar cada uno de ellos una pasta diferente para fabricar lo que en seguida llamaron la “célula casera” y “célula con químicos”. En sus valoraciones algunos destacaron la dificultad que

habían tenido a la hora extender la pasta de nanopartículas, que les había llevado más tiempo del esperado, aunque al final habían conseguido resultados aceptables. Otros que al retirar el fotoelectrodo de la placa calefactora tras el sinterizado se les había roto el cristalito por choque térmico. También señalaron alguna confusión a la hora del montaje de la célula entre fotoelectrodo y contraelectrodo debido a que previamente no habían marcado el fotoelectrodo, pero en general todos quedaron satisfechos con sus resultados. El área de las células varió entre 1,2 y 2,0 cm^2.

El profesor observó prácticamente las mismas dificultades. Algunos alumnos con menos destreza manual tardaron más de 15 minutos en conseguir una capa de nanopartículas homogénea sobre el portaobjetos de vidrio. Aunque se insistió mucho sobre la importancia de la limpieza, algunos no pudieron evitar tocar las preparaciones con los dedos y esparcir por ellas restos de pasta. Para retirar los fotoelectrodos tras el sinterizado es conveniente esperar a que la placa se enfríe 10-15 minutos, calentar la punta de la pinza metálica antes de tocar el cristalito y colocarlo inicialmente sobre la placa de vidrio (no sobre metal) para evitar su rotura por choque térmico. A alguno le costó entender que tenía que desplazar la zona donde se aplica la capa de nanopartículas en el fotoelectrodo y el grafito en el contraelectrodo para luego poder establecerlos contactos de la célula con el circuito externo. Las confusiones entre electrodo y contraelectrodo se resuelven al realizar las medidas eléctricas, identificando la posición de la célula que da una mayor corriente o voltaje. Como el electrolito es volátil, es conveniente incorporarlo poco antes de la caracterización de la célula, lo que habrá que tener en cuenta sobre todo si la caracterización del dispositivo no se realiza en la misma sesión de laboratorio. El tiempo empleado en la fabricación fue de dos horas, media hora más de lo inicialmente estimado.

Caracterización de la Célula. Con las indicaciones disponibles en el guion de la práctica, los alumnos realizaron el montaje del circuito y las medidas necesarias para la caracterización de la célula sin grandes dificultades. La práctica se desarrolló con radiación solar natural en la Universidad de Almería (latitud 36º50’ N) entre las 11 y las 12 de la mañana del 22 de noviembre. El día estuvo despejado aunque con una ligera neblina, la temperatura medida por los alumnos fue de (19,0 + 0,5) oC. Durante los tiempos de espera en la fabricación, los alumnos habían instalado en sus teléfonos móviles aplicaciones para poder orientar la célula en dirección al sol con la inclinación adecuada. La irradiancia medida con los piranómetros osciló entre 380 y 580 W/m2, siendo prácticamente constante durante la medida de cada curva. Todas las células fabricadas funcionaron como generador fotovoltaico y se les pudo medir su curva característica, con Voc entre 0,24 y 0,60 V y Jsc entre 4,5 y 17,6 A/m2. Los factores de llenado (FF entre 0,24 y 0,47) y eficiencias (η entre 0,5 y 2,9) que los alumnos reportaron son bajas, pero comparables a otros resultados en la bibliografía (Garcia-Salinas et al., 2019). Todos los equipos consiguieron mejores resultados para la célula fabricada con ácido nítrico y etilcelulosa (FF medio 0,38, η media 1,5) que para la fabricada con vinagre y jabón (FF medio 0,28, η media 0,7).

En la Fig. 3.b se muestra una curva característica registrada por los alumnos a modo de ejemplo. En general no se registraron curvas de muy buena calidad debido a que tienen un bajo número de puntos en la zona próxima al punto de máxima potencia, no obstante, como experiencia docente tanto la medida de la curva como el posterior análisis de los

datos fue muy interesante para los alumnos. En sus informes finales quedó reflejada esta opinión de los alumnos, y tras su corrección el profesor pudo comprobar el grado en el que los alumnos habían adquirido los conocimientos sobre la caracterización del fenómeno fotovoltaico. Algunos no llegaron a calcular correctamente índices de calidad como el factor de llenado o la eficiencia de conversión energética, pero en general los resultados globales fueron buenos. Las principales limitaciones del método propuesto es que barrer la curva completa exige que el valor de resistencia sea grande (para esto hay que utilizar potenciómetros un poco especiales, pero que ya están disponibles) y que en el barrido manual se pueden perder datos en regiones de interés. Aunque la calidad de la curva se podría mejorar automatizando el proceso de medida, en nuestra opinión la obtención de la curva con el método aquí propuesto es mucho más formativa para el alumno. Otro problema para obtener curvas válidas para su análisis es que cambien las condiciones de radiación mientras se está midiendo la curva, cosa que en esta primera experiencia no ocurrió. Como ya hemos comentado, nuestra propuesta en esta situación es realizar las medidas con luz artificial, en cuyo caso se puede variar la irradiancia cambiando la distancia del foco de luz a la célula, además de cambiando el ángulo.

Resultados de Aprendizaje

Los autores pertenecen al Grupo de Innovación Docente (GID) de la Universidad de Almería "Innovación Docente en Células Solares Fotovoltaicas" (23_24_2_10), cuyo objetivo principal es incrementar el número de prácticas relacionadas con la Energía Solar Fotovoltaica disponibles en el laboratorio de Energías Renovables de la Sección de Física del Departamento de Química y Física de la Universidad de Almería, España. Con la experiencia propuesta en este trabajo se ha cumplido este objetivo satisfactoriamente. Se han diseñado los experimentos, adaptándolos al tiempo disponible en la programación de una asignatura, se preparado la documentación necesaria, comprado los materiales y el instrumental necesarios y se han montado los puestos de trabajo tanto para la fabricación de la célula como para su caracterización. Como trabajo futuro sería recomendable preparar además una "Guía para el Profesor" para que cualquier profesor sin formación específica en la fabricación de las células pueda realizar estas prácticas en asignaturas de otras titulaciones en las que se incluyan contenidos de energías renovables.

Los estudiantes tras el proceso de estudio previo, realización de la práctica, análisis de datos, y entrega del informe, habrán alcanzado los siguientes objetivos de aprendizaje: comprender los conceptos básicos teóricos del funcionamiento de una célula solar de colorante, saber implementar de forma práctica el dispositivo, saber realizar el montaje para su caracterización, así como realizar esta misma utilizando la instrumentación adecuada. Con la forma de trabajar propuesta y la realización del informe final, también habrán adquirido formación en competencia de trabajo en equipo, resolución de problemas y análisis de datos. Los estudiantes que han realizado esta experiencia piloto se han mostrado satisfechos, y han obtenido una nota media de 7,1 sobre 10 en la calificación global de esta actividad. Por tanto, los resultados del aprendizaje son alentadores para seguir en esta línea docente.

A lo largo de este trabajo ya se han ido señalando los principales puntos que se pueden ir mejorando en las siguientes experiencias con los alumnos. Se ha visto que para la asignatura de máster "Sistemas Solares Fotovoltaicos" es conveniente programar en una sesión completa de 2,5 h la fabricación de la célula, y en la segunda sesión del mismo día realizar una caracterización más completa de las células fabricadas, con las que se pueden trabajar otros contenidos como el efecto de la conexión serie o paralelo de células o el sombreado parcial de células conectadas. Para otras asignaturas que aborden más someramente la conversión fotovoltaica, si fuera necesario se puede simplificar todavía más la caracterización de las células (automatizando el proceso o utilizando una irradiancia fija) para adaptarse al tiempo disponible. En este sentido, otra posible mejora puede ser registrar la curva usando la célula como generador para cargar un condensador.

CONCLUSIONES

La innovación introducida en este trabajo es que el alumno fabrica una DSSC y luego la caracteriza, analizando la eficiencia del dispositivo que él mismo ha fabricado. De esta forma, se va más allá de la habitual práctica en la que se mide una curva $I-V$. Globalmente, el alumno hace una aproximación a la labor investigadora que le resulta gratificante: estudia, diseña y fabrica su propio dispositivo, explora, analiza y contrasta resultados. Los estudiantes que han cursado la asignatura "Sistemas Solares Fotovoltaicos" del Máster de Energía Solar se han mostrado muy satisfechos y han obtenido buenos resultados académicos tras la realización de esta experiencia piloto.

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen a la Universidad de Almería la financiación del Grupo de Innovación Docente en Células Solares Fotovoltaicas (código: 23_24_2_10).

REFERENCIAS

Alonso I., Pérez B.J., Bonnín-Ripoll F., Pujol-Nadal, R. (2022) Equipo experimental fotovoltaico para su utilización en prácticas de asignaturas sobre energías renovables. CIES 2022 20-22 Junio, Palma de Mallorca, pp. 429-436.

Chien S.I., Su C., Chou C.C., Li, W.R. (2018) Visual Observation and Practical Application of Dye Sensitized Solar Cells in High School Energy Education. *J. Chem. Educ.* 95, 1167−1172.

Chien, S.I., Su, C., Chou,C.-C., Wang, H.-H. (2021) Research Insights and Challenges of Secondary School Energy Education: A Dye-Sensitized Solar Cells Case Study. *Sustainability* 13, 10581.

Dempsey T.N., Raymond N.M., Rhodes Z., Gong J., Aqlan F. (2020). Teaching science using dye-sensitized solar cells kit. *ASEE Annual Conference and Exposition, Conference Proceedings*, *2020-June*, Article 1322.

García-Salinas M.J., Ariza M.J. (2019). Optimizing a Simple Natural Dye Production Method for Dye-Sensitized Solar Cells: Examples for Betalain (Bougainvillea and Beetroot Extracts) and Anthocyanin Dyes. *Appl. Sci.* 9, 2515.

IRENA (2024) Renewable capacity statistics 2024, *International Renewable Energy Agency*, Abu Dhabi.

Maldonado-Valdivia, A.I.; Galindo E.G.; Ariza M.J.; García Salinas, M.J. (2013) Surfactant influence in the performance of titanium dioxide photoelectrodes for dye-sensitized solar cells. *Solar Energy* 91, 263-272

Munguía-Aguilar H., Franco-Maldonado R., Barba-Navarro L. (2017) Charging a capacitor with a photovoltaic module *Phys. Educ.* 52, 045016.

ONU Organización de las Naciones Unidas (2024) Objetivos de Desarrollo Sostenible (2024), https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/ (acceso: mayo 2024).

Rehman F., Syed I.H., Khanam S., Ijaz S., Mehmood H., Zubair M., Massoud Y., Mehmood M.Q. (2023) Fourth- generation solar cells: a review *Energy Adv.* 2, 1239–1262.

Sharma, K.; Sharma, V.; Sharma S. S. (2018). Dye-Sensitized Solar Cells: Fundamentals and Current Status *Nanoscale Research Letters* 13, 381.

Solaronix (2024) https://shop.solaronix.com/solar-cell-kits/test-cell-kits.html (acceso: mayo 2024).

ZhuY., Xiao W. (2020) A comprehensive review of topologies for photovoltaic I–V curve tracer. Solar Energy 196, 346-357.

DISEÑO DE MATERIAL EDUCATIVO PARA MEDICIÓN Y ANÁLISIS DE LA RADIACIÓN SOLAR

Cuevas-Noriega A.A.*, González-Cabrera A.E.*, Riveros-Rosas D.*, García-González J.M.**, Valdés-Barrón M.G.*

*Instituto de Geofísica, Universidad Nacional Autónoma de México, Av. Universidad #3000, Coyoacán, 04510, (Ciudad de México) México, gonzalezc@igeofisica.unam.mx

**Universidad Autónoma de Zacatecas, Jardín Juárez 147, Zacatecas, 98000, (Zacatecas) México

RESUMEN

Es evidente en los salones universitarios que el uso de la tecnología ha transformado los procesos de enseñanza y la colaboración entre pares, tanto en la didáctica como en la realización de trabajos en equipo y de investigación. En particular en los laboratorios, el uso de las tecnologías computacionales optimiza los procesos de experimentación y recolección de datos, así como la elaboración de los análisis y la realización de reportes y presentaciones en clase. En este trabajo se presenta una propuesta de prácticas para registrar parámetros de radiación solar, así como de variables meteorológicas en general. La finalidad es familiarizar a los estudiantes con el significado y alcance de los diversos parámetros solares y meteorológicos relacionados, las unidades de medición, así como los procesos de calibración de instrumentos y conceptos relacionados con la evaluación del recurso solar. El manual incluye las diferentes secciones a desarrollar por los estudiantes, así como los análisis de datos necesarios para la obtención de conclusiones.

PALABRAS CLAVE: Prácticas de laboratorio, Energía solar, Radiación Solar, Mediciones solarimétricas.

ABSTRACT

In university classrooms, it is evident that the use of technology has transformed teaching processes and peer collaboration, both in didactics and in teamwork and research tasks. Particularly in laboratories, the use of computational technologies optimizes experimentation and data collection processes, as well as the elaboration of analyses and the creation of reports and class presentations. This paper presents a proposal for practices to record parameters of solar radiation, as well as general meteorological variables. The purpose is to familiarize students with the meaning and scope of various solar and meteorological parameters, measurement units, as well as instrument calibration processes and concepts related to solar resource assessment. The manual includes different sections to be developed by students, as well as the data analysis necessary for drawing conclusions.

KEYWORDS: Laboratory practices, Solar Energy. Solar Radiation, Solarimetric measurements

INTRODUCCIÓN

El uso de la tecnología en los procesos de enseñanza ha evolucionado rápidamente durante las últimas tres décadas, desde el uso masivo de computadoras personales. La utilización de la tecnología en la enseñanza permite didácticas más personalizadas (Bacich & Moran, 2017), una mejor colaboración entre compañeros de clase y herramientas que facilitan la visualización de conceptos abstractos, proporcionando una mejor comprensión de estos. En los laboratorios universitarios, la tecnología ofrece herramientas que optimizan la experimentación, la recopilación de datos y su respectivo análisis, así como la presentación de resultados en tablas, gráficos y diagramas (Flores-Camacho, et al, 2019). El uso de la tecnología facilita el desarrollo de actividades de aprendizaje significativo; mejora la obtención y discusión crítica de resultados, analizando fenómenos del mundo real en un espacio de aprendizaje diseñado para tal fin; contribuye al desarrollo de habilidades de exploración, pensamiento estructurado y el desarrollo de algoritmos y metodologías para la resolución de problemas y preguntas de investigación científica (Waldegg Casanova, 2002).

El Instituto de Geofísica de la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM) es la sede del Servicio Solarimétrico Mexicano (SSM), que mantiene y gestiona la Red Solarimétrica Mexicana (Gonzalez-Cabrera et al., 2018). Esta red monitorea parámetros ambientales (temperatura, presión, velocidad del viento) y radiación solar (radiación solar global directa y difusa, global inclinada, UVB, PAR, luminancia y radiación infrarroja descendente) en trece estaciones a lo largo del país (Gonzalez-Cabrera et al, 2018) (Riveros-Rosas et al, 2022). El diseño de la red y el trabajo realizado en el Instituto de Geofísica contribuyen al desarrollo de modelos climáticos, investigación sobre cambio climático y desarrollo de energías renovables. En este sentido, el personal del SSM, en colaboración con miembros del Departamento de Radiación Solar del Instituto de Geofísica, imparten regularmente clases en la Facultad de Ciencias de la UNAM y en la Universidad Autónoma de Zacatecas (UAZ), así como conferencias, seminarios y talleres a grupos académicos y privados que lo requieren.

En los últimos años, la empresa Campbell Scientific® donó adquisidores de datos CR1000X y equipos de simulación de señales al SSM para ser utilizados en cursos de licenciatura y talleres de especialización en el área docente. Con este equipo, se hizo necesario contar con material didáctico que permitiera la implementación de prácticas de enseñanza en aulas universitarias. El presente trabajo presenta los resultados del diseño de dichas prácticas. Este documento incluye prácticas experimentales que se pueden llevar a cabo en cualquier superficie con una infraestructura básica y los sensores necesarios. Los temas abarcarán los conceptos elementales de radiación solar, sistemas de unidades e introducción al análisis de datos mediante software. El documento está estructurado de manera que será posible introducir el uso del software que protegerá los datos obtenidos a través de los instrumentos de medición de radiación solar. El manual consta de un total de 10 prácticas, las cuales se enumeran por título y el tema que cada una de ellas aborda. Cabe destacar que, debido a su estructura, pueden ser modificadas, reescribiendo solo las secciones correspondientes a la instrumentación, para su uso con diferentes tipos de registradores de datos según las características específicas de conexión y configuración de cada uno de ellos.

METODOLOGÍA

Las prácticas del manual fueron diseñadas a partir del contenido de la asignatura de Radiación Solar y Terrestre, la cual se imparte tanto en el programa de Física de la Facultad de Ciencias de la UNAM como en el Programa Académico de Ingeniería Química de la Unidad Académica de Ciencias Químicas de la UAZ. A continuación, se presenta el programa:

Programa de Radiación Solar y Terrestre

1. Radiación solar
    - Geometría solar (relojes de sol).
    - Magnitudes físicas y unidades de medida de la radiación solar.
    - Leyes físicas de la radiación y distribución espectral de la radiación solar.
2. Radiación solar en la atmósfera
    - Extinción de la radiación solar en la atmósfera (colores del cielo).
    - Función integral de transferencia en la atmósfera.
3. Medición de la radiación solar
    - Instrumentos de medición y principios físicos de los radiómetros solares.
    - Redes de medición y bases de datos solarimétricas.
    - Modelos de evaluación de la radiación solar en superficie.
    - Taller de medición de radiación solar.
4. Configuración y programación de registradores de datos.
5. Medición de parámetros de radiación y meteorológicos.
6. Sistemas para el aprovechamiento de la radiación solar
    - Sistemas pasivos (arquitectura y diseño bioclimático, cocinas solares).
    - Sistemas de concentración lineal (plantas de colectores cilindro-parabólicos y Fresnel).
    - Sistemas de foco puntual (platos Stirling, torre central, horno solar de alto flujo).

Además, en las asignaturas optativas de energía solar del Programa de Ingeniería Química, se incluye la temática de procesos de secado de alimentos, por lo que se desarrolló 1 práctica asociada al área de secado de alimentos. Esta práctica permitiría a los estudiantes decidir participar en esta área, tener la capacidad de implementar sus experimentos de secado y/o medir parámetros de radiación.

Tabla 32 Prácticas del manual

Práctica	Título	Tema	Comentarios
1	Conociendo el adquisidor de datos CR1000X	Taller de medición de radiación solar	Esta práctica introduce al uso del adquisidor de datos CR1000X, así como el Logger Net
2	Medición de sensores con adquisidor de datos CR1000X	Medición de magnitudes físicas y unidades de radiación solar. Instrumentos de medición	Sensores usados en prácticas subsecuentes.
3	Calculadora solar (Instrucción SolarPosition)	Geometría solar	El adquisidor de datos es programado para calcular los ángulos solares para la posición del Sol en el cielo.
4	Comparación de piranómetros en diferentes planos	Evaluación de modelos de radiación solar en superficie	Se destaca la importancia de los planos inclinados en los sistemas de captación y se reflexiona sobre la incidencia de la radiación solar en cada una de las coordenadas geográficas.
5	Radiación UV	Medición de magnitudes físicas y unidades de radiación solar Extinción de radiación solar en la atmósfera.	Esta práctica define los tipos de radiación UV, sus unidades de medición y el significado del índice ultravioleta.
6	Calibración de piranómetro con pirheliómetro	Medición de magnitudes físicas y unidades de radiación solar. Taller de medición de radiación solar	Se describen los procesos de calibración y su importancia en radiómetros.
7	Calibración de piranómetro con un piranómetro	Medición de magnitudes físicas y unidades de radiación solar. Taller de medición de radiación solar	Se describen los procesos de calibración y se clarifica la relación entre la radiación directa y difusa.
8	Determinación del recurso solar en diferentes áreas	Medición de magnitudes físicas y unidades de radiación solar. Instrumentos de medición	Se identifican las unidades de medida, así como la importancia de conocer la disponibilidad de energía solar en diferentes áreas del país.

9	Irradiancia global vs irradiancia global calculada	Medición de magnitudes físicas y unidades de radiación solar. Instrumentos de medición	Se establece un criterio para evaluar la calidad de los datos de radiación solar
10	Secado solar	Sistemas para el aprovechamiento de la radiación solar	Se muestra una forma práctica de utilizar la radiación solar

De acuerdo con los temas incluidos en el programa, se identifican los conceptos y parámetros de radiación que deben ser objeto de medición y procesamiento de datos. Estos conceptos y parámetros se incluyen en las prácticas de este manual basándose en los sensores y radiómetros disponibles para llevar a cabo cada práctica. La idea es fomentar una mejor asimilación de estos conceptos por parte del estudiante, mediante la realización de los procesos de medición asociados y el análisis de los datos para obtener información relevante que aborde problemas energéticos, de salud o de la vida cotidiana. La lista completa de prácticas se muestra en la

Tabla 32.

Los pasos para diseñar cada una de las prácticas fueron los siguientes:

- Investigar la información relevante sobre los conceptos relacionados en la bibliografía y explicarlos en la introducción correspondiente.
- Redactar un objetivo claro o unos objetivos claros que permitan a cada estudiante saber cuáles son los resultados que deben obtener al final de cada una de las prácticas.
- Definir las preguntas previas basadas en los preconceptos o creencias que se tienen empíricamente o basadas en lo que se entiende en el día a día sobre la radiación solar y los conceptos y fenómenos que se pondrán a prueba al realizar cada práctica.
- Preparar la metodología explicando las conexiones que deben hacerse según el programa LoggerNet correspondiente. También se deben explicar los pasos a seguir para obtener los resultados esperados según los objetivos de cada práctica.
- Utilizar la plantilla establecida para ingresar la información con una estructura progresiva con el desarrollo de las mediciones y análisis que se requieren en cada una de las prácticas.

RESULTADOS

Las prácticas se prepararon con un formato que sirve como guía para completar cada una de ellas. Cada práctica incluye la revisión de los conceptos involucrados, la provisión del material necesario y la configuración del registrador de datos con la respectiva recopilación y análisis de datos.

El formato de la práctica contiene diferentes secciones, tales como:

- Nombre de la práctica, nombre del curso o taller, fecha y nombres de quienes llevarán a cabo la práctica.
- Objetivo general y objetivos específicos.
- Preguntas previas al laboratorio.
- Introducción.
- Material y equipo.
- Desarrollo experimental.
- Resultados.
- Discusión y conclusiones.
- Bibliografía.

La programación del adquisidor de datos utiliza un lenguaje propio (llamado CRBasic) que se usa tanto para la comunicación con el adquisidor de datos desde la computadora, como para la programación para la recopilación y descarga de los datos medidos. El programa que gestiona las diferentes funciones del registrador, así como la programación, se conoce como *Loggernet* (Figura 1).

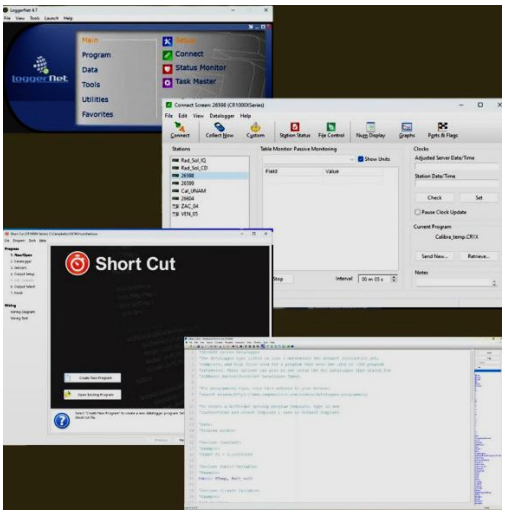


Fig. 1. Ejemplos de ventanas del software Loggernet Campbell Scientific®

El software *Loggernet* puede usarse en adquisidores de datos de la marca *Campbell Scientific*®. En particular, para este trabajo, se utilizó el adquisidor de datos CR1000X y el simulador de sensores SS100. Este último se utiliza para simular la señal obtenida tanto de radiómetros solares como de diferentes sensores meteorológicos (Figura 2).

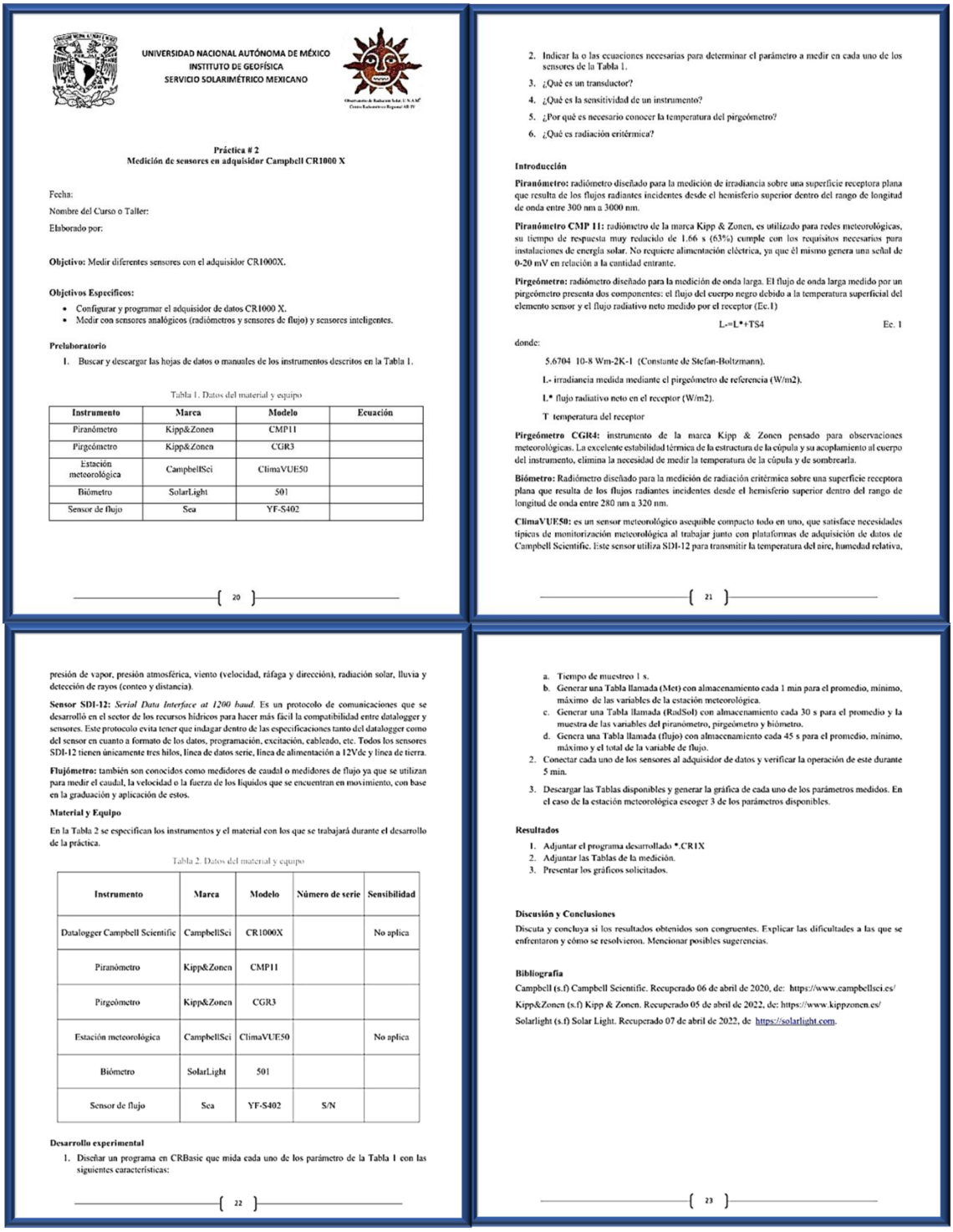


Fig. 2. Adquisidor de datos CR1000X y simulador de sensores SS100

El adquisidor de datos, junto con el software Loggernet, fue la base para la elaboración de las prácticas enumeradas en la Tabla (1). Sin embargo, se requiere equipo adicional, como:

- Piranómetros de termopila para radiación global y directa
- Pirheliómetros de termopila para radiación directa
- Pirgeómetros
- Sensor de radiación UV
- Medidores de flujo
- Sensor inteligente, en este caso una estación meteorológica
- Termopares
- Leds
- Bases de datos diarias con valores de radiación solar global, directa y difusa, registrados minuto a minuto durante uno o varios días completos.

Un ejemplo de una práctica completamente desarrollada se puede ver en la figura (3) y la figura (4), que muestran las diferentes secciones de la práctica y los programas CRBasic creados para llevarla a cabo. Estas prácticas se han implementado en dos cursos a nivel de licenciatura de física de la Facultad de Ciencias de la UNAM y en un curso en la Unidad Académica de Ingeniería Química de la UAZ.



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
INSTITUTO DE GEOFÍSICA
SERVICIO SOLARIMÉTRICO MEXICANO

Práctica # 2
Medición de sensores en adquisidor Campbell CR1000 X

Fecha:

Nombre del Curso o Taller:

Elaborado por:

Objetivo: Medir diferentes sensores con el adquisidor CR1000X.

Objetivos Específicos:

- Configurar y programar el adquisidor de datos CR1000 X.
- Medir con sensores analógicos (radiómetros y sensores de flujo) y sensores inteligentes.

Prelaboratorio

1. Buscar y descargar las hojas de datos o manuales de los instrumentos descritos en la Tabla 1.

Tabla 1. Datos del material y equipo

Instrumento	Marca	Modelo	Ecuación
Piranómetro	Kipp&Zonen	CMP11	
Pirgeómetro	Kipp&Zonen	CGR3	
Estación meteorológica	CampbellSci	ClimaVUE50	
Biómetro	SolarLight	501	
Sensor de flujo	Sea	YF-S402	

20

2. Indicar la o las ecuaciones necesarias para determinar el parámetro a medir en cada uno de los sensores de la Tabla 1.
3. ¿Qué es un transductor?
4. ¿Qué es la sensitividad de un instrumento?
5. ¿Por qué es necesario conocer la temperatura del pirgeómetro?
6. ¿Qué es radiación eritérmica?

Introducción

Piranómetro: radiómetro diseñado para la medición de irradiancia sobre una superficie receptora plana que resulta de los flujos radiantes incidentes desde el hemisferio superior dentro del rango de longitud de onda entre 300 nm a 3000 nm.

Piranómetro CMP 11: radiómetro de la marca Kipp & Zonen, es utilizado para redes meteorológicas, su tiempo de respuesta muy reducido de 1.66 s (63%) cumple con los requisitos necesarios para instalaciones de energía solar. No requiere alimentación eléctrica, ya que él mismo genera una señal de 0-20 mV en relación a la cantidad entrante.

Pirgeómetro: radiómetro diseñado para la medición de onda larga. El flujo de onda larga medido por un pirgeómetro presenta dos componentes: el flujo del cuerpo negro debido a la temperatura superficial del elemento sensor y el flujo radiativo neto medido por el receptor (Ec.1)

$$L\text{-}=L^{*}+TS4 \qquad \text{Ec. 1}$$

donde:

5.6704 10-8 Wm-2K-1 (Constante de Stefan-Boltzmann).

L- irradiancia medida mediante el pirgeómetro de referencia (W/m2).

L* flujo radiativo neto en el receptor (W/m2).

T temperatura del receptor

Pirgeómetro CGR4: instrumento de la marca Kipp & Zonen pensado para observaciones meteorológicas. La excelente estabilidad térmica de la estructura de la cúpula y su acoplamiento al cuerpo del instrumento, elimina la necesidad de medir la temperatura de la cúpula y de sombrearla.

Biómetro: Radiómetro diseñado para la medición de radiación eritérmica sobre una superficie receptora plana que resulta de los flujos radiantes incidentes desde el hemisferio superior dentro del rango de longitud de onda entre 280 nm a 320 nm.

ClimaVUE50: es un sensor meteorológico asequible compacto todo en uno, que satisface necesidades típicas de monitorización meteorológica al trabajar junto con plataformas de adquisición de datos de Campbell Scientific. Este sensor utiliza SDI-12 para transmitir la temperatura del aire, humedad relativa,

21

presión de vapor, presión atmosférica, viento (velocidad, ráfaga y dirección), radiación solar, lluvia y detección de rayos (conteo y distancia).

Sensor SDI-12: *Serial Data Interface at 1200 baud.* Es un protocolo de comunicaciones que se desarrolló en el sector de los recursos hídricos para hacer más fácil la compatibilidad entre datalogger y sensores. Este protocolo evita tener que indagar dentro de las especificaciones tanto del datalogger como del sensor en cuanto a formato de los datos, programación, excitación, cableado, etc. Todos los sensores SDI-12 tienen únicamente tres hilos, línea de datos serie, línea de alimentación a 12Vdc y línea de tierra.

Flujómetro: también son conocidos como medidores de caudal o medidores de flujo ya que se utilizan para medir el caudal, la velocidad o la fuerza de los líquidos que se encuentran en movimiento, con base en la graduación y aplicación de estos.

Material y Equipo

En la Tabla 2 se especifican los instrumentos y el material con los que se trabajará durante el desarrollo de la práctica.

Tabla 2. Datos del material y equipo

Instrumento	Marca	Modelo	Número de serie	Sensibilidad
Datalogger Campbell Scientific	CampbellSci	CR1000X		No aplica
Piranómetro	Kipp&Zonen	CMP11		
Pirgeómetro	Kipp&Zonen	CGR3		
Estación meteorológica	CampbellSci	ClimaVUE50		No aplica
Biómetro	SolarLight	501		
Sensor de flujo	Sea	YF-S402	S/N	

Desarrollo experimental

1. Diseñar un programa en CRBasic que mida cada uno de los parámetro de la Tabla 1 con las siguientes características:

22

a. Tiempo de muestreo 1 s.
b. Generar una Tabla llamada (Met) con almacenamiento cada 1 min para el promedio, mínimo, máximo de las variables de la estación meteorológica.
c. Generar una Tabla llamada (RadSol) con almacenamiento cada 30 s para el promedio y la muestra de las variables del piranómetro, pirgeómetro y biómetro.
d. Genera una Tabla llamada (flujo) con almacenamiento cada 45 s para el promedio, mínimo, máximo y el total de la variable de flujo.

2. Conectar cada uno de los sensores al adquisidor de datos y verificar la operación de este durante 5 min.
3. Descargar las Tablas disponibles y generar la gráfica de cada uno de los parámetros medidos. En el caso de la estación meteorológica escoger 3 de los parámetros disponibles.

Resultados

1. Adjuntar el programa desarrollado *.CR1X
2. Adjuntar las Tablas de la medición.
3. Presentar los gráficos solicitados.

Discusión y Conclusiones

Discuta y concluya si los resultados obtenidos son congruentes. Explicar las dificultades a las que se enfrentaron y cómo se resolvieron. Mencionar posibles sugerencias.

Bibliografía

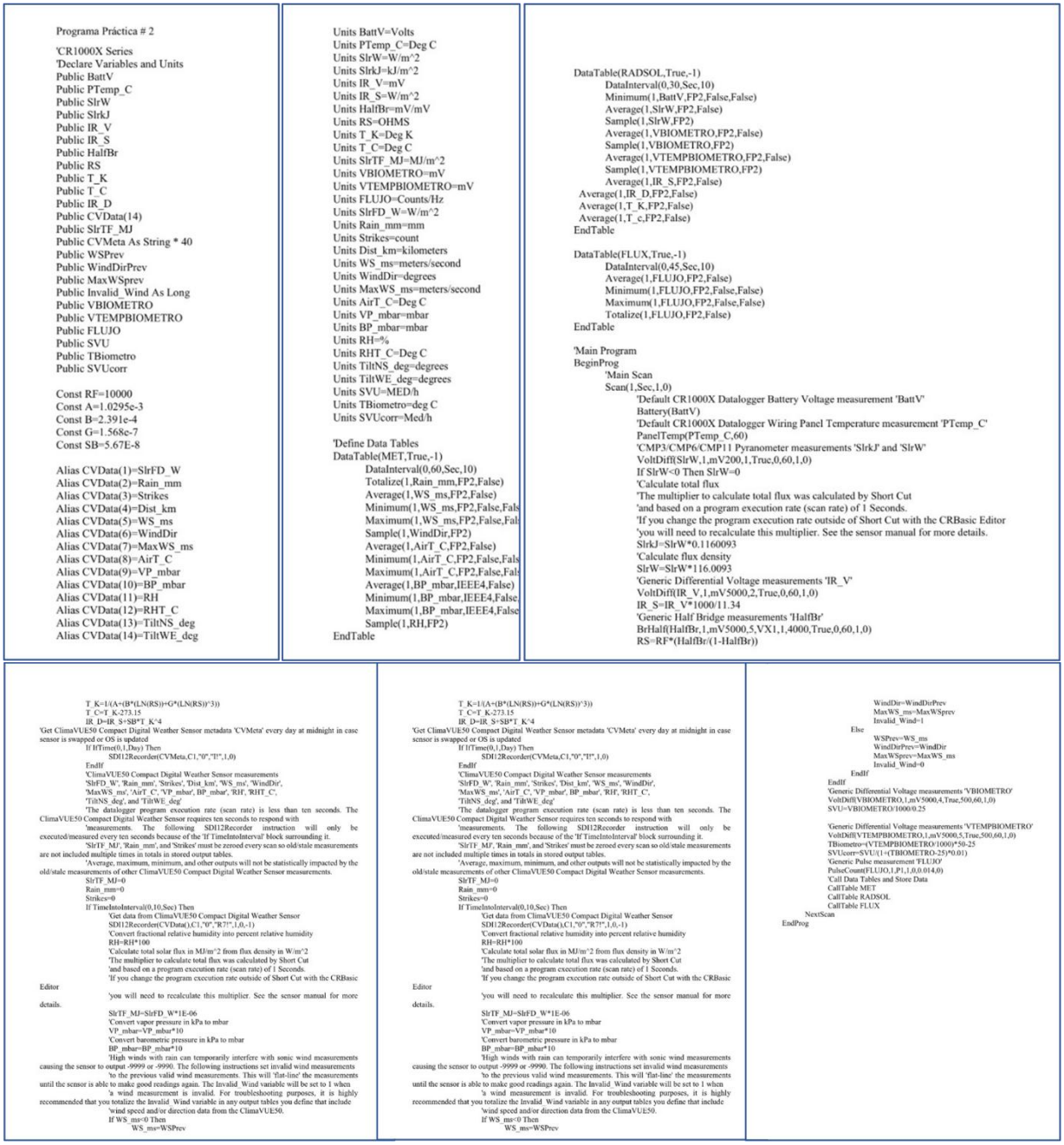
Campbell (s.f) Campbell Scientific. Recuperado 06 de abril de 2020, de: https://www.campbellsci.es/

Kipp&Zonen (s.f) Kipp & Zonen. Recuperado 05 de abril de 2022, de: https://www.kippzonen.es/

Solarlight (s.f) Solar Light. Recuperado 07 de abril de 2022, de https://solarlight.com.

23

Fig. 3. Páginas de ejemplo del Manual de practicas



```
Programa Práctica # 2

'CR1000X Series
'Declare Variables and Units
Public BattV
Public PTemp_C
Public SlrW
Public SlrkJ
Public IR_V
Public IR_S
Public HalfBr
Public RS
Public T_K
Public T_C
Public IR_D
Public CVData(14)
Public SlrTF_MJ
Public CVMeta As String * 40
Public WSPrev
Public WindDirPrev
Public MaxWSprev
Public Invalid_Wind As Long
Public VBIOMETRO
Public VTEMPBIOMETRO
Public FLUJO
Public SVU
Public TBiometro
Public SVUcorr

Const RF=10000
Const A=1.0295e-3
Const B=2.391e-4
Const G=1.568e-7
Const SB=5.67E-8

Alias CVData(1)=SlrFD_W
Alias CVData(2)=Rain_mm
Alias CVData(3)=Strikes
Alias CVData(4)=Dist_km
Alias CVData(5)=WS_ms
Alias CVData(6)=WindDir
Alias CVData(7)=MaxWS_ms
Alias CVData(8)=AirT_C
Alias CVData(9)=VP_mbar
Alias CVData(10)=BP_mbar
Alias CVData(11)=RH
Alias CVData(12)=RHT_C
Alias CVData(13)=TiltNS_deg
Alias CVData(14)=TiltWE_deg
```

```
Units BattV=Volts
Units PTemp_C=Deg C
Units SlrW=W/m^2
Units SlrkJ=kJ/m^2
Units IR_V=mV
Units IR_S=W/m^2
Units HalfBr=mV/mV
Units RS=OHMS
Units T_K=Deg K
Units T_C=Deg C
Units SlrTF_MJ=MJ/m^2
Units VBIOMETRO=mV
Units VTEMPBIOMETRO=mV
Units FLUJO=Counts/Hz
Units SlrFD_W=W/m^2
Units Rain_mm=mm
Units Strikes=count
Units Dist_km=kilometers
Units WS_ms=meters/second
Units WindDir=degrees
Units MaxWS_ms=meters/second
Units AirT_C=Deg C
Units VP_mbar=mbar
Units BP_mbar=mbar
Units RH=%
Units RHT_C=Deg C
Units TiltNS_deg=degrees
Units TiltWE_deg=degrees
Units SVU=MED/h
Units TBiometro=deg C
Units SVUcorr=Med/h

'Define Data Tables
DataTable(MET,True,-1)
    DataInterval(0,60,Sec,10)
    Totalize(1,Rain_mm,FP2,False)
    Average(1,WS_ms,FP2,False)
    Minimum(1,WS_ms,FP2,False,Fals
    Maximum(1,WS_ms,FP2,False,Fal
    Sample(1,WindDir,FP2)
    Average(1,AirT_C,FP2,False)
    Minimum(1,AirT_C,FP2,False,Fals
    Maximum(1,AirT_C,FP2,False,Fals
    Average(1,BP_mbar,IEEE4,False)
    Minimum(1,BP_mbar,IEEE4,False
    Maximum(1,BP_mbar,IEEE4,False
    Sample(1,RH,FP2)
EndTable
```

```
DataTable(RADSOL,True,-1)
    DataInterval(0,30,Sec,10)
    Minimum(1,BattV,FP2,False,False)
    Average(1,SlrW,FP2,False)
    Sample(1,SlrW,FP2)
    Average(1,VBIOMETRO,FP2,False)
    Sample(1,VBIOMETRO,FP2)
    Average(1,VTEMPBIOMETRO,FP2,False)
    Sample(1,VTEMPBIOMETRO,FP2)
    Average(1,IR_S,FP2,False)
 Average(1,IR_D,FP2,False)
 Average(1,T_K,FP2,False)
 Average(1,T_c,FP2,False)
EndTable

DataTable(FLUX,True,-1)
    DataInterval(0,45,Sec,10)
    Average(1,FLUJO,FP2,False)
    Minimum(1,FLUJO,FP2,False,False)
    Maximum(1,FLUJO,FP2,False,False)
    Totalize(1,FLUJO,FP2,False)
EndTable

'Main Program
BeginProg
    'Main Scan
    Scan(1,Sec,1,0)
        'Default CR1000X Datalogger Battery Voltage measurement 'BattV'
        Battery(BattV)
        'Default CR1000X Datalogger Wiring Panel Temperature measurement 'PTemp_C'
        PanelTemp(PTemp_C,60)
        'CMP3/CMP6/CMP11 Pyranometer measurements 'SlrkJ' and 'SlrW'
        VoltDiff(SlrW,1,mV200,1,True,0,60,1,0)
        If SlrW<0 Then SlrW=0
        'Calculate total flux
        'The multiplier to calculate total flux was calculated by Short Cut
        'and based on a program execution rate (scan rate) of 1 Seconds.
        'If you change the program execution rate outside of Short Cut with the CRBasic Editor
        'you will need to recalculate this multiplier. See the sensor manual for more details.
        SlrkJ=SlrW*0.1160093
        'Calculate flux density
        SlrW=SlrW*116.0093
        'Generic Differential Voltage measurements 'IR_V'
        VoltDiff(IR_V,1,mV5000,2,True,0,60,1,0)
        IR_S=IR_V*1000/11.34
        'Generic Half Bridge measurements 'HalfBr'
        BrHalf(HalfBr,1,mV5000,5,VX1,1,4000,True,0,60,1,0)
        RS=RF*(HalfBr/(1-HalfBr))
```

```
        T_K=1/(A+(B*(LN(RS))+G*(LN(RS))^3))
        T_C=T_K-273.15
        IR_D=IR_S+SB*T_K^4
'Get ClimaVUE50 Compact Digital Weather Sensor metadata 'CVMeta' every day at midnight in case
sensor is swapped or OS is updated
        If IfTime(0,1,Day) Then
            SDI12Recorder(CVMeta,C1,"0","I!",1,0)
        EndIf
        'ClimaVUE50 Compact Digital Weather Sensor measurements
        'SlrFD_W', 'Rain_mm', 'Strikes', 'Dist_km', 'WS_ms', 'WindDir',
        'MaxWS_ms', 'AirT_C', 'VP_mbar', BP_mbar', 'RH', 'RHT_C',
        'TiltNS_deg', and 'TiltWE_deg'
        'The datalogger program execution rate (scan rate) is less than ten seconds. The
ClimaVUE50 Compact Digital Weather Sensor requires ten seconds to respond with
        'measurements. The following SDI12Recorder instruction will only be
executed/measured every ten seconds because of the 'If TimeIntoInterval' block surrounding it.
        'SlrTF_MJ', 'Rain_mm', and 'Strikes' must be zeroed every scan so old/stale measurements
are not included multiple times in totals in stored output tables.
        'Average, maximum, minimum, and other outputs will not be statistically impacted by the
old/stale measurements of other ClimaVUE50 Compact Digital Weather Sensor measurements.
        SlrTF_MJ=0
        Rain_mm=0
        Strikes=0
        If TimeIntoInterval(0,10,Sec) Then
            'Get data from ClimaVUE50 Compact Digital Weather Sensor
            SDI12Recorder(CVData(),C1,"0","R7!",1,0,-1)
            'Convert fractional relative humidity into percent relative humidity
            RH=RH*100
            'Calculate total solar flux in MJ/m^2 from flux density in W/m^2
            'The multiplier to calculate total flux was calculated by Short Cut
            'and based on a program execution rate (scan rate) of 1 Seconds.
            'If you change the program execution rate outside of Short Cut with the CRBasic
Editor
            'you will need to recalculate this multiplier. See the sensor manual for more
details.
            SlrTF_MJ=SlrFD_W*1E-06
            'Convert vapor pressure in kPa to mbar
            VP_mbar=VP_mbar*10
            'Convert barometric pressure in kPa to mbar
            BP_mbar=BP_mbar*10
            'High winds with rain can temporarily interfere with sonic wind measurements
causing the sensor to output -9999 or -9990. The following instructions set invalid wind measurements
            'to the previous valid wind measurements. This will 'flat-line' the measurements
until the sensor is able to make good readings again. The Invalid_Wind variable will be set to 1 when
            'a wind measurement is invalid. For troubleshooting purposes, it is highly
recommended that you totalize the Invalid_Wind variable in any output tables you define that include
            'wind speed and/or direction data from the ClimaVUE50.
            If WS_ms<0 Then
                WS_ms=WSPrev
```

```
        T_K=1/(A+(B*(LN(RS))+G*(LN(RS))^3))
        T_C=T_K-273.15
        IR_D=IR_S+SB*T_K^4
'Get ClimaVUE50 Compact Digital Weather Sensor metadata 'CVMeta' every day at midnight in case
sensor is swapped or OS is updated
        If IfTime(0,1,Day) Then
            SDI12Recorder(CVMeta,C1,"0","I!",1,0)
        EndIf
        'ClimaVUE50 Compact Digital Weather Sensor measurements
        'SlrFD_W', 'Rain_mm', 'Strikes', 'Dist_km', 'WS_ms', 'WindDir',
        'MaxWS_ms', 'AirT_C', 'VP_mbar', BP_mbar', 'RH', 'RHT_C',
        'TiltNS_deg', and 'TiltWE_deg'
        'The datalogger program execution rate (scan rate) is less than ten seconds. The
ClimaVUE50 Compact Digital Weather Sensor requires ten seconds to respond with
        'measurements. The following SDI12Recorder instruction will only be
executed/measured every ten seconds because of the 'If TimeIntoInterval' block surrounding it.
        'SlrTF_MJ', 'Rain_mm', and 'Strikes' must be zeroed every scan so old/stale measurements
are not included multiple times in totals in stored output tables.
        'Average, maximum, minimum, and other outputs will not be statistically impacted by the
old/stale measurements of other ClimaVUE50 Compact Digital Weather Sensor measurements.
        SlrTF_MJ=0
        Rain_mm=0
        Strikes=0
        If TimeIntoInterval(0,10,Sec) Then
            'Get data from ClimaVUE50 Compact Digital Weather Sensor
            SDI12Recorder(CVData(),C1,"0","R7!",1,0,-1)
            'Convert fractional relative humidity into percent relative humidity
            RH=RH*100
            'Calculate total solar flux in MJ/m^2 from flux density in W/m^2
            'The multiplier to calculate total flux was calculated by Short Cut
            'and based on a program execution rate (scan rate) of 1 Seconds.
            'If you change the program execution rate outside of Short Cut with the CRBasic
Editor
            'you will need to recalculate this multiplier. See the sensor manual for more
details.
            SlrTF_MJ=SlrFD_W*1E-06
            'Convert vapor pressure in kPa to mbar
            VP_mbar=VP_mbar*10
            'Convert barometric pressure in kPa to mbar
            BP_mbar=BP_mbar*10
            'High winds with rain can temporarily interfere with sonic wind measurements
causing the sensor to output -9999 or -9990. The following instructions set invalid wind measurements
            'to the previous valid wind measurements. This will 'flat-line' the measurements
until the sensor is able to make good readings again. The Invalid_Wind variable will be set to 1 when
            'a wind measurement is invalid. For troubleshooting purposes, it is highly
recommended that you totalize the Invalid_Wind variable in any output tables you define that include
            'wind speed and/or direction data from the ClimaVUE50.
            If WS_ms<0 Then
                WS_ms=WSPrev
```

```
                WindDir=WindDirPrev
                MaxWS_ms=MaxWSprev
                Invalid_Wind=1
            Else
                WSPrev=WS_ms
                WindDirPrev=WindDir
                MaxWSprev=MaxWS_ms
                Invalid_Wind=0
            EndIf
        EndIf
        'Generic Differential Voltage measurements 'VBIOMETRO'
        VoltDiff(VBIOMETRO,1,mV5000,4,True,500,60,1,0)
        SVU=VBIOMETRO/1000/0.25

        'Generic Differential Voltage measurements 'VTEMPBIOMETRO'
        VoltDiff(VTEMPBIOMETRO,1,mV5000,5,True,500,60,1,0)
        TBiometro=(VTEMPBIOMETRO/1000)*50-25
        SVUcorr=SVU/(1+(TBIOMETRO-25)*0.01)
        'Generic Pulse measurement 'FLUJO'
        PulseCount(FLUJO,1,P1,1,0,0.014,0)
        'Call Data Tables and Store Data
        CallTable MET
        CallTable RADSOL
        CallTable FLUX
    NextScan
EndProg
```

Fig. 4. Ejemplo de un programa de adquisición

Las preguntas de prelaboratorio, han permitido que los estudiantes lleguen familiarizados con los instrumentos de medición y los conceptos que se trabajarán durante las sesiones. Cabe señalar que los estudiantes han podido llevar a cabo las prácticas satisfactoriamente y durante la realización se ha obtenido retroalimentación que ha mejorado varias secciones en los formatos, como: las preguntas previas al laboratorio, la descripción de las conexiones en la metodología e incluso los objetivos específicos, como fue el caso de la Práctica 3 "Calculadora Solar". La Figura (5) muestra evidencia fotográfica de la implementación de las prácticas con estudiantes de física de la UNAM.



Fig. 5. Ejemplos de uso del manual de prácticas en cursos y talleres impartidos a estudiantes universitarios

CONCLUSIÓN

Se diseñó un manual de prácticas para medir la radiación solar y los parámetros meteorológicos con el propósito de ser implementado en talleres especializados y cursos de licenciatura en física, ciencias de la Tierra e ingeniería relacionados con las energías renovables. En particular, se diseñaron prácticas relacionadas con la radiación global, directa y difusa, así como de radiación ultravioleta. El manual incluye el análisis de datos de radiación con fines de evaluación del recurso solar. El manual consta de diez prácticas que incluyen la configuración y programación de un registrador de datos, en este caso, un *Campbell Scientific* CR1000X. El manual ha sido utilizado con éxito en diversos cursos en la Facultad de Ciencias de la UNAM y en la Unidad Académica de Ingeniería Química de la UAZ.

AGRADECIMIENTOS

Agradecemos a la empresa *Campbell Scientific®* por la donación del equipo y el asesoramiento proporcionado para su funcionamiento. También agradecemos a los estudiantes Oswaldo Iram Cervantes Baltazar y Allan Oswaldo Loera Hernández por su contribución a la preparación del material para las prácticas. A los estudiantes Yoana Alexia Márquez Uribe y Erick Israel Valdez Núñez por su participación en la implementación y retroalimentación de las prácticas del manual.

REFERENCIAS

Bacich, L., & Moran, J. (2017). Metodologias ativas para uma educação inovadora: uma abordagem teórico-prática. Penso Editora.

Flores-Camacho, F., Gallegos-Cázares, L., García-Rivera, B. E., & Báez-Islas, A. (2019). Efectos de los laboratorios de ciencias con TIC en la comprensión y representación de los conocimientos científicos en estudiantes del bachillerato en un contexto escolar cotidiano. *Revista Iberoamericana de Educación Superior*, 10 (29), 124-142. https://doi.org/10.22201/iisue.20072872e.2019.29.527

Gonzalez-Cabrera A.E., Riveros-Rosas D., Valdes-Barrón M.G., Bonifaz-Alfonzo R., Velasco-Herrera V.M., Estevez-Perez H.R. and Carabali G. (2018). New Reference Solarimetric Network for Mexico. *AIP Proceedings*, 2033, 190007.

Riveros-Rosas, D., Bonifaz, R., Valdes, M., Gonzalez-Cabrera, A. E., Estévez, H., & Velasco, V. (2022). Solarimetric network location by regions from multivariate clusters analysis. Energy: Science, Technology, and Management, 2(1).

Waldegg Casanova, G. (2002). El uso de las nuevas tecnologías para la enseñanza y el aprendizaje de las ciencias. Revista Electrónica de Investigación Educativa, 4(1), 01-22.

González-Cabrera, A. E., Riveros-Rosas, D., Martinez-Gonzalez, T., Valdés-Barrón, M. G., Estévez-Pérez, H. R., & Bonifaz-Alfonzo, R. (2022, May). First measurements from Mexican solarimetric network and its comparison with the NSRDB. In AIP Conference Proceedings (Vol. 2445, No. 1).

A INFRAESTRUTURA INIESC NO CONTEXTO DA EU-SOLARIS: ACTIVIDADES E PERSPECTIVAS FUTURAS

Horta, P.*, Canavarro, D.*, Cardoso, J.**, Azevedo, P.**, Martinez, D.***

*Cátedra Energias Renováveis, Universidade de Évora, Polo da Mitra da Universidade de Évora, Edifício Ário Lobo de Azevedo, 7000-083 Nossa Senhora da Tourega, Portugal, phorta@uevora.pt

**Laboratório Nacional de Energía e Geologia, I.P., Estrada do Paço do Lumiar, 22, 1649-038 Lisboa, Portugal

***EU-SOLARIS ERIC, Plataforma Solar de Almería, Carretera Senés s/n, 04200 Tabernas (Almería), España

RESUMO

A INIESC (Infraestrutura de Investigação em Energia Solar de Concentração), composta pelos pólos de Évora (UEVORA-CER) e Lisboa (LNEG) é a infraestrutura de referência nacional em tecnologias solares de média e alta temperatura. Financiada em 2017, a INIESC tem impulsionado o desenvolvimento de tecnologias de concentração solar e suas aplicações em diferentes domínios: calor de processo, geração termoeléctrica, armazenamento de energia ou gases renováveis - acompanhadas de actividades de capacitação e de transferência de tecnologia.

A Comissão Europeia estabeleceu a Infraestrutura Europeia de Investigação para a Energia Solar Concentrada (ERIC EU-SOLARIS), resultado da colaboração de cinco países europeus, incluindo Espanha, França, Alemanha, Chipre e Portugal como observadores. Com o objetivo de estabelecer condições para a investigação em tecnologias e aplicações de concentração solar, abrangendo diversas áreas como termoeletricidade, termoquímica solar, materiais, dessalinização e armazenamento de energia térmica, a ERIC EU-SOLARIS é reconhecida como infraestrutura europeia de referência neste domínio. Portugal é representado no ERIC EU-SOLARIS através das instituições constituintes da INIESC.

No presente artigo apresenta-se uma descrição das actividades desenvolvidas na INIESC, dos resultados já alcançados, assim como da sua participação na ERIC EU-SOLARIS, dando uma perspectiva da visão presente e futura desta infraestrutura.

PALAVRAS-CHAVE: Energia Solar, Infraestruturas, INIESC, EU-SOLARIS, ESFRI

ABSTRACT

INIESC (National Research Infrastructure in Solar Energy Concentration), composed by the poles of Évora (UEVORA-CER) and Lisbon (LNEG), is the national reference infrastructure for medium and high temperature solar technologies. Funded in 2017, INIESC has been driving

the development of concentrating solar technologies and their applications in different domains: process heat, thermoelectric generation, energy storage or renewable gases - accompanied by training and technology transfer activities.

The European Commission has established the European Research Infrastructure for Concentrated Solar Power (EU-SOLARIS ERIC), the result of collaboration between five European countries, including Spain, France, Germany, Cyprus and Portugal as an observer country. With the aim of establishing conditions for research into concentrated solar technologies and applications, covering diverse areas such as thermoelectricity, solar thermochemistry, materials, desalination and thermal energy storage, EU-SOLARIS ERIC is recognized as the European reference infrastructure in this field. Portugal is represented in ERIC EU-SOLARIS by the constituent institutions of INIESC.

This article presents a description of the activities carried out at INIESC, the results already achieved, as well as its participation in ERIC EU-SOLARIS, giving an overview of the present and future vision of this infrastructure.

KEYWORDS: Solar Energy, Infrastructures, INIESC, EU-SOLARI, ESFRI

INTRODUÇÃO

Apresentando como missão o desenvolvimento de soluções tecnológicas e aplicações de energia solar para a descarbonização de diferentes setores da economia, de forma a potenciar o contributo da energia solar para a Transição Energética, a Universidade de Évora (UEVORA) e o Laboratório Nacional de Energia e Geologia, I.P. (LNEG) têm na INIESC um activo infraestrutural que representa tanto um recurso fundamental para o desenvolvimento de investigação tecnológica como para a capacitação humana, na formação de Recursos Humanos Altamente Qualificados e na fixação desses recursos em actividades de investigação. Incluída no Roteiro Nacional de Infraestruturas de Investigação de Interesse Estratégico, a INIESC é a infraestrutura experimental de referência, em Portugal, no domínio das tecnologias e aplicações da energia solar a média e alta temperatura, constituindo-se como um importante veículo de reconhecimento internacional das competências da UEVORA e do LNEG neste domínio (Horta, P. et al. 2020).

A participação da INIESC em Consórcios Europeus votados à definição e coordenação de uma Infraestrutura Europeia no domínio da Energia Solar de Concentração (projetos EU-SOLARIS (EU-SOLARIS, 2012) e SFERA-III (SFERA-III, 2019)) e sua integração da iniciativa europeia ESFRI tem sido, desde o seu início, parte importante da estratégia de desenvolvimento desta infraestrutura nacional.

Orientada pela missão da UEVORA e LNEG, esta estratégia encontra eco nas Políticas Públicas entretanto emanadas do PNEC2030 (Plano Nacional de Energia e Clima, 2023) e do RNC2050 (Roteiro para a Neutralidade Carbónica, 2050) em resposta aos Desafios Societais de descarbonização da economia e da Transição Energética.

Assegurando não apenas a continuidade do desenvolvimento de actividades de investigação aplicada mas apostando no acesso e ligação à comunidade académica, científica e empresarial, a INIESC apresenta ainda um importante contributo para a criação de emprego científico, fixando na infraestrutura – nas regiões de Lisboa e Alentejo – Recursos Humanos Altamente Qualificados e detentores de conhecimento passível de ser transferido para a comunidade e para a economia regional e nacional.

DOMÍNIOS DE INVESTIGAÇÃO E INFRAESTRUTURA CONEXA

A INIESC divide-se em dois Pólos: Évora (UEVORA-CER, Pólo coordenador) e Lisboa (LNEG), apresentando diferentes activos infraestruturais específicos relacionados com as várias temáticas cobertas pela INIESC. Nas tabelas 1 e 2 apresenta-se um sumário dos vários domínios cobertos por cada um dos Pólos, assim como algumas das suas infraestruturas conexas mais relevantes.

Tabela 1. Domínios de investigação e infraestrutura conexa do Pólo Évora da INIESC.

Domínio	**Tópicos e activos**	**Exemplo de infraestruturas e componentes**
Solar PV e armazenamento electroquímico (PVEES)	- Irrigação solar de alta potência e agri-voltaico - Supercondensadores híbridos - Baterias de 2ª vida - Hibridização de tanques de armazenamento por efeito de Joule	 Sistema de irrigação PV com corpo de água artificial de 10 m^3 - Plataforma PECS
Solar térmico, sistemas e armazenamento de energia (STSA)	- Campos solares de foco linear com sais fundidos - Armazenamento de energia térmica com sais fundidos e baterias de Carnot - Blocos de potência com CO_2 supercrítico e ciclos de Rankine Orgânico	 Campo solar Cilíndro-Parabólico de 3.5 MW.th - Plataforma EMSP
Produção e tratamento de águas contaminadas (WPWT)	- Colectores solares para processos de fotocatálise - Análise de contaminantes de águas residuais - Sistema de dessalinização "Zero-Liquid Discharge"	 Reactor de fotocatálise para volume de controlo de 135L - Plataforma PECS
Ópticas de concentração e gases renováveis/ combustíveis sintéricos (AOHTP)	- Sistemas de foco pontual para processos termoquímicos a temperaturas > 550ºC - Desenvolvimento de reactores termoquímicos - Acoplamento de reactores em processos	 Conjunto de 45 helisotatos para sistema central de

	solares directos ou por via de armazenamento com sais fundidos	torre multifoco com 100 kW.th (em comissionamento) - Plataforma EMSP
Comunidades energéticamente autónomas (COMMS)	- Integração de sistemas renováveis em comunidades isoladas, como cozinha solar - Construções modulares sustentáveis - Comunidades energéticas de produção de electricidade - Medição de irradiação solar	 Modelos de contruções modulares - Plataforma PECS

Acresce ainda as várias interconexões para a produção de diferentes vectores energéticos como calor, electricidade, gases/combustíveis ou água. Os activos do Pólo Évora encontram-se maioritariamente nas plataformas Évora Molten Salt Platform, e Plataforma de Ensaio de Concentradores Solares (PECS), na Herdade da Mitra da Universidade de Évora (INIESC Évora, 2024).
Os principais domínios de investigação e infraestruturas conexas do Pólo Lisboa da INIESC são sumariamente apresentados na Tabela 2.

Tabela 2. Domínios de investigação e infraestrutura conexa do Pólo Lisboa da INIESC.

Domínio	**Tópicos e activos**	**Exemplo de infraestruturas e componentes**
Solar térmico, sistemas e armazenamento de energia – estudos experimentais	Sistemas concentradores de foco pontual (torre solar e lente de Fresnel) para estudos de: - Desenvolvimento e ensaio de protótipos de receptores / reactores solares (temperatura > 500ºC e potência máxima de 100 kWth); - Metodologias de manutenção e operação de campos de helióstatos;	 Torre solar STTF-100

	- Síntese de materiais a alta temperatura; - Ensaio de materiais a alta temperatura / altos fluxos solares.	
Solar térmico, sistemas, componentes e armazenamento de energia – estudos computacionais	Instalação computacional de alto desempenho para modelação e simulação de: - Sistemas de armazenamento térmico de energia; - Concentradores solares; - Dinâmica de fluidos computacional aplicada a componentes de sistemas solares; - Simulação transiente de sistemas solares térmicos.	 Cluster computacional com 96 processadores Xeon, 768 GB RAM, 32 TB armazenamento RAID-5 e comunicação FDR14 Infiniband com 56 GB/s
Durabilidade e caracterização de materiais	Instalações laboratoriais para estudos de durabilidade e caracterização de materiais, incluindo estudos de: - Durabilidade de reflectores, absorsores e revestimentos sob exposição natural ou envelhecimento acelerado; - Corrosão e protecção de materiais, incluindo materiais metálicos em contacto com sais fundidos; - Caracterização de materiais e componentes para sistemas de armazenamento térmico com sais fundidos; - Caracterização da estabilidade química de fluidos de transferência de calor;	 Instalação experimental para estudos de envelhecimento acelerado de materiais

	- Caracterização e análise avançada de materiais.	
Produção de hidrogénio por termo-electrólise	Bancada Laboratorial para a Investigação de Materiais para a Produção de Combustíveis Solares por Eletrólise de Alta Temperatura e Ciclos Termoquímicos	 H2 Lab
Termo e foto química solar	Instalações laboratoriais e experimentais para estudos de: - Sintese de materiais; - Hidrogénio / gás de síntese; - Combustíveis solares; - Tratamento fotocatalítico de águas residuais industriais e urbanas; - Co-geração de hidrogénio por via fotocatalítica.	 Reactor laboratorial para ensaio de fotocatalisadores

Os activos do Pólo Lisboa encontram-se no campus do Lumiar do LNEG, potenciando o desenvolvimento de actividades interdisciplinares em colaboração com outras áreas de investigação do LNEG como a integração das energias renováveis em sistemas energéticos, energia no ambiente construído, bioenergia ou a economia de recursos.

ACTIVIDADES NO PERÍODO 2018-2023

Durante o período 2018-2023, a INIESC desenvolveu actividade de investigação e desenvolvimento em todos os seus domínios de actuação, tendo acolhido actividades decorrentes de projectos de I&D no âmbito de Consórcios Europeus, Nacionais, Regionais ou de contratos de prestação de serviços. Adicionalmente, a INIESC participa em alguns dos mais importantes fóruns de I&D a nível internaciona salientando-se a título de exemplo: a Agência Internacional da Energia (Task 62 - tratamento de águas; Task 64 - calor de processo industrial; Task 71 – Análise de ciclo de vida e custos das tecnologias de aquecimento e arrefecimento), BATPOWER, ETIP Bateries Europe, ETIP Renewable Heating and Cooling, European Solar Thermal Technology Platform e o Joint Programme CSP da EERA.

O Pólo de Évora desenvolveu várias actividades de I&D, demonstração, capacitação e disseminação no âmbito do projecto INIESC-Évora CONNECT, entre 2021 e 2023, com suporte do Programa Operacional do Alentejo (INIESC CONNECT, 2021).

No que diz respeito a projectos I&D destaca-se:

- Um total de 14,0 M€ de financiamento competitivo de I&D em temas relacionados com tecnologias e aplicações de energia solar: 18% regional, 43% nacional e 35% financiamento europeu. 56% deste investimento foi aplicado em equipamentos e infraestruturas;
- grupo participou em 21 consórcios internacionais (1 FP7, 9 H2020, 5 HEUROPE, 2 Interreg, 1 LIFE, 1 Erasmus+, 1 LEAP-RE, 1 ERA-NET) envolvendo parceiros de 27 países diferentes: 22 europeus (Áustria, Bélgica, Chipre, Dinamarca, Finlândia, França, Grécia, Alemanha, Hungria, Irlanda, Itália, Países Baixos, Noruega, Polónia, Roménia, Espanha, Eslovénia, Eslováquia, Suécia, Suíça, Turquia e Reino Unido) e 5 não europeus (Argélia, Brasil, Líbia, Marrocos e Tunísia). O grupo coordenou ainda 4 projectos Europeus durante este período;

Considerando os domínios de actuação mencionados na Tabela 1 mostra-se na Tabela 2 exemplos de projectos (lista não exaustiva por limitações de apresentação do presente artigo) relacionados com as mesmas e alguns dos principais activos/bens infraestruturais associados.

Tabela 3. Exemplo de actividades de I&D desenvolvidas na INIESC - Pólo de Évora, no período 2018-2023

Projecto	**Financiamento/ Orçamento UEVORA**	**Domínio**	**Principais realizações**	**Equipamentos/ Infraestrutura**
MASLOWATEN - MArket uptake of an innovative irrigation Solution based on LOW WATer-ENergy consumption	EC HORIZON 2020/ 192.8 k€	PVEES	- Optimização de campos PV para irrigação de alta potência - Estratégias optimização para controlo de bombagem com PV - Design e comissionamento de piloto demonstrador	 140 kWp para irrigação em olival superintensivo, São Barnabé, Alentejo (Portugal
NEWSOL - New StOrage Latent and sensible concept for high efficient CSP Plants	EC HORIZON 2020 / 1 188.3 k€	STSA	- Uso de escórias de minas para armazenamento de energia térmica - Desenvolvimento e instalação de uma termoclina de sais fundidos - Desenvolvimento	 Termoclina com capacidade até 3.5 MWh.th a 500 ºC

			de circuito hidráulico associado com sais fundidos até 500 ºC	instalada na plataforma EMSP
EERES4WATER - Promoting Energy-water Nexus resource efficiency through Renewable Energy and Energy Efficiency	Interreg Atlantic / 222.5 k€	WPWT	- Desenvolvimento de um fotoreactor solar do tipo Concentrador Parabólico Composto - Implementação de procedimentos para avaliação de performance de fotoreactores - Avaliação dos principais desafios Água-Energia no Ciclo Urbano	 Fotoreactor para tratamento de contaminantes como a Ibrubrofueno, Carbamazepina, diclofenaco, etc.
ALFR-Alentejo - Instalação, teste e análise de um concentrador ALFR para produção de electricidade com armazenamento térmico	ALENTEJO 2020 / 758.3 k€	AOHTP	- Desenvolvimento conceptual de um concentrador Advanced Linear Fresnel Reflector - Caracterização óptica e térmica do colector - Análise técnico-económica	 Colector de 16 kW.th testado na plataforma PECS
AURORA - Achieving a new European Energy Awareness	EC HORIZON 2020 / 568.1 k€	COMMS	- Desenvolvimento de tracker de impacto energético e ambiental - Comunidade energética solar PV na Cruz Vermelha - Envolvimento de comunidades locais - Cidadãos com balanço carbónico neutro	 Community meeting in AURORA project

DESENVOLVIMENTO ESTRATÉGICO E ACTIVIDADES FUTURAS

Para promover a consolidação da infraestrutura INIESC, foi elaborada em 2022 uma manifestação de interesse junto da Fundação para a Ciência e Tecnologia com vista ao seu suporte financeiro e técnico. Com efeito, o Plano Estratégico para o quinquénio 2022-2027 assenta numa visão de integração das soluções tecnológicas desenvolvidas no objetivo nacional e Europeu da Transição Energética, alicerçado nas competências e ativos infraestruturais já existentes, cobrindo tendencialmente atividades nos TRL 2-5 no Pólo de Lisboa, e nos TRL 5-7 no Pólo de Évora.

Centrada nas tecnologias de conversão da radiação solar, esta visão alarga as atividades da INIESC à utilização de recursos de biomassa e resíduos na produção de combustíveis sintéticos solares e à hibridização de tecnologias de armazenamento térmico e eletroquímico, visando a penetração de recursos renováveis e a interligação de redes de distribuição num sistema energético flexível que responda às necessidades de descarbonização de diferentes sectores.

De acordo com esta estratégia, a INIESC apresenta como atividades prioritárias para o quinquénio:

- desenvolvimento conceptual e demonstração da produção de H2 por eletrólise a alta temperatura com input térmico por sais fundidos;
- desenvolvimento conceptual e demonstração da produção de combustíveis sintéticos solares por pirólise de biomassa e resíduos com input térmico por sais fundidos;
- a integração de ativos de armazenamento térmico e produção fotovoltaica existentes no desenvolvimento de Bateria de Carnot de grande capacidade (MWh);
- a interligação da Central CSP a sais fundidos em Comunidade Energética no Campus da Universidade de Évora;
- operacionalização da plataforma de teste STTF-100 para realização de atividades de investigação também previstas na INIESC;
- operacionalização da Lente de Fresnel para novas actividades de investigação;
- desenvolvimento e teste de reator para investigação em termoquímica solar por transferência de calor radiativa;
- desenvolvimento, caracterização e avaliação do desempenho, corrosão e durabilidade de materiais para aplicações solares térmicas de alta temperatura bem como o desenvolvimento de novos materiais para recetores solares e catalisadores para produção de combustíveis solares (H_2 e/ou gás de síntese) pela via termoquímica;
- desenvolvimento de estudos em tópicos como armazenamento de energia térmica a alta temperatura, reactores para CSP, concentradores solares, soluções solares em processos industriais, análise de eficiência de campo solar, simulação transiente

de sistemas solares térmicos ou dinâmica de fluidos computacional aplicada a componentes de sistemas solares

Por outro lado, a INIESC colabora activamente com a ERIC EU-SOLARIS (Martinez, D., 2022)., a infra-estrutura europeia de investigação na área da energia solar de concentração, onde Portugal participa como país Observador. Esta ERIC visa as seguintes actividades:

d) garantir um acesso efetivo aos recursos e serviços disponibilizados pela INIESC, de acordo com as regras estabelecidas nos Estatutos da EU-SOLARIS ERIC, para a comunidade europeia de investigação e industrial;

e) melhorar a interoperabilidade entre os centros de investigação especializados no domínio das tecnologias CSP/STE dos membros e dos países observadores;

f) estabelecer e aplicar os avanços tecnológicos relacionados com os recursos e serviços associados à CSP/STE;

g) celebrar acordos de colaboração com terceiros;

h) proporcionar formação e facilitar a mobilidade dos investigadores, a fim de reforçar e estruturar o Espaço Europeu da Investigação;

i) estabelecer relações internacionais com outras organizações e autoridades, públicas ou privadas, europeias e não europeias, interessadas nas suas actividades e em domínios conexos;

j) coordenar actividades com outros agentes europeus de I&D no domínio da CSP/STE;

k) quaisquer outras actividades necessárias para cumprir os fins e objectivos da EU-SOLARIS ERIC.

Resultante do esforço colectivo realizado entre a INIESC e os parceiros da EU-SOLARIS, foram já alcançados vários objectivos e metas, nomeadamente:

- Financiamento do projecto RISEnergy (Research Infrastructure Services for Renewable Energy, HORIZON-INFRA-2023-SERV-01): um projecto pan-europeu de 15M€ envolvendo as principais infraestruturas europeias que se relacionam com os tópicos das energias renováveis (RISEnergy, 2023);

- Financiamento do projecto SOLARIZE (BRINGING EU-SOLARIS ERIC TO ITS ZENITH, HORIZON-INFRA-2023-DEV-01-03): um projecto de 3.5M€ dedicado à melhoria e sustentabilidade a longo prazo da EU-SOLARIS ERIC.

SERVIÇOS

Com vista a uma maior proximidade junto dos sectores empresarial e industrial, e considerando as necessidades de captação de verbas por via de prestações de serviços, a INIESC apresenta hoje um conjunto de serviços disponíveis, conforme mostra a Tabela 4.

Tabela 4. Serviços prestados pela infraestrutura INIESC.

Serviço	Pólos activos
Medição de irradiação solar	UEVORA-CER, LNEG
Caracterização ótica de reflectores e concentradores	LNEG
Durabilidade e corrosão, estudos de componentes, materiais e revestimentos (e.g., refletores, absorsores/recetores e materiais metálicos em contacto com sais fundidos)	LNEG
Design de concentradores solares	UEVORA-CER
Caracterização óptica e térmica de concentradores solares	UEVORA-CER
Consultoria de Engenharia	UEVORA-CER, LNEG
Sais fundidos e componentes	UEVORA-CER
Testes de corrosão e especificação de sistemas de protecção de corrosão	LNEG
Caracterização de fluídos de transferência de calor	LNEG
Sistema de 2-tanques de armazenamento térmico com sais fundidos para validação de modelos	UEVORA-CER
Modelação e simulação de campos solares e componentes	UEVORA-CER, LNEG
Serviços computacionais	LNEG
Novos materiais para aplicação em solar de concentração	LNEG
Colectores solares para tratamento de águas contaminadas	UEVORA-CER
Tratamento de águas residuais e geração de hidrogénio a partir de águas residuais industriais por via fotocatalítica	LNEG
Acções de Formação	UEVORA-CER, LNEG

CONCLUSÕES E PERSPECTIVAS FUTURAS

Estabelecida como a infraestrutura de referência, a nível nacional, para a investigação de tecnologias e aplicações de energia solar de concentração, a INIESC apresenta, desde o seu estabelecimento em 2017, um percurso crescente no desenvolvimento de actividades de

investigação, capacitação e serviços à Indústria. Este esforço concertado, desenvolvido em parcerias e Consórcios de forte cariz internacional, teve já reconhecimento através da representação de Portugal (como membro Observador) na infraestrutura de referência Europeia neste domínio, a ERIC EU-SOLARIS.

Com competências e activos infraestruturais cobrindo diferentes tecnologias, aplicações e níveis de desenvolvimento tecnológico, a INIESC apresenta-se, cada vez mais, como um demonstrador do sistema energético da Transição Energética: totalmente dependente de recursos endógenos e renováveis de energia primária - radiação solar, recursos alternativos de biomassa e de água - na produção, interconversão e armazenamento de diferentes vectores energéticos: electricidade, calor, combustíveis e água.

AGRADECIMENTOS

Este trabalho foi apoiado pelo Programa de Investigação e Inovação da União Europeia HEurope através dos projetos SALTOpower (Grant Agreement nº 101079303) e SOL2H2O (Grant Agreement nº 101079305).

REFERÊNCIAS

Horta, P., et.al. - INIESC : infraestrutura nacional de investigação em energia solar de concentração. In: CIES2020: As Energias Renováveis na Transição Energética: Livro de Comunicações do XVII Congresso Ibérico e XIII Congresso Ibero-americano de Energia Solar. Helder Gonçalves, Manuel Romero (Ed.). Lisboa, Portugal: LNEG, 3-5 Novembro, 2020, p. 243-253. https://doi.org/10.34637/cies2020.1.2026

Martinez, D. et al., EU-SOLARIS: The European Research Infrastructure Consortium for CSP Technologies, SolarPACES 2022. https://doi.org/10.52825/solarpaces.v1i.624

EU-SOLARIS project, 2012: https://cordis.europa.eu/project/id/312833

SFERA-III project, 2019: https://cordis.europa.eu/project/id/823802

PNEC, 2020, Plano Nacional Energia e Clima 2030, MAAC.

RNC2050, 2019, Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050.

INIESC Évora, 2024, https://www.iniesc.uevora.pt/index.html

INIESC CONNECT, 2021, PO Alentejo. Candidatura: 5114 – ALT20-45-2020-67 (2021-2023)

RISEnergy project, 2023: https://cordis.europa.eu/project/id/101131793

METODOLOGÍA PARA MINIMIZAR EL IMPACTO SOCIAL Y AMBIENTAL EN LA IMPLANTACIÓN DE GRANDES PLANTAS FOTOVOLTAICAS. CASOS DE ESTUDIO EN ANDALUCÍA

López-Bravo C.*, Márquez-Ballesteros M.J.**, Mora-López L.***, Sidrach-de-Cardona M.****

*Departamento de Urbanística y Ordenación del Territorio, Universidad de Sevilla, Avda. Reina Mercedes 2, 41012, Sevilla, España, clopez30@us.es

**Departamento de Arte y Arquitectura, Universidad de Málaga, Plaza de Ejido 2, Málaga, 29071, España, mjmarquez@uma.es

***Departamento de Lenguajes y Ciencias de la Computación, Universidad de Málaga, E.T.S.I. Informática, Campus de Teatinos, Málaga, 29071, España, llanos@uma.es

****Departamento de Física Aplicada II, Universidad de Málaga, Escuela de Ingenierías Industriales, Ampliación Campus de Teatinos, Málaga, 29071, España, msidrach@ctima.uma.es

RESUMEN

La instalación de grandes parques fotovoltaicos prioriza la selección de emplazamientos lo más cercanos posible a los puntos de conexión a la red y, si bien evitan ubicarse en zonas de especial protección, en general, no se consideran características físicas, culturales y económicas de los territorios, ni se cuenta con la necesaria participación de los vecinos afectados en el inicio de los procedimientos administrativos. En múltiples zonas de España, esta situación está generando rechazo social a las instalaciones fotovoltaicas y eólicas, ya que se están ocupando territorios cuyo cambio de uso va a tener repercusión en su forma de vida, su economía y sus paisajes. Este proyecto desarrolla una metodología basada en el establecimiento y la priorización de criterios para evaluar el impacto de las grandes plantas fotovoltaicas en entornos rurales, ensayándola para un caso de estudio localizado en Andalucía. Los resultados obtenidos muestran que es posible recomendar áreas óptimas para la instalación de estos proyectos, minimizando su impacto medioambiental, económico y paisajístico en la zona en cuestión.

PALABRAS CLAVE: Sistemas de Información Geográfica, Grandes instalaciones fotovoltaicas, Análisis multicriterio, Impactos sociales y ambientales.

ABSTRACT

In the installation of large photovoltaic plants, priority is given to sites that are as close as possible to the grid connection points. Thus, the physical, cultural and economic characteristics of the areas are generally not taken into account, nor is the necessary participation of affected neighbors, during the administrative procedures, although they

are avoided in areas of special protection. In many areas of Spain, this situation leads to social rejection of photovoltaic and wind energy installations, as they occupy territories whose change of use will affect their way of life, their economy and their landscape. This project develops a methodology based on the establishment and prioritization of criteria to assess the impact of large photovoltaic plants in rural areas, and tests it on a case study located in Andalusia. The results obtained show that it is possible to recommend optimal areas for the installation of these projects, minimizing their environmental, economic and landscape impact on the analyzed areas.

KEYWORDS: Geographic Information Systems; Large-scale photovoltaic plants; Multi-criteria analysis; Social and environmental impacts.

INTRODUCCIÓN

En los últimos años, el sector energético renovable en España está sufriendo un crecimiento acelerado superando las expectativas de 50 GW de energía eólica y 39 GW de fotovoltaica establecidas en 2020 por el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC) para el final de la presente década (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2020:12).

Sin embargo, la proliferación de parques eólicos, y especialmente fotovoltaicos de gran escala, está provocando un rechazo social en los territorios en los que se instalan, tal y como vienen observando numerosas investigaciones al respecto (Pasqualetti, 2011; Scheer, Konrad, Wassermann, 2017; Gargallo, García-Casarejos y Salvador, 2020; Segreto et al., 2020; Cousse, 2021). Frente al autoconsumo de energía renovable que no genera tal rechazo social, el choque con este tipo de instalaciones proviene de los cambios paisajísticos y socioculturales que genera la gran escala y la acumulación de las centrales eólicas, fotovoltaicas y térmicas en los paisajes que circundan núcleos de población, lugares protegidos o zonas visibles desde áreas de interés ambiental o cultural.

Aunque el PNIEC determine horizontes temporales y objetivos generales de instalación de energías renovables en el estado español, no establece criterios de planificación territorial, por lo que el auge de instalaciones no está siendo ordenado, ni consensuado según criterios de interés general, sino respondiendo exclusivamente al interés de los promotores de grandes plantas. En otro sentido, la administración pública tampoco proporciona visores geográficos de las instalaciones existentes y de los proyectos en curso, así como datos en abierto de las tramitaciones administrativas correspondientes. Únicamente se pueden conocer aquellos proyectos en tramitación que superan los 50 MW de potencia instalada y que son competencia de la Administración General del Estado. En el caso de la Comunidad Autónoma de Andalucía, y aunque no se localicen de forma exacta ni se defina su extensión, se puede consultar el mapa elaborado por la Subdelegación del Gobierno en Sevilla **(Figura 1)** en el que se localizan las instalaciones de energías renovables en esta comunidad.



Fig. 1. Mapa de la tramitación y autorización de instalaciones de generación renovable en la comunidad autónoma de Andalucía (a fecha abril de 2024). Fuente: Subdelegación del Gobierno en Sevilla vía

https://mpt.gob.es/portal/delegaciones_gobierno/delegaciones/andalucia/proyectos-ci/procedimientos-informacion-publica/PROCEDIMIENTOS-AUTORIZACION-INSTALACIONES-ELECTRICAS.html

En definitiva, se observa una ausencia de planificación territorial consensuada que abarque una estrategia de escala regional-estatal, falta de transparencia en la tramitación de las plantas de energía renovables, así como en los datos asociados (potencias instaladas, ocupación de suelo, etc.) y falta de acuerdo social, lo que está propiciando el crecimiento de estas plantas en paralelo al rechazo social.

Este trabajo tiene como objetivo definir una metodología que permita clasificar el territorio para decidir las mejores ubicaciones posibles para los proyectos de energías renovables, en concreto, de grandes plantas fotovoltaicas. La propuesta en la que se basa es en realizar una evaluación multicriterio para la valoración de la implantación de plantas fotovoltaicas (actualmente las de mayor auge y rechazo) a través de operaciones con datos georreferenciados, que comprende unidades territoriales definidas en la planificación regional. En concreto se ha empleado el método Analytic Hierarchy Process o de Saaty como método de análisis jerárquico. Una vez definida esta metodología se aplicará a una zona concreta con el fin de validarla para su aplicación posterior a todo el territorio nacional.

Dentro de la Comunidad Autónoma de Andalucía, una de las provincias más afectadas por la futura acumulación de proyectos es la de Málaga (Flores 2023; Melgar, Jiménez y Guerrero 2022). Por este motivo, se ha aplicado esta metodología a un área de estudio especialmente tensionada, el ámbito paisajístico de la Depresión de Jimena.

METODOLOGÍA

La metodología con la que se ha desarrollado este trabajo consta de varias fases. Se basa en el análisis multicriterio conocido como Analytic Hierarchy Process (en adelante AHP) mediante Sistemas de Información Geográfica, SIG, (Saaty, 1987). Además se propone la utilización de métodos de toma de decisiones multicriterio, MCDM (Multi-Criteria Decision Making). Una combinación, la de estas dos metodologías, que ha sido ampliamente utilizada en la evaluación de emplazamientos de plantas solares (Arán Carrión, et al., 2008; Sánchez-Lozano et al., 2013; Uyan, 2013; Tahri, Hakdaoui y Maanan, 2015; Watson y Hudson, 2015; Al Garni y Awasthi, 2017; Díaz-Cuevas, Camarillo-Naranjo y Pérez-Alcántara, 2018). A partir de la identificación del problema y la selección de criterios estos métodos elaboran una matriz de decisión y asignan pesos a los distintos criterios. Las fases del trabajo, recogidas en la **Figura 2**, han sido las siguientes:

- Delimitación del área de estudio: en la primera fase se establece sobre qué territorio se va a trabajar, se analiza y justifica porqué se hace esa selección, y se determinan sus límites, teniendo en cuenta criterios administrativos, territoriales y paisajísticos.
- Identificación de las particularidades del territorio: en la segunda fase se analizan el territorio y se establecen los criterios restrictivos y los criterios de análisis.
- Ponderación de criterios: en la tercera fase se establece un primer tipo de ponderación o gradiente para dichos criterios (o atributos).

- Proyección geográfica de los criterios y ponderaciones: en la cuarta fase se aplican los criterios ya ponderados sobre el territorio, aplicando una limitación general o porcentaje de valor entre los distintos grupos de criterios de análisis. El resultado es la proyección geográfica de una escala de valores que permite clasificar cada área del territorio estudiado de acuerdo a su conveniencia para recibir la instalación de plantas fotovoltaicas.
- Integración de otra información relevante: en la quinta fase se superpone al resultado previo la localización y superficie de los proyectos de plantas fotovoltaicas existentes en la zona de trabajo, frente a los datos de consumo energético para dichos municipios y el estado de saturación de sus puntos de red. El objetivo de esta última parte es demostrar cómo esta investigación puede convertirse en una herramienta para los ayuntamientos de municipios pequeños que se ven actualmente desbordados por propuestas de grandes empresas frente a la ausencia de normativa planificadora en materia de energías renovables a nivel estatal y autonómico.



Fig. 2. Esquema metodológico de la zonificación. Fuente: Autores (2024).

Criterios de restricción y análisis

Los criterios tomados como base para la toma de decisiones, que deben poder ser medidos y evaluados, se han organizado en cuatro tipologías: criterios legales, de ubicación, medioambientales y orográficos. No se han considerado factores de tipo climatológicos, como pueden ser la irradiancia y las temperaturas, ya que se considera un criterio homogéneo en toda el área de estudio.

Para estos criterios se ha definido un sistema de asignación de pesos que determina su importancia relativa en la decisión final adoptada por el modelo de decisión. Los dos criterios con más peso en el modelo son el criterio medioambiental (usos del suelo) por las repercusiones que puede conllevar en el medioambiente, la economía local y el entorno paisajístico y el de ubicación (distancias a los centros de transformación y núcleos y parcelario) por su posible impacto en el desarrollo de los núcleos urbanos y la alteración de paisajes y visuales características. En la Figura 3 se detallan las capas de cada uno de los criterios que se han considerado.

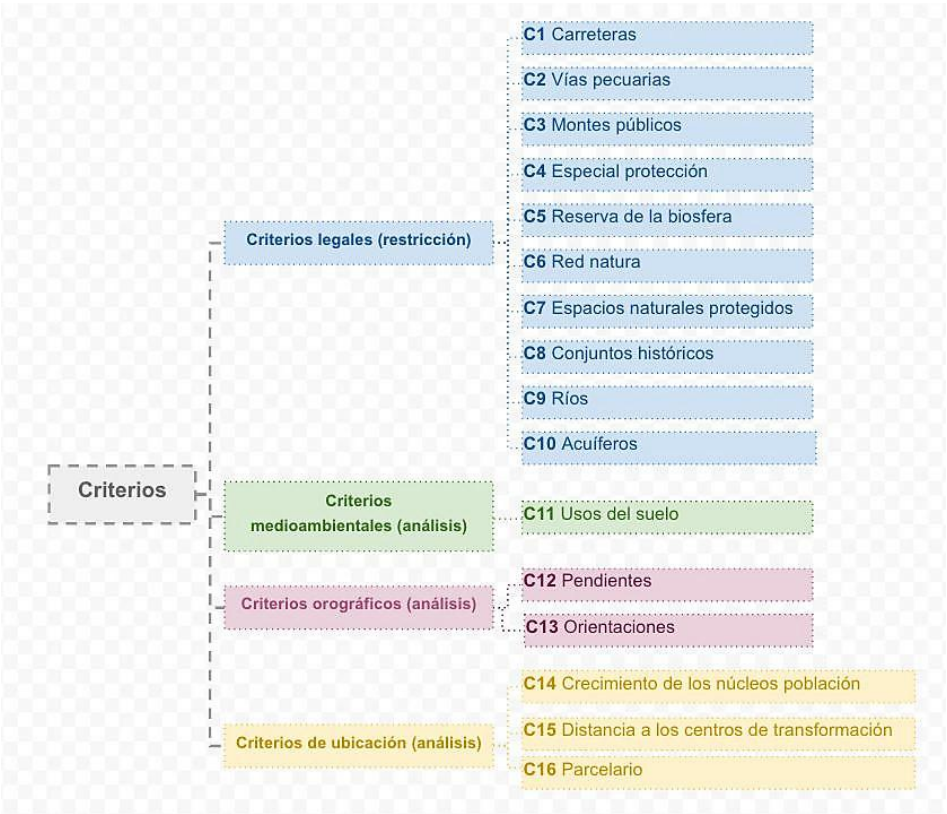


Fig. 3. Criterios y capas de cada criterio. Fuente: Autores (2024).

Por otra parte, cada uno de estos criterios se define como criterios de restricción o de análisis. Un criterio de restricción es el que hace que excluyan determinadas áreas en la decisión final, mientras que los criterios de análisis apoyan o detractan una determinada alternativa. Estos criterios están constituidos por una serie de capas. Los pesos adjudicados a las capas que constituyen el criterio de restricción se determinan mediante un sistema binario (0-1), asignándole el valor 0 a aquellos pixeles que están dentro de la zona de exclusión y valor 1 al resto. En el caso de las capas que constituyen el criterio de análisis se genera una escala de decisión (0-valor máximo), que permite escalar los tipos de zonas factibles para las plantas fotovoltaicas desde el rango desfavorable (0) a óptimo (valor máximo). Cada uno de estos aspectos definirá una capa de datos en un sistema SIG.

A todas las capas generadas se les aplica de forma conjunta el proceso Weight Overlay (suma ponderada de criterios) empleando el software de código libre Qgis. Un proceso que permite introducir los pesos de las respectivas capas que constituyen cada criterio. De esta forma, se obtiene la cartografía para la zonificación del área geográfica a estudiar. La capacidad de acogida del territorio se entiende como la suma de todas las capas tanto de restricción como de análisis.

Por último, sobre estos mapas se georreferenciarán las áreas afectadas por los proyectos renovables ya desarrollados, así como los que están pendiente de autorización administrativa, pudiendo así observarse si dichos proyectos afectan a la biodiversidad y en qué medida.

RESULTADOS

El área geográfica en la que se ha ensayado la metodología es una zona limítrofe entre las provincias de Málaga y Cádiz, que comprende los municipios de Casares, Gaucín, Jimena de la Frontera y San Martín del Tesorillo. Este ámbito geográfico se corresponde con el área paisajística denominada Depresión de Jimena. Es decir, un área de pendiente y orientación adecuada para la implantación de centrales, aunque con un alto valor agrícola y paisajístico como reducto de campiña costera en una zona altamente urbanizada. Atendiendo a la metodología descrita, se muestran las capas resultantes de restricción y análisis correspondientes a la Zona de estudio conjunta de los cuatro municipios **(Figura 4)**.

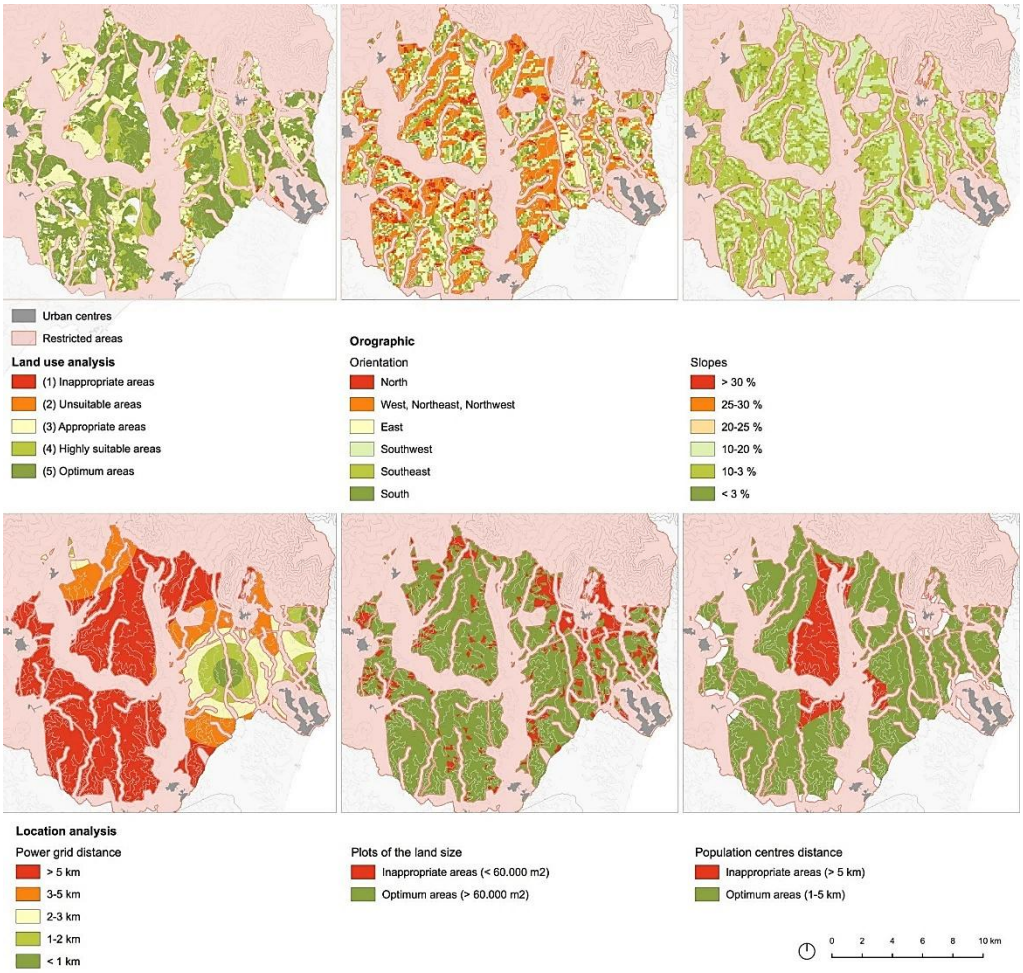


Fig. 4. Capas de restricción de usos del suelo, orientación, pendientes, distancia a centros de transformación, tamaño de parcelas y distancia a núcleos urbanos. Fuente: Autores (2024).

La capa final de análisis (**Figura 5)** es el resultado de la suma de las capas C11 a C16, contenidas en los criterios orográficos, de ubicación y medioambientales, quedando sustraídas aquellas áreas definidas por el criterio de restricción. El territorio queda clasificado en cuatro zonas: excluidas (rojo claro), menos favorables (rojo oscuro), favorables (verde claro) y óptimas (verde oscuro).

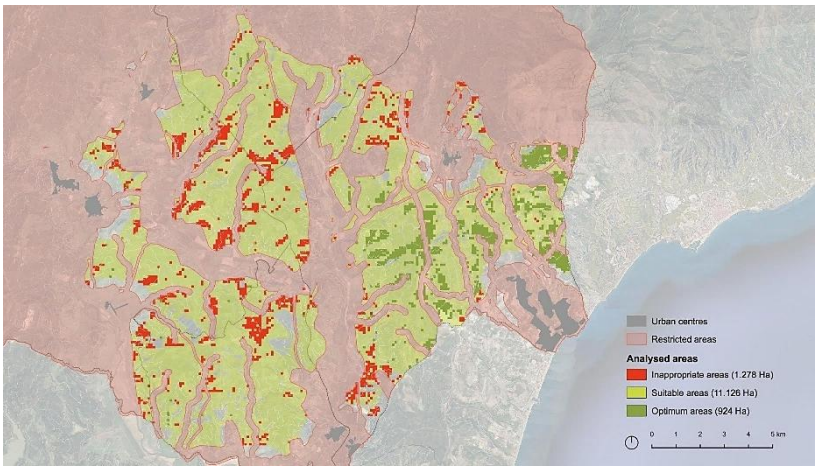


Fig. 5. Zonificación de lugares potenciales y restringidos para la instalación de energías fotovoltaicas en el ámbito de análisis. Fuente: Autores (2024).

Como se puede observar en la **Tabla 1**, la mayor parte del territorio factible para la instalación de plantas fotovoltaicas posee una puntuación 2, áreas favorables, ocupando un 83.48% la zona factible para tal fin. Tan solo poseen una puntuación 1 (áreas menos favorables), un 9.59 % de las zonas factibles y las zonas más favorables, puntuación 3, representan el 6,93 %. En un estudio en profundidad de los usos del suelo ocupados por las Zona 1, 2 y 3, se observa que existe un predominio de los pastizales (PS, PR, PA), seguido de las tierras arables (TA) y los suelos forestales (FO).

Tabla 33. Superficies por zonas en el ámbito de estudio. Fuente: Autores (2023).

Ponderación	Superficie (Ha)*	% respecto a Zonificación	% aprox. respecto área total zona estudiada
Zona 1: Menos favorables	1278	9.59	3
Zona 2: Favorables	11126	83.48	19
Zona 3: Más favorables	924	6.93	2
Total zonas	13328	100	
Zona excluida	47416		76
Total del término municipal	60744		24
*Durante el proceso de rasterizado del modelo se produce una pérdida de información			

En la **Figura 6,** se puede cotejar la relación porcentual entre la superficie total de cada término municipal y las superficies sustraídas por las capas de restricción. Proporcionalmente, el término municipal con mayor porcentaje de áreas restringidas es el de Jimena de la Frontera (87.2%), seguido de Gaucín (82%), Casares (59.4%) y, por último, San Martín del Tesorillo (33.7%).

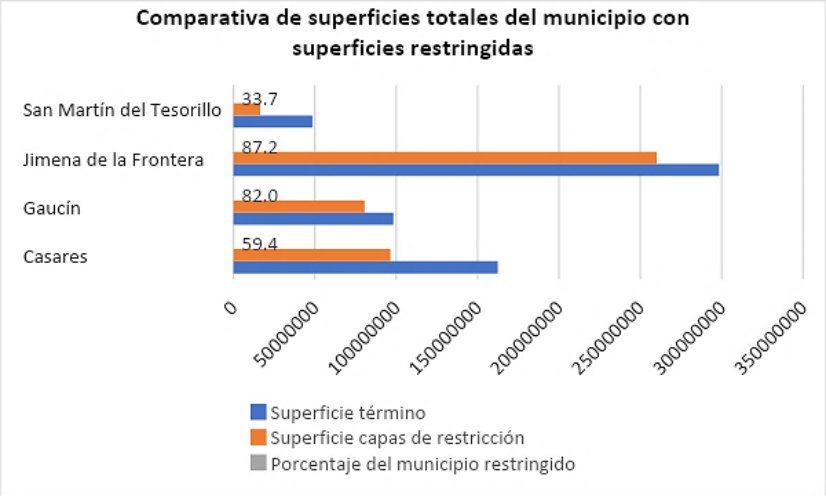


Fig. 6. Comparativa de superficies totales del municipio con superficies restringidas. Fuente: Autores (2023).

La Zona de análisis cuenta con un total de **13328 Ha potenciales** para la ubicación de plantas fotovoltaicas. Del total de esa superficie, el 42.8% se encuentra en el término de Casares, el 24.8% en Jimena de la Frontera, el 20.8% en San Martín del Tesorillo y el 11.5% en Gaucín. Así mismo, se puede observar cómo las zonas más favorables se encuentran en el término municipal de Casares, con una valoración de 3. El hecho de que dicho término posea un menor porcentaje de áreas protegidas que sus términos vecinos, junto con la idoneidad y aptitud de su territorio, ha contribuido a incrementar allí considerablemente las solicitudes para la instalación de nuevos parques eólicos y plantas fotovoltaicas.

En la actualidad, en el municipio de Casares se han presentado 21 megaproyectos de plantas fotovoltaicas y 11 de parques eólicos. Del total de los proyectos fotovoltaicos presentados, un total de **618.73 Ha** de la ocupación territorial de estos proyectos están ubicados en zonas catalogadas como restringidas por el modelo. Es decir, aproximadamente un 21% de la superficie total de los proyectos de fotovoltaicas están planteados en áreas donde las determinaciones jurídicas de planeamiento vigentes prohíben la implantación de este tipo de instalaciones. Si se superpone el modelo con la ocupación de los proyectos solicitados, se puede observar cómo apenas ninguno de ellos se asienta en las zonas con mayor ponderación. Casi todos se implantan en territorios con una valoración de 2, salvo en algunos casos excepcionales en el término de Casares que se encuentran en la zona 3.

CONCLUSIONES

La metodología que se ha desarrollado en este trabajo se ha diseñado a partir de criterios científicos y contempla las singularidades del territorio, tanto ambientales como socio-culturales. Así, los resultados obtenidos permiten obtener una imagen bastante real de cómo afecta el desarrollo de las grandes plantas fotovoltaicas a la realidad de los territorios, delimitándose aquellas áreas protegidas por ley.

Como se ha visto en los resultados presentados, esta metodología aporta datos objetivos sobre los diversos valores de los territorios y la posible afectación a los mismos de los proyectos renovables, especialmente fotovoltaicos, lo que sin duda será útil tanto a las

empresas fotovoltaicas como a los inversores y municipios afectados en la preparación de estos proyectos de forma que minimicen el impacto ambiental y social de los mismos. Además, permite analizar la producción actual de las plantas de renovables instaladas, la capacidad de la red, estimar los consumos del municipio, la superficie empleada y realizar una comparativa de las variables con otro modelo donde la generación hubiera sido más racional y distribuida, tanto con autoconsumo como con comunidades energéticas locales. También nos puede dar una idea de la menor necesidad de redes de transporte y distribución de la zona afectada.

Las conclusiones extraídas de este caso de estudio, suponen un punto de partida para extender y adaptar la metodología a otras zonas. En la actualidad se está trabajando en el área del Valle de Guadalhorce, también en la provincia de Málaga. El mapa elaborado por el equipo de investigación, a partir de los proyectos registrados por la plataforma “La ruta de la placa” y la superposición de las áreas paisajísticas de Andalucía, facilita la elección de las áreas tensionadas, junto al seguimiento de noticias y movimientos sociales que surgen como rechazo a las grandes plantas.

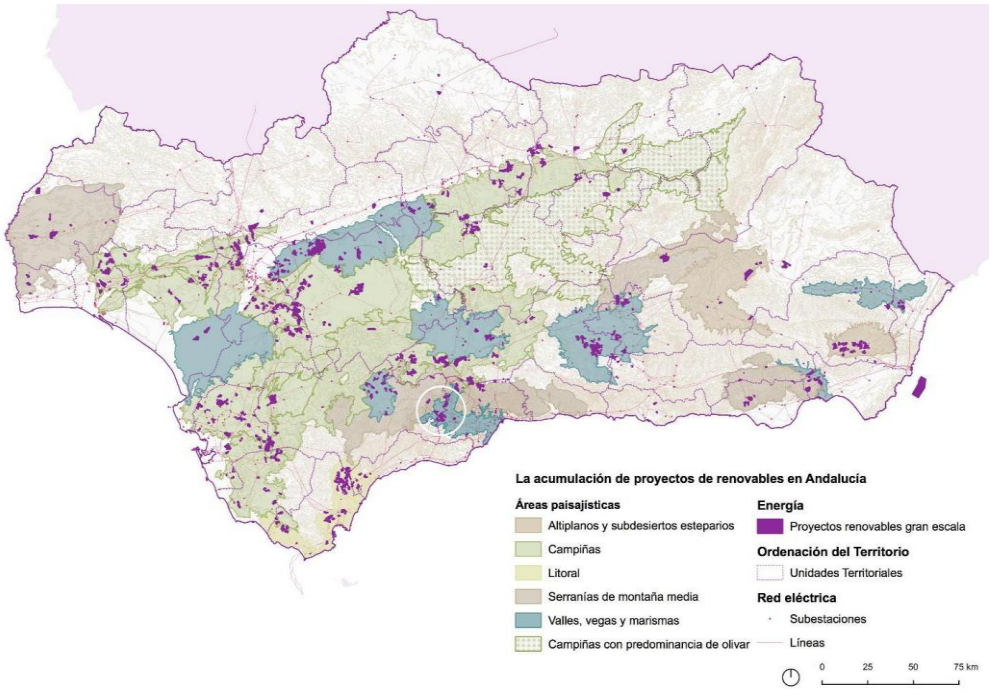


Fig. 7. Mapa de la localización de los proyectos de energía renovable a gran escala en Andalucía según datos de la Ruta de la Plac con las áreas paisajísticas. Localización del nuevo área de estudio en el Valle de Guadalhorce (Málaga) como área tensionada. Fuente: Autores (2023).

AGRADECIMIENTOS

Está investigación ha sido desarrollado con la Fundación Renovables y está financiada gracias a la ayuda del Ministerio para la Transición Ecológica y Reto Demográfico 2023, de acuerdo con la Orden de 18 de agosto de 2023, para la concesión de subvenciones en régimen de concurrencia competitiva "Línea A" para el desarrollo de actividades de interés general consideradas de interés social, en el ámbito de la investigación científica y técnica y protección al medio ambiente en materias de competencia estatal.

REFERENCIAS

Al Garni H. Z. and Awasthi A. (2017). Solar PV power plant site selection using a GIS-AHP based approach with application in Saudi Arabia. *Appl. Energy*. 206, 1225–1240. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.10.024

Arán Carrión J., Espín Estrella A., Aznar Dols F., Zamorano Toro M., Rodríguez M. and Ramos Ridao A. (2008). Environmental decision-support systems for evaluating the carrying capacity of land areas: Optimal site selection for grid-connected photovoltaic power plants. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 12, 9, 2358–2380. https://doi.org/10.1016/j.rser.2007.06.011

Cousse, J. (2021). Still in love with solar energy? Installation size, affect, and the social acceptance of renewable energy technologies, *Renew. Sustain. Energy Rev.* 145, 111107, 1–14.

Díaz-Cuevas P., Camarillo-Naranjo J. M. and Pérez-AlcántaraJ. P. (2018). Relational spatial database and multi-criteria decision methods for selecting optimum locations for photovoltaic power plants in the province of Seville (southern Spain). *Clean Technol. Environ. Policy*. 20, 8, 1889–1902. https://doi.org/10.1007/s10098-018-1587-2

Flores, J. (2023, June 1). Piden a Cepsa que desista de su proyecto fotovoltaico junto a la ciudad romana de Acinipo. Málaga Hoy.

Gargallo, P., García-Casarejos and N., Salvador, M. (2020). Perceptions of local population on the impacts of substitution of fossil energies by renewables: A case study applied to a Spanish rural area, *Energy Reports*. 6, 436–441.

Melgar, V., Jiménez, A. and Guerrero, A. J. (2022, July 3). Málaga suma 170 proyectos de renovables en tramitación. Diario Sur.

Ministerio para la transición ecológica y el reto demográfico. (2023). Borrador para la actualización del PNIEC 2023-2030.

Pasqualetti, M.J. (2011) Opposing Wind Energy Landscapes: A Search for Common Cause, *Annals of the Association of American Geographers*, 101:4, 907-917

Saaty R. W., The analytic hierarchy process-what it is and how it is used. *Math. Model.* 9, 3–5, 161–176.https://doi.org/10.1016/0270-0255(87)90473-8

Sánchez-Lozano J. M., Teruel-Solano J., Soto-Elvira P. L. and Socorro García-Cascales M. (2013). Geographical Information Systems (GIS) and Multi-Criteria Decision Making (MCDM) methods for the evaluation of solar farms locations: Case study in south-eastern Spain, *Renew. Sustain. Energy Rev.* 24, 544–556. https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.03.019

Scheer, D., Konrad, W. and Wassermann, S. (2017). The good, the bad, and the ambivalent: A qualitative study of public perceptions towards energy technologies and portfolios in Germany, *Energy Policy*. 100, 89–100.

Segreto M. et al. (2020), Trends in social acceptance of renewable energy across Europe—a literature review, *Int. J. Environ. Res. Public Health*. 17, 24, 1–19.

Subdelegación General del Gobierno Área de Industria y Energía. (2023). Mapa de tramitación y autorización de instalaciones de generación renovable competencia de la Administración General del Estado en la Comunidad Autónoma de Andalucía.

https://www.google.com/maps/d/u/0/viewer?mid=1_BgYOb7yda-vTpaKPBxHPK98G2X4tCE&ll=37.356663818680346%2C-4.251189600772253&z=8

Tahri M., Hakdaoui M. and Maanan M. (2015). The evaluation of solar farm locations applying Geographic Information System and Multi-Criteria Decision-Making methods: Case study in southern Morocco. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 51, 1354–1362. https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.07.054

Uyan M. (2013). GIS-based solar farms site selection using analytic hierarchy process (AHP) in Karapinar region Konya/Turkey. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 28, 11–17. https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.07.042

Watson J. J. W. and Hudson M. D. (2015). Regional Scale wind farm and solar farm suitability assessment using GIS-assisted multi-criteria evaluation. *Landsc. Urban Plan.*138, 20–31. https://doi.org/10.1016/j.landurbplan.2015.02.001

AGÊNCIA REGIONAL S.ENERGIA / OBSERVATÓRIO FOTOVOLTAICO: UMA PARCERIA PROVEITOSA

Amaro e Silva R.*†, Camacho, S.**, Figueiredo, J.**

*Faculdade de Ciências da Universidade de Lisboa, 1749-016 Lisboa, Portugal, rasilva@fc.ul.pt

†O.I.E. Centre Observation, Impacts, Energy, MINES Paris - PSL Resarch University, 06904 Sophia Antipolis, França

**S.ENERGIA, Agência Regional de Energia, 2830 Barreiro, Portugal, susana.camacho@senergia.pt

RESUMO

Este trabalho relata a parceria estabelecida entre o Observatório Fotovoltaico e a agência regional de energia S.ENERGIA. Sendo que o Observatório procura conhecer, promover, e apoiar o setor fotovoltaico em Portugal, as agências de energia apresentam-se como parceiros com imenso potencial, tendo em conta toda a sua experiência no seu território de atuação e no desenho e monitorização de políticas públicas locais. Graças à S.ENERGIA foi possível identificar 150 projetos fotovoltaicos nos municípios de Alcochete, Barreiro, Moita e Montijo. O Observatório, por sua vez, complementou estes dados com informação relativa ao setor de atividade dos utilizadores desta tecnologia, tal como o tipo de superfície em que os módulos fotovoltaicos estavam instalados (coberturas, solo, *carport*). Por outro lado, o Observatório muniu a agência de energia com duas ferramentas digitais: um mapa online interativo, e uma plataforma de análise de dados; ambas procuram apoiar a S.ENERGIA na consolidação e valorização do seu conhecimento adquirido sobre o fotovoltaico instalado no seu território.

PALAVRAS-CHAVE: Observatório Fotovoltaico, S.ENERGIA, agências regionais de energia, mapeamento fotovoltaico.

ABSTRACT

This work reports on the partnership established between the Photovoltaic Observatory (Observatório Fotovoltaico in Portuguese) and the regional energy agency S.ENERGIA. As the Observatory seeks to understand, promote, and support the photovoltaic sector in Portugal, energy agencies present themselves as partners with immense potential, taking into account all their experience in their territory of operation and in the design and monitoring of local public policies. Thanks to S.ENERGIA, it was possible to identify 150 photovoltaic projects in the municipalities of Alcochete, Barreiro, Moita, and Montijo. The Photovoltaic Observatory, in turn, complemented this data with information pertaining the sector of activity of the PV end-users, as well as the type of surface where PV modules were

installed (rooftops, ground, carports). On the other hand, the Observatory provided the energy agency with two digital tools: an interactive online map and a data analysis platform; both aiming to support S.ENERGIA in consolidating and adding value to their acquired know-how on the PV installed in their territory.

KEYWORDS: Observatório Fotovoltaico, S.ENERGIA, regional energy agencies, photovoltaic mapping

INTRODUÇÃO

Apesar de se verificarem padrões de crescimento assinaláveis no que diz respeito à instalação de capacidade fotovoltaica em Portugal (Prado, 2023a & 2023b), os planos estratégicos já assumidos pelo país definem objetivos para 2030 consideravelmente ambiciosos (Prado, 2023c) No entanto, do ponto de vista dos cidadãos e por vezes até do ponto de vista das instituições, existe uma falta de visibilidade sobre a implementação prática desta tecnologia. Existem várias fontes de dados abertos em Portugal, mas nenhuma concilia níveis elevados de cobertura e de detalhe. Ou temos dados muito completos como as Estatísticas Rápidas fornecidas mensalmente pela Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG, n.a.), que avaliam toda a capacidade instalada no país mas apenas de forma agregada mensal e ao nível do NUTS II; ou dados muito detalhados como os disponibilizados no mapa interativo da iniciativa *energias endógenas de Portugal* (INEGI, n.a.), mas que compreende apenas 400 instalações (existindo mais de 200.000 atualmente (E-Redes, n.a.)).

O Observatório Fotovoltaico é um projeto iniciado em 2021 que procura melhor conhecer e promover o setor fotovoltaico em Portugal (Mendes, A. 2021, Amaro e Silva et al., 2023), nomeadamente pelo mapeamento e descrição de projetos desenvolvidos em Portugal essencialmente ao nível do autoconsumo comercial/industrial, unidades de pequena produção, e centrais de grande escala. A informação é recolhida essencialmente por três maneiras: 1) informação disponível online, essencialmente conteúdo de divulgação criado por empresas nos seus *websites* e redes sociais; 2) informação cedida por empresas e instituições; 3) instalações detetadas visualmente através de Google Earth às quais se consegue associar a empresa beneficiária. No momento desta publicação, o Observatório tem mapeado mais de 2500 projetos fotovoltaicos que totalizam mais de 2.4 GWp (60% do que é reportado oficialmente pela DGEG).

Por outro lado, as agências regionais de energia em Portugal constituem verdadeiros repositórios de conhecimento devido à sua actuação local, sobretudo através do apoio e implementação de políticas públicas. No entanto, é frequente estas mesmas agências disporem de recursos muito limitados, o que dificulta a consolidação e valorização do seu conhecimento. Este trabalho procura então descrever a parceria estabelecida entre o Observatório Fotovoltaico e a agência regional de energia S.ENERGIA em Janeiro de 2024, que procura alavancar um binómio de sinergias: 1) a recolha e consolidação do conhecimento da S.ENERGIA, permitindo expandir a base de dados do Observatório; e 2) a disponibilização por parte do Observatório de ferramentas digitais que procuram valorizar esse mesmo conhecimento, apoiando a análise e tomada de decisão da S.ENERGIA.

AGÊNCIA REGIONAL S.ENERGIA: UMA BREVE CONTEXTUALIZAÇÃO

A S.ENERGIA, Agência Regional de Energia para os concelhos do Barreiro, Moita, Montijo e Alcochete é uma associação privada sem fins lucrativos, criada em 2007, cuja missão se centra na promoção da eficiência energética, do aproveitamento dos recursos endógenos renováveis e da utilização racional de energia (S.ENERGIA, n.a.). Contribuindo assim para uma gestão energético-ambiental sustentável do território, uma das suas atribuições é a de apoiar as Autarquias na formulação de políticas energéticas e ambientais.

Ao longo dos anos, além do apoio prestado aos municípios, a S.ENERGIA tem trabalhado com coletividades, IPSS's, bombeiros e escolas da sua área de atuação, não só na identificação e apoio à substituição de equipamentos menos eficientes, mas também na identificação do potencial para produção fotovoltaica. Neste último eixo de ação, é de destacar o programa "Eco-Desafio – Todos ficamos a ganhar!", que decorreu entre 2009 e 2021, no município do Barreiro com suporte financeiro da autarquia e apoio técnico da S.ENERGIA, que promoveu e apoiou a instalação de dezenas de pequenas instalações fotovoltaicas, numa primeira fase para venda direta à rede e mais tarde recentrado no autoconsumo (Rostos, 2009a & 2009b). Atualmente a S.ENERGIA encontra-se a analisar a viabilidade técnica e económica da instalação de sistemas fotovoltaicos em regime de autoconsumo coletivo e a possibilidade de implementação de comunidades de energia renovável no território da sua área de intervenção; além disso, continua também a prestar o serviço de aconselhamento técnico aos munícipes e entidades locais na escolha de equipamentos e análise de viabilidade.

RESULTADOS DESTA COLABORAÇÃO

Esta parceria permitiu geolocalizar 120 instalações fotovoltaicas no território da S.ENERGIA, perfazendo agora um total de 150 (um aumento de +400%). Estes resultados foram divulgados na página de LinkedIn do Observatório Fotovoltaico – https://www.linkedin.com/company/observatorio-fotovoltaico/ – através de uma infografia (Figura 1), de forma a promover o projeto e os seus parceiros. Além disso, através da análise do Código de Atividade Económica (CAE) das entidades que exploram fotovoltaico e da análise visual de imagens aéreas foi possível identificar que setores de atividade e que tipos de instalações são mais representativos nestes municípios. A Fig. 2 mostra isto mesmo, sendo que o setor mais predominante é o do ensino (25 casos, 17%), nomeadamente escolas e jardins de infância, e o tipo de instalação mais comum é sobre coberturas (123, 82%).

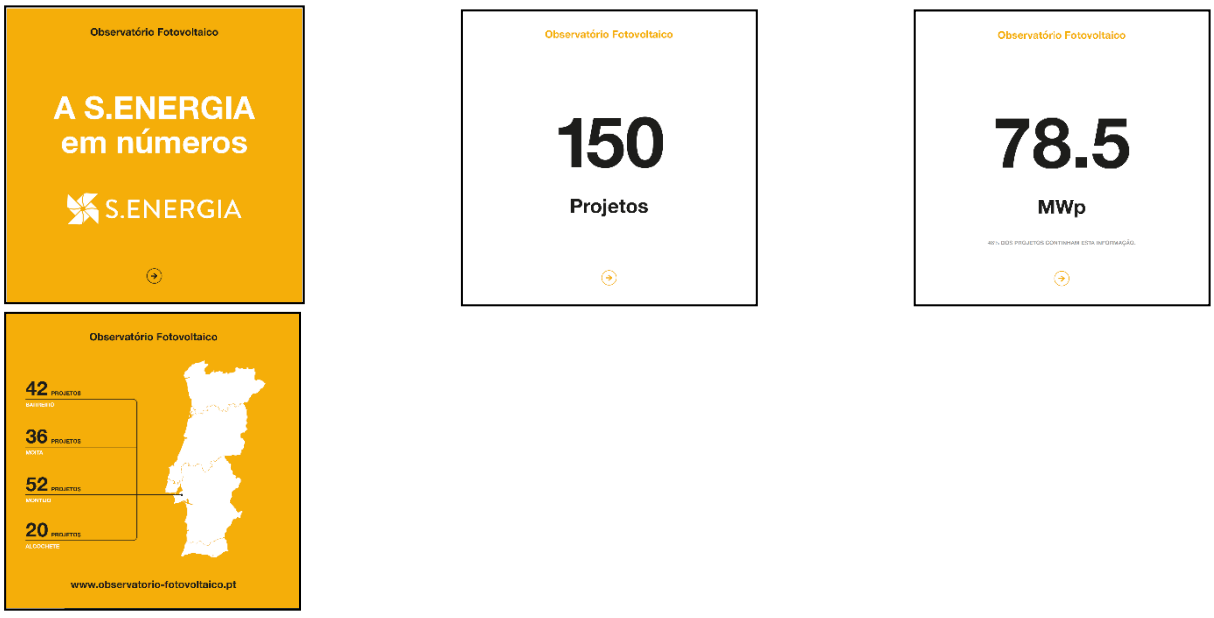


Fig. 1.: Infografia utilizada para promover a S.ENERGIA enquanto parceira do Observatório Fotovoltaico.

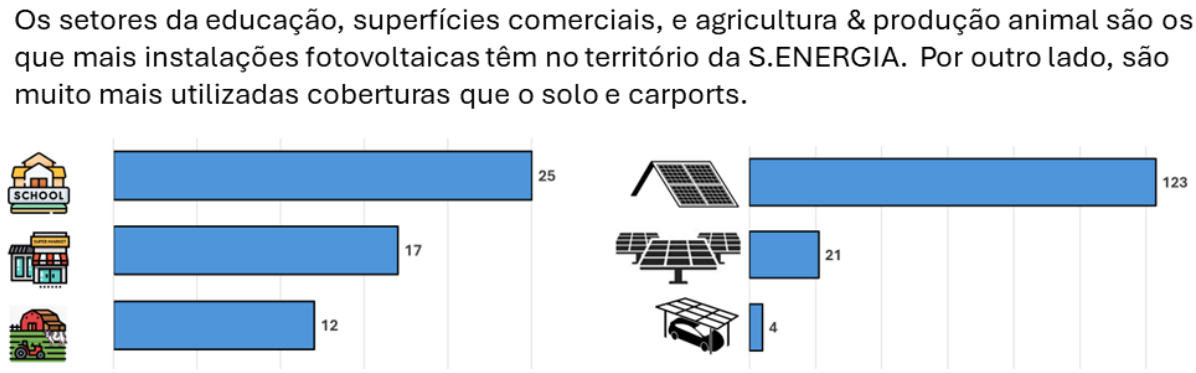


Fig. 2.: Top 3 setores de atividade com mais instalações fotovoltaicas nos munícipios onde atua a S.ENERGIA, e como esta tecnologia se distribui entre os diferentes tipos de superfície (coberturas, solo, carport).

As ferramentas disponibilizadas pelo Observatório Fotovoltaico consistem num mapa online interativo, já integrado no site da S.ENERGIA [7], que permite facilmente à agência bem como aos municípios e até munícipes que dela fazem parte, ter uma perceção visual da distribuição espacial do fotovoltaico no seu território (Figura 2), bem como aceder a informações mais detalhadas de projetos específicos. Além disso, foi também disponibilizada uma plataforma online que permite a análise dos dados coletados. Nomeadamente, a evolução deste portefólio ao longo do tempo, bem como a sua visualização enquanto catálogo (Figura 3).

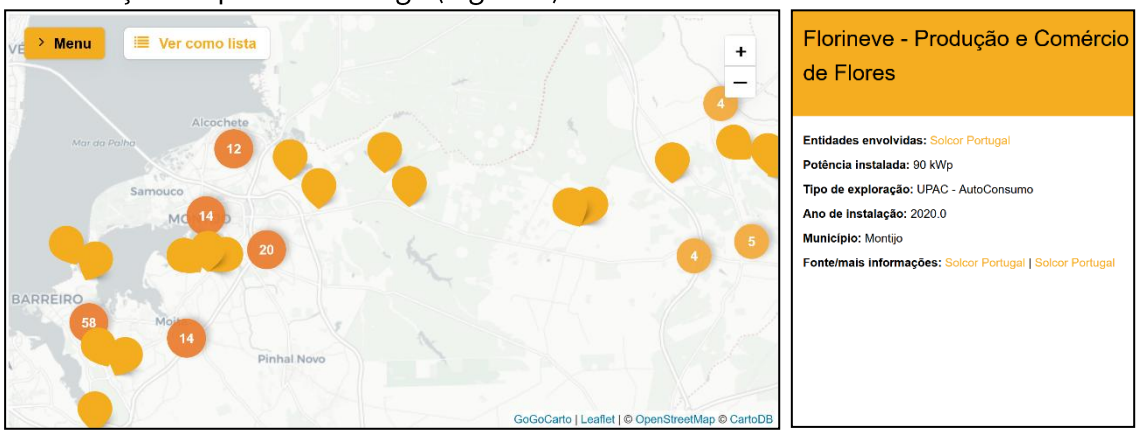


Fig. 2.: Mapa online interativo preparado pelo Observatório para a S.ENERGIA, sendo que do lado direito se pode verificar a ficha descritiva de um dos projetos representados no mapa do lado esquerdo. Este mapa pode ser consultado em https://www.senergia.pt/territorio/

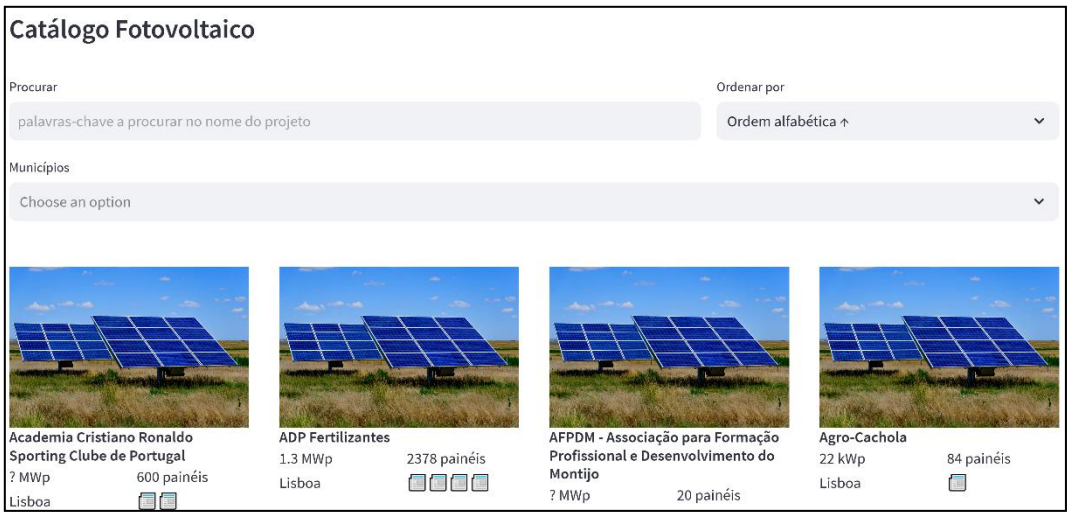


Fig. 3.: Catálogo online interativo preparado pelo Observatório para a S.ENERGIA.

CONCLUSÕES E TRABALHO FUTURO

Apesar de recente, a parceria entre o Observatório Fotovoltaico e a Agência Regional S.ENERGIA deu já resultados palpáveis: um maior conhecimento sobre instalações fotovoltaicas nos municípios de Alcochete, Barreiro, Moita, e Montijo, e o acesso por parte da S.ENERGIA a ferramentas digitais que podem apoiar o seu trabalho.

De futuro, espera-se:

- aprofundar esta colaboração, procurando alinhar e desenvolver ainda mais funcionalidades que vão de encontro às necessidades da S.ENERGIA,
- expandir esta parceria a outras agências regionais de energia - estando já planeado um webinar dinamizado pela Rede Nacional de Agências de Energia (RNAE), o que permitirá aumentar a coleção de dados mas também de *feedback* e de necessidades por parte das várias agências.

REFERÊNCIAS

Amaro e Silva, R., Jolivet, R., Silva, M., Lavadinho, A., Freitas, S. (2023), All hands on deck: a bundle of strategies aiming to leverage digital media content and put Portugal's solar PV on the map, EUPVSEC 2023.

DGEG (n.a.), Estatísticas Rápidas, https://www.dgeg.gov.pt/pt/estatistica/energia/publicacoes/estatisticas-rapidas-das-renovaveis/

E-Redes (n.a.), Portal Open Data, https://e-redes.opendatasoft.com/pages/homepage/

INEGI (n.a.), e2p – energias endógenas de Portugal, https://e2p.inegi.up.pt/

Mendes, A. (2021), Entrevista "o Observatório procura disseminar e valorizar informação sobre o fotovoltaico em Portugal", Renováveis Magazine.

Prado, M. (2023a), Governo seleciona dezenas de projetos solares para serem construídos: somam 6 gigawatts, Jornal Expresso.

Prado, M. (2023b), Energia solar em autoconsumo quase quintuplicou em dois anos, Jornal Expresso.

Prado, M. (2023c), Governo revê Plano Nacional de Energia e Clima: meta de eletricidade renovável em 2030 sobe para 85%, Jornal Expresso.

Rostos (2009a), «Eco-Desafio – Todos Ficamos a Ganhar!» Barreiro apresenta projecto inovador a nível nacional, Jornal Rostos.

Rostos (2009b), Projeto «Eco-Desafio» vai permitir poupança de milhares de euros ao CATICA, Instalados 12 painéis solares fotovoltaicos para autoconsumo, Jornal Rostos.

S.ENERGIA (n.a.), https://www.senergia.pt/

DIPLOMATURA EN ARQUITECTURA SUSTENTABLE: INTEGRACION DE ENERGIAS RENOVABLES EN EL PROYECTO ARQUITECTONICO

Esteves A.[1,2], Scalia A.[3], Esteves M.J.[4], Cuitiño G.[1,5], Barea G.[6], Aceituno D.[7], Esteves M.A.[8]

[1] FAUD - Universidad de Mendoza Av. B. Sur Mer 683 – 5500 Mendoza, Argentina.

Email: alfredo.esteves@um.edu.ar

[2] Instituto de Ambiente, Hábitat y Energía (INAHE-CCT CONICET Mendoza) Argentina.

[3] FAUD - Universidad de Mendoza Av. B. Sur Mer 683 – 5500 Mendoza, Argentina.

Email: agostina.scalia@um.edu.ar

[4] Instituto de Ciencias Humanas, Sociales y Ambientales (CCT CONICET Mendoza) Argentina, email: mesteves@mendoza-conicet.gob.ar

[5] Facultad de Ciencias Aplicadas a la Industria – UNCuyo, San Rafael, Mendoza, Argentina, email: gcuitino@mendoza-conicet.gob.ar

[6] Instituto de Ciencias Humanas, Sociales y Ambientales (CCT CONICET Mendoza) Argentina, email: gbarea@mendoza-conicet.gob.ar

[7] FAUD - Universidad de Mendoza Av. B. Sur Mer 683 – 5500 Mendoza, Argentina.

Email: daniela.aceituno@um.edu.ar

[8] FAUD - Universidad de Mendoza Av. B. Sur Mer 683 – 5500 Mendoza, Argentina.

Email: m.agustinaesteves@gmail.com

RESUMEN

Se exponen resultados de haber impartido conocimientos en el dictado de la Diplomatura Superior en Arquitectura Sustentable: Integración de las Energías Renovables en el Proyecto Arquitectónico impartida desde la Facultad de Arquitectura, Urbanismo y Diseño de la Universidad de Mendoza. La misma es totalmente a distancia y desde 2020 se han dictado 5 cohortes, han cursado 210 profesionales y técnicos de la construcción de varias provincias de Argentina. En este trabajo se presentan los objetivos, programa y contenidos del cursado, evaluación y certificación de la Diplomatura. También los resultados de la encuesta anónima indagando en tópicos tan importantes como: desempeño del plantel docente, actualización de los contenidos entregados, ritmo de cursado, eficiencia de la modalidad virtual, si la Diplomatura cumplió sus objetivos y si la recomendaría. Y finalmente en una valoración del 1 al 5 qué valor le otorgaría, a lo que la respuesta de 95 alumnos que han contestado la encuesta da un promedio de 4,76/5, demostrando la satisfacción de los Diplomados y a la vez, la conveniencia de realizar estos estudios a

distancia en la importancia de instaurar y/o mejorar el conocimiento de la sustentabilidad en la construcción que es el desafío presente.

PALABRAS CLAVE: Educación en Energías Renovables, proyecto arquitectónico, arquitectura sustentable.

ABSTRACT

The results of having imparted knowledge in the dictation of the Higher Diploma in Sustainable Architecture: Integration of Renewable Energies in the Architectural Project taught by the Faculty of Architecture, Urbanism and Design of the University of Mendoza are presented. Since 2020, 5 cohorts have been taught, 210 construction professionals and technicians have taken the course and as the teaching is entirely distance learning, they have been from several provinces of Argentina. This paper presents the objectives, program and contents of the course, evaluation and certification of the Diploma. Also the results of the anonymous survey inquiring into topics as important as: performance of the teaching staff, updating of the content delivered, pace of course, efficiency of the virtual modality, if the Diploma met its objectives and if it would recommend it. . And finally, in a rating of 1 to 5, what value would you give it, to which the response of 95 students who have answered the survey gives an average of 4.76/5, demonstrating the satisfaction of the Diplomas and at the same time, the convenience of carrying out these studies at a distance in the importance of establishing and/or improving the knowledge of sustainability in construction, which is the present challenge.

KEYWORDS: Renewable Energy Education, architectural project, sustainable architecture.

INTRODUCCIÓN

Los edificios tienen un significativo impacto sobre el uso de energía y el medio ambiente. En Argentina, los edificios residenciales, comerciales y públicos utilizan el 34 % de energía primaria de un total de 56915 miles de TEP (Toneladas Equivalentes de Petróleo) consumidos en el año 2022 (MECON, 2024). También son los responsables del consumo de aproximadamente el 70% de la electricidad. La Figura 1 indica lo consumido por los distintos sectores: Transporte, Industria, Residencial, Comercial y Público, Agropecuario y No energético (destinado a producción de plásticos, etc) en valores porcentuales.

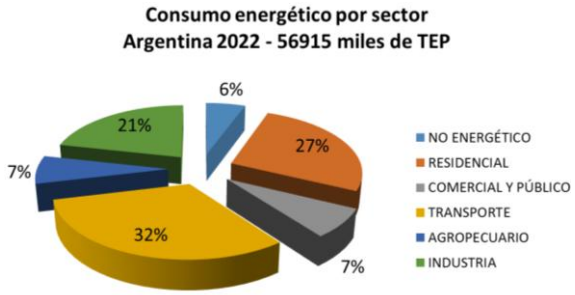


Fig. 1. Energía Primaria en Argentina en 2022 y consumo en distintos sectores (%).

Al consumo en el sector residencial y sector comercial y público, necesario para operar los edificios se les suma, lo propio para producir los materiales de construcción, cantidad que se mantiene incorporada en el sector industrial y es de aproximadamente el 50% de este sector (Roaf et al., 2003). Por lo tanto, los proyectistas de edificios, de cualquier tipo, con sus proyectos de edificios, impactan directamente en el consumo del 43% de la energía primaria del país, con sus consecuencias en el impacto ambiental y el cambio climático.

En 2015, la Organización de Naciones Unidas impulsó la denominada Agenda 2030, con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), promoviendo la focalización de los ODS a escala local (ONU, 2015). El IPCC (Interguvernamental Panel of Climate Change) indica la resiliencia al clima, tratando de mantener bajas emisiones de carbono y diseñar para vivir con las realidades de un mundo más cálido (IPCC, 2023) y ya había indicado en “Mitigation of Climate Change”, en su punto 10.4 refiriéndose a la construcción la importancia de: “… utilizar opciones de calefacción y refrigeración adaptativas para el confort térmico; incorporar energía renovable integrada en los edificios; … consumo sostenible mediante el uso intensivo de productos de mayor duración (alta confianza)…” conceptos ya indicados previamente en otros informes anteriores (IPCC, 2021).

La sustentabilidad edilicia permite tomar en cuenta los aspectos más relevantes del consumo de energía de los edificios y determinar la forma de disminuir los costos energéticos (tanto en la construcción como operación de los edificios), aprovechando los recursos naturales existentes en el lugar de implantación del edificio, minimizando los efectos de clima y reduciendo el consumo de energía de base fósil ((Esteves Miramont A., 2017), de manera que los edificios a construir puedan transformarse de consumidores netos

(como hoy ocurre) en muy bajos consumidores y/o productores de energía y con ello disminuir el gran impacto ambiental, fruto de la gran cantidad de energía demandada.

Por otro lado, existe un impacto sobre el medio ambiente, que en el caso del sector residencial y terciario, está dado por el uso de materiales con alto contenido energético, que se suma al impacto generado en la operación del edificio y que es necesario revertir.

En 2020, comienza a dictarse la "Diplomatura Superior en Arquitectura Sustentable: Integración de Energías Renovables en el Proyecto Arquitectónico" (https://um.edu.ar/diplomatura/diplomatura-en-arquitectura-sustentable/), impartida desde la Facultad de Arquitectura, Urbanismo y Diseño de la Universidad de Mendoza (FAUD-UM) y surge como una respuesta a la creciente demanda de profesionales comprometidos en la construcción responsable, es decir, que responda a las necesidades del medio ambiente generando una arquitectura que, desde el proyecto, integre las diferentes tecnologías de eficiencia energética y energías renovables.

En la FAUD-UM se imparten conocimientos respecto de la Arquitectura Sustentable como curso de taller de Tesis desde 1999 y desde 2010 como materia optativa. Sin embargo, existen muchos profesionales que adolecen de estos conocimientos y se encuentran trabajando en la construcción de viviendas y edificios, con poco tiempo disponible para perfeccionarse asistiendo a un curso presencial.

Las decisiones de diseño y construcción de las viviendas que se realizan tomando en cuenta el clima del lugar, requieren de conocimientos específicos y prácticos a la hora de generar proyectos de edificios energéticamente eficientes y con alto grado de sustentabilidad.

La Diplomatura Superior en Arquitectura Sustentable: Integración de Energías Renovables en el Proyecto Arquitectónico surge como una respuesta a la creciente demande de profesionales comprometidos en la construcción que responda a las necesidades del medio ambiente creando una arquitectura que integra diferentes tecnologías de eficiencia energética y energías renovables. Y la idea es formar al profesional en el conocimiento de integración de tecnologías que hacen uso del propio clima del lugar donde el mismo se desempeña.

Para eso se apoya en:

l) Existe en la Universidad de Mendoza tecnología madura para ser actualmente aplicada, y además se dispone de una plataforma (Moodle) que permite educación a distancia.

m) Existen profesores con alto grado de perfeccionamiento en arquitectura sustentable.

Se ha organizado este postgrado on line, que permitiría al profesional realizar el cursado desde su estudio o vivienda y capacitarse suficientemente en la integración de sistemas de energías renovables en los edificios para hacer aportes sustanciales a sus proyectos.

En este trabajo se presentan los objetivos, programas y contenidos del cursado de la Diplomatura y las diferentes opiniones y resultados indicados en la encuesta anónima que

busca conocer la marcha de la misma y las posibles mejoras que se deberían impartir en el futuro.

OBJETIVOS

Las tres dimensiones fundamentales de la sostenibilidad (medioambiental, social y económica) han impulsado el crecimiento y la consolidación de la arquitectura. La Arquitectura sustentable es un reordenamiento de los principios básicos del proyecto y de la tecnología y por lo tanto, reconfigura todos los elementos esenciales de la arquitectura.

La sustentabilidad influye en:

- El proyecto arquitectónico
- La construcción de los edificios
- La gestión de los edificios

Además permite discutir las visiones de arquitectura de alto consumo específico, el uso de materiales sin la debida racionalidad y conocer los beneficios de utilizar elementos incorporados a la envolvente edilicia permita reducir el impacto derivado del uso del edificio.

Objetivo Principal:

Proporcionar a los profesionales y técnicos de la construcción, herramientas teóricas y prácticas respecto al diseño sustentable aplicables al proyecto arquitectónico. Estos conocimientos les permitirán adquirir destrezas para generar proyectos de edificios en sintonía con el ambiente natural y cultural y considerando la problemática ambiental actual y la potencialidad local de utilizar materiales y/o sistemas de energías renovables.

Objetivos Especificos:

1. Desarrollar capacidades en aspectos conceptuales, metodológicos y prácticos para comprender la importancia de la sustentabilidad en arquitectura.
2. Desarrollar en los participantes los conocimientos y habilidades que les permitan incorporar al proceso de diseño arquitectónico parámetros sustentables.
3. Promover el intercambio de conocimientos y experiencia entre participantes para enriquecer el abordaje proyectual y funcional de la arquitectura sustentable.
4. Incorporar conocimientos para comprender las técnicas tradicionales y las nuevas tecnologías que posibilitan la optimización de recursos energéticos.
5. Otorgar también la satisfacción personal de ejercer una arquitectura y construcción de alta calidad para toda la sociedad.

DESTINATARIOS

Profesionales y técnicos de la construcción, graduados en universidades públicas o privadas, nacionales o del extranjero. Está especialmente orientado a aquellos que en la actualidad se encuentran proyectando y/o construyendo edificios y quieran incorporar en sus proyectos y construcciones una impronta ambiental y sustentable. Además se otorga la ventaja de alcanzar la realización de la diplomatura a aquellos que por su situación geográfica se encuentran alejados de los centros académicos de las ciudades donde se encuentran Facultades de Arquitectura en particular y/o Universidades en general.

PLAN DE ESTUDIOS

La diplomatura Arquitectura Sustentable: Integración de Energías Renovables en el Proyecto Arquitectónico se organiza en 5 módulos que corresponden 14 temas y elaboración de un Trabajo Práctico Final Integrador. El cursado se realiza durante 21 semanas. La carga horaria total es de 210 h, distribuidas en 10 h cada semana. Al finalizar el cursado y aprobación de los 4 módulos, se propone el desarrollo de un Trabajo Final (integrado en el módulo 5) con carga de 40 h para entregar lineamientos y conceptos adicionales y recibir consultas necesarias. Con la finalización de cada módulo, hay una semana libre para permitir realizar la evaluación correspondiente.

PROGRAMA

Modulo 1: Introducción a las variables del medio ambiente

Tema 1: Introducción

Tema 2: Intercambio térmico edificio-medio ambiente

Tema 3: Clima - Confort Térmico (con énfasis en el dominio por parte de cada estudiante del clima local donde el mismo trabaja).

Tema 4: Forma energéticamente eficiente

Módulo 2: Herramientas de la Arquitectura Bioclimática I

Tema 5: Optimización del uso de materiales y energía

Tema 6: Conservación de energía-control de transferencia de energía

Tema 7: Sistemas Solares Pasivos de calefacción

Módulo 3: Herramientas de la Arquitectura Bioclimática II

Tema 8: Protecciones y control solar

Tema 9: Sistemas Solares Pasivos de Enfriamiento

Tema 10: Iluminación natural y artificial

Módulo 4: Integración Arquitectura – Sistemas Energéticos

Tema 11: Sistemas pasivos y activos de calentamiento de agua

Tema 12: Sistemas Fotovoltaicos

Tema 13: Proyecto sustentable y situación cultural

Tema 14: Integración de sistemas pasivos y activos. Análisis económico. Balance térmico (con énfasis en el rendimiento térmico y económico del edificio en el clima local donde trabaja cada estudiante).

Módulo 5: Trabajo Final Integrador

5-14 Trabajo Final Integrador orientado a aplicaciones prácticas propias de cada clima involucrado.

APROBACION: Se realiza la evaluación de cada uno de los módulos en forma escrita, desarrollando temas propios de cada módulo. Estas evaluaciones se deben aprobar con el 70% de las respuestas correctas. Y además hay instancias de autoevaluación de cada tema.

MODALIDAD DE CURSADO

A distancia (100% Online). Las clases constan de material teórico, clases en video y cuestionarios de autoevaluación. Adicionalmente se complementa con guía de problemas resueltos y problemas propuestos y foros para discusión y coloquios para puesta en común. Y también tiene videoconferencias en temas específicos para ampliar el panorama en cuanto a nuevos materiales o tecnologías de construcción.

CERTIFICACION

Cada uno de los alumnos que ha aprobado todos los módulos se hace merecedor del certificado de aprobación de la Diplomatura. Dicho certificado es otorgado por la Facultad de Arquitectura, Universidad de Mendoza y avalado por el Ministerio de Educación de la Nación (s/expte.: EX2020-67153080-APN-DNGU#ME / UNIV DE MENDOZA).

EVALUACION DE LA DIPLOMATURA - ENCUESTA DE OPINION

Respuestas de la encuesta anónima y libre de los alumnos de las cohortes 1 a 5, totalizando 95 respuestas.

L a Figura 1 muestra los resultados de todas las preguntas de la encuesta, sin embargo de la misma es de destacar las siguientes:

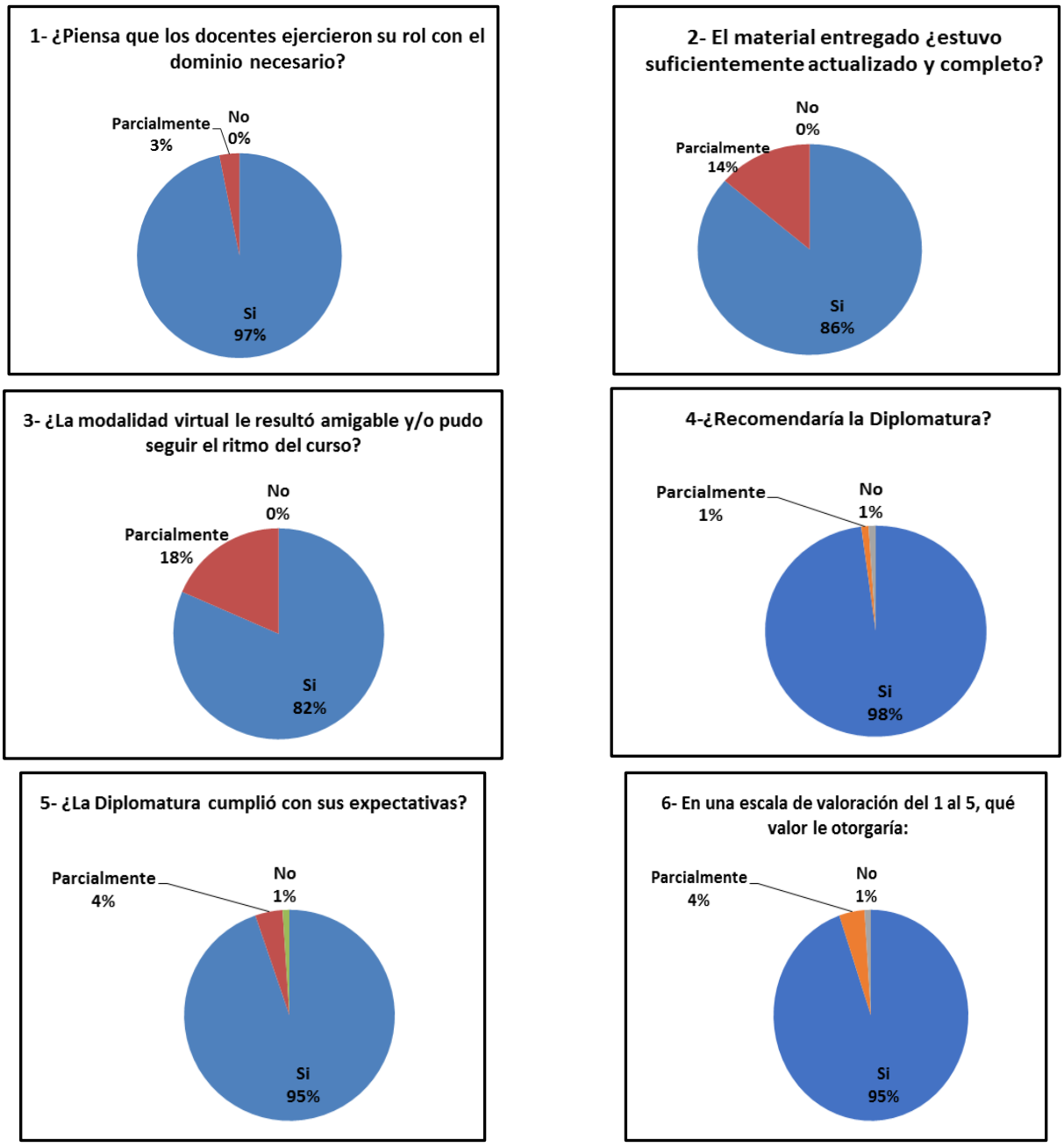


Figura 1: respuestas a las preguntas de la encuesta anónima y libre.

Con lo cual se puede inferir que el plantel docente ha ejercido su rol con rigor (pregunta 1), con respecto al material entregado, se podría mejorar con actualizaciones (pregunta2).

Con respecto al método totalmente a distancia, resulta parcialmente amigable en un 18%, sin embargo la gran mayoría ha podido trabajar bien y lo resalta el 82% (pregunta 3).

Si recomendaría la Diplomatura y si cumplió sus expectativas responden valores similares, 98% y 95% respectivamente, resultando en la valoración que el promedio da 4,77 de 5 puntos.

CONCLUSIONES

Se presenta los contenidos, objetivos y programas impartidos en la Diplomatura en Arquitectura Sustentable, Integración de las Energías Renovables en el Proyecto Arquitectónico. La misma se ha impartido ya en cinco cohortes entre 2020 y 2023 y al momento de escribir este trabajo se ha comenzado con una 6º Cohorte. Se presenta también los resultados de la encuesta de opinión, que es anónima y permite evaluar y ajustar los contenidos a las necesidades de los alumnos.

Resulta imperioso que la construcción tienda hacia la sustentabilidad para tender hacia un cambio real hacia la mitigación del cambio climático. Pero para eso, es necesario formar a recursos humanos, sobre todo los que se encuentran dedicados a proyectar y generar nuevos edificios o reciclaje de edificios existentes. En ese camino, la Diplomatura permite que el arquitecto pueda nutrirse de esos conocimientos necesarios para llevar adelante esta tarea, sin moverse de su lugar de trabajo, a través de la modalidad de estudio 100% on line.

AGRADECIMIENTOS

Se agradece a la Agencia Nacional de Promoción Científica y Tecnológica y a la Universidad de Mendoza por la financiación del presente trabajo a través del proyecto PICTO 2019 UUMM 0049.

BIBLIOGRAFIA

Se presenta a continuación parte de la bibliografía utilizada para la elaboración de los contenidos de la Diplomatura:

Andersen M., C. Discoli, G. M. Viegas and I. Martini, 2017, Monitoreo energético y estrategias de retrofit para viviendas sociales en clima frío, Hábitat Sustentable, 7(2), 50-63.

Attia S., de Herde A. 2009. Designing the Malquaf for Summer Cooling in Low-Rise Housing. An Experimental Study. PLEA 2009 – 26th Conference on Passive and Low Energy Architecture, Quebec, Canadá.

Barea G., Ganem C., Esteves A. 2017. The multi-azimuthal window as a passive solar system: A study of heat gain for the rational use of energy. Energy and Buildings, Vol. 144, pp. 251-261. Elsevier.

Bartoletti M. 1981. Guía Práctica del Aislamiento Térmico. Ed. Everest. Madrid.

Behling S. y Behling S. 2002. Solar power – La evolución de la arquitectura sostenible. Ed. Gustavo Gili. Barcelona.

Belmonte S. et al. 2017. Experiencias de energías Renovables en Argentina: una mirada desde el Territorio. 1ra. Ed. Editorial Universidad Nacional de Salta.

CENSOLAR. 1989. Sistemas de Conversión Eléctrica. Curso Programado Instalaciones de Energía Solar Tomo V. Ed. Progensa. Sevilla.

Canale G. 2020. Manual de Diseño para la Sustentabilidad: panorama general y metodologías comparativas. 1ra Ed. Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Editorial Diseño.

CNAB. 2001. Il Reciclaggio dei materiali edilizi. CNAB – Centro Nazionale di Architecttura Bioclimatica. Eco Enea supplemento a l Arca 158. Milan.

Coch H. 1998. Bioclimatism in Vernacular Architecture Ch. 4 in Architecture Comfort and Energy. Ed. Pergamon. Elsevier. Amsterdam.

De Juana, J.M., Santos F., Crespo A., Herrero M.A., de Francisco A., Hernández J. 2007. Energías Renovables para el Desarrollo. Ed. Paraninfo. Madrid.

De Schiller S., Evans J.M. 2019. Integración de Instalaciones Fotovoltaicas en Arquitectura: herramientas para proyectistas. Actas de la XLII Reunión de Trabajo de la Asociacion Argentina de Energías Renovables y Medio Ambiente. Vol. 7, pp. 01.89-01.96.

Díaz M., Ruggeri P. 2009. Guía de Buenas Prácticas Ambientales para obras de Construcción. Ed. Aulas y Andamios. CABA. Bs. As.

Duffie, J. Y Beckman, W. (2006) Solar Engineering of Thermal Processes. Edit. John Wiley.

Duran S.C. 2011. Arquitectura y Eficiencia Energética. Loft Publications. Barcelona.

Cantón M.A., Cortegoso J.L., Mesa N.A., de Rosa C. 2001. Sustentabilidad energética del parquet edilicio en entornos urbanos forestados. Análisis de la disponibilidad del recurso solar en la estación fría. AVERMA Vol. 5, Secc. 01, pp.27-32. Salta.

Edwards Brian. 2006. Guia de la Sustentabilidad. Ed. Gustavo Gili. Barcelona.

Esteves A., Gelardi D., Ganem C., Mercado M.V. 2013. Sustainable architecture. Analysis of the Passive Solar System of Greenhouse – PSSG incorporated to buildings in temperate continental climates. ISES Solar World Congress. Fortaleza, Brasil.

Esteves Miramont A. 2017. Arquitectura Bioclimática y Sustentable. Editor-Autor Esteves A. Mendoza.

Esteves A., Mercado M.V., Ganem C., Gelardi D. 2017. Positioning and Design Recomendations for materials of efficient Thermal Storage Mass in Passive Buildings. Architecture Research 7(2): 29-40. DOI: 10.5923/j.arch.20170702.01

Esteves A., Esteves M.J., Mercado M.V., Garea G., Gelardi D. 2018. Building Shape that promotes Sustainable Architecture. Evaluation of the Indicative Factors and its Relation with The Construction Costs. Architecture Research Vol. 8 (4), pp. 111-122.

Esteves, M. (2011). “Estudio comparativo de la eficiencia energética del sistema constructivo tradicional (quincha) con el sistema constructivo convencional en viviendas en el Valle de Uspallata en la provincia de Mendoza” (Tesis de maestría). Universidad Internacional de Andalucía, España.

Esteves M. (2016). “La interacción vivienda vernácula rural-territorio en tierras secas no irrigadas. El caso de Lagunas del Rosario, Mendoza, Argentina” (Tesis doctoral inédita). Universidad Nacional de San Juan, Argentina.

Ettinger, C. (2010). La transformación de la vivienda vernácula de Michoacán. Materialidad, espacio y representación. México: Morelia.

European Comisión. 2010. Un vitruvio ecológico- principios y práctica del proyecto arquitectónico sostenible. Ed. Gustavo Gili. Barcelona.

Freire Guerrero A., Marrero Melendez M. 2015. Evaluación a través del presupuesto de la energía incorporada al proyecto de edificación. Habitat Sustentable Vol. 5,N°1, pp. 54-63.

Gallo C. 2002. Arquitectura y Energía. Seminario de Arquitectura Bioclimática. European Commission. Universidad de Sevilla – ISES Italia.

Ganem C., Esteves A., Di Fabbio, N. (2002). "Invernadero Adosado: Tecnología Solar para Acondicionamiento Térmico de Viviendas y Obtención de Hortalizas y forrajes en Comunidades de Bajos Recursos". Revista Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente. Vol. 6, pp. 02.19. Ed. ASADES. Salta. Argentina.

Ganem 2006 Rehabilitación Ambiental de la Envolvente de Viviendas. El caso de Mendoza. Tesis Doctoral. ETSAB. Universidad Politécnica de Cataluña.

Givoni B. 1994. Passive low Energy Cooling of Buildings. J.Wiley. NY.

Goncalvez, H. et al. 2009. Towards Net Zero Energy Building – Solar XXI Building. LNETI Lisboa.

Gonzalo, G. (2004). Manual de Arquitectura Bioclimática. Argentina: Ed. NOBUKO

Goulding et al, 1994. Energy in Architecture". The Energy Research Group. School of Architecture. University of Dublin, IRL.

Grobman Y. J. and Y. Elimelech, 2016, Microclimate on building envelopes: testing geometry manipulations as an approach for increasing building envelopes thermal performance, Architectural Science Review, 59(4), 269-278

Grondzik W., Kwok A. 2020. Mechanical and Electrical Equipment for Buildings 13ª Ed. J.Wiley. New Jersey.

Hasik V., Escott E., Bates R, Carlisle S., Faircloth B. Bilec M.M. 2019. Comparative whole building life cycle assessment of renovation and new construction. Building and Environment. DOI: 10.1016/j.buildenv.2019.106218

Incropera F.P., De Witt D. 2001. Fundamentals of Heat Transfer. Ed. J.Wiley. N.Y.

IPCC, 2014, Cambio climático 2014: Informe de síntesis. Contribución de los grupos de trabajo I, II y III al Quinto informe de evaluación del IPCC, IPCC, Ginebra.

IRAM. Normas IRAM Serie 11600. Acondicionamiento Térmico de Edificios. IRAM. Buenos Aires.

Kozak D., Romanello L. 2012. Sustentabilidad en Arquitectura (Tomo 1 y 2). Ediciones CPAU. Bs. As.

Marletta L, Evola G., Sicurella F. 2006. Eco-design of technological systems in buildings. 2006. WIT Transactions on The Built Environment. doi:10.2495/ARC060321. www.witpress.com .

Mascaró J. L.. 1999. O custo das decisoes arquitetónicas, Ed. Sagra Luzzatto, Porto Alegre.

Mercado M.V., Esteves A. 2004. Arquitectura Sustentable. Estúdio térmico y técnico económico de la incorporación de aislación térmica. Rev. ERMA. Nº 15. Salta.

Mercado M.V., Esteves A., Filippín M.C., Flores Larsen S. 2013. Passive solar radiant system, SIRASOL. Physical–mathematical modeling and sensitivity analysis. Rev. Solar Energy 96, pp.10–20. Elsevier.

Miranda A.L. 2007. Técnicas de Climatización. Ed. Marcombo. Barcelona.

Paul J.K. 1979. Passive Solar Energy Design and Materials. Ed. Noyes Data Corporation. N. Jersey.

Pattini A., 2000. Recomendaciones de niveles de iluminación en edificios no residenciales. Una comparación internacional. Revista AVERMA Vol. 4, pp. 05.07 – 05.13. INENCO. Salta.

Pattini A. 1997. Luz Natural e Iluminación de interiores. Capítulo 11 del Libro Proyecto Efficient Lighting Innovative (Eli). Buenos Aires, Año 2002, Pp. 1-45 http://www.edutecne.utn.edu.ar/eli-iluminacion/cap11.pdf

Quispe Gamboa C.N. 2016. Análisis de la energía incorporada y emisiones de CO2 aplicado a viviendas unifamiliares de eficiencia energética. ETSAB – UPC. https://wwwaie.webs.upc.edu/maema/wp-content/uploads/2016/10/Quispe-Gamboa-Claudia-Nataly.pdf fecha consulta: 12-2019.

Revista SUMMA N° 118 (11/2011) – Hacia una Arquitectura Sostenible, 131 (09/2013) – Sustentabilidad, 145 (09/2015) Sustentabilidad y Reúso. Ed. Donn S.A.

Roaf Susan, Fuentes Manuel, Thomas Stephanie. 2003. Ecohouse 2 - A Design Guide.Architectural Press, Amsterdam.

SAHAKIAN, M. & WILHITE, H. (2014). Making practice theory practicable: Towards more sustainable forms of consumption. Journal of Consumer Culture, 14(1), pp. 25–44.

Sánchez, J. (2016). Índice de desarrollo humano. 2019, de Economipedia Sitio web: https://economipedia.com

Serra Florensa R. 2006. Arquitectura y climas. Ed. Gustavo Gili, Barcelona.

Secretaría de Energía, 2017-2022. Balance Energético Nacional. Ministerio de Economía. Gobierno de la Nación Argentina. www.mecon.gov.ar

SERRA, R.; COCH, E. (1995). Arquitectura y energía natural. Edicions UPC. Universidad Politécnica de Cataluña. Barcelona.

Serrano P. 1998. Arquitectura de Zonas Extremas. Actas del I Seminario Internacional de Energías Renovables. La Ceiba. Honduras.

Sick F., Erge T. 1996. Photovoltaics in Buildings. A Design Handbook for Architects and Engineers. Ed. James and James. Londres.

Straka V. 2006. Designing for longevity. WIT Transactions on The Built Environment. Vol. 86. doi:10.2495/ARC060281. www.witpress.com .

Strong S. 2016. Building Integrated Photovoltaics (BIPV). Whole Building Design Guide. https://www.wbdg.org/resources/building-integrated-photovoltaics-bipv

The Plan. 2017. Arquitectura Sostenible. Detalles en Arquitectura Contemporánea. Ed. Promopress. Barcelona.

Toledo E. 1999. Ventilazao Natural das Habitacoes. Ed. Edufal. Maceió. Brasil.

Torres Balbas, L. (1946). La vivienda popular en España. Folclore y costumbres de España. Madrid: Ed. Alberto Martin.

Turégano Romero J.A., Velasco Callau M.C., Amaya Martínez G. 2009. Arquitectura Bioclimática y Urbanismo Sostenible (Vol.I). Ed. PUZ-Prensa Universidad de Zaragoza. Zaragoza.

Vazquez Espi M. 2001. Construcción e impacto sobre el ambiente: el caso de la tierra y otros materiales. Informes de la Construcción Vol. 52, N° 471.

Wassouf M. 2014. Passivhaus – de la casa pasiva al estándar. Ed. G.Gili, Barcelona.