



UNIVERSIDAD DE LAS PALMAS DE GRAN CANARIA
Escuela de Ingeniería Industriales y Civiles
Departamento de Ingeniería de Procesos

TESIS DOCTORAL

Modalidad

Por Compendio de Publicaciones

Análisis y evaluación de soluciones sostenibles para la optimización de la producción de energía en los Sistemas Energéticos Insulares

JUAN CARLOS LOZANO MEDINA

LAS PALMAS DE GRAN CANARIA - JULIO DE 2025

PROGRAMA DE DOCTORADO

6021-TECNOLOGÍAS DE TELECOMUNICACIÓN E INGENIERÍA COMPUTACIONAL

UNIVERSIDAD DE LAS PALMAS DE GRAN CANARIA



UNIVERSIDAD DE LAS PALMAS
DE GRAN CANARIA

PROGRAMA DE DOCTORADO

6021-TECNOLOGÍAS DE TELECOMUNICACIÓN E INGENIERÍA COMPUTACIONAL
UNIVERSIDAD DE LAS PALMAS DE GRAN CANARIA



Instituto Universitario de Sistemas Inteligentes
y Aplicaciones Numéricas en Ingeniería

TESIS DOCTORAL POR COMPENDIO DE PUBLICACIONES

Análisis y evaluación de soluciones sostenibles para la optimización de la producción de energía en los Sistemas Energéticos Insulares

Las Palmas de Gran Canaria, julio de 2025

Firmado:

Doctorando:
Juan Carlos
Lozano Medina

Firmado:

Director:
Dr. Carlos Alberto
Mendieta Pino

Firmado:

Director:
Dr. Federico Antonio
León Zerpa

Agradecimientos

La consecución de esta tesis doctoral ha sido un desafío tanto intelectual como personal, y no habría sido posible sin el apoyo de muchas personas que, de una u otra manera, han contribuido a lo largo de este camino. A todas ellas, quiero expresar mi más profundo agradecimiento.

En primer lugar, quiero agradecer a mis directores de tesis, Carlos Alberto Mendieta Pino y Federico Antonio León Zerpa, y a mi tutor de tesis, Alejandro Ramos Martín, por su inestimable orientación, paciencia y apoyo durante todo este proceso. Su experiencia y consejos han sido fundamentales para la realización de este trabajo, y su confianza en mi capacidad me ha impulsado a superar cada obstáculo.

También deseo expresar mi gratitud al director del Departamento de Procesos, Vicente Henríquez Concepción, por su respaldo y por facilitar el desarrollo de esta investigación en un entorno académico enriquecedor.

A todos ellos, a Carlos Jesús Sánchez Morales y al resto de mis compañeros del Área de Máquinas y Motores Térmicos del Departamento de Procesos, también a Julia Mirza Rosca y a su equipo.

Gracias por vuestro apoyo, por las discusiones técnicas y no técnicas, las ideas compartidas y las ideas felices que abren nuevas vías, por los momentos de compañerismo que han hecho que este proceso sea más llevadero. La colaboración y el ambiente de trabajo han sido esenciales en mi crecimiento profesional y personal.

Especial agradecimiento a mi familia, que ha sido mi mayor pilar durante estos años, les debo un reconocimiento infinito. A mi mujer, Mavi por su paciencia, comprensión y apoyo incondicional en cada momento de este proceso; a mis dos hijos, Diego y David cuya alegría y energía han sido mi mayor motivación para seguir adelante incluso en los momentos más difíciles. Y, por supuesto, a mis padres, Leonor y Miguel quienes desde siempre me han inculcado el valor del esfuerzo, la perseverancia y el amor por el conocimiento. Sin su apoyo inquebrantable, este logro no habría sido posible.

Especial dedicación a quien ya no está entre nosotros y que no ha podido disfrutar de este triunfo colectivo.

También a todos aquellos que, de una forma u otra, han contribuido a la culminación de esta tesis, mi más sincero agradecimiento. Este trabajo es el resultado de un esfuerzo colectivo y de la confianza que todos ustedes han depositado en mí.

Gracias.

ABSTRACT

There is an increasing need for decarbonisation in electricity generation systems, the need to increase the penetration of renewable energies and the need for a broader vision of the management of our resources with better management of our technologies. The Canary Islands' electricity generation systems face environmental, economic and social sustainability challenges, as they are highly dependent on imported fossil fuels for electricity generation, which leads to an increase in the cost of electricity. On the other hand, the penetration of energy from renewable systems is at the stage of being the great challenge to become a reality. With the passage of time, environmental awareness has increased, which has led to the mobilisation of island governments (promoting wind farms, photovoltaic parks and encouraging the installation of photovoltaic systems in public buildings, etc.) and the mobilisation of the end user of energy, promoting the use of electric vehicles, as well as the installation of photovoltaic systems, etc. This reality is confronted with another reality that is not so environmentally beneficial in energy production, namely the age of the existing energy generation equipment in the Canary Islands, which is more than 30 years old, most of which was designed to work with natural gas but which has been adapted for other fuels such as fuel oil, gas oil and all its variants, thus ignoring NG, and assuming all the negative consequences that this entails.

The thematic unit of this work tries to innovate solutions, alternatives and seek a better optimisation and balance between types of energy production technologies by combustion, types of fuels, renewables and behaviour of the demand that will lead us to the optimum point of energy production to satisfy the demand and security of supply. That is, for energy production through renewable energies, to achieve the highest possible energy production by optimising and expanding all renewable systems, and for energy production through combustion technologies, to achieve the lowest possible energy production, with the lowest possible emission of greenhouse gases (GHG), without ignoring other variables such as the lowest number of tonnes of fuel consumed, trying to ensure that the fuel used is the least polluting, etc. In this process, several research methods will be implemented to obtain the arguments put forward and which have the capacity to respond and integrate new production systems such as, among others, the integration and incorporation into the electrical system of the pumped hydroelectric plant (PHB) or other compatible energy storage systems. This research reviews, optimises and improves island electricity generation systems (IES) by integrating renewable (including energy storage systems) and non-renewable sources to reduce greenhouse gas emissions. Mathematical models based on numerical optimisation techniques are proposed which, by virtue of a series of scenarios/alternatives, allow the most suitable one to be evaluated depending on the parameter to be optimised (GHG emissions, cost, compatibility, security of supply, etc.). And energy alternatives not explored so far in the Canary Islands are proposed, such as biofuel from Canary Island banana waste.

This thesis is supported by the four publications that have derived from it in JCR journals located in the first quartile of the area:

- The real possibility of biofuel production from Canarian banana waste (more than 30,000 tons per year), integration, expectations, particularities and consequences, <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2024.131848>. As a result, the Canarian energy system and energy production based on fossil fuels is affected and improved by the production of bioethanol, which specifically in the Canarian automotive market would produce 41,1451.70 m³ of E-10 petrol for use, which represents 5.9 % of annual petrol consumption and reduces pollutant emissions by 0.6 %, i.e. 10,153.89 tCO_{2eq.} per year in the energy system in Gran Canaria.

- For the optimisation and reduction of greenhouse gases in energy production in thermal power plants in the Canary Islands, <https://doi.org/10.1016/j.jksus.2024.103345>, also valid in any isolated

system, an algorithm has been designed that represents a valid tool for the management of such production equipment (combined cycle, gas turbines, steam turbines, two and four-stroke diesel engines, etc.). The algorithm and methodology offer, through operational research, for the specific case of Gran Canaria, an optimal result, with a reduction of GHG emissions of 8.833 %, which means 141,620.0 tCO_{2eq} per year in energy production in Gran Canaria.

- Given the particularity of the island of Gran Canaria, different options for the best integration of a pumped-storage hydroelectric power plant, specifically 'Chira-Soria', have also been investigated and analysed using daily demand patterns according to days of the week, simulating the integration for the year 2023, <https://doi.org/10.1016/j.renene.2024.121128>. The pumping-turbine balance has been established at 43.84% turbinised and 56.16% pumped, resulting in a daily production of 1,262.13 MWh turbinised and 1,778.33 MWh pumped, and establishing the average power used at 52.59 MW turbinised and 74.10 MW pumped. The average hours of operation per day are 15.92 hours/day of turbinising and 8.08 hours/day of pumping. All this provides the Gran Canaria energy system with 460,677.45 MWh of energy production per year.

- On the other hand, the energy storage of surplus wind and photovoltaic energy that has not been possible to integrate into the energy system of Gran Canaria has been promoted, specifically by means of hydrogen storage, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.10.338>. A reduction in emissions in Gran Canaria's energy production of 1432.98 tCO_{2eq}/day, or 523,038.12 tCO_{2eq}/year, which represents a reduction of 23.32%, would be achieved, thus faithfully meeting energy production to cover annual demand.

The island's energy system has ample capacity for improvement. This thesis is a compendium of four of these investigations which analyse and evaluate sustainable solutions for the optimisation of energy production in island energy systems and which are applicable to the Canary Islands and Gran Canaria.

Key words:

Island energy system, CO₂, H₂, GRG, Simplex method, Optimisation, combustion, pumped hydro plant (PHB), energy, energy demand, energy storage, biofuels, environment, renewable systems, greenhouse gases.

RESUMEN

Se ha incrementado la necesidad de descarbonización en los sistemas de generación de energía eléctrica, así como la de aumentar la penetración de energías renovables y adoptar una visión más amplia en la gestión de nuestros recursos, con una mejor administración de nuestras tecnologías. Los sistemas de generación eléctrica canarios enfrentan retos de sostenibilidad medioambiental, económica y social, ya que dependen en gran medida de los combustibles fósiles importados para la generación de electricidad, lo que conduce a un aumento en su costo. Por otro lado, la integración de energías provenientes de sistemas renovables sigue siendo un gran desafío en su camino para convertirse en una realidad consolidada. Con el paso del tiempo, ha aumentado la concienciación medioambiental, lo que ha impulsado la movilización de los gobiernos insulares (promoviendo parques eólicos y fotovoltaicos e incentivando la instalación de sistemas fotovoltaicos en edificios públicos, entre otras iniciativas), así como la del usuario final de la energía, fomentando el uso de vehículos eléctricos y la instalación de sistemas fotovoltaicos. Esta realidad se enfrenta a otra, menos favorable desde el punto de vista medioambiental, en la producción de energía: la antigüedad de los equipos de generación de energía en Canarias, muchos de los cuales tienen más de 30 años. La mayoría de estos equipos fueron diseñados para funcionar con gas natural, pero han sido adaptados para otros combustibles, como fueloil y gasóleo en sus distintas variantes, dejando de lado el gas natural y asumiendo todas las consecuencias negativas que ello implica.

La unidad temática de este trabajo busca innovar en soluciones y alternativas, así como lograr una mejor optimización y equilibrio entre los tipos de tecnologías de producción de energía por combustión, los tipos de combustibles, las fuentes renovables y el comportamiento de la demanda, con el objetivo de alcanzar el punto óptimo de producción de energía que garantice tanto la satisfacción de la demanda como la seguridad del suministro. En el caso de la producción de energía mediante fuentes renovables, se busca maximizar su participación optimizando y ampliando todos los sistemas disponibles. Por otro lado, en lo que respecta a la generación mediante tecnologías de combustión, se pretende minimizar su uso, reduciendo al máximo las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), sin dejar de considerar otras variables, como la reducción del consumo de combustible en toneladas y la utilización de combustibles menos contaminantes. Para ello, se implementarán diversos métodos de investigación con el fin de obtener los argumentos necesarios para el análisis y la integración de nuevos sistemas productivos. Entre estos, se contempla la incorporación al sistema eléctrico de la planta hidroeléctrica por bombeo (PHB) y otros sistemas de almacenamiento de energía compatibles. Esta investigación revisa, optimiza y mejora los sistemas eléctricos insulares de generación (SEI), integrando fuentes renovables (incluyendo sistemas de almacenamiento de energía) y no renovables con el objetivo de reducir las emisiones de GEI. Se proponen modelos matemáticos basados en técnicas numéricas de optimización, los cuales permiten evaluar, a partir de distintos escenarios y alternativas, la opción más conveniente en función del parámetro a optimizar (emisión de GEI, costo, compatibilidad, seguridad del suministro, etc.). Asimismo, se plantean alternativas energéticas hasta ahora no exploradas en Canarias, como el uso de biocombustible derivado de los desechos del plátano canario.

Esta tesis está respaldada por las cuatro publicaciones que han derivado de la misma en revistas JCR situadas en el primer cuartil del área:

- Se ha trabajado en la viabilidad real de la producción de biocombustible a partir del desecho del plátano canario (más de 30.000 toneladas al año), considerando su integración, expectativas, particularidades y consecuencias (<https://doi.org/10.1016/j.fuel.2024.131848>). Como resultado, el sistema energético canario y la producción energética basada en combustibles fósiles se ven afectados y mejorados con la producción de bioetanol, que, en el mercado canario de automoción, permitiría

generar 41.145,70 m³ de gasolina E-10. Esto representa el 5,9 % del consumo anual de gasolina y reduciría las emisiones contaminantes en un 0,6 %, es decir, 10.153,89 tCO_{2eq} anuales en el sistema energético de Gran Canaria.

- Para la optimización y reducción de los gases de efecto invernadero en la producción energética de las centrales térmicas en las Islas Canarias (<https://doi.org/10.1016/j.jksus.2024.103345>), aplicable también a cualquier sistema aislado, se ha diseñado un algoritmo que constituye una herramienta válida para la gestión de estos equipos de producción (ciclo combinado, turbinas de gas, turbinas de vapor, motores diésel de dos y cuatro tiempos, etc.). El algoritmo y la metodología ofrecen, a través de la investigación operativa, un resultado óptimo para el caso concreto de Gran Canaria, con una reducción de las emisiones de GEI del 8,833 %, lo que equivale a 141.620,0 tCO_{2eq} anuales en la producción energética de la isla.

- También se ha investigado, dada la particularidad de la isla de Gran Canaria, diversas opciones para la mejor integración de una central hidroeléctrica de bombeo, concretamente “Chira-Soria”, y su análisis mediante patrones de demanda diaria según los días de la semana, simulando su integración para el año 2023 (<https://doi.org/10.1016/j.renene.2024.121128>). Se ha establecido el balance bombeo-turbina en un 43,84 % de turbinado y un 56,16 % de bombeo, resultando en una producción diaria de 1.262,13 MWh turbinando y 1.778,33 MWh bombeando, con una potencia media utilizada de 52,59 MW en turbinado y 74,10 MW en bombeo. Las horas medias de operación diarias han sido de 15,92 h/día en turbinado y 8,08 h/día en bombeo. Todo ello proporciona al sistema energético de Gran Canaria una producción anual de 460.677,45 MWh.

- Por otro lado, se ha impulsado el almacenamiento energético del excedente de energía eólica y fotovoltaica que no ha podido integrarse en el sistema energético de Gran Canaria, utilizando almacenamiento mediante hidrógeno (<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.10.338>). Con esta estrategia, se lograría una reducción en las emisiones de la producción energética de la isla de 1.432,98 tCO_{2eq}/día, o 523.038,12 tCO_{2eq}/año, lo que representa una disminución del 23,32 %, cumpliendo fielmente con la producción de energía necesaria para cubrir la demanda anual.

El sistema energético insular tiene un amplio margen de mejora. En esta tesis por compendio se presentan cuatro investigaciones que analizan y evalúan soluciones sostenibles para la optimización de la producción de energía en los sistemas energéticos insulares, con aplicación en Canarias y, específicamente, en Gran Canaria.

Palabras clave:

Sistema energético insular, CO₂, H₂, GRG, método Simplex, Optimización, combustión, planta de hidroeléctrica por bombeo (PHB), energía, demanda energética, almacenamiento de energía, biocombustibles, medioambiente, sistemas renovables, gases efecto invernadero.

INDICE GENERAL

1.- SOLICITUD PRESENTACIÓN TESIS.....	1
1.1.- Aceptación coautores.....	2
2.- INTRODUCCIÓN.....	11
2.1.- Antecedentes.....	12
2.2.- Objetivos de la tesis.....	13
3.- MARCO DE PRODUCCIÓN ENERGÉTICA.....	15
3.1.- Marco de producción energética europeo: Situación actual, normativas y perspectivas.....	16
3.1.1.-Situación actual del sector energético europeo.....	16
3.1.2.-Normativas de aplicación en la producción energética.....	16
3.1.3.-Mecanismos de producción energética.....	16
3.1.4.-Mecanismos de almacenamiento energético.....	21
3.1.5.-Medidas para la disminución de emisiones.....	23
3.2.-Marco de producción energética canario: Situación actual, normativas y perspectivas.....	25
3.2.1.-Situación actual del sector energético canario.....	25
3.2.2.-Normativas de aplicación en la producción energética en Canarias.....	26
3.2.3.- Mecanismos de producción energética en Canarias.....	28
3.2.4.-Medidas para la disminución de emisiones en Canarias.....	30
3.3.- Resultados y discusión.....	31
4.-TRABAJOS PUBLICADOS.....	32
4.1.- Introducción.....	33
4.2.- Como autor principal en otros artículos relacionados directamente con este trabajo.....	33
4.3.- Como colaborador en otros artículos relacionados directamente con este trabajo.....	39
4.4.- Relación entre todos los trabajos.....	40
5.- JUSTIFICACIÓN TESIS.....	42
5.1.- Introducción y relevancia del estudio.....	43
5.2.- Tesis por compendio. Cumplimiento requisitos.....	43
5.3.- Objetivo general de la tesis. Síntesis.....	44
5.4.- Metodología.....	45
5.4.1.- Metodología general.....	45
5.4.2.- Metodología específica por artículo.....	46
5.5.- Marco común de aportación al estudio de los sistemas energéticos insulares.....	49
5.6.- Aportes individuales de los artículos.....	50
5.6.1.- Gestión del almacenamiento energético y estabilidad de la red.....	50
5.6.2.- El hidrógeno como vector energético en sistemas insulares.....	51
5.6.3.- Optimización de sistemas de generación energética.....	52
5.6.4.- Integración de combustibles sostenibles en sistemas insulares.....	54
6.- PUBLICACIONES ORIGINALES QUE CONFORMAN LA TESIS DOCTORAL.....	55
6.1.- Resúmenes.....	56
6.2.- Título 1: “Gran Canaria energy system: Integration of the Chira-Soria pumped hydroelectric power plant and analysis of weekly daily demand patterns or the year 2023”.....	58
6.3.- Título 2: “Massive energy storage using H ₂ to support the optimal and efficient integration of a pumped hydroelectric power plant”.....	69
6.4.- Título 3: “Proposal of an optimization tool for demand response in island electricity systems (IES) using the Simplex method and generalized reduced gradient (GRG)”.....	82
6.5.- Título 4: “Bioethanol from canary banana waste as an energy source to reduce the carbon footprint of island electricity systems”.....	90
7.- CONCLUSIONES FINALES.....	109
7.1.- Conclusión general.....	112
7.2.- Líneas futuras.....	113
7.2.1.- Líneas futuras respecto a la unidad temática.....	113
7.2.2.- Líneas futuras respecto a las conclusiones generales.....	114

1.- SOLICITUD PRESENTACIÓN TESIS

1.1.- Aceptación coautores

A continuación, se adjunta la relación completa de los trabajos publicados, en la que se incluyen el nombre y la adscripción institucional del autor y de todos los coautores. Además, se proporciona la referencia bibliográfica completa de cada artículo, especificando el título, los autores, el nombre de la revista en la que ha sido publicado, el volumen, el número, las páginas y el año de publicación, garantizando así su correcta identificación y localización.

Asimismo, se incorpora la aceptación expresa por escrito, con la firma original de todos los coautores, en la que manifiestan su consentimiento para que estos artículos sean incluidos como parte del compendio que conforma la presente tesis doctoral. De este modo, se asegura la conformidad de todos los implicados en la autoría de los trabajos, cumpliendo con los requisitos académicos y éticos establecidos para la presentación de este tipo de documentos.

DOCUMENTO AUTORIA TESIS POR COMPENDIO

Los abajo firmantes, coautores del artículo titulado *"Gran Canaria energy system: Integration of the Chira-Soria pumped hydroelectric power plant and analysis of weekly daily demand patterns for the year 2023"*, publicado en RENEWABLE ENERGY en octubre de 2024:

- Reconocemos como autor principal del artículo a D. Juan Carlos Lozano Medina, con DNI 52859707-A.
- Renunciamos a utilizar esta publicación como núcleo principal de otras tesis doctorales, sin perjuicio de que dichas publicaciones puedan ser presentadas como méritos complementarios en las tesis doctorales que pudieran presentar los otros autores de dichas publicaciones.

En Las Palmas de Gran Canaria a 01 de julio de 2025.

Dr. Vicente Henríquez Concepción
Firma

Dr. Federico Antonio León Zepa
Firma

Dr. Carlos Alberto Mendieta Pino
Firma

AUTORES (P.O. de firma): Juan Carlos Lozano Medina^{1,2,3}, Vicente Henríquez Concepción², Federico Antonio León Zerpa², Carlos Alberto Mendieta Pino².

TITULO 1: *Gran Canaria energy system: Integration of the Chira-Soria pumped hydroelectric power plant and analysis of weekly daily demand patterns for the year 2023*

REFERENCIA: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2024.121128>
REVISTA: RENEWABLE ENERGY
[ISSN 0960-1481], VOL. 232, 121128
EDITORIAL: ELSEVIER

AFILIACIONES: (1) Instituto Universitario de Sistemas Inteligentes y Aplicaciones Numéricas en Ingeniería, Universidad de Las Palmas de Gran Canaria (ULPGC), Las Palmas de Gran Canaria, España.

(2) Departamento de Ingeniería de Procesos, Universidad de Las Palmas de Gran Canaria (ULPGC), Las Palmas de Gran Canaria, España.

(3) GIR Nanomaterials and Corrosion, Universidad de Las Palmas de Gran Canaria (ULPGC), Las Palmas de Gran Canaria, España.

LUGAR PUBLICACIÓN: INGLATERRA
FECHA DE PUBLICACIÓN: OCTUBRE 2024
FACTOR DE IMPACTO: PUBLICADO (JCR-2023) -> 9,0

DESCRIPCIÓN CATEGORÍA	POSICIÓN:	Cuartil
ENERGY & FUELS	24/171	Q1 (86,3)
GREEN & SUSTAINABLE SCIENCE & TECHNOLOGY	16/91	Q1 (83,0)

ODS (Objetivos de Desarrollo Sostenible): ODS 7. Energía asequible y no contaminante.

REVISIÓN POR AL MENOS DOS EXPERTOS INDEPENDIENTES

Los coautores del trabajo titulado:
“Gran Canaria energy system: Integration of the Chira-Soria pumped hydroelectric power plant and analysis of weekly daily demand patterns for the year 2023”
con D.O.I: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2024.121128>, hacen constar que Don Juan Carlos Lozano Medina con DNI: 52859707A es el autor principal de la investigación recogida en este artículo y que conocen y dan su consentimiento para que el artículo sea utilizado para que Don Juan Carlos Lozano Medina presente su tesis doctoral denominada **“ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE SOLUCIONES SOSTENIBLES PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA EN LOS SISTEMAS ENERGÉTICOS INSULARES”**, en el formato de compendio de artículos:

Dr. Vicente Henríquez Concepción Dr. Federico Antonio León Zerpa Dr. Carlos Alberto Mendieta Pino.

DOCUMENTO AUTORIA TESIS POR COMPENDIO

Los abajo firmantes, coautores del artículo "*Massive energy storage using H2 to support the optimal and efficient integration of a pumped hydroelectric power plant*", publicado en INTERNATIONAL JOURNAL OF HYDROGEN ENERGY en diciembre de 2024:

- Reconocemos como autor principal del artículo a D. Juan Carlos Lozano Medina, con DNI 52859707-A.
- Renunciamos a utilizar esta publicación como núcleo principal de otras tesis doctorales, sin perjuicio de que dichas publicaciones puedan ser presentadas como méritos complementarios en las tesis doctorales que pudieran presentar los otros autores de dichas publicaciones.

En Las Palmas de Gran Canaria a 01 de julio de 2025.

Dr. Vicente Henríquez Concepción
Firma

Dr. Carlos Alberto Mendieta Pino
Firma

Dr. Federico Antonio León Zerpa
Firma

AUTORES (P.O. de firma): Juan Carlos Lozano Medina^{1,2,3}, Vicente Henríquez Concepción², Carlos Alberto Mendieta Pino², Federico Antonio León Zerpa².

TITULO 2: **Massive energy storage using H2 to support the optimal and efficient integration of a pumped hydroelectric power plant**

REFERENCIA: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.10.338>
REVISTA: INTERNATIONAL JOURNAL OF HYDROGEN ENERGY
[ISSN 0360-3199], VOL. 94, PAG. 124-135
EDITORIAL: ELSEVIER

AFILIACIONES: (1) Instituto Universitario de Sistemas Inteligentes y Aplicaciones Numéricas en Ingeniería, Universidad de Las Palmas de Gran Canaria (ULPGC), Las Palmas de Gran Canaria, España.
(2) Departamento de Ingeniería de Procesos, Universidad de Las Palmas de Gran Canaria (ULPGC), Las Palmas de Gran Canaria, España.
(3) GIR Nanomaterials and Corrosion, Universidad de Las Palmas de Gran Canaria (ULPGC), Las Palmas de Gran Canaria, España.

LUGAR PUBLICACIÓN: INGLATERRA
FECHA DE PUBLICACIÓN: DICIEMBRE 2024
FACTOR DE IMPACTO: PUBLICADO (JCR-2023) -> 8,1

DESCRIPCIÓN CATEGORÍA	POSICIÓN:	Cuartil
CHEMISTRY, PHYSICAL	39/178	Q1 (78,4)
ELECTROCHEMISTRY	6/45	Q1 (87,8)

ODS (Objetivos de Desarrollo Sostenible): ODS 7. Energía asequible y no contaminante.
ODS 13. Acción por el clima.

REVISIÓN POR AL MENOS DOS EXPERTOS INDEPENDIENTES

Los coautores del trabajo titulado:
“Massive energy storage using H2 to support the optimal and efficient integration of a pumped hydroelectric power plant”
con D.O.I: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.10.338>, hacen constar que Don Juan Carlos Lozano Medina con DNI: 52859707A es el autor principal de la investigación recogida en este artículo y que conocen y dan su consentimiento para que el artículo sea utilizado para que Don Juan Carlos Lozano Medina presente su tesis doctoral denominada “ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE SOLUCIONES SOSTENIBLES PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA EN LOS SISTEMAS ENERGÉTICOS INSULARES”, en el formato de compendio de artículos:

Dr. Vicente Henríquez Concepción Dr. Carlos Alberto Mendieta Pino Dr. Federico Antonio León Zerpa.

DOCUMENTO AUTORIA TESIS POR COMPENDIO

Los abajo firmantes, coautores del artículo "*Proposal of an optimization tool for demand response in island electricity systems (IES) using the Simplex method and Generalized reduced gradient (GRG)*", publicado en JOURNAL OF KING SAUD UNIVERSITY SCIENCE en octubre de 2024:

- Reconocemos como autor principal del artículo a D. Juan Carlos Lozano Medina, con DNI 52859707-A.
- Renunciamos a utilizar esta publicación como núcleo principal de otras tesis doctorales, sin perjuicio de que dichas publicaciones puedan ser presentadas como méritos complementarios en las tesis doctorales que pudieran presentar los otros autores de dichas publicaciones.

En Las Palmas de Gran Canaria a 01 de julio de 2025.

Dr. Vicente Henríquez Concepción
Firma

Dr. Carlos Alberto Mendieta Pino
Firma

Dr. Federico Antonio León Zerpa
Firma

AUTORES (P.O. de firma): Juan Carlos Lozano Medina^{1,2,3}, Vicente Henríquez Concepción², Carlos Alberto Mendieta Pino², Federico Antonio León Zerpa².

TITULO 3: *Proposal of an optimization tool for demand response in island electricity systems (IES) using the Simplex method and Generalized reduced gradient (GRG)*

REFERENCIA: <https://doi.org/10.1016/j.jksus.2024.103345>
REVISTA: JOURNAL OF KING SAUD UNIVERSITY SCIENCE
[ISSN 1018-3647], VOL. 36 (9)
EDITORIAL: ELSEVIER

AFILIACIONES: (1) Instituto Universitario de Sistemas Inteligentes y Aplicaciones Numéricas en Ingeniería, Universidad de Las Palmas de Gran Canaria (ULPGC), Las Palmas de Gran Canaria, España.

(2) Departamento de Ingeniería de Procesos, Universidad de Las Palmas de Gran Canaria (ULPGC), Las Palmas de Gran Canaria, España.

(3) GIR Nanomaterials and Corrosion, Universidad de Las Palmas de Gran Canaria (ULPGC), Las Palmas de Gran Canaria, España.

LUGAR PUBLICACIÓN: ARABIA SAUDÍ
FECHA DE PUBLICACIÓN: OCTUBRE 2024
FACTOR DE IMPACTO: PUBLICADO (JCR-2023) -> 3,7

DESCRIPCIÓN CATEGORÍA	POSICIÓN:	Cuartil
MULTIDISCIPLINARY SCIENCES	26/134	Q1 (81,0)

ODS (Objetivos de Desarrollo Sostenible): ODS 7. Energía asequible y no contaminante.
ODS 13. Acción por el clima.

REVISIÓN POR AL MENOS DOS EXPERTOS INDEPENDIENTES

Los coautores del trabajo titulado:
“Proposal of an optimization tool for demand response in island electricity systems (IES) using the Simplex method and Generalized reduced gradient (GRG)”
con D.O.I: <https://doi.org/10.1016/j.jksus.2024.103345>, hacen constar que Don Juan Carlos Lozano Medina con DNI: 52859707A es el autor principal de la investigación recogida en este artículo y que conocen y dan su consentimiento para que el artículo sea utilizado para que Don Juan Carlos Lozano Medina presente su tesis doctoral denominada “ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE SOLUCIONES SOSTENIBLES PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA EN LOS SISTEMAS ENERGÉTICOS INSULARES”, en el formato de compendio de artículos:

Dr. Vicente Henríquez Concepción Dr. Carlos Alberto Mendieta Pino Dr. Federico Antonio León Zerpa.

DOCUMENTO AUTORIA TESIS POR COMPENDIO

Los abajo firmantes, coautores del artículo titulado *"Bioethanol from canary banana waste as an energy source to reduce the carbon footprint of island electricity systems"*, publicado en FUEL en septiembre de 2024:

- Reconocemos como autor principal del artículo a D. Juan Carlos Lozano Medina, con DNI 52859707-A.
- Renunciamos a utilizar esta publicación como núcleo principal de otras tesis doctorales, sin perjuicio de que dichas publicaciones puedan ser presentadas como méritos complementarios en las tesis doctorales que pudieran presentar los otros autores de dichas publicaciones.

En Las Palmas de Gran Canaria a 01 de julio de 2025.

Dr. Vicente Henríquez Concepción

Firma

Dr. Carlos Alberto Mendieta Pino

Firma

Dr. Federico Antonio León Zerpa

Firma

AUTORES (P.O. de firma): Juan Carlos Lozano Medina^{1,2,3}, Vicente Henríquez Concepción², Carlos Alberto Mendieta Pino², Federico Antonio León Zerpa².

TITULO 4: *Bioethanol from canary banana waste as an energy source to reduce the carbon footprint of island electricity systems*

REFERENCIA: <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2024.131848>

REVISTA: FUEL
[ISSN 0016-236], VOL. 371, Part. A
EDITORIAL: ELSEVIER

AFILIACIONES: (1) Instituto Universitario de Sistemas Inteligentes y Aplicaciones Numéricas en Ingeniería, Universidad de Las Palmas de Gran Canaria (ULPGC), Las Palmas de Gran Canaria, España.
(2) Departamento de Ingeniería de Procesos, Universidad de Las Palmas de Gran Canaria (ULPGC), Las Palmas de Gran Canaria, España.
(3) GIR Nanomaterials and Corrosion, Universidad de Las Palmas de Gran Canaria (ULPGC), Las Palmas de Gran Canaria, España.

LUGAR PUBLICACIÓN: INGLATERRA
FECHA DE PUBLICACIÓN: SEPTIEMBRE 2024
FACTOR DE IMPACTO: PUBLICADO (JCR-2023) -> 6,7

DESCRIPCIÓN CATEGORÍA	POSICIÓN:	Cuartil
ENGINEERING, CHEMICAL	23/170	Q1 (86,8)

ODS (Objetivos de Desarrollo Sostenible): ODS 7. Energía asequible y no contaminante.
ODS 12. Producción y consumo responsables.
ODS 13. Acción por el clima.

REVISIÓN POR AL MENOS DOS EXPERTOS INDEPENDIENTES

Los coautores del trabajo titulado:

“Bioethanol from canary banana waste as an energy source to reduce the carbon footprint of island electricity systems”

con D.O.I: <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2024.131848>, hacen constar que Don Juan Carlos Lozano Medina con DNI: 52859707A es el autor principal de la investigación recogida en este artículo y que conocen y dan su consentimiento para que el artículo sea utilizado para que Don Juan Carlos Lozano Medina presente su tesis doctoral denominada “ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE SOLUCIONES SOSTENIBLES PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA EN LOS SISTEMAS ENERGÉTICOS INSULARES”, en el formato de compendio de artículos:

Dr. Vicente Henríquez Concepción Dr. Carlos Alberto Mendieta Pino Dr. Federico Antonio León Zerpa.

2.- INTRODUCCIÓN

2.1.- Antecedentes

Los sistemas energéticos insulares se enfrentan diariamente con desafíos únicos debido a su aislamiento geográfico, dependencia de combustibles fósiles importados y vulnerabilidad a interrupciones en el suministro energético. Estas limitaciones abundan en costos energéticos significativamente más altos en comparación con las regiones continentales, con cargas económicas que pueden ser de tres a cuatro veces superiores.

La transición hacia soluciones energéticas sostenibles en estos entornos es esencial para reducir dichos costos, minimizar la huella de carbono y mejorar la resiliencia de las redes eléctricas. Iniciativas como el proyecto INSULAE buscan promover la implementación de soluciones innovadoras para la descarbonización de las islas de la Unión Europea, desarrollando y demostrando intervenciones en islas piloto y replicando los resultados en otras regiones.

Además, la implementación de redes eléctricas inteligentes y sistemas de almacenamiento energético, como la central hidroeléctrica de bombeo reversible Chira- Soria en Gran Canaria, se considera una infraestructura esencial para avanzar hacia la sostenibilidad en modelos energéticos insulares (D. Katsaprakakis & Dakanali, 2019; Mitali et al., 2022; Papadopoulos, 2020).

En este marco de desafíos, esta tesis doctoral titulada "Análisis y evaluación de soluciones sostenibles para la optimización de la producción de energía en los Sistemas Energéticos Insulares" se defiende en torno a cuatro artículos científicos que abordan diferentes aspectos de esta problemática. Cada artículo contribuye al entendimiento y desarrollo de estrategias para optimizar la producción energética en entornos insulares, considerando factores como la integración de energías renovables mediante, la optimización en la integración de la central hidroeléctrica de bombeo reversible, la mejora en la eficiencia del sistema productivo energético mediante software de optimización, la búsqueda de alternativas energéticas y la implementación de tecnologías de almacenamiento energético.

La investigación busca proporcionar una base sólida para la formulación de políticas y la implementación de soluciones prácticas que promuevan la sostenibilidad y eficiencia energética en sistemas insulares, en un contexto insular, nacional e internacional, contribuyendo al logro de los objetivos de desarrollo sostenible (ODS) relacionados con energía limpia y asequible.

Los sistemas energéticos insulares presentan características distintivas que los diferencian de los sistemas continentales (Erdinc et al., 2015; D. Al. Katsaprakakis, 2016; Papadopoulos, 2020). Su aislamiento geográfico limita la interconexión con otras redes eléctricas, lo que implica una mayor dependencia de recursos locales o importados para satisfacer la demanda energética. Esta situación se traduce en una vulnerabilidad significativa ante fluctuaciones en los precios de los combustibles fósiles y posibles interrupciones en el suministro.

La dependencia de combustibles fósiles no solo impacta económicamente, sino que también tiene repercusiones ambientales considerables (Lozano Medina, Perez-Baez, et al., 2024). La quema de fuel oil y otros hidrocarburos para la generación eléctrica contribuye a elevadas emisiones de gases de efecto invernadero, exacerbando el cambio climático y afectando la calidad del aire local. Por ejemplo, en Canarias, se ha identificado la necesidad de reducir la contaminación mediante la renovación de centrales térmicas y la introducción de combustibles más limpios (Matthew et al., 2019).

La transición hacia fuentes de energía renovable en entornos insulares enfrenta desafíos técnicos y económicos (Erdinc et al., 2015). La variabilidad inherente de fuentes como la solar y la eólica requiere soluciones de almacenamiento energético eficientes para garantizar un suministro constante. Además, la implementación de estas tecnologías demanda inversiones significativas y una planificación cuidadosa para adaptar las infraestructuras existentes.

A pesar de estos desafíos, diversas iniciativas han demostrado el potencial de las soluciones sostenibles en islas. Por ejemplo, en las Islas Baleares, se han implementado marquesinas fotovoltaicas en colegios, que no solo proporcionan energía limpia, sino que también actúan como refugios climáticos, mejorando la eficiencia energética y el confort en los centros educativos.

La integración de tecnologías como el hidrógeno verde también se perfila como una opción prometedora para la descarbonización de sistemas insulares. Las denominadas "islas energéticas" podrían servir como centros de producción y distribución de hidrógeno, facilitando el transporte de energía renovable desde las fuentes de generación hasta los centros de consumo y contribuyendo a la reducción de emisiones en sectores difíciles de electrificar.

La investigación en soluciones sostenibles para sistemas energéticos insulares no solo aborda aspectos técnicos, sino que también considera implicaciones económicas y sociales (Matthew et al., 2019). La participación de la comunidad local en proyectos energéticos, la creación de marcos regulatorios favorables y la educación sobre eficiencia energética son componentes clave para el éxito de la transición hacia modelos más sostenibles.

En resumen, la optimización de la producción de energía en sistemas insulares mediante soluciones sostenibles es un desafío multifacético que requiere un enfoque integral (Barrera-Santana & Sioshansi, 2023). La tesis doctoral "Análisis y evaluación de soluciones sostenibles para la optimización de la producción de energía en los Sistemas Energéticos Insulares" aporta conocimientos valiosos en este ámbito, ofreciendo estrategias y recomendaciones basadas en evidencia para promover la transición hacia sistemas energéticos más resilientes y sostenibles en entornos insulares.

2.2.- Objetivos de la tesis.

La presente investigación tiene como finalidad el análisis y evaluación de soluciones sostenibles para la optimización de la producción de energía en los sistemas energéticos insulares, con un enfoque específico en el contexto de Canarias. Para ello, se han definido los siguientes objetivos:

I. Inventario y análisis de los sistemas de generación existentes y propuesta de escenarios para la mitigación de gases de efecto invernadero en Canarias

El primer objetivo busca realizar un diagnóstico detallado de la infraestructura energética actual en Canarias, identificando las tecnologías de generación eléctrica predominantes y su impacto ambiental. A través de este análisis, se pretende evaluar las principales fuentes emisoras de gases de efecto invernadero (GEI) y cuantificar su contribución al total de emisiones de CO₂. Con esta información, se plantearán escenarios de mitigación que permitan reducir la huella de carbono del sistema eléctrico insular, considerando tanto la incorporación de fuentes renovables como la optimización de los procesos de generación existentes.

II. Análisis y simulación de sistemas de generación por medio de motores de combustión interna

Este objetivo se centra en el estudio del desempeño y eficiencia de los sistemas de generación térmica basados en motores de combustión interna. A través de herramientas de simulación, se analizará su impacto en el consumo de combustible, las emisiones de GEI y la estabilidad de la red eléctrica insular. Además, se explorará cómo la mejora en la gestión operativa de estos sistemas podría contribuir a reducir costos y mejorar la eficiencia energética.

III. Búsqueda de alternativas y fuentes de combustibles renovables aplicables a los sistemas de generación convencional térmica

Dado que los sistemas energéticos insulares aún dependen en gran medida de combustibles fósiles, este objetivo se enfoca en la identificación de alternativas sostenibles, como el hidrógeno verde, biogás y biocombustibles avanzados. Se evaluará su viabilidad técnica, económica y ambiental, considerando su potencial para sustituir parcial o totalmente los combustibles convencionales en la generación térmica sin comprometer la seguridad del suministro energético.

IV. Desarrollo y validación de herramientas de decisión para la optimización de los sistemas de generación

Para garantizar una transición energética eficiente, es fundamental contar con herramientas de modelado y simulación que permitan tomar decisiones fundamentadas sobre la operación y expansión

del sistema eléctrico insular. Este objetivo busca desarrollar modelos matemáticos y metodologías de optimización que faciliten la gestión de la generación energética, integrando variables como demanda, costos, impacto ambiental y confiabilidad del sistema.

V. Análisis y potencial de integración de sistemas de almacenamiento de energía en los sistemas de generación insular

El último objetivo se centra en el papel clave del almacenamiento energético para mejorar la integración de fuentes renovables en los sistemas eléctricos insulares. Se analizará el potencial de tecnologías como el almacenamiento hidroeléctrico por bombeo (PHES), baterías de flujo, almacenamiento térmico y aire comprimido (CAES), con el fin de determinar su impacto en la estabilidad de la red, la reducción de emisiones y la optimización del despacho energético.

En conjunto, estos objetivos proporcionan un marco integral para evaluar e implementar soluciones sostenibles en sistemas eléctricos insulares, contribuyendo a la transición hacia un modelo energético más eficiente, resiliente y con menores emisiones de carbono.

3.- MARCO DE LA PRODUCCIÓN ENERGÉTICA

3.1.- Marco de producción energética europeo: Situación actual, normativas y perspectivas

El sector energético europeo ha experimentado una transformación significativa en las últimas décadas, impulsado por la creciente necesidad de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) (Jung & Schindler, 2019; Ma et al., 2020; Martinez & Iglesias, 2024), mejorar la seguridad del suministro energético y fomentar el uso de fuentes renovables (Bonilla-Campos et al., 2022). La Unión Europea (UE) ha adoptado un marco regulatorio integral con el objetivo de garantizar una transición energética sostenible (Potrč et al., 2021), cumpliendo con los compromisos adquiridos en el Acuerdo de París y el Pacto Verde Europeo.

3.1.1.- Situación actual del sector energético europeo

Actualmente, el mix energético europeo está compuesto por una combinación de fuentes renovables y no renovables. Si bien la tendencia general muestra un crecimiento de las energías limpias, la dependencia de combustibles fósiles sigue siendo una preocupación importante en algunos países. Según datos de Eurostat, en 2022, el 41% de la electricidad generada en la UE provino de fuentes no renovables, con la eólica y la solar ganando terreno de manera constante (Martinez et al., 2023; Martinez & Iglesias, 2021). Sin embargo, el gas natural sigue desempeñando un papel clave en la transición hacia una economía baja en carbono, debido a su menor impacto ambiental en comparación con el carbón. En la **Tabla 1**, se indican el % de uso.

Tecnología	Uso en Europa %
Energía Eólica	16%
Energía Solar Fotovoltaica	6%
Energía Hidroeléctrica	12%
Energía Nuclear	25%
Energía por Combustibles Fósiles	41%

Tabla 1. Porcentaje de uso de tecnologías de producción energética en Europa. Fuente: Eurostat.

3.1.2.- Normativas de aplicación en la producción energética

Para orientar a los Estados miembros en la transición energética, la UE ha implementado diversas normativas y estrategias que regulan la producción y el consumo de energía. Algunas de las regulaciones más relevantes incluyen:

- *Directiva de Energías Renovables (2018/2001/UE): Establece objetivos vinculantes para que la UE alcance un 32% de energías renovables en su consumo final de energía para 2030.*
- *Reglamento de Gobernanza de la Unión de la Energía (2018/1999): Obliga a los países de la UE a presentar Planes Nacionales Integrados de Energía y Clima (PNIEC), asegurando una hoja de ruta clara para la transición energética.*
- *Directiva de Mercados Eléctricos (2019/944/UE): Facilita la integración de energías renovables en el mercado eléctrico y mejora la flexibilidad del sistema.*

3.1.3.- Mecanismos de producción energética

El mix de generación de electricidad en Europa combina diversas tecnologías, cada una con sus ventajas y desafíos. Entre las principales fuentes de generación encontramos:

Energía eólica: Se ha convertido en una de las principales fuentes renovables en Europa, con países como Alemania y Dinamarca liderando su implementación.

La energía eólica se ha consolidado como una de las fuentes renovables más importantes en Europa, contribuyendo significativamente a la reducción de emisiones de carbono y a la transición energética del continente.

La Unión Europea (UE) ha establecido objetivos ambiciosos en materia de energías renovables, con la energía eólica desempeñando un papel clave. En el marco del Pacto Verde Europeo y la estrategia de

descarbonización (Barthelmie & Pryor, 2021; Martinez & Iglesias, 2023), los países europeos han impulsado el desarrollo y la instalación de parques eólicos tanto terrestres como marinos.

Según datos de la Asociación Europea de Energía Eólica (**WindEurope**), la capacidad instalada de energía eólica en Europa supera los 250 GW, con una creciente participación de la energía eólica marina. Alemania, España y Reino Unido lideran la producción eólica en el continente (Martinez & Iglesias, 2021).

Los avances en tecnología eólica han permitido la fabricación de aerogeneradores de mayor capacidad y eficiencia. La implementación de sistemas de almacenamiento de energía y el desarrollo de materiales más resistentes han mejorado la fiabilidad y el rendimiento de los parques eólicos. Además, la inteligencia artificial y el “*bigdata*” han optimizado la operación y el mantenimiento de los aerogeneradores (Ahmad et al., 2022).

A pesar de los avances, la energía eólica enfrenta diversos desafíos, como la integración en la red eléctrica, la aceptación social y la disponibilidad de espacios para nuevos proyectos. La regulación y la política energética también juegan un papel fundamental en el crecimiento del sector.

Se espera que la capacidad eólica instalada en Europa continúe aumentando en las próximas décadas, con un enfoque particular en la energía eólica marina flotante. La investigación y el desarrollo de nuevas tecnologías permitirán reducir costes y mejorar la eficiencia, contribuyendo al objetivo de la UE de alcanzar la neutralidad climática en 2050.

La energía eólica representa una solución viable y sostenible para la transición energética en Europa. Con el apoyo de la innovación tecnológica y un marco regulatorio adecuado, esta fuente de energía seguirá desempeñando un papel clave en la matriz energética del continente.

Energía solar fotovoltaica: La energía solar fotovoltaica ha experimentado un crecimiento significativo en Europa, consolidándose como una de las principales fuentes renovables de energía.

La Unión Europea (UE) ha impulsado la expansión de la energía solar fotovoltaica como parte de su estrategia de descarbonización y transición energética. En el marco del Pacto Verde Europeo, los países europeos han incentivado la instalación de plantas fotovoltaicas y sistemas descentralizados en entornos urbanos y rurales.

Según datos de la Asociación Europea de la Industria Fotovoltaica (**SolarPower Europe**), la capacidad instalada de energía solar en Europa supera los 200 GW, con un crecimiento continuo en países como Alemania, España, Italia y Francia. La generación distribuida y el autoconsumo han ganado relevancia en la matriz energética.

Los avances tecnológicos en la energía solar han mejorado la eficiencia de los paneles fotovoltaicos, con el desarrollo de células de silicio de alta eficiencia y tecnologías emergentes como las células de perovskita. Además, los sistemas de almacenamiento de energía y la digitalización han optimizado la gestión de la producción solar.

A pesar de su crecimiento, la energía solar enfrenta desafíos como la dependencia de las condiciones climáticas, la integración en la red eléctrica y la disponibilidad de materiales críticos para la fabricación de paneles. La regulación y las políticas de incentivos juegan un papel clave en su desarrollo sostenible. Se espera que la capacidad solar instalada en Europa continúe creciendo en las próximas décadas, con un fuerte impulso en la generación distribuida y en el almacenamiento de energía. La investigación y la innovación permitirán una mayor eficiencia y una reducción de costes, contribuyendo a los objetivos climáticos de la UE para 2050.

La energía solar fotovoltaica es una solución clave para la transición energética en Europa. Con el apoyo de la innovación tecnológica y un marco regulatorio adecuado, esta fuente de energía renovable seguirá desempeñando un papel fundamental en la reducción de emisiones y la diversificación de la matriz energética del continente.

Energía hidroeléctrica: Si bien es una tecnología madura, su potencial de expansión está limitado por restricciones geográficas.

La energía hidroeléctrica ha sido históricamente una de las principales fuentes de energía renovable en Europa, proporcionando una parte significativa del suministro eléctrico del continente.

La Unión Europea (UE) ha promovido el uso de la energía hidroeléctrica como parte de su estrategia de transición energética y descarbonización. Las infraestructuras hidroeléctricas, tanto de gran escala como pequeñas centrales, han jugado un papel crucial en la estabilización de la red eléctrica y en la generación de energía limpia.

Según datos de la Agencia Internacional de Energía (IEA), Europa cuenta con una capacidad instalada de energía hidroeléctrica superior a los 250 GW, con países como Noruega, Francia, España e Italia liderando en producción. La energía hidroeléctrica representa una fuente confiable y flexible, con capacidad de almacenamiento mediante embalses que facilitan la regulación de la oferta energética.

Los avances en la energía hidroeléctrica incluyen mejoras en la eficiencia de las turbinas, la modernización de infraestructuras existentes y el desarrollo de tecnologías de hidro-cinética. La digitalización y el monitoreo en tiempo real han optimizado la gestión de los recursos hídricos, mejorando la eficiencia operativa y la sostenibilidad ambiental.

A pesar de sus ventajas, la energía hidroeléctrica enfrenta desafíos relacionados con el impacto ambiental, la disponibilidad de recursos hídricos y la adaptación al cambio climático. La construcción de nuevas infraestructuras es limitada debido a restricciones geográficas y ambientales, lo que ha llevado a un enfoque en la optimización de plantas existentes.

Se prevé que la energía hidroeléctrica en Europa continúe desempeñando un papel clave en la transición energética, con un enfoque en la modernización de infraestructuras y la integración con otras fuentes renovables. La innovación tecnológica y las estrategias de gestión sostenible permitirán maximizar el potencial hidroeléctrico sin comprometer los ecosistemas.

La energía hidroeléctrica sigue siendo una de las fuentes de energía renovable más importantes en Europa. Su capacidad de almacenamiento y su estabilidad en la generación eléctrica la convierten en un pilar fundamental de la matriz energética. Con el apoyo de la innovación y una regulación adecuada, la energía hidroeléctrica seguirá contribuyendo a la sostenibilidad y seguridad energética del continente.

Energía nuclear: Aporta estabilidad al sistema eléctrico, pero enfrenta desafíos relacionados con la gestión de residuos y la aceptación pública. La energía nuclear juega un papel crucial en el suministro eléctrico de Europa, proporcionando una fuente de energía baja en carbono y estable.

La Unión Europea (UE) ha incluido la energía nuclear como una opción clave en su estrategia de transición energética y reducción de emisiones de carbono. A pesar de los debates sobre su seguridad y gestión de residuos, sigue siendo una fuente importante de electricidad en varios países europeos.

Según datos de la Agencia Internacional de Energía (IEA), Europa cuenta con más de 100 reactores nucleares operativos, con países como Francia, Alemania y Suecia liderando en capacidad instalada. Mientras algunos países han optado por eliminar progresivamente la energía nuclear, otros como Francia y el Reino Unido continúan invirtiendo en su desarrollo.

Los avances en la energía nuclear incluyen el desarrollo de reactores modulares pequeños (SMR), mejoras en la seguridad de los reactores de fisión y el progreso en la investigación de la fusión nuclear. Estos desarrollos buscan reducir los riesgos operativos y mejorar la eficiencia de la generación de energía.

La energía nuclear enfrenta desafíos como la gestión de residuos radiactivos, los costos elevados de construcción de nuevas plantas y la aceptación pública. La regulación estricta y la necesidad de garantizar la seguridad en las instalaciones también representan barreras importantes para su expansión.

Se espera que la energía nuclear siga desempeñando un papel en la transición energética de Europa, especialmente a medida que avancen las tecnologías de fusión y los reactores modulares pequeños.

Las estrategias gubernamentales y las inversiones en investigación determinarán su futuro en el continente.

La energía nuclear sigue siendo una fuente de electricidad clave en Europa, proporcionando estabilidad y bajas emisiones de carbono. Con el desarrollo de nuevas tecnologías y una regulación adecuada, podrá seguir contribuyendo a la seguridad energética y a los objetivos de reducción de emisiones en el continente.

Energía por combustibles fósiles: A pesar de su impacto ambiental, siguen siendo parte fundamental del mix energético en algunos países de la UE. Europa ha dependido históricamente de los combustibles fósiles como principal fuente de energía. A pesar del auge de las energías renovables, el carbón, el petróleo y el gas natural siguen desempeñando un papel clave en la generación eléctrica e industrial. Los combustibles fósiles utilizados en Europa provienen tanto de fuentes nacionales como de importaciones. Los principales tipos de combustibles fósiles incluyen el carbón que es históricamente relevante en países como Alemania y Polonia, aunque en declive debido a políticas medioambientales, el petróleo que es la base del sector del transporte y de algunas industrias pesadas y el gas natural, importante para la calefacción y la producción de electricidad, con Rusia, Noruega y Argelia como principales proveedores.

Dichos Los combustibles fósiles se utilizan en diferentes tecnologías para la generación de energía:

1. Centrales térmicas de carbón

Las centrales termoeléctricas de carbón generan electricidad a través de la combustión de carbón en calderas de alta temperatura. El calor generado convierte el agua en vapor, que mueve turbinas acopladas a generadores eléctricos.

- Ventajas:
 - Alta disponibilidad y capacidad de generación estable.
 - Infraestructura bien desarrollada en algunos países europeos.
- Desventajas:
 - Elevadas emisiones de CO₂ y contaminantes como SO₂ y NO_x.
 - Regulaciones ambientales estrictas están reduciendo su uso en la UE.

Ejemplo en Europa: Alemania y Polonia aún dependen en gran medida del carbón, aunque están implementando planes de reducción gradual.

2. Centrales de ciclo combinado con gas natural (CCGT)

Esta tecnología utiliza gas natural para generar electricidad con mayor eficiencia que las centrales térmicas convencionales. Funciona en dos etapas: primero, el gas se quema en una turbina de gas para generar electricidad; luego, los gases calientes residuales se usan para producir vapor que acciona una segunda turbina.

- Ventajas:
 - Mayor eficiencia energética (hasta un 60%).
 - Menores emisiones de CO₂ en comparación con el carbón.
- Desventajas:
 - Dependencia de las importaciones de gas natural (Rusia, Noruega, Argelia).
 - Precio del gas sujeto a volatilidad del mercado.

Ejemplo en Europa: España y Reino Unido han apostado por el gas natural como energía de respaldo para compensar la intermitencia de renovables.

3. Centrales de cogeneración (CHP - Combined Heat and Power)

Estas plantas generan electricidad y calor simultáneamente, utilizando gas natural, carbón o biomasa. Son ampliamente utilizadas en la industria y para calefacción urbana en ciudades europeas.

- Ventajas:

- Alta eficiencia energética (hasta un 80%) al aprovechar el calor residual.
- Reducción del consumo total de combustibles fósiles.
- Desventajas:
 - Infraestructura compleja y costosa de instalar.
 - No siempre viable en climas templados donde la demanda de calor es menor.

Ejemplo en Europa: Países nórdicos y Alemania han implementado sistemas de calefacción urbana con cogeneración.

4. Centrales de Combustión de Petróleo

Menos comunes en la actualidad, estas plantas utilizan derivados del petróleo (fuelóleo y diésel) para generar electricidad, principalmente en regiones con acceso limitado a otras fuentes.

- Ventajas:
 - Rápida disponibilidad y respuesta en sistemas aislados.
 - Útil como respaldo energético en emergencias.
- Desventajas:
 - Alto costo del combustible y baja eficiencia energética.
 - Altas emisiones contaminantes y mayor huella de carbono.

Ejemplo en Europa: Se utilizan en regiones aisladas como islas del Mediterráneo y el Atlántico.

5. Plantas de captura y almacenamiento de Carbono (CCS - Carbon Capture and Storage)

Algunas centrales de carbón y gas han implementado tecnologías de captura de carbono, que extraen el CO₂ de los gases de combustión y lo almacenan en formaciones geológicas subterráneas.

- Ventajas:
 - Permite reducir emisiones en industrias difíciles de descarbonizar.
 - Compatible con infraestructuras existentes.
- Desventajas:
 - Alto costo y consumo energético adicional.
 - Aún en fase de desarrollo y pruebas en Europa.

Ejemplo en Europa: Noruega y el Reino Unido lideran proyectos piloto de CCS, como "Northern Lights".

El uso de combustibles fósiles en Europa tiene consecuencias significativas:

- Emisiones de CO₂: Contribuyen al calentamiento global y al cambio climático.
- Contaminación del aire: Provoca problemas de salud pública.
- Dependencia energética: Europa busca reducir su dependencia de las importaciones, especialmente de gas ruso, tras conflictos geopolíticos.

Europa está en proceso de transición hacia fuentes de energía más sostenibles. Las estrategias incluyen:

- Descarbonización: Mediante el cierre de centrales de carbón y la promoción de energías renovables.
- Electrificación y eficiencia energética: Favoreciendo la energía solar, eólica e hidráulica.
- Captura y almacenamiento de carbono (CCS): Tecnologías para reducir las emisiones de CO₂ de las plantas fósiles.
- Diversificación de fuentes: Reducción de la dependencia de combustibles fósiles mediante energías limpias y acuerdos de suministro alternativos.

Los combustibles fósiles siguen desempeñando un papel en el sistema energético europeo, pero las políticas y avances tecnológicos están acelerando la transición hacia fuentes más sostenibles. La diversificación energética y la reducción de emisiones son claves para garantizar la seguridad y sostenibilidad energética en Europa. Actualmente se está reduciendo progresivamente la dependencia

de los combustibles fósiles mediante regulaciones estrictas y la integración de energías renovables. Sin embargo, el gas natural sigue desempeñando un papel clave en la transición energética, y tecnologías como la cogeneración y la captura de carbono buscan optimizar el uso de combustibles fósiles mientras disminuyen su impacto ambiental.

3.1.4.-Mecanismos de almacenamiento energético

El almacenamiento energético es clave para gestionar la intermitencia de las energías renovables y mejorar la estabilidad del sistema eléctrico (Ferreira et al., 2013; Groppi et al., 2021; D. Katsaprakakis & Dakanali, 2019; Mitali et al., 2022). Entre las principales tecnologías de almacenamiento se incluyen las descritas en la **Tabla 2**, donde se han añadido el porcentaje de uso y la capacidad de almacenamiento:

Tecnología de almacenamiento	Uso en Europa %	Capacidad total estimada (GWh)
Centrales hidroeléctricas de bombeo	85%	120.000
Baterías de ion-litio	7%	10.000
Baterías de flujo redox	2%	2.500
Almacenamiento térmico	3%	3.500
Almacenamiento por hidrógeno (h ₂)	2%	2.000
Almacenamiento por aire comprimido	1%	1.500

Tabla 2. Porcentaje de uso de tecnologías de almacenamiento en Europa y capacidad de almacenamiento por tecnología. Fuente: Eurostat.

Centrales hidroeléctricas de bombeo: Las Centrales Hidroeléctricas de Bombeo con un 85% de uso son una de las tecnologías más utilizadas para el almacenamiento de energía en Europa y representan una gran parte de la capacidad total instalada (Favaro et al., 2024; Rehman et al., 2015; Sadi et al., 2023). Es la forma más extendida de almacenamiento a gran escala.

Representan la principal tecnología de almacenamiento de energía a gran escala en Europa, proporcionando estabilidad a la red eléctrica y respaldo en momentos de alta demanda.

Funcionan mediante el bombeo de agua desde un embalse inferior a otro superior cuando hay excedente de energía. Posteriormente, en períodos de alta demanda, el agua es liberada para generar electricidad a través de turbinas.

Países como Suiza, España, Alemania y Austria cuentan con importantes centrales de bombeo que contribuyen a la regulación de la red eléctrica y la integración de energías renovables intermitentes, como la solar y la eólica (Yagi & Takeuchi, 2023; Yurter et al., 2024).

La Unión Europea promueve la expansión y modernización de estas infraestructuras como parte de su estrategia de transición energética, ya que ofrecen una solución eficiente y sostenible para el almacenamiento a largo plazo.

A pesar de sus beneficios, las centrales hidroeléctricas de bombeo requieren inversiones significativas y una geografía adecuada para su implementación, lo que limita su desarrollo en ciertas regiones.

Su uso en sistemas aislados es el gran reto (D. Katsaprakakis & Dakanali, 2019; Papadopoulos, 2020).

Baterías de Ion-Litio: De uso común en almacenamiento doméstico y vehículos eléctricos, las Baterías de Ion-Litio con un 7%, han crecido en popularidad, especialmente en aplicaciones de almacenamiento a corto plazo y como parte de la transición hacia redes eléctricas más limpias y eficientes (Trapani et al., 2024; Zhang et al., 2018).

Son una de las principales soluciones de almacenamiento energético en el continente debido a su alta densidad energética, eficiencia y flexibilidad de uso.

Se emplean en aplicaciones que van desde dispositivos electrónicos hasta sistemas de respaldo en redes eléctricas y almacenamiento a gran escala en parques eólicos y solares.

Europa está invirtiendo en la producción y desarrollo de baterías de ion-litio para reducir la dependencia de importaciones asiáticas. Iniciativas como la Alianza Europea de Baterías buscan fortalecer la cadena de suministro y fomentar la producción de baterías sostenibles.

Países como Alemania, Francia y España están implementando fábricas de baterías y fomentando la investigación en tecnologías de reciclaje para mejorar la sostenibilidad de estos sistemas.

Uno de los principales desafíos es la disponibilidad de materias primas críticas, como el litio y el cobalto, lo que ha llevado a la exploración de fuentes alternativas dentro de Europa y acuerdos estratégicos con proveedores internacionales.

Baterías de flujo redox: Prometen una mayor vida útil y seguridad. Son una alternativa prometedora para el almacenamiento de energía a gran escala, gracias a su capacidad de carga y descarga sin degradación significativa con el tiempo.

Funcionan mediante soluciones líquidas de electrolitos que almacenan y liberan energía de manera eficiente, lo que permite su uso prolongado sin pérdida de capacidad.

Europa está invirtiendo en el desarrollo y fabricación de estas baterías, con países como Alemania y el Reino Unido liderando proyectos piloto para integrarlas en la red eléctrica.

Su uso en sistemas de respaldo para energías renovables es clave, ya que permiten estabilizar la red ante la variabilidad de fuentes como la eólica y la solar.

Los desafíos actuales incluyen el costo de los materiales y la necesidad de mejorar la eficiencia de los electrolitos, lo que está impulsando la investigación en nuevos compuestos menos costosos y más sostenibles.

Almacenamiento térmico: Utilizado en plantas termo solares. Consiste en almacenar energía en forma de calor utilizando materiales de cambio de fase, sales fundidas o sistemas de almacenamiento de calor sensible (Rahbari et al., 2023; Steinmann et al., 2019). Se emplea en aplicaciones como la energía solar concentrada, donde el calor almacenado puede generar electricidad en ausencia de radiación solar, aumentando la fiabilidad de estas fuentes energéticas.

España y Alemania lideran la implementación de sistemas de almacenamiento térmico, con plantas solares de concentración que utilizan sales fundidas para almacenar calor y generar electricidad incluso durante la noche.

Otras aplicaciones incluyen la calefacción urbana, donde se almacenan grandes cantidades de calor en tanques de agua caliente o materiales sólidos para su uso posterior en edificios y redes de calefacción.

La Unión Europea está promoviendo la investigación y el desarrollo de nuevos materiales con mayor capacidad térmica y menor degradación para mejorar la eficiencia de estos sistemas.

Almacenamiento mediante hidrógeno (H₂): Se basa en la producción de hidrógeno mediante electrólisis, utilizando electricidad renovable para dividir el agua en hidrógeno y oxígeno (Borge-Diez et al., 2024; Sadi et al., 2023; Trapani et al., 2024).

Este hidrógeno se almacena y posteriormente se convierte en electricidad mediante celdas de combustible o combustión en turbinas adaptadas (Modu et al., 2023).

Europa está apostando por el hidrógeno verde como una solución clave para la descarbonización de la industria y el transporte pesado.

Países como Alemania, Francia y España han desarrollado estrategias nacionales de hidrógeno, con inversiones en infraestructura de producción, almacenamiento y distribución.

Entre los principales desafíos se encuentran el alto costo de producción del hidrógeno verde y la necesidad de ampliar la infraestructura de transporte y almacenamiento (Lozano Medina, Concepción, et al., 2024).

Almacenamiento mediante aire comprimido: Utiliza el excedente de energía para comprimir aire en cavernas subterráneas o tanques de alta presión.

En momentos de alta demanda, el aire comprimido se libera y expande a través de turbinas para generar electricidad.

Países como Alemania y el Reino Unido han desarrollado proyectos piloto de almacenamiento de energía mediante aire comprimido para respaldar la estabilidad de la red eléctrica.

Esta tecnología es eficiente y tiene una larga vida útil, aunque su implementación depende de la disponibilidad de infraestructuras adecuadas para el almacenamiento subterráneo.

La Unión Europea está promoviendo la investigación en mejoras tecnológicas para aumentar la eficiencia del proceso y reducir pérdidas energéticas.

Otros mecanismos de almacenamiento importantes: Existen más tecnologías de almacenamiento que están siendo investigadas o implementadas de manera más limitada en Europa. Algunas de estas incluyen:

- *Almacenamiento de energía por gravedad:* Se están probando sistemas que almacenan energía utilizando el principio de elevar pesos pesados, como el proyecto “*Gravitricity*”. Esta tecnología aún está en fases experimentales.
- *Almacenamiento por sales fundidas:* Utilizado principalmente para almacenamiento térmico de gran escala, donde se almacenan calorías a temperaturas muy altas. Es interesante, sobre todo, para aplicaciones relacionadas con energía solar concentrada (Shiga et al., 2011).
- *Almacenamiento de energía en volúmenes de aire (CAES):* Similar al aire comprimido, pero mejorando la eficiencia a través de la utilización de calor recuperado. Este tipo de almacenamiento se está considerando para integrarse con fuentes de energía renovables intermitentes.
- *Almacenamiento de energía en supercondensadores:* Utilizado principalmente para almacenamiento de energía a corto plazo, es eficaz en aplicaciones que requieren una rápida descarga de energía, como el transporte.

3.1.5.-Medidas para la disminución de emisiones

La UE ha adoptado una serie de medidas políticas, tecnológicas y económicas para reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero. Estas incluyen el sistema de comercio de emisiones (EU ETS), el fomento de la movilidad sostenible, el desarrollo de tecnologías de captura y almacenamiento de carbono (CCS) y el impulso de las energías renovables. Estas acciones son cruciales para que Europa logre sus ambiciosos objetivos climáticos, en el marco del Pacto Verde Europeo y otras políticas climáticas a nivel global.

Se muestra en la **Tabla 3** se muestra su impacto en la reducción de emisiones.

Medida	Impacto en la reducción de emisiones
Sistema de comercio de emisiones	Alto
Fomento de la movilidad sostenible	Medio
Captura y almacenamiento de carbono	Medio-Alto
Incentivos para energías renovables	Alto

Tabla 3. Impacto en la reducción de emisiones. Fuente: Eurostat.

Con estas estrategias y tecnologías, Europa busca consolidarse como líder en la transición hacia un sistema energético sostenible y libre de emisiones.

Sistema de comercio de emisiones de la UE (ETS):

Permite la compra y venta de derechos de emisión para incentivar la reducción de CO₂. El Sistema de Comercio de Emisiones (EU ETS, por sus siglas en inglés) es una de las principales herramientas de la UE para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. Este sistema establece un "tope" máximo de emisiones para los sectores cubiertos (como la energía, la industria pesada y la aviación), distribuyendo una cantidad limitada de permisos de emisión de CO₂ entre las empresas participantes. Las empresas reciben permisos de emisión, que pueden ser comprados o vendidos en un mercado. Si una empresa emite menos CO₂ de lo asignado, puede vender sus permisos sobrantes. Si emite más, debe comprar permisos adicionales. Esto crea un incentivo económico para reducir emisiones, ya que las empresas que invierten en tecnologías más limpias pueden vender sus permisos a otras que no pueden reducir sus emisiones con la misma facilidad.

El EU ETS ha sido fortalecido a lo largo de los años, con un enfoque en la reducción gradual de la cantidad de permisos disponibles, lo que ayuda a aumentar el precio del carbono y, por ende, el incentivo para la descarbonización de la economía.

Fomento de la movilidad sostenible:

Se trata de incentivos para la electrificación del transporte. Europa está impulsando la transición hacia un sistema de transporte más sostenible a través de una serie de incentivos y regulaciones. Esto incluye la electrificación del transporte, así como la promoción de alternativas más limpias.

- *Incentivos para la electrificación del transporte:* Los gobiernos europeos están ofreciendo incentivos financieros, como subvenciones o desgravaciones fiscales, para la compra de vehículos eléctricos (VE) y la instalación de infraestructura de carga. Esto está vinculado a una política más amplia que busca reducir las emisiones del sector del transporte, que es uno de los mayores emisores de CO₂ en la región.

- *Reducción de emisiones en el transporte público:* Se fomenta la transición a autobuses eléctricos o híbridos y se promueven las infraestructuras de transporte público eficientes y sostenibles, lo que contribuye a la reducción de la congestión y la contaminación en las ciudades.

- *Normativas y objetivos de emisiones:* La UE también ha establecido normativas estrictas sobre las emisiones de CO₂ de los vehículos, con metas de reducción progresiva para los fabricantes de automóviles, lo que ha impulsado el desarrollo de vehículos de cero emisiones.

Desarrollo de tecnologías de captura y almacenamiento de carbono (CCS):

La tecnología de captura y almacenamiento de Carbono (CCS, por sus siglas en inglés) se está promoviendo como una solución clave para reducir las emisiones de CO₂ en sectores industriales difíciles de descarbonizar, como la industria pesada (cemento, acero, etc.).

- *Captura de CO₂:* La CCS implica capturar el CO₂ directamente de los procesos industriales o de la atmósfera, evitando que se libere a la atmósfera. Luego, este CO₂ es transportado y almacenado de forma segura en formaciones geológicas subterráneas.

- *Incentivos y financiación:* Europa ha invertido en proyectos de CCS y ha proporcionado incentivos económicos y financiación para el desarrollo de infraestructuras y tecnologías avanzadas que hagan más viable la captura y el almacenamiento de carbono.

- *Proyectos emblemáticos:* Se han lanzado proyectos piloto y comerciales en varios países europeos, como el "Northern Lights" en Noruega, que busca desarrollar infraestructuras para el transporte y almacenamiento de CO₂ a gran escala.

Incentivos para energías renovables:

La UE ha sido un líder mundial en la promoción de energías renovables como una estrategia clave para la descarbonización de su economía.

- *Políticas de apoyo:* La UE ha establecido políticas de apoyo, como subsidios, tarifas de alimentación (**feed-in tariffs**) y subastas de energías renovables, que han facilitado la expansión de la energía solar, eólica, biomasa y otras fuentes renovables en toda Europa.

- *Objetivos ambiciosos:* En el marco del Pacto Verde Europeo (**Green Deal**), la UE se ha comprometido a alcanzar la neutralidad climática para 2050, lo que implica un aumento sustancial en la participación de las energías renovables en su mix energético. El objetivo es reducir las emisiones de CO₂ mediante la sustitución de combustibles fósiles por fuentes de energía limpias y sostenibles.

- *El mercado único de la energía:* La UE ha impulsado la integración de los mercados de energía renovable en toda Europa para facilitar la transición energética, promoviendo la interconexión de redes y el intercambio transnacional de electricidad generada de fuentes renovables.

3.2.-Marco de producción energética canario: situación actual, normativas y perspectivas

3.2.1.-Situación actual del sector energético canario

El sistema energético del archipiélago canario presenta características diferenciadas respecto al sistema energético peninsular y al de otros países europeos debido a su condición de región ultraperiférica, su insularidad y su dependencia de los combustibles fósiles. Estas particularidades condicionan su estructura de generación, distribución y consumo de energía, así como las estrategias de transición energética que se están implementando en el marco de la descarbonización y el impulso de las energías renovables.

El sistema energético canario se encuentra en una fase de transición, enfrentando importantes retos debido a su insularidad y elevada dependencia de los combustibles fósiles. Si bien se han impulsado iniciativas para aumentar la penetración de energías renovables y mejorar la eficiencia del sistema, la falta de interconexiones eléctricas y la necesidad de almacenamiento energético siguen siendo barreras clave para alcanzar una matriz energética más sostenible.

En los próximos años, la evolución del sector dependerá de la capacidad de las administraciones y del sector privado para desarrollar infraestructuras que permitan aprovechar el potencial renovable del archipiélago, reducir su dependencia energética y garantizar un suministro eléctrico más económico y sostenible.

Dependencia de combustibles fósiles y mix energético:

A diferencia de la Europa continental, donde las energías renovables han ido incrementando su participación en el mix energético, el sistema energético canario sigue dependiendo mayoritariamente de fuentes fósiles. Según datos del Gobierno de Canarias y Red Eléctrica de España (REE) (Gobierno de Canarias, 2022, 2023), en 2022 más del 80% de la electricidad generada en las islas provino de combustibles fósiles, fundamentalmente fuelóleo y gasoil, utilizados en centrales térmicas. Este escenario responde a la ausencia de interconexiones eléctricas con el exterior y a la imposibilidad de contar con infraestructura de gas natural que permita una transición menos contaminante.

El mix energético en Canarias, en términos de producción de electricidad, se distribuyó en el año 2022 tal como se refleja en la **Tabla 4**.

Tecnología	Producción en Canarias	
	%	GWh
Energía Eólica	15,59%	1.400,70
Energía Solar Fotovoltaica	4,17%	375,10
Energía Hidroeléctrica de y otras	0,04%	3,40
Refinería y cogeneración	0,00%	0,00
Energía por Combustibles Fósiles	80,20%	7.208,00

Tabla 4. Distribución de la producción de electricidad en Canarias por tecnología en el año 2022. Fuente: Red Eléctrica de España.

La baja penetración de renovables contrasta con el gran potencial que presentan las islas para la explotación de energía eólica y solar. Este retraso se debe, entre otros factores, a la variabilidad meteorológica, la falta de espacios adecuados y la necesidad de sistemas de almacenamiento energético para compensar la intermitencia de la generación renovable.

Red eléctrica y seguridad del suministro:

Canarias opera seis sistemas eléctricos independientes (uno por isla), lo que conlleva importantes desafíos en términos de estabilidad y seguridad del suministro. La ausencia de interconexión entre las islas y con el continente obliga a disponer de una capacidad de generación suficiente en cada una de

ellas para atender la demanda en todo momento. Esta condición aumenta los costes de producción y la vulnerabilidad del sistema ante fallos en las infraestructuras de generación.

La gestión de la red eléctrica recae en Red Eléctrica de España (REE), que ha implementado mecanismos de control para optimizar la integración de energías renovables y mejorar la estabilidad del sistema. Sin embargo, la variabilidad de la producción eólica y fotovoltaica requiere del desarrollo de infraestructuras de almacenamiento energético que permitan maximizar la autosuficiencia y reducir la dependencia de combustibles importados.

Costes de la energía y dependencia del exterior:

El coste de generación eléctrica en Canarias es significativamente superior al del territorio peninsular debido al transporte e importación de combustibles fósiles, así como a la necesidad de mantener infraestructuras aisladas en cada isla. Para mitigar esta diferencia, el sistema energético canario recibe subvenciones del Estado español a través del Régimen Económico y Fiscal (REF), lo que permite equiparar el coste de la electricidad con el de la península.

El sobre coste de la generación se estima en más del 40% en comparación con la media nacional, lo que subraya la necesidad de avanzar en la implantación de energías renovables y sistemas de almacenamiento energético para reducir la dependencia del exterior y mejorar la sostenibilidad económica del sistema eléctrico insular.

Avances en la transición energética:

En el marco del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030 y la Estrategia Energética de Canarias 2025 (EECan25), se han fijado objetivos de reducción progresiva de combustibles fósiles y aumento de la participación de energías renovables. Se prevé que para 2030 el 50% de la generación eléctrica en Canarias provenga de fuentes renovables, con un papel clave de la energía eólica y fotovoltaica.

Entre las iniciativas más relevantes destacan:

- Proyecto Chira-Soria (Gran Canaria): Infraestructura de almacenamiento hidroeléctrico con capacidad de 200 MW, destinada a mejorar la integración de renovables y la estabilidad del sistema eléctrico.
- Expansión de parques eólicos y solares en Tenerife, Gran Canaria, Lanzarote y Fuerteventura.
- Desarrollo de tecnología de almacenamiento con baterías para mitigar la intermitencia de las energías renovables.
- Fomento del autoconsumo y generación distribuida, con incentivos para la instalación de paneles solares en sectores residencial e industrial.

3.2.2.-Normativas de aplicación en la producción energética en Canarias

El marco normativo que regula la producción energética en Canarias está influenciado tanto por la legislación española como por directrices de la Unión Europea (UE), pero incorpora especificidades debido a su condición de región ultraperiférica y a la insularidad de su sistema eléctrico. Estas normativas buscan garantizar la seguridad del suministro, la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y el fomento de energías renovables en un contexto de aislamiento energético.

Las normativas energéticas en Canarias reflejan su singularidad geográfica y su vulnerabilidad energética, buscando equilibrar la seguridad del suministro con la transición hacia un modelo sostenible. Si bien la regulación ha avanzado para favorecer la integración de renovables y mejorar la eficiencia del sistema, persisten desafíos relacionados con el almacenamiento energético, la interconectividad entre islas y la reducción de la dependencia de los combustibles fósiles.

Régimen económico y fiscal de Canarias (REF) y subvenciones energéticas:

Debido a los altos costos de generación eléctrica en Canarias, derivados de su dependencia de combustibles fósiles importados y de la fragmentación de su sistema eléctrico, el REF establece medidas específicas para compensar esta situación:

- Subvenciones a la generación eléctrica: El Estado español cubre el sobrecoste de producción eléctrica en las islas a través de mecanismos compensatorios incluidos en la Ley del REF.
- Bonificaciones a las energías renovables: Se establecen incentivos para promover la inversión en infraestructuras renovables y reducir la dependencia del fuelóleo y el gasoil.
- Exenciones fiscales: Exenciones fiscales para la importación de equipos de energía renovable, reduciendo el IGIC (Impuesto General Indirecto Canario) sobre estos productos.

Planificación energética y objetivos de descarbonización:

- *Estrategia energética de Canarias 2025 (EECan25)*: El documento estrategia energética de Canarias 2025 (EECan25) establece los principios rectores para la transición energética del archipiélago. Sus objetivos principales incluyen:

- Alcanzar un 45% de generación renovable para 2025 y un 50% para 2030.
- Fomentar el autoconsumo energético, especialmente en viviendas y empresas.
- Desarrollar sistemas de almacenamiento energético para garantizar la estabilidad del suministro.
- Desplegar redes eléctricas inteligentes (smart grids) para mejorar la eficiencia y gestión de la demanda.

- *Plan nacional integrado de energía y clima (PNIEC) 2021-2030*: A nivel nacional, el PNIEC también incorpora medidas específicas para Canarias:

- *Modernización de infraestructuras eléctricas y fortalecimiento de las redes de distribución.*
- *Desarrollo del hidrógeno verde como vector energético clave.*
- *Movilidad sostenible: Incentivos para la electrificación del transporte público y privado en las islas.*

Normativas sobre energías renovables y almacenamiento energético:

- *Real Decreto 960/2020: Marco de retribución a las energías renovables*: Este decreto establece subastas específicas para la generación de energía renovable en Canarias, reconociendo su singularidad y los costos adicionales que enfrentan los proyectos energéticos en el archipiélago.

- *Proyecto Chira-Soria y leyes de almacenamiento energético*: El Proyecto Chira-Soria, promovido por red eléctrica de España (REE), es una central hidroeléctrica de bombeo en Gran Canaria diseñada para almacenar excedentes de energía renovable y mejorar la estabilidad de la red. Su desarrollo ha requerido adaptaciones normativas, incluyendo evaluaciones de impacto ambiental específicas para sistemas de almacenamiento y regulaciones sobre tarifas y costos de operación en sistemas insulares.

Normativa sobre el mercado eléctrico y tarifas específicas:

- *Real Decreto 738/2015. Regulación de los sistemas no peninsulares (SNP)*: Este decreto establece normas específicas para los sistemas eléctricos insulares, como Canarias, diferenciándolos del mercado eléctrico peninsular:

- Se fija un régimen retributivo singular para garantizar la estabilidad del suministro.
- Se regulan los costes de producción de electricidad, cubriendo la diferencia entre los costos de generación y las tarifas que pagan los consumidores.
- Se establece la obligación de servicio público para las centrales eléctricas, asegurando que las islas dispongan de suficiente capacidad de generación.

- *Ley del Sector Eléctrico 24/2013*: Aunque es de aplicación general en España, esta ley reconoce las singularidades de Canarias:

- Permite regulaciones diferenciadas en materia de autoconsumo.
- Incluye incentivos para la interconexión de redes dentro de las islas, aunque no se ha implementado hasta la fecha.

Regulación ambiental y de sostenibilidad:

Canarias cuenta con una biodiversidad única y altos niveles de protección ambiental, lo que implica restricciones adicionales en el desarrollo de infraestructuras energéticas.

- *Ley 21/2013 de evaluación ambiental:* Toda nueva infraestructura energética en Canarias debe someterse a un proceso de evaluación ambiental que garantice la sostenibilidad del proyecto y minimice su impacto sobre el medio natural.

- *Planes de transición ecológica y cambio climático:* El plan de acción climática de Canarias alinea sus estrategias con el pacto verde europeo, estableciendo:

- Objetivos de reducción de emisiones en el sector energético.
- Medidas para la descarbonización del turismo y el transporte.
- Regulación sobre eficiencia energética en edificios y autoconsumo.

3.2.3.- Mecanismos de producción energética en Canarias

El archipiélago canario presenta un sistema energético insular caracterizado por su dependencia de combustibles fósiles y una creciente incorporación de energías renovables. Debido a su condición de sistema aislado, la seguridad del suministro y la estabilidad de la red eléctrica dependen de un equilibrio entre diferentes fuentes de generación. El sistema de generación energética en Canarias se encuentra en una fase de transición hacia un modelo más sostenible. A pesar del predominio de los combustibles fósiles, la integración de energías renovables y el desarrollo de mecanismos de almacenamiento permitirán reducir las emisiones, mejorar la seguridad del suministro y optimizar los costos energéticos a largo plazo.

Producción energética convencional:

Se trata de las centrales térmicas de fuelóleo y gasoil. La mayor parte de la electricidad en Canarias proviene de centrales térmicas convencionales que utilizan fuelóleo y gasoil. Estas plantas se encuentran en todas las islas y representan aproximadamente el 80% de la generación total.

Las centrales térmicas en Canarias operan a través de la combustión de fuelóleo y gasoil, generando vapor que mueve turbinas conectadas a generadores eléctricos. Este proceso, aunque eficiente en términos de suministro, implica una alta emisión de CO₂ y contaminantes atmosféricos.

- *Distribución de centrales en Canarias:* Las principales centrales térmicas en Canarias se ubican en:

- Gran Canaria: Central de Jinámar y central de Barranco de Tirajana.
- Tenerife: Central de Granadilla y Central de Candelaria.
- Lanzarote: Central de Punta Grande.
- Fuerteventura: Central de Puerto del Rosario.
- La Palma: Central de Los Guinchos.
- El Hierro y La Gomera: Pequeñas infraestructuras de respaldo.

El uso de combustibles fósiles en Canarias genera altas emisiones de CO₂ que contribuye significativa al cambio climático, genera dependencia energética del exterior ya que se importa la totalidad del combustible y son de unos costos elevados, lo que implica necesidad de subsidios para mitigar los precios. Además, producen contaminación atmosférica y acústica, produciendo impacto negativo en la calidad de vida de las poblaciones cercanas.

Para reducir la dependencia de las centrales térmicas, Canarias está apostando por mejoras en eficiencia energética en las plantas actuales, por la integración progresiva de energías renovables y por proyectos de almacenamiento energético, como el bombeo hidráulico y baterías de ion-litio.

Producción energética renovable:

- *Energía eólica:* Canarias cuenta con un elevado potencial eólico, especialmente en las islas de Gran Canaria, Fuerteventura y Lanzarote. La capacidad instalada ha crecido en los últimos años, alcanzando un 15,59 % de la generación total en 2022, lo que supone 1400,70 GWh, llegando al 19,20 % en 2023. Una tecnología ejemplo está representada en "Corona del viento".

Los aerogeneradores transforman la energía cinética del viento en electricidad a través de un generador. La producción depende de la velocidad del viento y las condiciones climáticas.

El beneficio principal es la reducción de emisiones y menor dependencia de combustibles fósiles, pero el gran reto es la Intermitencia que requiere de sistemas de almacenamiento y respaldo térmico. Por otro lado, los costes iniciales son elevados en infraestructuras y mantenimiento y el impacto visual y acústico puede generar rechazo en ciertas áreas.

- *Energía solar fotovoltaica*: El recurso solar en Canarias es alto, lo que ha permitido un incremento en la generación fotovoltaica. En 2022, un 4.17 % de la electricidad provino de esta fuente, lo que supone 375,10 GWh, llegando al 6,30 % en 2023. Los paneles solares convierten la radiación solar en electricidad mediante células fotovoltaicas. Su producción es en horas diurnas y en condiciones de alta radiación solar. Como gran beneficio se puede destacar el autoconsumo, crecimiento del sector residencial e industrial en instalaciones solares. Como gran reto se encuentra la necesidad de almacenamiento debido a la generación diurna. El espacio necesario para estas instalaciones es amplio, pero también es limitado para grandes parques solares en algunas islas. Los costes de instalación siguen siendo altos, a pesar de la reducción en los costos de los paneles solares, y la inversión inicial sigue siendo un desafío para algunos consumidores.

- *Energía hidroeléctrica de bombeo*: Actualmente, el proyecto Chira-Soria en Gran Canaria es la principal infraestructura hidroeléctrica en desarrollo. Se trata de un sistema de bombeo-reversible que permite almacenar energía mediante el movimiento de agua entre dos embalses. En períodos de baja demanda, el sistema bombea agua a un embalse superior utilizando excedentes de energía renovable. Posteriormente, cuando la demanda es alta, el agua se libera para generar electricidad mediante turbinas. Como gran beneficio destacamos su gran capacidad de almacenamiento energético para mejorar la estabilidad del sistema y la optimización del uso de renovables, reduciendo la dependencia de generación fósil. El reto es su Impacto ambiental durante su construcción, su ocupación de suelo y su coste de infraestructura elevado, con una alta inversión inicial.

Innovaciones y futuro del sistema energético canario:

El futuro del sistema energético canario pasa por seguir innovando e investigando, cabe destacar las siguientes líneas:

- *Desarrollo de almacenamiento con baterías*: El almacenamiento con baterías de ion-litio se está implementando en proyectos piloto para garantizar una mayor estabilidad en la red y aprovechar el excedente de generación renovable. Estas baterías permiten gestionar la intermitencia de fuentes renovables, almacenando la energía durante los períodos de alta producción y liberándola cuando la demanda lo requiere. Además, el desarrollo de nuevas tecnologías como las baterías de estado sólido podría aumentar la eficiencia y la vida útil de estos sistemas.

- *Desarrollo del hidrógeno verde*: El hidrógeno verde se perfila como un vector energético clave para la descarbonización del sistema. Canarias ha desarrollado estrategias para su producción a partir de energías renovables, destinándolo al sector industrial y al transporte sostenible. Se prevé la instalación de electrolizadores de alta eficiencia para generar hidrógeno a partir de la electrólisis del agua, promoviendo su uso en flotas de transporte pesado y en procesos industriales con alta demanda energética.

- *Interconexión entre islas*: Actualmente, no existen interconexiones eléctricas entre las islas, lo que limita la eficiencia del sistema energético. Se está evaluando la viabilidad de interconectar algunas islas mediante cables submarinos de alta tensión, lo que permitiría optimizar el uso de los recursos disponibles, mejorar la estabilidad del sistema y reducir la dependencia de combustibles fósiles en las islas con menor capacidad de generación renovable.

- *Implementación de redes inteligentes*: Las redes inteligentes o *Smart-grids* están comenzando a implementarse en Canarias para mejorar la eficiencia de la distribución eléctrica y facilitar la integración de energías renovables mediante una gestión avanzada del consumo y la demanda. Estas redes permiten una mayor digitalización y automatización del sistema eléctrico, optimizando el balance entre generación y consumo y mejorando la capacidad de respuesta ante fluctuaciones en la red.

- *Biocombustibles a partir de residuos orgánicos*: El desarrollo de biocombustibles a partir de residuos orgánicos se está explorando como una alternativa sostenible a los combustibles fósiles en

Canarias. La valorización de residuos agrícolas, forestales y urbanos permite la producción de biogás y biodiésel, reduciendo las emisiones de CO₂ y fomentando la economía circular en el archipiélago.

- *Software de optimización en equipos productivos*: El uso de software avanzado para la optimización de equipos productivos está mejorando la eficiencia energética en Canarias. Herramientas basadas en inteligencia artificial y análisis de datos permiten una gestión más precisa del consumo energético en plantas de generación y redes de distribución, reduciendo desperdicios y mejorando la sostenibilidad del sistema.

3.2.4.-Medidas para la disminución de emisiones en Canarias

Canarias está avanzando en la transición energética con un enfoque en la integración de energías renovables, la movilidad sostenible, la captura de carbono y la digitalización de procesos energéticos. Estas medidas no solo contribuirán a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, sino que también mejorarán la seguridad energética y la autosuficiencia del archipiélago. La combinación de innovación tecnológica y políticas de incentivos permitirá a Canarias avanzar hacia un sistema energético más limpio y sostenible. Además, Canarias ha desarrollado una serie de estrategias enfocadas en la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, alineadas con los objetivos nacionales y europeos de descarbonización. Estas medidas incluyen el fomento de energías renovables, la promoción de la movilidad sostenible, el desarrollo de tecnologías de captura y almacenamiento de carbono y la implementación de incentivos para la transición energética.

En la **Tabla 5** se muestra el impacto en la reducción de emisiones.

Medida	Impacto en la reducción de emisiones
Fomento de energías renovables	Alto
Promoción de la movilidad sostenible	Medio
Captura y almacenamiento de carbono	Medio-Alto
Optimización de procesos energéticos y	Alto

Tabla 5. Estrategias enfocadas en la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y su Impacto en la reducción de emisiones. Fuente: Gobierno de Canarias.

Fomento de energías renovables: Canarias ha promovido políticas de apoyo a la generación de electricidad a partir de fuentes renovables, con especial énfasis en la energía eólica y fotovoltaica. Se han implementado mecanismos de financiación y subvenciones para incentivar la instalación de plantas solares y parques eólicos, tanto a gran escala como para autoconsumo.

- *Incentivos y regulación*: Canarias cuenta con planes específicos para la integración de renovables en su red eléctrica, promoviendo la generación distribuida.

- *Aumento de la capacidad instalada*: En los últimos años, se han incrementado las inversiones en infraestructuras de energías renovables.

- *Reducción de la dependencia del exterior*: Un mayor uso de energía autóctona disminuye la necesidad de importar combustibles fósiles.

Promoción de la movilidad sostenible: La movilidad sostenible es un pilar clave en la estrategia de reducción de emisiones en Canarias. Se han implementado diversas medidas para reducir la huella de carbono en el transporte terrestre y marítimo:

- *Electrificación del transporte*: Incentivos para la adquisición de vehículos eléctricos y la instalación de infraestructuras de carga.

- *Modernización del transporte público*: Sustitución progresiva de flotas de autobuses por modelos eléctricos o híbridos.

- *Normativas y planificación urbana*: Desarrollo de políticas que favorecen el transporte compartido, la movilidad en bicicleta y la peatonalización de zonas urbanas.

Captura y almacenamiento de carbono (CCS): Si bien Canarias no cuenta aún con grandes infraestructuras de captura y almacenamiento de carbono, se están desarrollando proyectos piloto

para evaluar su viabilidad. La captura de CO₂ en industrias estratégicas y su posible almacenamiento en formaciones geológicas locales se estudia como una opción de reducción de emisiones a largo plazo.

- *Captura en sectores industriales*: Evaluación de la captura de CO₂ en centrales térmicas y fábricas de producción.

- Exploración de almacenamiento geológico: Análisis de las posibilidades de almacenamiento subterráneo de carbono en formaciones volcánicas.

- *Inversión en I+D*: Desarrollo de tecnologías de captura eficientes y económicamente viables.

Optimización de procesos energéticos y digitalización: La modernización de los procesos energéticos a través de la digitalización y el uso de software avanzado de gestión energética es una estrategia clave para reducir emisiones y mejorar la eficiencia del sistema eléctrico en Canarias.

- *Implementación de redes inteligentes (smart grids)*: Mayor automatización y control de la demanda energética en tiempo real.

- *Uso de software de optimización*: Aplicación de inteligencia artificial y análisis de datos en la gestión energética de infraestructuras.

- *Reducción del consumo energético*: Mejora de la eficiencia en industrias y edificios mediante el uso de tecnología avanzada.

3.3.- Resultados y discusión

Esta tesis doctoral contribuye al campo de la ingeniería energética y la sostenibilidad proporcionando un marco integral para el análisis y optimización de los sistemas energéticos insulares. A través de una combinación de metodologías analíticas, modelos de simulación y estudios de caso, se ofrecen soluciones viables para mejorar la eficiencia, sostenibilidad y resiliencia de estos sistemas, en línea con los objetivos de la transición energética global.

Los estudios incluidos en esta tesis abordaron diversos aspectos de la energía sostenible, con énfasis en la optimización de los sistemas productores de energía por combustibles, energías renovables y almacenamiento de hidrógeno.

Se analizó el desempeño de biocombustibles avanzados, encontrando mejoras significativas en la eficiencia térmica y reducciones en la emisión de contaminantes, se evaluaron estrategias de conversión energética sostenible, destacando la eficiencia de nuevas visiones en la producción de energía limpia y se optimizó el almacenamiento de hidrógeno mediante materiales avanzados, permitiendo una mayor densidad energética y estabilidad.

Los hallazgos presentados en los cuatro artículos de esta tesis evidencian avances significativos en la optimización de combustibles, la conversión de energía renovable y el almacenamiento de hidrógeno. La discusión integrada de estos resultados permite concluir que la combinación de tecnologías sostenibles tiene el potencial de mejorar la eficiencia y reducir el impacto ambiental del sistema energético global.

4.- TRABAJOS PUBLICADOS

4.1.- Introducción

En este apartado se presenta la relación de los trabajos publicados, incluyendo los autores, título, fecha de publicación y referencia, así como datos relevantes de la revista, como nombre, editorial, índice JCR, posición y cuartil.

En dicha correlación se listan los artículos en los que este doctorando figura como investigador principal, además de otros trabajos relacionados con su línea de investigación en los que ha participado como colaborador. Finalmente, se incluyen las publicaciones derivadas de colaboraciones científicas con otras líneas de investigación, donde se han generado sinergias en proyectos cooperativos.

Todo ello se considera un aspecto esencial dentro de la trayectoria y actividad de cualquier investigador.

4.2.- Como autor principal en otros artículos relacionados directamente con este trabajo.

Se presenta la relación de los trabajos publicados como autor principal en otros artículos relacionados directamente con este trabajo, incluyendo los autores, título, fecha de publicación y referencia, así como datos relevantes de la revista, como nombre, editorial, índice JCR, posición y cuartil.

AUTORES (P.O. de firma): Juan Carlos Lozano Medina^{1,2,3}, Carlos Alberto Mendieta Pino², Alejandro Ramos Martín², Federico Antonio León Zepa².

TÍTULO 5: *A case study of a reverse osmosis based pumped energy storage plant in Canary Islands*

REFERENCIA: <https://doi.org/10.3390/w16040515>

REVISTA: WATER
[ISSN 2073-4441], VOL. 16 (4), 515, p. 1-20

EDITORIAL: MDPI

AFILIACIONES: (1) Instituto Universitario de Sistemas Inteligentes y Aplicaciones Numéricas en Ingeniería, Universidad de Las Palmas de Gran Canaria (ULPGC), Las Palmas de Gran Canaria, España.

(2) Departamento de Ingeniería de Procesos, Universidad de Las Palmas de Gran Canaria (ULPGC), Las Palmas de Gran Canaria, España.

(3) GIR Nanomaterials and Corrosion, Universidad de Las Palmas de Gran Canaria (ULPGC), Las Palmas de Gran Canaria, España.

LUGAR PUBLICACIÓN: SUIZA

FECHA DE PUBLICACIÓN: FEBRERO 2024

FACTOR DE IMPACTO: PUBLICADO (JCR-2023) -> 3,0

DESCRIPCIÓN CATEGORÍA	POSICIÓN:	Cuartil
ENVIRONMENTAL SCIENCES	169/358	Q2 (52,9)
WATER RESOURCES	40/128	Q2 (69,1)

ODS (Objetivos de Desarrollo Sostenible): ODS 6 - Agua limpia y saneamiento.
ODS 7. Energía asequible y no contaminante.
ODS 13. Acción por el clima.

REVISIÓN POR AL MENOS DOS EXPERTOS INDEPENDIENTES

AUTORES (P.O. de firma): Juan Carlos Lozano Medina^{1,2,3}, Vicente Henríquez Concepción², Alejandro Ramos Martín², Federico Antonio León Zerpa², Carlos Alberto Mendieta Pino².

TÍTULO 6: *Estudio de diferentes alternativas de funcionamiento de los grupos en las centrales eléctricas de Canarias*

REFERENCIA: <https://doi.org/10.52152/D11075>

REVISTA: DYNA
[ISSN 0012-7361], VOL. 99 (5), p. 450-454

EDITORIAL: PUBLICACIONES DYNA S.L.

AFILIACIONES:

(1) Instituto Universitario de Sistemas Inteligentes y Aplicaciones Numéricas en Ingeniería, Universidad de Las Palmas de Gran Canaria (ULPGC), Las Palmas de Gran Canaria, España.

(2) Departamento de Ingeniería de Procesos, Universidad de Las Palmas de Gran Canaria (ULPGC), Las Palmas de Gran Canaria, España.

(3) GIR Nanomaterials and Corrosion, Universidad de Las Palmas de Gran Canaria (ULPGC), Las Palmas de Gran Canaria, España.

LUGAR PUBLICACIÓN: ESPAÑA

FECHA DE PUBLICACIÓN: SEPTIEMBRE 2024

FACTOR DE IMPACTO: PUBLICADO (JCR-2023) -> 0,8

DESCRIPCIÓN CATEGORÍA	POSICIÓN:	Cuartil
ENGINEERING, MULTIDISCIPLINARY	122/181	Q3 (32,9)

REVISIÓN POR AL MENOS DOS EXPERTOS INDEPENDIENTES

AUTORES (P.O. de firma): Juan Carlos Lozano Medina^{1,2,3}, Alejandro Ramos Martín², Federico Antonio León Zerpa², Carlos Alberto Mendieta Pino².

TÍTULO 7: *Integration study of a reverse osmosis desalination plant in a hydroelectric pumping station*

REFERENCIA: <https://doi.org/10.1016/j.dwt.2024.100431>

REVISTA: DESALINATION AND WATER TREATMENT
[ISSN 1944-3994], VOL. 319, 100431

EDITORIAL: ELSEVIER

AFILIACIONES: (1) Instituto Universitario de Sistemas Inteligentes y Aplicaciones Numéricas en Ingeniería, Universidad de Las Palmas de Gran Canaria (ULPGC), Las Palmas de Gran Canaria, España.

(2) Departamento de Ingeniería de Procesos, Universidad de Las Palmas de Gran Canaria (ULPGC), Las Palmas de Gran Canaria, España.

(3) GIR Nanomaterials and Corrosion, Universidad de Las Palmas de Gran Canaria (ULPGC), Las Palmas de Gran Canaria, España.

LUGAR PUBLICACIÓN: ITALIA

FECHA DE PUBLICACIÓN: JULIO 2024

FACTOR DE IMPACTO: PUBLICADO (JCR-2023) -> 1,0

DESCRIPCIÓN CATEGORÍA	POSICIÓN:	Cuartil
ENGINEERING, CHEMICAL	132/170	Q4 (22,6)
WATER RESOURCES	109/128	Q4 (15,2)

ODS (Objetivos de Desarrollo Sostenible): ODS 6 - Agua limpia y saneamiento.
ODS 7. Energía asequible y no contaminante.
ODS 13. Acción por el clima.
ODS 14. La vida bajo el agua.

REVISIÓN POR AL MENOS DOS EXPERTOS INDEPENDIENTES

AUTORES (P.O. de firma): Juan Carlos Lozano Medina^{1,2,3}, Sebastián Ovidio Pérez Báez², Federico Antonio León Zepa², Carlos Alberto Mendieta Pino².

TÍTULO 8: *Alternatives for the Optimization and Reduction in the Carbon Footprint in Island Electricity Systems (IESs)*

REFERENCIA: <https://doi.org/10.3390/su/16031214>

REVISTA: SUSTAINABILITY
[ISSN 2071-1050], VOL. 16, 1214

EDITORIAL: MDPI

AFILIACIONES:

(1) Instituto Universitario de Sistemas Inteligentes y Aplicaciones Numéricas en Ingeniería, Universidad de Las Palmas de Gran Canaria (ULPGC), Las Palmas de Gran Canaria, España.

(2) Departamento de Ingeniería de Procesos, Universidad de Las Palmas de Gran Canaria (ULPGC), Las Palmas de Gran Canaria, España.

(3) GIR Nanomaterials and Corrosion, Universidad de Las Palmas de Gran Canaria (ULPGC), Las Palmas de Gran Canaria, España.

LUGAR PUBLICACIÓN: SUIZA

FECHA DE PUBLICACIÓN: ENERO 2024

FACTOR DE IMPACTO: PUBLICADO (JCR-2023) -> 3,3

DESCRIPCIÓN CATEGORÍA	POSICIÓN:	Cuartil
ENVIRONMENTAL SCIENCES	158/358	Q2 (55,7)
ENVIRONMENTAL STUDIES	66/182	Q2 (64,0)
GREEN & SUSTAINABLE SCIENCE & TECHNOLOGY	58/91	Q3 (36,8)

REVISIÓN POR AL MENOS DOS EXPERTOS INDEPENDIENTES

AUTORES (P.O. de firma): Juan Carlos Lozano Medina^{1,2,3}, Federico Antonio León Zerpa², Sebastián Ovidio Pérez Báez², Carlos Jesús Sánchez Morales^{2,3}, Carlos Alberto Mendieta Pino².

TÍTULO 9: *Study of energy production in Gran Canaria with a pumped hydroelectric energy storage plant (PHES)*

REFERENCIA: <https://doi.org/10.3390/su17020435>

REVISTA: SUSTAINABILITY
[ISSN 2071-1050], VOL. 17, 435, p. 1-22

EDITORIAL: MDPI

AFILIACIONES: (1) Instituto Universitario de Sistemas Inteligentes y Aplicaciones Numéricas en Ingeniería, Universidad de Las Palmas de Gran Canaria (ULPGC), Las Palmas de Gran Canaria, España.

(2) Departamento de Ingeniería de Procesos, Universidad de Las Palmas de Gran Canaria (ULPGC), Las Palmas de Gran Canaria, España.

(3) GIR Nanomaterials and Corrosion, Universidad de Las Palmas de Gran Canaria (ULPGC), Las Palmas de Gran Canaria, España.

LUGAR PUBLICACIÓN: SUIZA

FECHA DE PUBLICACIÓN: ENERO 2025

FACTOR DE IMPACTO: PUBLICADO (JCR-2023) -> 3,3

DESCRIPCIÓN CATEGORÍA	POSICIÓN:	Cuartil
ENVIRONMENTAL SCIENCES	158/358	Q2 (55,7)
ENVIRONMENTAL STUDIES	66/182	Q2 (64,0)
GREEN & SUSTAINABLE SCIENCE & TECHNOLOGY	58/91	Q3 (36,8)

REVISIÓN POR AL MENOS DOS EXPERTOS INDEPENDIENTES

4.3.- Como colaborador en otros artículos relacionados directamente con este trabajo

Se presenta la relación de los trabajos publicados como colaborador. No siendo el autor principal en dichos artículos y estando relacionados directamente con este trabajo, incluyendo los autores, título, fecha de publicación y referencia, así como datos relevantes de la revista, como nombre, editorial, índice JCR, posición y cuartil.

AUTORES (P.O. de firma): Carlos Jesús Sánchez Morales^{2,3}, Julia Claudia Mirza Rosca³, Juan Carlos Lozano Medina^{1,2,3}, Mariana Hernández Pérez³.

TÍTULO 10: Additive Manufacturing of Highly Detailed Copper Shells by AMSME Process

REFERENCIA: <https://doi.org/10.1093/mam/ozae044.130>

REVISTA: MICROSCOPY AND MICROANALYSIS
[ISSN 1431-9276], VOL. 30 (Suplemento 1), p. 284-286
EDITORIAL: CAMBRIDGE UNIVERSITY PRESS

AFILIACIONES: (1) Instituto Universitario de Sistemas Inteligentes y Aplicaciones Numéricas en Ingeniería, Universidad de Las Palmas de Gran Canaria (ULPGC), Las Palmas de Gran Canaria, España.
(2) Departamento de Ingeniería de Procesos, Universidad de Las Palmas de Gran Canaria (ULPGC), Las Palmas de Gran Canaria, España.
(3) GIR Nanomaterials and Corrosion, Universidad de Las Palmas de Gran Canaria (ULPGC), Las Palmas de Gran Canaria, España.

LUGAR PUBLICACIÓN: USA

FECHA DE PUBLICACIÓN: JULIO 2024

FACTOR DE IMPACTO: PUBLICADO (JCR-2023) -> 2,9

DESCRIPCIÓN CATEGORÍA	POSICIÓN:	Cuartil
MICROSCOPY	1/8	Q1 (93,8)
MATERIALS SCIENCE, MULTIDISCIPLINARY	221/439	Q3 (49,8)

REVISIÓN POR AL MENOS DOS EXPERTOS INDEPENDIENTES

4.4.- Relación entre todos los trabajos

Se muestra en la **Figura 1** un diagrama que identifica por cada título de artículo de investigación, su ámbito de acción, ámbito de actuación y “*highlights*” que da mayor claridad a la aportación de cada trabajo publicado que conforman esta tesis y que se relacionan a continuación:

Cuartil:	Q1
TÍTULO 1:	<i>Gran Canaria energy system: Integration of the Chira-Soria pumped hydroelectric power plant and analysis of weekly daily demand patterns for the year 2023</i>
REFERENCIA:	https://doi.org/10.1016/j.renene.2024.121128
Cuartil:	Q1
TÍTULO 2:	<i>Massive energy storage using H2 to support the optimal and efficient integration of a pumped hydroelectric power plant</i>
REFERENCIA:	https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.10.338
Cuartil:	Q1
TÍTULO 3:	<i>Proposal of an optimization tool for demand response in island electricity systems (IES) using the Simplex method and Generalized reduced gradient (GRG)</i>
REFERENCIA:	https://doi.org/10.1016/j.jksus.2024.103345
Cuartil:	Q1
TÍTULO 4:	<i>Bioethanol from canary banana waste as an energy source to reduce the carbon footprint of island electricity systems</i>
REFERENCIA:	https://doi.org/10.1016/j.fuel.2024.131848
Cuartil:	Q2
TÍTULO 5:	<i>A case study of a reverse osmosis based pumped energy storage plant in Canary Islands</i>
REFERENCIA:	https://doi.org/10.3390/w16040515
Cuartil:	Q3
TÍTULO 6:	<i>Estudio de diferentes alternativas de funcionamiento de los grupos en las centrales eléctricas de Canarias</i>
REFERENCIA:	https://doi.org/10.52152/D11075
Cuartil:	Q4
TÍTULO 7:	<i>Integration study of a reverse osmosis desalination plant in a hydroelectric pumping station</i>
REFERENCIA:	https://doi.org/10.1016/j.dwt.2024.100431
Cuartil:	Q2
TÍTULO 8:	<i>Alternatives for the Optimization and Reduction in the Carbon Footprint in Island Electricity Systems (IESs)</i>
REFERENCIA:	https://doi.org/10.3390/su16031214
Cuartil:	Q2
TÍTULO 9:	<i>Study of energy production in Gran Canaria with a pumped hydroelectric energy storage plant (PHES)</i>
REFERENCIA:	https://doi.org/10.3390/su17020435
Cuartil:	Q1
TÍTULO 10:	<i>Additive Manufacturing of Highly Detailed Copper Shells by AMSME Process</i>
REFERENCIA:	https://doi.org/10.1093/mam/ozae044.130

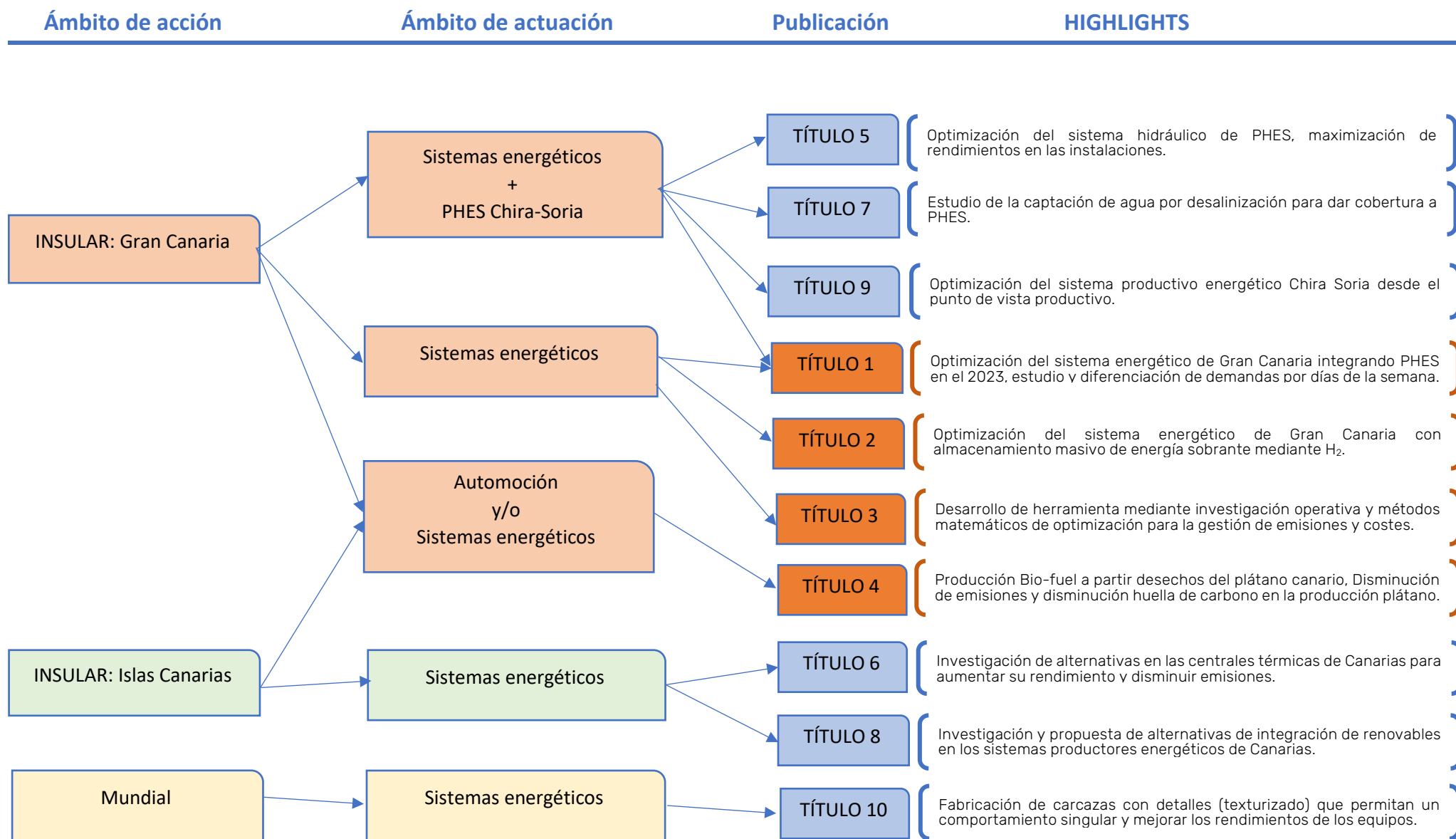


Figura 1. Artículos: Ámbito de acción, actuación y highlights.

5.- JUSTIFICACIÓN UNIDAD TEMÁTICA DE LA TESIS

5.1.-Introducción y relevancia del estudio

En un contexto global marcado por la urgente necesidad de reducir la dependencia de combustibles fósiles y mitigar los efectos del cambio climático, los sistemas energéticos insulares representan un desafío particular dentro de la transición hacia modelos energéticos más sostenibles. A diferencia de los sistemas energéticos continentales, los sistemas insulares se caracterizan por su limitada interconexión con redes externas, lo que los hace altamente dependientes de fuentes energéticas locales, muchas de ellas basadas en combustibles fósiles con elevados costes económicos y ambientales.

Las barreras geográficas, la variabilidad de la demanda energética, las dificultades en la integración de fuentes renovables y la gestión eficiente del almacenamiento energético son solo algunos de los retos que enfrentan las islas en la actualidad. Ante este panorama, el desarrollo de soluciones innovadoras y sostenibles se vuelve imprescindible para garantizar un suministro energético fiable, eficiente y respetuoso con el medioambiente.

La presente tesis doctoral, estructurada como un compendio de cuatro artículos científicos publicados en revistas de alto impacto, aborda el análisis y la evaluación de diferentes estrategias sostenibles para la optimización de la producción de energía en sistemas energéticos insulares. Cada uno de estos trabajos contribuye, desde una perspectiva complementaria, a la identificación de oportunidades de mejora y a la formulación de soluciones tecnológicas que faciliten la transición energética en entornos insulares.

5.2.- Tesis por compendio. Cumplimiento requisitos

La Universidad de Las Palmas de Gran Canaria (ULPGC) permite la presentación de tesis doctorales en formato de compendio de publicaciones. Este formato consiste en la recopilación de varios artículos científicos relacionados y publicados por el doctorando durante su periodo de investigación.

Según el REGLAMENTO 1/2023, DE ESTUDIOS DE DOCTORADO DE LA UNIVERSIDAD DE LAS PALMAS DE GRAN CANARIA, para la presentación de **tesis por compendio de publicaciones** será necesario:

1.- Un **mínimo de tres publicaciones**, con unidad temática, indexadas en el ***Journal Citations Reports, Arts and Humanities Citation Index*** o equivalentes, de las que el doctorando sea el primer autor o autor principal. Al menos una de ellas deberá haber sido publicada en una revista cuyo índice de impacto la sitúe dentro de la primera mitad en orden decreciente de índice de impacto entre las revistas del área. Se considerarán publicaciones equivalentes aquellas que se recojan en los procedimientos de la última convocatoria de obtención de sexenios de investigación en cada campo.

2.- Para acreditar la condición de **autor principal**, esta deberá ser reconocida por el resto de los autores de las publicaciones presentadas como núcleo de la tesis doctoral, al mismo tiempo que estos deberán renunciar a utilizar estas publicaciones como núcleo principal de otras tesis doctorales, sin perjuicio de que dichas publicaciones puedan ser presentadas como méritos complementarios en las tesis doctorales que pudieran presentar los otros autores de dichas publicaciones. El documento de Autoría Principal Tesis de Compendio de Publicaciones se encuentra disponible en dos versiones (inglés y español).

3.- En áreas de especial incidencia tecnológica dos de estas publicaciones podrán ser sustituidas por patentes en explotación o publicaciones en congresos reconocidos por la CNEAI en sus baremos para la obtención de sexenios.

4.- Que en las publicaciones o patentes conste la Universidad de Las Palmas de Gran Canaria a través de la afiliación del doctorando y del director en su caso.

Las tesis doctorales presentadas como compendio de publicaciones deberán ajustarse, en todo caso, al formato establecido en los artículos 21 a 23 del REGLAMENTO 1/2023, DE ESTUDIOS DE DOCTORADO DE LA UNIVERSIDAD DE LAS PALMAS DE GRAN CANARIA y contener los apartados siguientes:

- Una introducción en la que se presenten los objetivos de la tesis, los trabajos publicados y la justificación de la unidad temática de la tesis;
- Una copia de los trabajos publicados;
- las conclusiones finales.
- La Comisión Académica es el órgano encargado de verificar que el contenido de la tesis reúne los requisitos previstos por la norma para ser defendida bajo esta modalidad.

Artículo 21. Contenido de la tesis doctoral

1. La tesis doctoral consistirá en un trabajo original de investigación elaborado por el doctorando sobre un tema relacionada con el campo científico, técnico o artístico, propio del Programa de Doctorado en que se encuentre matriculado.

2. El trabajo contendrá, al menos, una introducción o estado de la cuestión, los objetivos planteados, la metodología desarrollada, los resultados y la discusión sobre los mismos, así como las conclusiones más relevantes y la bibliografía utilizada. No será necesario que tales contenidos figuren en epígrafes específicos en el documento final que se presente.

Artículo 22. Lengua de la tesis doctoral

1. La tesis podrá ser desarrollada y, en su caso, defendida, en los idiomas habituales para la comunicación científica en su campo de conocimiento.

2. En el caso de tesis doctorales escritas en una lengua distinta a la española se deberá aportar un resumen en español sobre el contenido de esta, de una extensión de entre 3 y 15 páginas, en el que se incluyan los objetivos y las conclusiones.

Artículo 23. Formato de la memoria de tesis

1. En la cubierta de todas las tesis deberá figurar el logotipo, conforme a lo establecido en el manual de identidad visual corporativa, el nombre de la Universidad de Las Palmas de Gran Canaria, y el nombre del Programa de Doctorado, título de la tesis, autor, fecha y lugar.

2. El ejemplar de la tesis para el depósito contendrá una página inicial, en blanco, en la que los servicios administrativos de la Universidad harán constar, en su momento, el tribunal, calificación global otorgada, fecha y firmas.

3. La siguiente página a la dejada en blanco contendrá los siguientes datos: el mencionado logotipo, el nombre de la Universidad de Las Palmas de Gran Canaria, el nombre del Programa de Doctorado cursado, el nombre de la Escuela de Doctorado donde se ha realizado la tesis doctoral, el título de esta, nombre y firmas del autor y director o directores, así como el lugar y fecha de finalización de la tesis.

Cumplimiento de requisitos: Esta tesis por compendio cumple con todos los requisitos establecidos por la ULPGC y reglamentos para su presentación y validación.

5.3.- Objetivo general de la tesis. Síntesis

Como objetivo general de la tesis, síntesis del objetivo de la tesis especificada en el punto 2.2.- Objetivos de la tesis, indicar que esta investigación trata de desarrollar un marco analítico y metodológico que permita evaluar la viabilidad, impacto y eficiencia de distintas soluciones energéticas sostenibles aplicadas a sistemas insulares. A través del análisis de tecnologías emergentes, estrategias de integración de energías renovables y modelos de gestión óptimos, esta tesis busca proporcionar herramientas para mejorar la resiliencia y sostenibilidad de los sistemas energéticos en islas, minimizando su dependencia de combustibles fósiles y maximizando el aprovechamiento de los recursos locales.

Se detalla en la **Tabla 6** los objetivos conseguidos en la investigación, diferenciando los objetivos por artículo.

TITULOS OBJETIVOS	TITULO 1 Gran Canaria energy system: Integration of the Chira-Soria pumped hydroelectric power plant and analysis of weekly daily demand patterns for the year 2023	TITULO 2 Massive energy storage using H2 to support the optimal and efficient integration of a pumped hydroelectric power plant	TITULO 3 Proposal of an optimization tool for demand response in island electricity systems (IES) using the Simplex method and Generalized reduced gradient (GRG)	TITULO 4 Bioethanol from canary banana waste as an energy source to reduce the carbon footprint of island electricity systems
I. Inventario y análisis de los sistemas de generación existentes y propuesta de escenarios para la mitigación de gases de efecto invernadero en	SE HA REALIZADO	SE HA REALIZADO	SE HA REALIZADO	NO PROCEDE
II. Análisis y simulación de sistemas de generación por medio de motores de combustión interna	SE HA REALIZADO	SE HA REALIZADO	SE HA REALIZADO	SE HA REALIZADO
III. Búsqueda de alternativas y fuentes de combustibles renovables aplicables a los sistemas de generación convencional térmica	SE HA REALIZADO	SE HA REALIZADO	SE HA REALIZADO	SE HA REALIZADO
IV. Desarrollo y validación de herramientas de decisión para la optimización de los sistemas de generación	SE HA REALIZADO	SE HA REALIZADO	SE HA REALIZADO	NO PROCEDE
V. Análisis y potencial de integración de sistemas de almacenamiento de energía en los sistemas de generación insular	SE HA REALIZADO	SE HA REALIZADO	SE HA REALIZADO	NO PROCEDE

Tabla 6. objetivos conseguidos en la investigación y artículo.

5.4.- Metodología

5.4.1.- Metodología general

La investigación del sistema energético insular, su optimización y mejora, que se lleva a cabo en esta tesis, requiere un enfoque metodológico riguroso basado en principios de la ciencia aplicada y la ingeniería energética. A continuación, se detallan las etapas metodológicas empleadas en este estudio:

Enfoque de la investigación:

Este trabajo adopta un enfoque mixto, combinando métodos cualitativos y cuantitativos para el análisis y optimización del sistema energético insular. Se fundamenta en la aplicación del método científico, con énfasis en la recolección y análisis de datos, simulación computacional y validación experimental.

Fases de la investigación:

Revisión del estado del arte

- Análisis de bibliografía relevante sobre sistemas energéticos insulares.
- Estudio de modelos de optimización energética en entornos aislados.
- Evaluación de tecnologías emergentes para la mejora de eficiencia y sostenibilidad.

Diagnóstico del sistema energético insular

- Recopilación de datos sobre demanda energética, recursos disponibles y configuración de la red.
- Identificación de ineficiencias, pérdidas y vulnerabilidades del sistema.
- Evaluación del impacto de fuentes renovables y almacenamiento energético.

Modelado y simulación

- Desarrollo de modelos matemáticos para la optimización del sistema.
- Implementación de simulaciones con herramientas mediante software.
- Validación de los modelos con datos reales y estudios de caso.

Estrategias de optimización y mejora

- Diseño de estrategias para mejorar la estabilidad, eficiencia y sostenibilidad del sistema.
- Evaluación de políticas energéticas y su impacto en la viabilidad de las soluciones propuestas.
- Análisis de viabilidad económica y ambiental de las estrategias.

Validación y análisis de resultados

- Comparación de escenarios antes y después de la implementación de mejoras.
- Evaluación del impacto en términos de reducción de costos, emisiones y dependencia energética.
- Análisis de sensibilidad y evaluación de incertidumbres en los resultados.

Herramientas y técnicas:

- Métodos estadísticos para análisis de datos.
- Algoritmos de optimización (heurísticos, metaheurísticos, programación matemática).
- Software especializado en modelado energético.
- Técnicas de validación mediante estudios de casos y datos empíricos.

Consideraciones éticas y limitaciones:

- Evaluación del impacto social y ambiental de las propuestas.
- Limitaciones de acceso a datos y fiabilidad de las simulaciones.
- Posibles restricciones en la implementación de las soluciones planteadas.

5.4.2.- Metodología específica por artículo

Se muestra en este apartado y de forma resumida la metodología empleada en los artículos publicados que forman parte del compendio de artículos utilizados para la tesis.

Artículo 1: “Gran Canaria energy system: Integration of the Chira-Soria pumped hydroelectric power plant and analysis of weekly daily demand patterns for the year 2023”

En este estudio se empleó una metodología basada en análisis de datos reales de demanda eléctrica y simulación del sistema energético insular, complementada con técnicas de optimización. Primero, se recopiló y examinó la demanda horaria de electricidad de la isla de Gran Canaria durante el año 2023, clasificándola según el día de la semana. De esta forma se identificaron patrones diarios representativos para cada día (lunes tipo, martes tipo, etc.), calculando promedios o perfiles típicos que capturan las variaciones semanales de la demanda. Con dichos perfiles característicos, se procedió a simular la integración de la central hidroeléctrica de bombeo Chira-Soria (prevista para entrar en operación en 2030) en el sistema eléctrico de Gran Canaria. Para ello, se desarrolló un modelo computacional que representa el comportamiento del sistema eléctrico insular incluyendo: las centrales térmicas existentes, la generación renovable disponible y la nueva planta de bombeo/turbinado. En este modelo se incorporaron las especificaciones técnicas de Chira-Soria (potencia de generación y bombeo, capacidad de almacenamiento hidroeléctrico, restricciones operativas como niveles máximos y mínimos de embalse, tasas de bombeo, etc.). A continuación, se aplicó una optimización algorítmica para determinar la estrategia óptima de operación de la planta de bombeo en combinación con el resto de generadores, con el objetivo de mejorar la gestión energética diaria. En esencia, el algoritmo buscó repartir la generación entre las fuentes convencionales y la nueva instalación de bombeo de forma que se maximizase el aprovechamiento de energías renovables y la eficiencia del sistema, a la vez que se minimizasen las necesidades de generación con combustibles fósiles y las emisiones asociadas. Para lograr esto, el modelo de optimización incluyó restricciones de equilibrio en cada intervalo horario (la suma de la generación térmica, renovable y el turbinado debe cubrir la demanda, permitiendo que en horas de baja demanda el excedente renovable se use para bombear agua). Asimismo, se consideraron los patrones de demanda diferenciados por día: el algoritmo calculó la operación óptima de la central de bombeo para un día tipo lunes, otro para martes, etc., reflejando así las variaciones intersemanales. En síntesis, la metodología combinó análisis detallado de datos históricos (para comprender los perfiles de consumo), simulación del sistema eléctrico (para incorporar la nueva planta de almacenamiento energético) y optimización matemática (para encontrar la mejor configuración de operación diaria). Esto permitió estimar, para cada categoría de día de la semana, cómo la central Chira-Soria podría integrarse óptimamente en 2023, indicando cuánta energía bombea en horas valle y cuánta genera en horas pico para estabilizar la red. Los

resultados metodológicos incluyeron la comparación de escenarios con y sin la planta de bombeo, evidenciando las mejoras potenciales en flexibilidad del sistema y en integración de renovables gracias a su operación óptima ajustada a los patrones de demanda semanales.

Artículo 2: “Massive energy storage using H₂ to support the optimal and efficient integration of a pumped hydroelectric power plant”

La metodología de este trabajo siguió un enfoque estructurado por etapas, apoyado en el desarrollo de un algoritmo específico para combinar almacenamiento hidroeléctrico con producción de hidrógeno. En primer lugar, se llevó a cabo la recopilación y análisis de datos energéticos de Gran Canaria, especialmente datos de generación renovable (eólica, solar) y demanda eléctrica, considerando la futura incorporación de la central de bombeo Chira-Soria. Este análisis incluyó la evaluación de la variabilidad temporal de la producción renovable y la identificación de periodos con excedentes de energía (momentos en que la generación renovable prevista excedería la demanda del sistema). Una vez detectados los excedentes potenciales, la siguiente etapa consistió en la selección de la tecnología de almacenamiento de hidrógeno adecuada para aprovechar dichos excedentes. El estudio optó por la electrólisis con membrana de intercambio de protones (PEM) como método de producción de hidrógeno verde, debido a que esta tecnología ofrece alta eficiencia y respuesta rápida, resultando idóneo para acoplarse a fuentes renovables intermitentes. Se consideró que, durante las horas o días de superávit renovable, los electrolizadores PEM convertirían la energía eléctrica sobrante en hidrógeno mediante la electrólisis del agua. El hidrógeno producido sería almacenado para su utilización posterior, por ejemplo, en celdas de combustible o turbinas de combustión de hidrógeno, durante periodos de baja generación renovable o alta demanda, actuando, así como un vector de almacenamiento estacional complementario al bombeo hidroeléctrico. Con la tecnología definida, se desarrolló un modelo de optimización para determinar las cantidades óptimas de energía renovable a desviar hacia la producción de hidrógeno en cada escenario temporal. Este algoritmo integró múltiples factores: la disponibilidad de energía eólica/solar en cada intervalo, la demanda eléctrica a cubrir, la capacidad de los electrolizadores y tanques de H₂, así como las características operativas de la planta de bombeo. Básicamente, el modelo decidió, para cada instante o periodo, cuánta energía excedentaria usar en bombear agua al embalse (almacenamiento hidroeléctrico) y cuánta destinar a producir hidrógeno, con el fin de estabilizar el sistema energético. La función objetivo de la optimización buscó maximizar la eficiencia global y la sostenibilidad: por ejemplo, minimizar la energía renovable vertida o desaprovechada, minimizar costes operativos y reducir al máximo el uso de centrales fósiles, garantizando a su vez el suministro continuo. Como parte integral de la metodología, se llevó a cabo también una evaluación de viabilidad económica y medioambiental de la solución propuesta. Se analizaron los costos asociados al sistema híbrido (inversión en electrolizadores, almacenamientos de hidrógeno, integración con la hidroeléctrica) y se estimó el impacto en las emisiones de gases de efecto invernadero. Esto implicó comparar el escenario con almacenamiento mixto H₂ + bombeo frente al escenario base sin tales sistemas, cuantificando la reducción de la dependencia de combustibles fósiles y la disminución de emisiones de CO₂ equivalente logradas. Finalmente, la metodología contempló la validación conceptual del algoritmo y la propuesta de estrategias de operación. Se elaboró un esquema de control y seguimiento (monitorización) que permitiría, en la práctica, ajustar dinámicamente la producción de hidrógeno en función de las condiciones del sistema eléctrico (demanda real, producción renovable fluctuante, nivel de los embalses, estado de carga de hidrógeno, etc.). En resumen, este estudio combinó recolección de datos, análisis de disponibilidad de recursos, diseño de un algoritmo de optimización multi-almacenamiento y evaluación tecno-ambiental, todo ello para proponer una metodología innovadora de gestión energética donde el hidrógeno masivo complementa a la central de bombeo, garantizando un suministro sostenible y fiable en el futuro sistema eléctrico insular.

Artículo 3: “Proposal of an optimization tool for demand response in island electricity systems (IES) using the Simplex method and Generalized reduced gradient (GRG)”

En este trabajo se desarrolló una metodología basada en la investigación operativa (operational research) para optimizar la combinación de fuentes de generación en un sistema eléctrico insular, enfatizando la respuesta eficiente a la demanda y la reducción de emisiones y costos. El enfoque metodológico consistió en diseñar una herramienta de decisión que formula el problema de despacho de generación como un conjunto de modelos de optimización matemática con múltiples objetivos técnicos y ambientales. Inicialmente, se definieron las variables de decisión del modelo: las potencias instantáneas aportadas por cada tipo de unidad generadora disponible en el sistema insular. En el caso de Gran Canaria (empleada como sistema de referencia), estas variables incluyeron la potencia entregada en cada instante por turbinas de gas, turbinas de vapor (centrales de vapor), ciclos combinados, motores diésel de 4 tiempos y de 2 tiempos, además de la posible contribución renovable. Para cada tecnología convencional se establecieron restricciones operativas basadas en sus límites técnicos: rangos de potencia mínima y máxima para operar de forma estable, tasas de variación, etc. Adicionalmente, se impuso en el modelo la restricción de equilibrio demanda-oferta: la suma de las potencias de todas las fuentes generadoras convencionales más la generación renovable en cada instante debe ser igual a la demanda eléctrica del sistema en ese instante (descontando, en su caso, las aportaciones de almacenamiento o gestión de la demanda). Estas restricciones aseguran que cualquier solución del modelo represente un plan de operación técnicamente factible. La metodología se dividió en dos submodelos u objetivos principales. En primer lugar, se formuló un modelo de programación lineal cuyo objetivo es la minimización de las emisiones totales de gases de efecto invernadero (GEI) del sistema eléctrico. Para ello, se estableció una función objetivo lineal que calcula las emisiones de CO₂ equivalentes por hora como la suma de las contribuciones de cada tecnología generadora, multiplicando la potencia de cada unidad por su factor de emisión específico (tCO_{2eq}/MWh). Dado que los factores de emisión se consideran constantes y las variables (potencias) aparecen linealmente, el problema de minimizar las emisiones resultó lineal. Este modelo de mínimo GEI se resolvió mediante el algoritmo Simplex, técnica clásica de optimización para programación lineal con restricciones. El Simplex explora los vértices de la región factible (definida por las restricciones de capacidad y balance de potencia) hasta encontrar la solución óptima que minimiza la función de emisiones, obteniendo así la combinación óptima de generadores que produce la menor cantidad de CO₂ mientras satisface la demanda al instante considerado. En segundo lugar, se abordó la optimización de los costos de producción o consumo de combustible, un problema más complejo debido a la naturaleza no lineal de la eficiencia de los equipos de generación. Cada tipo de central térmica tiene un rendimiento (eficiencia) que varía con la carga de salida: por ejemplo, las turbinas y motores presentan curvas de consumo específico de combustible en función de la potencia generada. Por tanto, para minimizar el consumo total de combustible (y por ende el costo operativo), se formuló un modelo de programación no lineal que incorpora esas curvas de rendimiento. En este modelo, la función objetivo representa el consumo horario de combustible o el costo de combustible, sumando las contribuciones de todas las unidades; estas contribuciones no son lineales, ya que el consumo por MW depende de la fracción de carga a la que opere cada equipo. Las restricciones del modelo siguen siendo las mismas (límites de potencia y equilibrio demanda-oferta), pero la no linealidad proviene de las expresiones de consumo/eficiencia. Para encontrar la solución óptima de este problema no lineal con restricciones, la metodología empleó el método de Gradiente Reducido Generalizado (GRG), un algoritmo numérico iterativo adecuado para optimización no lineal restringida. El GRG ajusta gradualmente las variables (potencias de cada unidad) siguiendo la pendiente de reducción del costo de combustible, considerando las derivadas parciales de la función objetivo y manteniendo el cumplimiento de las restricciones mediante técnicas de penalización o métodos de proyección en el subespacio factible. De este modo, se logró determinar la distribución óptima de cargas entre las unidades generadoras que minimiza el consumo total de combustible, teniendo en cuenta las

eficiencias reales de operación. La herramienta de optimización desarrollada integra ambos aspectos: por un lado, propone configuraciones óptimas de generación orientadas a minimizar emisiones, y por otro lado configuraciones orientadas a minimizar costos, pudiendo el operador del sistema ponderar ambos criterios según las prioridades (p.ej., una operación sostenible vs. económica). En la práctica, la metodología permite explorar diferentes combinaciones de despacho: qué centrales y en qué nivel deberían estar operando para satisfacer un cierto nivel de demanda con el menor impacto ambiental posible o el menor uso de combustible posible. El desarrollo de esta herramienta supuso traducir la realidad físico-técnica del sistema eléctrico insular a un conjunto de ecuaciones y desigualdades matemáticas, resolubles con técnicas de optimización. Así, la metodología proporciona una base cuantitativa para la toma de decisiones en la operación de sistemas insulares: mediante Simplex y GRG se identifican oportunidades de reducir drásticamente las emisiones de GEI y el consumo de combustibles fósiles, respetando las limitaciones de seguridad y respuesta dinámica, y facilitando la integración de energías renovables al relegar las unidades menos eficientes o más contaminantes cuando sea posible. En suma, la metodología seguida en este artículo consistió en la construcción de un modelo matemático-energético integral y su resolución por algoritmos de optimización, dando lugar a una herramienta capaz de sugerir mejoras operativas (respuesta a la demanda más óptima) en pro de la sostenibilidad y eficiencia en sistemas eléctricos aislados.

Artículo 4: “Bioethanol from canary banana waste as an energy source to reduce the carbon footprint of island electricity systems”

Este estudio adoptó una metodología experimental y analítica para evaluar la producción de un biocombustible renovable a partir de residuos agrícolas y su efecto en la huella de carbono del sistema energético insular. En primer lugar, se realizó una caracterización detallada del residuo de plátano canario proveniente de la actividad agrícola (principalmente residuos postcosecha como plátanos rechazados por estar dañados y plátanos no comercializados, y sus cáscaras). Se cuantificó la disponibilidad anual de estos residuos en las islas y se analizó su composición, con especial énfasis en el contenido de azúcares fermentables presentes en la pulpa/fruta residual. Este paso fue fundamental para determinar el potencial teórico de producción de bioetanol, dado que los azúcares (glucosa, fructosa, sacarosa) son el sustrato para la fermentación alcohólica. A continuación, la metodología abordó el proceso de conversión de los residuos en bioetanol. Basándose en técnicas de ingeniería bioquímica, se delineó un proceso de fermentación en el laboratorio y se determinó la eficiencia de conversión midiendo la cantidad de bioetanol obtenida por unidad de biomasa residual procesada. Este rendimiento, junto con la cantidad total de residuo disponible, permitió proyectar la producción anual potencial de bioetanol a partir de los residuos de plátano en el archipiélago. La fase final de la metodología consistió en un análisis ambiental y energético enfocado en la huella de carbono de la producción del plátano. Se llevó a cabo una evaluación del ciclo de vida simplificado, centrada en las emisiones de gases de efecto invernadero, para comparar dos escenarios: (a) el escenario convencional, en el que los residuos agrícolas de plátano no se valorizan energéticamente (por lo general una parte se lleva a vertedero, se dejan descomponer en campo o se usan parcialmente como alimento animal/compost, generando emisiones biogénicas de metano y CO₂ sin aprovechamiento energético); y (b) el escenario propuesto, en el que esos residuos se transforman en bioetanol que luego se utiliza como combustible renovable en la generación eléctrica insular o en transporte.

5.5.- Marco común de aportación al estudio de los sistemas energéticos insulares

Los cuatro artículos que componen esta tesis se enmarcan dentro de un enfoque holístico e interdisciplinar para la optimización de la producción de energía en sistemas insulares. A pesar de abordar aspectos específicos, todos ellos comparten un marco conceptual y metodológico común que se articula en torno a los siguientes pilares:

1. Sostenibilidad y reducción de la huella de carbono

Se busca reducir el impacto ambiental mediante distintas soluciones energéticas y su contribución a la descarbonización de los sistemas insulares.

2. Optimización y eficiencia energética

Se analizan estrategias para maximizar la eficiencia en la generación, almacenamiento y distribución de energía, minimizando costos y pérdidas.

3. Resiliencia y seguridad energética

Se estudia la capacidad de los sistemas energéticos insulares para garantizar un suministro estable y seguro ante eventos adversos y variaciones en la demanda.

4. Viabilidad modelos de implementación

Se aumenta la rentabilidad productiva energética en cada una de las soluciones propuestas y su aplicabilidad en contextos reales, considerando factores técnicos, económicos y regulatorios.

5. Innovación tecnológica y aplicación de nuevas soluciones

Se investiga el papel de tecnologías emergentes, como los sistemas híbridos de energía renovable, el almacenamiento avanzado y el hidrógeno verde, en la modernización y transformación de los sistemas energéticos insulares.

5.6.- Aportes individuales de los artículos

Cada uno de los artículos que componen esta tesis aborda un aspecto fundamental dentro del marco común de optimización de los sistemas energéticos insulares:

5.6.1.- Gestión del almacenamiento energético y estabilidad de la red

Artículo publicado en Renewable Energy.

<https://doi.org/10.1016/j.renene.2024.121128>

Este artículo aporta una optimización de la aportación energética y de almacenamiento energético de la central hidroeléctrica por bombeo Chira-Soria, tipificando el comportamiento de la demanda por días de la semana.

Debido a su condición insular, Gran Canaria opera un sistema energético aislado que requiere una alta autosuficiencia en la generación de energía y que cubre su necesidad energética, 3.327.872,76 MWh/año. Se prevé que la futura integración de la Central Hidroeléctrica de Bombeo Chira-Soria, prevista para 2030, transforme radicalmente la dinámica energética del sistema eléctrico de Gran Canaria, enfrentándose a diferentes retos y oportunidades. Los desafíos incluyen la necesidad de una mayor flexibilidad debido al crecimiento de las fuentes de energía renovables, pasando de 381.000 MW de energías renovables en la actualidad a un aumento de más de 750.000 MW, compromisos ambientales y la operación debe abordar las posibles limitaciones operativas relacionadas con los efectos hidrológicos aguas abajo. Por otro lado, las oportunidades radican en la capacidad de la central hidroeléctrica reversible para brindar servicios de balanceo durante las horas valle, mejorando la integración de fuentes de energía intermitentes como la eólica y la solar, además, se reconoce la tecnología de Hidroeléctrica de Bombeo (PHES) como madura y eficiente para el almacenamiento de energía a gran escala, contribuyendo significativamente a la integración de fuentes de energía renovables. La implementación de enfoques innovadores, como la integración de Big Data en los proyectos de construcción, también puede mejorar la eficiencia y la toma de decisiones en el proceso de entrega de proyectos. Esta instalación facilitará el almacenamiento de energía a través del bombeo de agua a altas alturas, permitiendo su posterior turbinado en periodos de alta demanda, lo que será fundamental para mejorar la gestión y eficiencia del sistema energético de la isla.

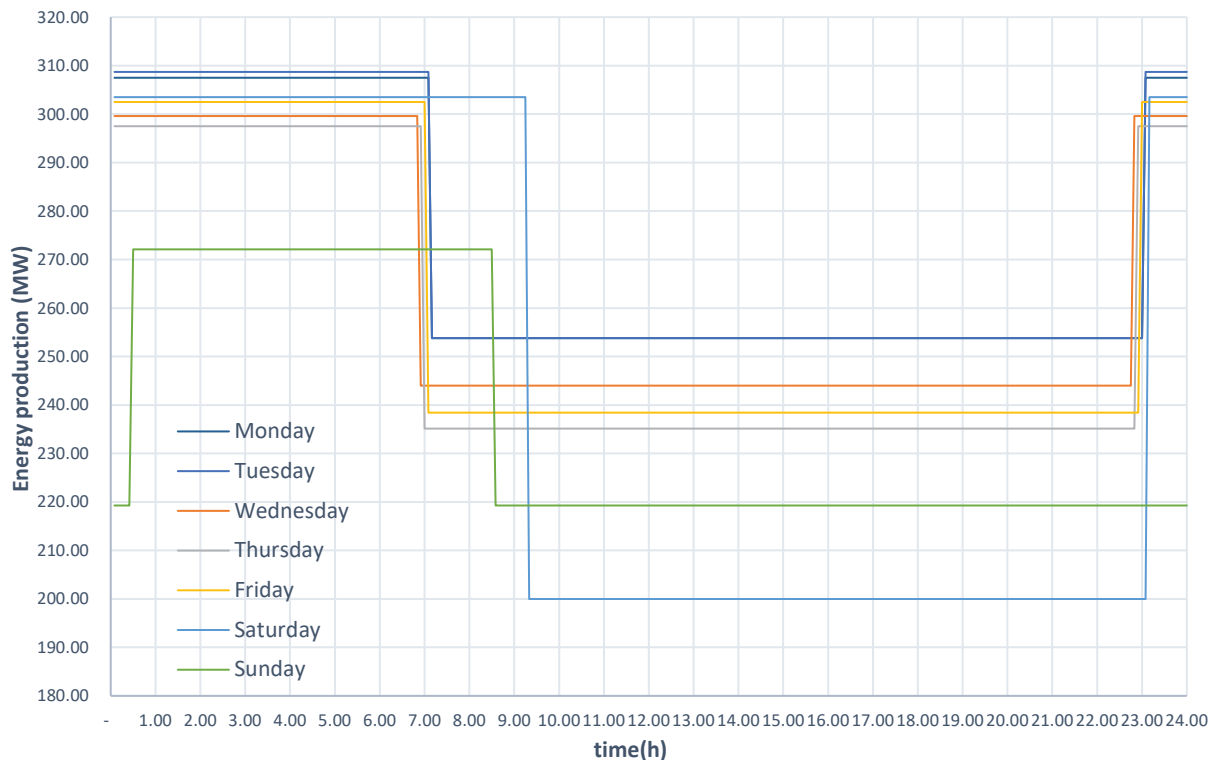


Figura 2. Curvas de producción media anual energética no renovable diferenciada por días de la semana

Se estudiará esta demanda energética, que sigue unos patrones determinados según el día de la semana y, continuando con la línea de investigación establecida en trabajos anteriores, se realizará un análisis detallado del sistema existente, simulación y optimización algorítmica de la integración de la Central Hidroeléctrica de Bombeo Chira-Soria en el sistema energético de Gran Canaria en el año 2023, proporcionando los resultados esperados de dicha óptima integración mediante la diferenciación de los patrones de demanda de cada día de la semana, estableciendo previamente estos días representativos anuales. Se muestra en la **Figura 2** la integración de la producción media anual no renovable diferenciada por días de la semana.

5.6.2.- El hidrógeno como vector energético en sistemas insulares

Artículo publicado en International Journal of Hydrogen Energy.

<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.10.338>

Este artículo se centra en el potencial del hidrógeno verde para la descarbonización de los sistemas energéticos insulares. Se analizan estrategias de producción, almacenamiento y uso del hidrógeno, así como su papel en la estabilización de la red y su integración con otras fuentes renovables.

Gran Canaria aspira a la máxima integración de tecnologías renovables para hacer frente a la intermitencia en la generación de energía. La futura central hidroeléctrica de bombeo (PHES) de Chira-Soria, prevista para 2030, será clave para aprovechar el potencial hidroeléctrico de la isla. Se explora en este artículo el almacenamiento de hidrógeno como una solución viable. Este método utiliza la electrólisis del agua para producir hidrógeno durante el excedente de energía, almacenándolo para generar electricidad cuando hay una baja producción renovable. Este enfoque mitiga la intermitencia, estabiliza el sistema energético y reduce la dependencia de los combustibles fósiles. La combinación del PHES Chira-Soria con el almacenamiento de hidrógeno garantizará un suministro energético sostenible y fiable, contribuyendo a la transición hacia una matriz energética más limpia y resiliente. Los estudios buscan optimizar esta tecnología, maximizando su eficiencia para promover el desarrollo sostenible de Gran Canaria y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). En la **Figura 3** se muestra la energía eólica disponible para conversión a H_2 .

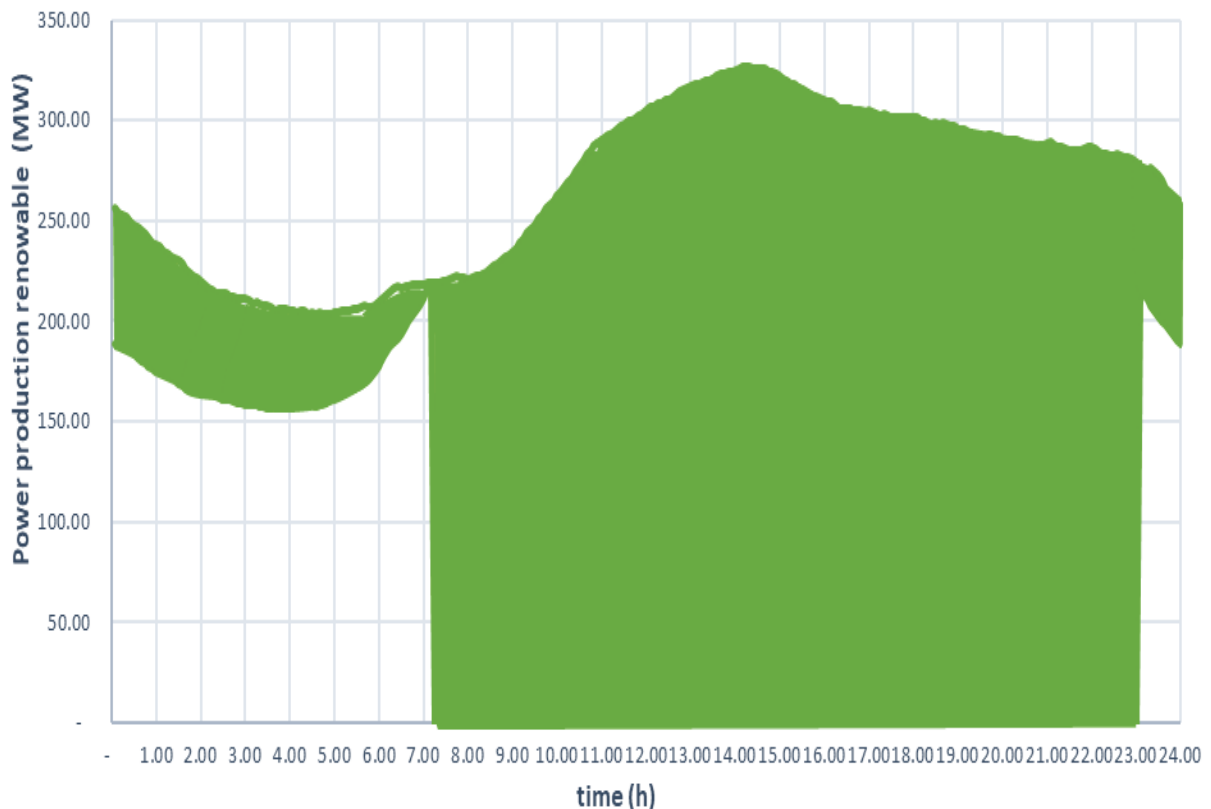


Figura 3. Distribución de periodos de captación de la energía eólica disponible para conversión a H₂.

5.6.3.- Optimización de sistemas de generación energética

Artículo publicado en Journal of King Saud University – Science.

<https://doi.org/10.1016/j.jksus.2024.103345>

Este artículo contribuye a la mejora del sistema energético mediante el desarrollo de un software que optimiza la producción energética para dar cobertura a la demanda consiguiendo la mejor combinación para las mínimas emisiones de GEI y/o los mínimos costes productivos.

Los sistemas insulares de generación eléctrica (IES) plantean retos en la integración de energías renovables compatibles con la seguridad de suministro. En este trabajo se propone una metodología y una propuesta de herramienta de decisión que permite la optimización de la producción de diferentes sistemas de generación, tanto renovables como no renovables, estableciendo una serie de objetivos como la reducción de gases de efecto invernadero (GEI), costos de producción y al mismo tiempo cumpliendo con la mejor cobertura en respuesta dinámica, seguridad, escalabilidad e integración. Esta herramienta se basa en investigación operativa, métodos matemáticos de optimización, concretamente el algoritmo simplex y el gradiente reducido generalizado (GRG) y propone diferentes combinaciones para conseguir una producción de energía que satisfaga la demanda, minimizando el consumo de combustible y las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI).

Para Gran Canaria una vez analizada su producción energética se obtiene una combinación alternativa de equipos que ofrece el costo económico mínimo, como se ilustra en la **Figura 4**.

Además, esta combinación es comparable a la que más minimiza los GEI, aunque se sitúa ligeramente por encima de este mínimo. La curva de GEI para el coste minimizado, representada en la **Figura 5**, muestra que esta combinación de equipos produce GEI que están muy por debajo de los producidos por la solución adoptada por la empresa productora.

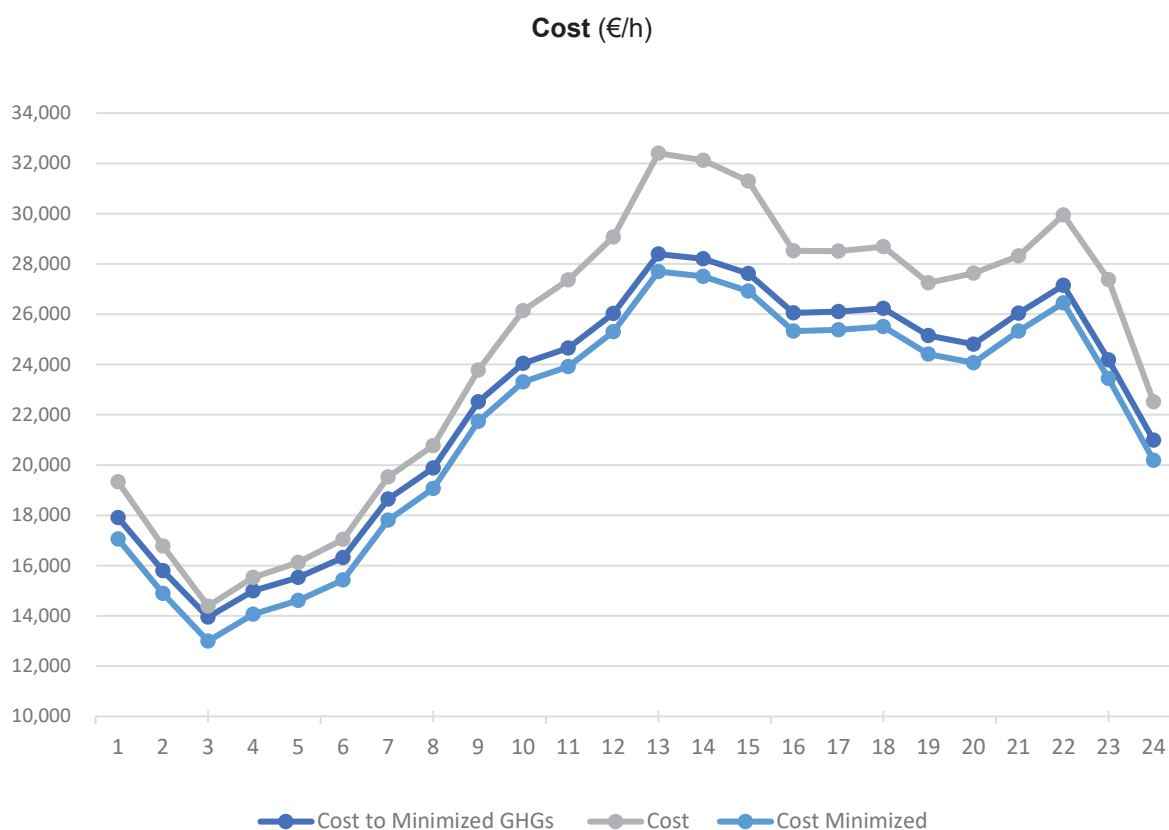


Figura 4. Costes económicos de producción energética: a) coste de producción minimizando al máximo los GEI, b) coste de producción real actual y c) coste de producción energética priorizando exclusivamente minimizar costes.

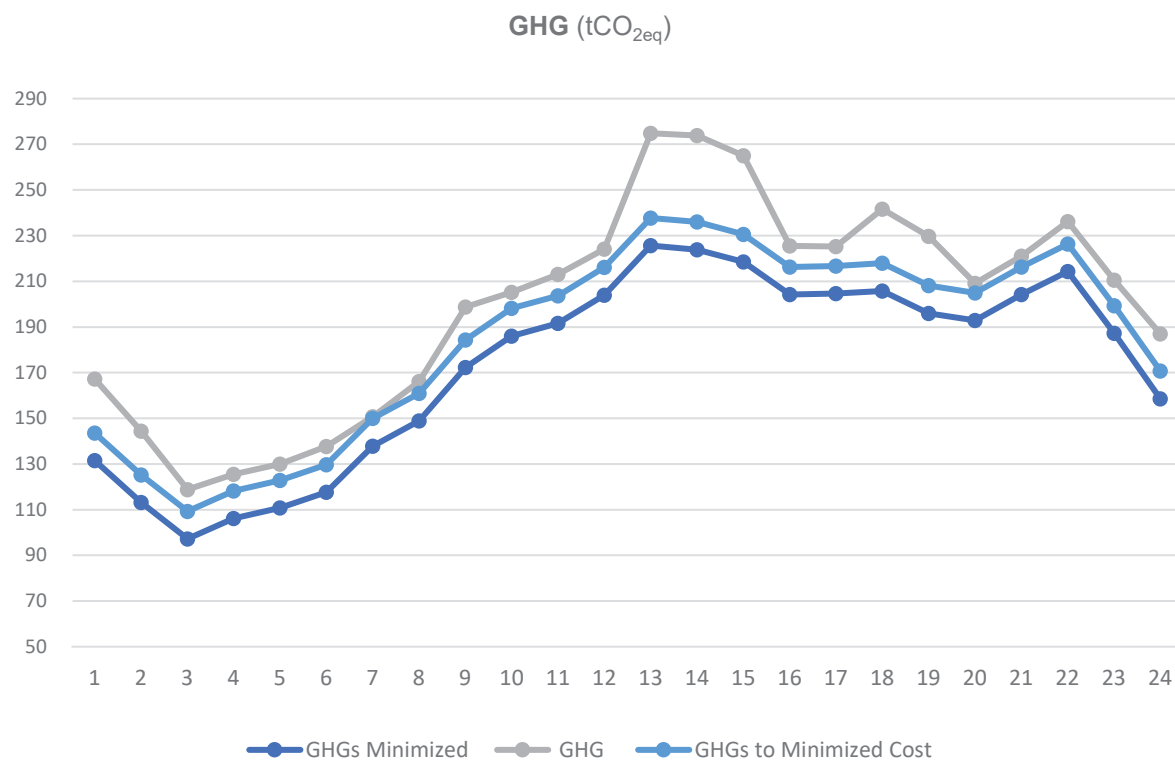


Figura 5. Emisiones de GEI: a) emisiones GEI en la producción energética priorizando exclusivamente minimizar GEI, b) emisiones GEI en la producción energética real actual y c) emisiones GEI en la producción energética minimizando al máximo los costes de producción.

5.6.4.- Integración de combustibles sostenibles en sistemas insulares

Artículo publicado en Fuel.

<https://doi.org/10.1016/j.fuel.2024.131848>

Este estudio analiza el potencial de combustibles sostenibles a partir del desecho del plátano canario como alternativa viable a los combustibles fósiles en sistemas energéticos insulares.

La soberanía energética y la mitigación de la huella de carbono son retos a los que se enfrentan los sistemas eléctricos insulares (IES), junto con el impulso de los sistemas de generación renovable. Uno de los aspectos que puede mejorar esto es el desarrollo de acciones concretas en la valorización de residuos agrícolas como biocombustibles. Entre ellos, destaca el residuo de plátano, ya que es el mayoritario en la producción agrícola de Canarias. Por otro lado, los biocombustibles son alternativas a los combustibles fósiles que contribuyen a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. En este artículo se estudia el potencial de los residuos, la transformación de los azúcares existentes en los residuos de fruta del plátano canario para transformarlo en un combustible 100% renovable, el bioetanol y, por tanto, el impacto ambiental que tiene en la producción de plátano, su nueva huella de carbono.

Se muestra en la **Figura 6** el proceso productivo de producción, almacenamiento y comercialización del plátano, así como la línea de valorización.

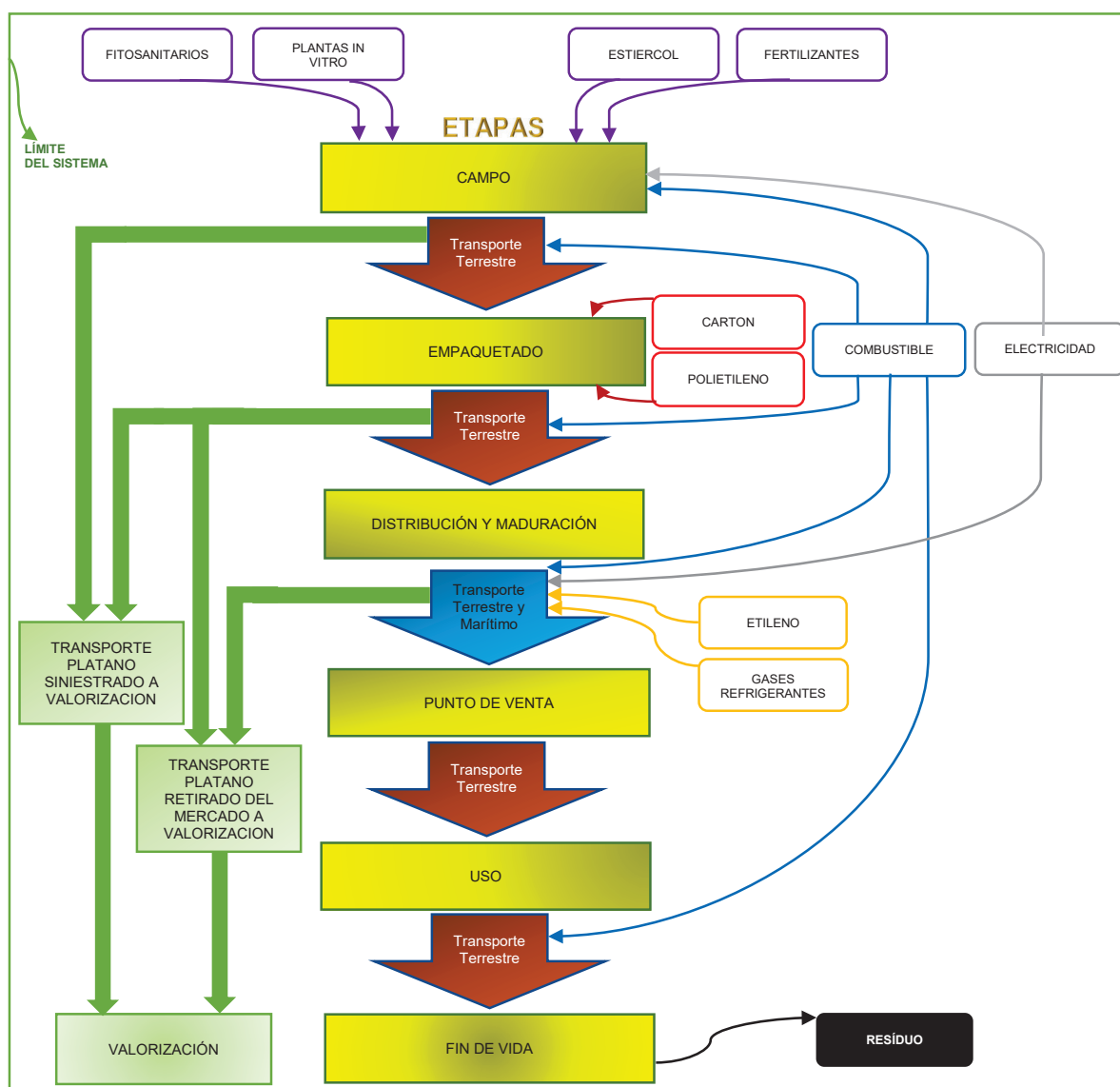


Figura 6. Mapa de proceso del ciclo de vida del Plátano de Canarias con valorización.

6.- PUBLICACIONES ORIGINALES QUE CONFORMAN LA TESIS DOCTORAL

6.1.- Resúmenes

Los sistemas energéticos insulares presentan un conjunto de desafíos únicos debido a su dependencia de combustibles fósiles importados, la variabilidad en la generación renovable y la necesidad de garantizar estabilidad en el suministro eléctrico. En este contexto, diversas estrategias sostenibles han sido propuestas para optimizar la producción de energía, mejorar la integración de fuentes renovables y reducir el impacto ambiental. Este estudio sintetiza los hallazgos de cuatro investigaciones recientes que abordan soluciones innovadoras en almacenamiento energético, optimización de la demanda, valorización de residuos y mejora en la gestión de infraestructuras eléctricas insulares.

1. Gran Canaria energy system: Integration of the Chira-Soria pumped hydroelectric power plant and analysis of weekly daily demand patterns for the year 2023

El primero de los estudios analizados se centra en la incorporación de la central hidroeléctrica de bombeo Chira-Soria al sistema eléctrico de Gran Canaria, con el objetivo de mejorar la estabilidad y eficiencia de la red. Utilizando datos de patrones de demanda diaria y semanal del año 2023, se evalúa el impacto de esta infraestructura en la integración de energía renovable intermitente, como la eólica y la solar.

Los resultados del estudio indican que la central de bombeo permite un almacenamiento efectivo de energía en momentos de baja demanda, liberándola cuando el consumo aumenta. Esto no solo reduce la dependencia de fuentes fósiles, sino que también mejora la estabilidad del sistema eléctrico al mitigar las fluctuaciones de generación renovable. Además, el análisis de patrones de consumo permite ajustar la operación de la central para maximizar su eficiencia, asegurando un uso racional de los recursos hídricos y energéticos disponibles.

El estudio también considera escenarios futuros con un mayor porcentaje de penetración de energías renovables, evaluando cómo la central puede contribuir a una mejor gestión del sistema eléctrico insular. Se plantea la posibilidad de combinar esta tecnología con otras estrategias de almacenamiento energético, como baterías de ion-litio o sistemas de almacenamiento térmico, para mejorar aún más la seguridad y eficiencia del suministro.

Además, se analiza la influencia de la topografía y la geología de la isla en la eficiencia del sistema hidroeléctrico de bombeo, considerando aspectos como la capacidad de almacenamiento de agua, la evaporación y la optimización de la infraestructura de transporte de agua entre los embalses de Chira y Soria. Estos factores son fundamentales para maximizar el rendimiento energético de la central.

3. Massive energy storage using H2 to support the optimal and efficient integration of a pumped hydroelectric power plant

Este estudio explora el uso del hidrógeno como vector energético para el almacenamiento masivo de energía en sistemas insulares. En particular, se plantea un modelo en el que el excedente de energía renovable se utiliza para la electrólisis del agua, generando hidrógeno que posteriormente puede ser almacenado y reconvertido en electricidad mediante celdas de combustible cuando la demanda lo requiera.

Los hallazgos del estudio muestran que esta estrategia permite un almacenamiento de energía más eficiente y flexible en comparación con los sistemas convencionales.

El análisis considera además las limitaciones técnicas y económicas del almacenamiento de hidrógeno en entornos insulares, evaluando aspectos como la infraestructura necesaria, los costos asociados y las posibles sinergias con otras tecnologías de almacenamiento energético. Se destacan también los beneficios medioambientales del hidrógeno verde en comparación con otras alternativas de almacenamiento y generación de energía.

3. Proposal of an optimization tool for demand response in island electricity systems (IES) using the Simplex method and Generalized reduced gradient (GRG)

El tercer estudio propone una herramienta de optimización basada en los métodos matemáticos Simplex y Gradiente Reducido Generalizado (GRG) para gestionar la respuesta de la demanda en sistemas energéticos insulares. Esta herramienta permite ajustar el consumo eléctrico en función de la disponibilidad de generación renovable, mejorando la eficiencia operativa y reduciendo los costos de producción.

Los resultados muestran que la optimización de la demanda facilita una mayor penetración de energías renovables al reducir la necesidad de generación de respaldo con combustibles fósiles.

Asimismo, el estudio evalúa la capacidad de esta herramienta para prever y mitigar fluctuaciones en el suministro de energía mediante la aplicación de algoritmos avanzados de inteligencia artificial y aprendizaje automático. Se destaca la importancia de la flexibilidad en la demanda y su potencial para mejorar la estabilidad y fiabilidad del sistema energético insular.

4. Bioethanol from canary banana waste as an energy source to reduce the carbon footprint of island electricity systems

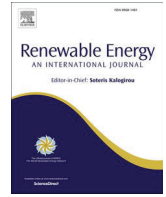
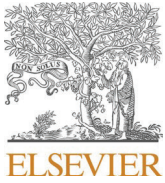
En este último trabajo se investiga la viabilidad de producir bioetanol a partir de residuos de plátano generados en las Islas Canarias, con el fin de diversificar la matriz energética insular y reducir la dependencia de combustibles importados. El estudio abarca el proceso de fermentación y destilación del material orgánico, evaluando la eficiencia de conversión y la calidad del biocombustible obtenido. Los resultados muestran que el bioetanol producido a partir de desechos agrícolas representa una alternativa energética viable y sostenible, con una reducción significativa de emisiones de CO₂ en comparación con los combustibles tradicionales. Además, la valorización de residuos locales contribuye a la economía circular, generando beneficios ambientales y económicos para la comunidad insular. Este enfoque no solo optimiza el aprovechamiento de los recursos disponibles, sino que también promueve la autonomía energética y la seguridad del suministro.

El estudio abre el posible potencial de ampliación de esta tecnología a otras fuentes de biomasa disponibles en el archipiélago, como restos de poda o algas marinas, lo que podría aumentar la producción de bioetanol y diversificar aún más las fuentes energéticas renovables en la región.

Otro aspecto relevante abordado en la investigación es la evaluación del impacto ambiental de la producción del plátano, incluyendo el análisis y la reducción en la huella de carbono. También se discuten las barreras técnicas y económicas para su implementación a gran escala en sistemas energéticos insulares.

Estos estudios evidencian la importancia de integrar tecnologías de almacenamiento, optimización de la producción para dar respuesta a la demanda y valorización de residuos para mejorar la sostenibilidad de los sistemas energéticos insulares. La combinación de estrategias como la hidroeléctrica de bombeo, la producción de biocombustibles, la optimización de la producción eléctrica y el almacenamiento de energía mediante hidrógeno representa un enfoque integral para garantizar un suministro energético seguro, eficiente y respetuoso con el medio ambiente en los entornos insulares.

6.2.- Título 1: *“Gran Canaria energy system: Integration of the Chira-Soria pumped hydroelectric power plant and analysis of weekly daily demand patterns for the year 2023”*



Gran Canaria energy system: Integration of the chira-soria pumped hydroelectric power plant and analysis of weekly daily demand patterns for the year 2023

Juan Carlos Lozano Medina, Vicente Henríquez Concepción, Federico Antonio León Zerpa^{*}, Carlos A. Mendieta Pino

University of Las Palmas de Gran Canaria, Spain

ARTICLE INFO

Keywords:

Turbine
Hydroelectric
Pumps
Energy
CO₂
Fuel
Environment

ABSTRACT

Due to its insular condition, Gran Canaria operates an isolated energy system that requires high self-sufficiency in energy generation and that covers its energy need, 3,327,872.76 MWh/year. The future integration of the Chira-Soria Pumped Hydroelectric Power Plant, scheduled for 2030, is expected to radically transform the energy dynamics of Gran Canaria's electricity system, facing different challenges and opportunities. Challenges include the need for greater flexibility due to growing renewable energy sources, going from 381,000 MW of renewables today to an increase of more than 750,000 MW, environmental commitments, and the operation must address potential operational constraints related to downstream hydrological effects. On the other hand, the opportunities lie in the ability of the reversible hydropower plant to provide balancing services during off-peak hours, improving the integration of intermittent energy sources such as wind and solar power, in addition, the Pumped Hydroelectric (PHES) technology is recognized as mature and efficient for large-scale energy storage, contributing significantly to the integration of renewable energy sources. Implementing innovative approaches such as integrating Big Data into construction projects can also improve efficiency and decision-making in the project delivery process. This facility will facilitate energy storage through the pumping of water at high levels, allowing it to be subsequently turbinized in periods of high demand, which will be essential to improve the management and efficiency of the island's energy system. This energy demand will be studied, which follows certain patterns according to the day of the week and, continuing with the line of research established in previous works, a detailed analysis of the existing system, simulation and algorithmic optimization of the integration of the Chira-Soria Pumped Hydroelectric Power Plant into the energy system of Gran Canaria in the year 2023 will be carried out, providing the expected results of such optimal integration by differentiating the demand patterns of each day of the week, previously establishing these annual representative days.

1. Introduction

This work continues the research on optimizing and improving energy systems in isolated areas, specifically studying the future installation of the Chira-Soria pumped hydroelectric power plant on the island of Gran Canaria. Previous studies have provided complementary results that are useful for this new one. In a first work, “*Algorithmic optimization of the integration of the Chira-Soria pumped hydroelectric power plant into the energy system of Gran Canaria*”, the integration of this facility was optimized on the worst day of 2023, three operating scenarios were

proposed and the renewable energy needs were determined. During the rigorous analysis process carried out in this article, the impact that the integration of the Chira-Soria Pumped Hydroelectric Power Plant into the energy network of Gran Canaria would entail has been clarified, based on the study of the most unfavorable day. In summary, the implementation of this plant would entail a series of benefits, generic to this type of system that were specified in the conclusions. (see [Tables 1–8](#))

^{*} Corresponding author.

E-mail addresses: juancarlos.lozano@ulpgc.es (J.C. Lozano Medina), vicente.henriquez@ulpgc.es (V. Henríquez Concepción), federico.leon@ulpgc.es (F.A. León Zerpa), carlos.mendieta@ulpgc.es (C.A. Mendieta Pino).

<https://doi.org/10.1016/j.renene.2024.121128>

Received 14 May 2024; Received in revised form 5 July 2024; Accepted 2 August 2024

Available online 3 August 2024

0960-1481/© 2024 The Authors. Published by Elsevier Ltd. This is an open access article under the CC BY license (<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

Table 1
Theoretical planning of turbine operation. Schedules.

Operating Mode	No. of turbines	Operating Mode Time	
		Hours of Operation	Total hours
(T2) Continuous turbine	6	9:00–23:00 h	14
(T3) Maximum turbine	6	10:00–13:00 h and 19:00–21:00 h	5
(B2) Pumping	6	0:00–7:00 h	7

Source: Chira-Soria Pumping Hydroelectric Power Plant Project.

Table 2
Turbine operating characteristics.

Operating Mode	Operation	Power	Energy/Day	Flow Rate	Volume of Water Displaced
		MW	MWh	m ³ /s	m ³
(T1) Maximum daily turbine	16	200.0	3200.0	68.4	3,939,840
(T2) Continuous turbine	14	200.0	2800.0	68.4	3,447,360
(T3) Maximum turbine	5	200.0	1000.0	68.4	1,231,200
(B1) Maximum daily pumping	8	220.0	1760.0	53.4	1,537,920
(B2) Pumping	7	220.0	1540.0	53.4	1,345,680

Table 3
Balance between pumping and turbination in operation.

Operating Mode	Operation		Power	Energy/Day	Flow Rate	Volume of Water Displaced
	h/day	%	MW	MWh	m ³ /s	m ³
Turbine balance	10.522	43.84 %	200.0	2104.43	68.40	2,590,978.53
Pumping balance	13.478	56.16 %	220.0	2965.12	53.40	2,590,978.52

- It would strengthen the security of the electrical system, ensuring a reliable supply.
- It would stabilize the frequency, the stability of which is affected by the increasing presence of non-dispatchable renewable energies.
- It would improve the flexibility of the system, optimizing its response and strengthening it in the event of possible contingencies.
- It would promote the incorporation of renewable sources into the system, avoiding unnecessary discharges and promoting the expansion of these clean energies.
- It would reduce the costs of the electricity system as a whole.
- It would reduce energy dependence on the outside world.

However, the integration of the Chira-Soria Pumped Hydroelectric Power Plant would also pose new challenges.

Table 4
Operation of the turbines at the Chira-Soria Hydroelectric Pumping Station.

Type Operation	Ud	Stipulated Hours of Work		Power Unit Total		Flow Rate	Volume of Water Displaced	Energy/Day
	Ud	horas		MW	MW	m ³ /s	m ³	MWh
(T1) Turbinating	6	16		33.33	200.00	68.40	3,939,840.00	3200.00
(B1) Pumping	6	8		36.67	220.00	53.40	1,537,920.00	1760.00

Source: Chira-Soria Pumping Hydroelectric Power Station Project

- It would generate an installed capacity deficit of 20 MW compared to the current situation.
- Turbine energy production must be balanced with pumping, resulting in a potential production shortfall of up to 314,151.72 MWh per year in the plant's continuous operation scenario.
- The turbine would only be viable for a maximum of 16 h and 34 min, generating a maximum of 3313.84 MWh during that period (considering the maximum energy storage).
- To compensate for the turbine and replenish the transferred water, the pumping station will have to operate for 21 h and 13 min, consuming 4669.16 MWh.
- The maximum energy production through turbines (768,118.23 MWh per year) is reached with 231.8 complete transfers from Chira to Soria.

In a second paper, “*Analysis and Optimization of the Integration of the Chira-Soria Pumped Hydroelectric Power Plant in the Energy System of Gran Canaria: Perspectives and Projections for the Year 2023*”, the integration of this facility in 2023 was optimized, based on the representation of the electricity production of 2023 in a single day, Average annual day 2023 representative, using actual electricity production readings read every 5 min and for each type of electricity production technology. Three operating scenarios were proposed and renewable energy needs were identified. In summary, the implementation of this plant would entail a series of benefits, generic to this type of system that were specified in the conclusions.

- The energy production per turbine required for the most optimal solution is estimated at 465.42 GWh per year and the pumping demand is set at 655.78 GWh per year.
- The usage times for the year 2023 to achieve such an optimal solution would be 2980.33 h per year for pumping and 5799.17 h per year for turbines.

Table 5
Dam capacities.

Reservoir	Total Capacity	Racking Capacity
	m ³	m ³
Chira Reservoir (upper reservoir)	5,640,000.00	4,080,000.00
Soria Reservoir (lower depot)	32,300,000.00	
Difference	26,660,000.00	

Source: Chira-Soria Hydroelectric Pumping Plant Project

Table 6
Projected power and production of renewable energies.

Type Renewable	Chira-Soria Project Estimate	Situation Year 2021	Situation Year 2023	Situation with Final Registration
	MW	MW	MW	MW
Wind	584.92	205.24	305.49	320.20
Photovoltaic	140.08	49.15	73.16	80.77
Sum	725.00	254.39	378.65	400.97

Table 7

Discharges of renewable energy in Gran Canaria 2023.

	January	February	March	April	May	June	July	August	September	October	November	December	Running total
Wind	3.85 %	0.70 %	8.50 %	11.18 %	15.44 %	0.33 %	8.72 %	8.63 %	2.73 %	0.73 %	6.39 %	2.76 %	7.27 %
Photovoltaic	0.51 %	0.06 %	1.47 %	5.84 %	8.39 %	0.01 %	6.59 %	6.04 %	1.23 %	0.14 %	3.11 %	0.52 %	3.08 %
Total	3.41 %	0.51 %	7.38 %	10.16 %	14.46 %	0.25 %	8.51 %	8.33 %	2.47 %	0.55 %	5.86 %	2.24 %	6.58 %

This represents a cumulative annual average of 6.58 % (25.45 MW) of discharges.

Source: Red Eléctrica de España

Table 8

Chira-Soria Pumped-storage hydroelectric power station integration data according to proposed hypotheses. Daily average.

Day	Daily production (MWh)			Average power used (MW)			Factor availability %	Hours/day operation		Necessary power renewables (MW))		Production flat	
	pumping	turbine	total	pumping	turbine	total		pumping	turbine	mean	maximum	loud	casualty
Monday	1778.33	1262.13	3040.47	74.10	52.59	126.69	59.98 %	8.08	15.92	458.98	608.05	307.50	253.79
Tuesday	1778.33	1262.13	3040.47	74.10	52.59	126.69	59.98 %	8.08	15.92	455.50	604.57	308.70	253.79
Wednesday	1778.33	1262.13	3040.47	74.10	52.59	126.69	59.98 %	8.08	15.92	481.74	611.85	299.60	243.99
Thursday	1778.33	1262.13	3040.47	74.10	52.59	126.69	59.98 %	8.08	15.92	468.68	611.58	297.50	235.13
Friday	1778.33	1262.13	3040.47	74.10	52.59	126.69	59.98 %	8.08	15.92	471.17	607.98	302.50	238.42
Saturday	1778.33	1262.13	3040.47	74.10	52.59	126.69	59.98 %	8.08	15.92	533.11	608.35	281.50	232.75
Sunday	1778.33	1262.13	3040.47	74.10	52.59	126.69	59.98 %	8.08	15.92	549.06	610.97	272.10	219.27

- The Chira-Soria Pumped Hydroelectric Power Plant would work in the most optimal way, providing stability to combustion production, establishing two levels of production, high production, which is set at 299.50 MW for 8.17 h per day on average, and low production, which is set at 237.49 MW for 15.83 h per day on average.

In this new work, based on the representation of electricity production in 2023 according to the different patterns followed by the different days of the week and, using real readings of electricity production read every 5 min and for each type of electricity production technology, the best integration into the system is sought in an optimal way for the future installation of the Chira-Soria pumped hydroelectric power plant, resulting in actual average integration data and establishing three integration hypotheses.

1.1. Current context

Numerous specialists emphasize the urgent need to move towards decarbonization [1–8], Increase the presence of renewable energy sources [9–13], Take a holistic approach to the management of energy resources, optimizing the use of existing technologies [14–19] applied at the island level [20,21], solving insularity [22,23], as well as seeking a new perspective on resource management. [24–26], making the most efficient use of available technologies. This imperative is particularly relevant for the energy systems of the Canary Islands, especially Gran Canaria, which faces multiple challenges in the coming years. [27], particularly that of Gran Canaria [28], with a tourism sector that represents 20 % of GDP [29,30] highly energy demanding [30,31] or an increasing reliance on desalinated water [32,33] and which also requires mitigation strategies [34,35], and that it faces many challenges in the coming years.

- **Alignment with Energy Production Targets:** Electricity demand in Gran Canaria was 3268 GWh in 2022 and is projected at 3321 GWh by 2023, with an installed capacity of 1287.00 MW forecast for the same year. To meet this growing demand, it is imperative to continue operating existing facilities, which will be progressively replaced by more advanced technologies as obsolete units are decommissioned, [28].
- **Prevention of Energy System Collapse:** Gran Canaria's energy system faces the risk of co-lapse due to the obsolescence and incapacity of current infrastructures, which requires an action plan to

partially renew energy plants, some of which are over 30 years old. Current standards for energy efficiency, maximum output and minimum emissions are insufficient. In addition, dependence on imported fossil fuels, which accounted for 70.40 % in 2023, significantly raises electricity costs and CO₂ emissions, [28,36–39].

- **Environmental Sustainability:** The aim is to increase the penetration of renewable energies, which currently stands at 29.60 % in Gran Canaria, through government promotion of wind farms and the installation of solar panels, as well as adopting environmentally neutral systems for CO₂ emissions, [6,28].
- **Optimization of the Chira-Soria pumped-storage hydroelectric power plant:** The integration of this plant into the energy system represents a significant change in the island's energy dynamics, with commissioning scheduled for 2030. The plant facilitates energy storage by pumping water to higher altitudes, allowing its subsequent turbination during peaks of high demand, and the reuse of water in periods of excess renewable production, [20,40].
- **Role of Artificial Intelligence for sustainable.** As defined by Refs. [41,42], green artificial intelligence (AI) emphasizes environmental sustainability and inclusivity, enabling researchers to achieve accurate results without high computational costs or expensive cloud servers. In this paper define AI solutions promoting eco-friendly practices in various fields, some strategies for designing energy-efficient machine learning (ML) algorithms and models and methods for measuring and optimizing energy consumption accurately. On the other hand [43,44], in these study explores data-driven probabilistic machine learning (ML) techniques and their real-time applications in smart energy systems, emphasizing the urgency of this research area work such us, ML in Core Energy Technologies (advanced energy materials, energy systems and storage devices, energy efficiency, smart energy material manufacturing, strategic energy planning, renewable energy integration, and big data analytics within the smart grid paradigm) and ML for Energy Distribution Utilities (Applications such as energy consumption and price forecasting, energy price merit order, and consumer lifetime value).

The analysis of energy demand in 2023 will differentiate daily patterns, establishing annual averages by day of the week. A detailed analysis, simulation and algorithmic optimization of the integration of the Chira-Soria hydroelectric pumping station will be carried out, providing results of the optimal integration and comparing consumption

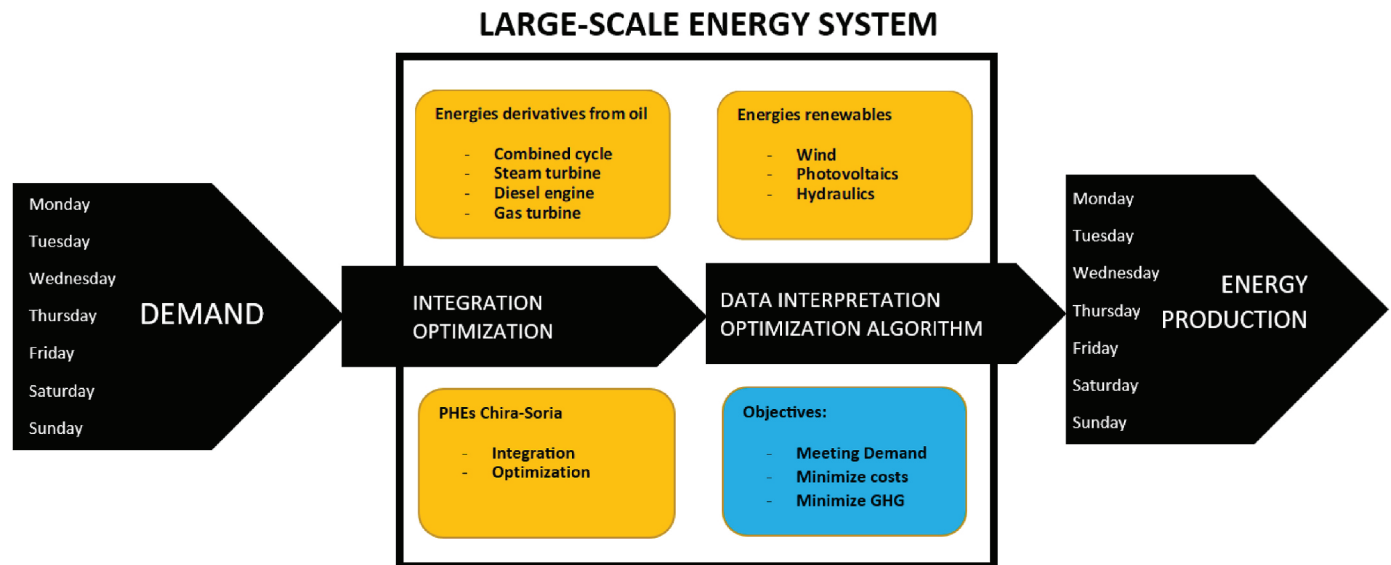


Fig. 1. Methodology.

patterns. This research continues the line established in previous studies, focusing on an efficient and sustainable implementation of the energy system of Gran Canaria.

2. Materials and methods

2.1. Current overview of energy production in Gran Canaria

The energy production infrastructure in Gran Canaria incorporates a wide range of technologies, including four steam turbines, five diesel units, five gas turbines and two combined cycle plants, each consisting of a double gas turbine and a steam turbine. These installations account for 70.40 % of the total installed power on the island, which amounts to 906.00 MW, the other 29.60 % of the installed capacity, equivalent to 381.00 MW and comes from renewable sources. Therefore, the total installed power in Gran Canaria reaches 1287.00 MW. As for energy production in Gran Canaria, that due to renewables in 2023 was 22.87 % (761,084.5 MWh/year) and by non-renewable equipment 77.13 % (2,556,788.26 MWh/year). Gran Canaria currently has no massive energy storage solutions; the Chira-Soria pumped-storage hydroelectric power plant will be the first major installation of this type.

In 2023, total energy demand in the Canary Islands was 3321 GWh. A highlight of that year was the recording of the historical maximum daily energy demand on October 9, reaching 1455.3 MWh. Other significant peaks were also recorded that same day: at 20:00 h a maximum hourly demand of 558.80 MWh was reached and at 20:28 h a historical maximum instantaneous power of 563.40 MW was recorded.

2.2. Methodology

Fig. 1 details the methodology used for system analysis, study, and formulation of the optimal integration proposal in response to the incorporation of the Chira-Soria Pumped Hydroelectric Power Plant, scheduled for 2030.

This methodology follows the line of research previously established in previous works. The starting database of electricity production in 2023 according to the different patterns followed by the different days of the week and, for this purpose, real electricity production readings are taken every 5 min and for each type of electricity production technology, as well as the development of a computational algorithm designed to achieve the maximum optimization of the integration system. This method analyses all the energy production technologies by combustion,

renewable energy production and its randomness, availability factors, energy demand according to days of the week, etc., and proposes the best integration for the system.

2.3. Chira-Soria hydroelectric pumping station. Analysis

The Chira-Soria pumped-storage hydroelectric power plant is primarily designed to secure electricity supply and facilitate the efficient integration of intermittent renewable energy sources. Given the high variability of wind generation, rapid and significant fluctuations in power system frequency are observed, a phenomenon that tends to increase with the continued expansion of installed wind capacity, a pattern that is likely to persist in the future. These frequency variations can be adverse to consumers and can even lead to power outages. The Power Plant plays a crucial role in mitigating frequency quality degradation, thus contributing to a more stable, resilient and secure electricity system. In addition, this facility promotes the safe and efficient penetration of a significant volume of renewable energy into the system, allowing the storage of surplus energy that cannot be directly integrated, thus facilitating a balance between supply and demand and the reduction of surplus renewable energy. The intensification of the integration of renewable energies through energy storage systems favours a gradual transition from thermal to renewable generation, resulting in a significant reduction of CO₂ and NO_x emissions, with both economic and environmental advantages. This adds greater flexibility to the energy system, compensating for the limitations of the existing thermal generation units, which were designed for a different energy context and lack the necessary capacities for an effective integration of renewable energies in the framework of the energy transition. The Chira-Soria pumped-storage hydroelectric power plant stands out for its massive energy storage capacity and for maintaining the synchronous characteristics of the electricity system through specific technologies, providing inertia and short-circuit power, among other crucial benefits for its optimal operation.

2.3.1. Operation of the hydroelectric pumping station

The Chira-Soria pumped-storage hydroelectric power plant project is designed to operate optimally by adapting to fluctuations in energy demand and production. It will use the pumping mode at times of energy surplus, generally derived from intermittent renewable sources such as wind, or during periods of low consumption. In contrast, the turbine will be activated during peak demand to supply energy, thus substituting

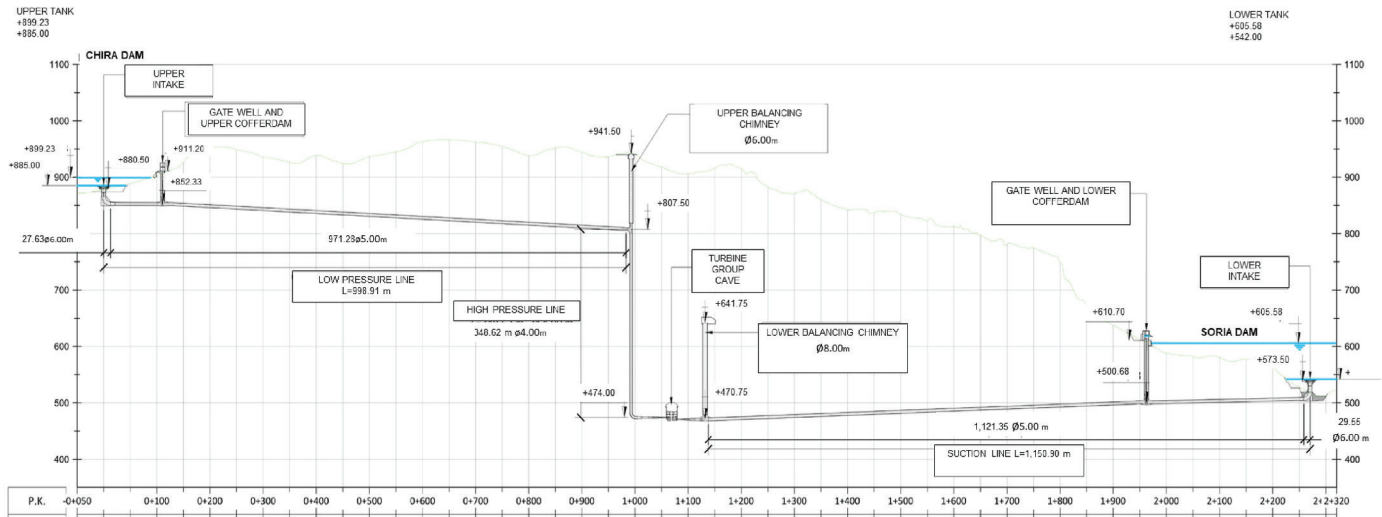


Fig. 2. Diagram of the hydraulic network of the Chira-Soria pumping hydroelectric power station.

generation from more costly thermal sources with a higher environmental impact.

Daily Operating Cycle of the Plant:

Pumping Mode: activated mainly during low night-time demand, from 0:00 to 7:00, where energy is used to lift water from the lower reservoir (Soria) to the upper reservoir (Chira). This not only takes advantage of the renewable energy generated during the night but also optimises the performance of the thermal groups, reducing CO₂ emissions and avoiding the costs associated with frequent start-up of these groups. Increased pumped demand helps to integrate any excess wind production.

Turbine Mode: At peak demand times, from 9:00 to 23:00, and especially in the morning and evening peaks, power is generated by allowing water to flow from the upper reservoir to the lower reservoir. This process replaces power generated by thermal technologies such as gas turbines that run on more expensive fuels.

In addition, the plant can respond quickly to grid failures, being able to initiate supply recovery within minutes after a total blackout on the island, thanks to its fast start-up capability and operational flexibility. The plant has a generation capacity of 200 MW, consumes 220 MW in pumping mode and can store up to 3.2 GWh of energy for turbinizing for 16 h. The transfer capacity between the Chira and Soria reservoirs is 4.08 hm³. Sedimentation studies indicate that the intakes will not be affected by sedimentation for the next 50 years, although dredging will eventually be required.

2.3.2. Balance between pumping and turbinizing in operation

In order to evaluate the operational performance of the plant in both pumping and turbine mode during different time periods of the day, the following table is provided which details the electricity demand required in each mode, together with the volume of water pumped and turbinized.

Maintaining a balance between pumping and turbinizing is crucial for the optimal operation of the hydropower plant. It is essential to ensure that the volume of water turbinized is equivalent to the volume pumped in the same time interval, thus ensuring that the water levels in the reservoirs are adequately restored before turbinizing. This approach prevents overexploitation of the plant's transfer capacity and ensures a constant and reliable power supply. Therefore, effective plant planning and operation requires meticulous coordination of the quantities of water pumped and turbinized. Adjusting these operations according to electricity demand and system conditions is essential to preserve this balance. Doing so maximizes the efficiency and sustainability of the hydropower system, ensuring that the balance between pumping and turbinizing is continuously and effectively maintained.

This indicates that 43.84 % of the time (equivalent to 10 h and 31 min per day) is dedicated to turbinizing, while the remaining 56.16 % (13 h and 28 min) is used for the pumping process. During turbinizing, 2104 GWh are produced per day, and pumping consumes 2965 GWh per day. This leads to an average maximum operating power of 211.23 MW, distributed between turbinizing and pumping with percentages of 41.51

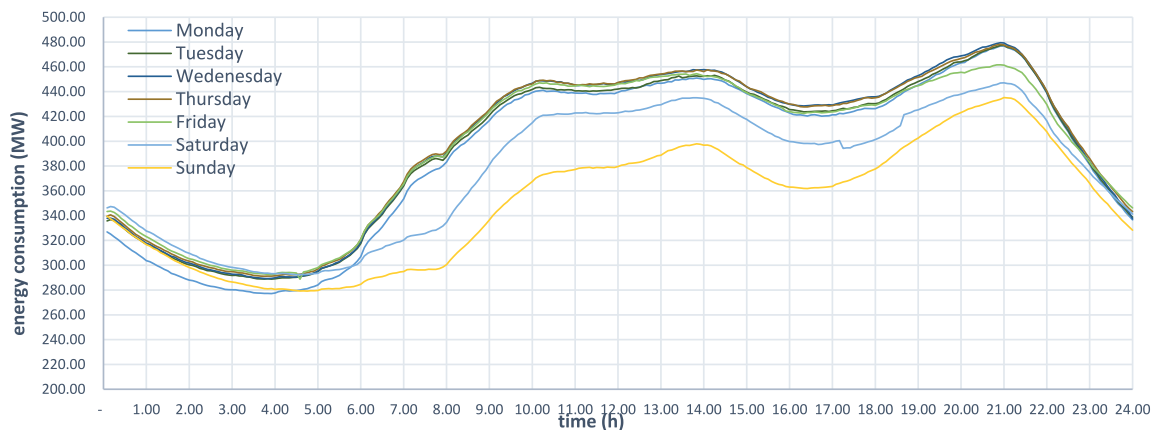


Fig. 3. Average daily demand response curve in Gran Canaria for the year 2023, differentiating the days of the week.

% and 58.49 % respectively.

2.3.3. Technical analysis of the Chira-Soria hydroelectric pumping station

Fig. 2 provides a simplified schematic diagram that gives a visual representation of the hydro network of the facility in question. This schematic is fundamental to understanding how water flow is organised within the pumped-storage hydropower plant, detailing key components such as pipes, valves, turbines, pumps and reservoirs. In the diagram, the following elements, among others, can be observed: Fig. 3

Upper and Lower Reservoir: These reservoirs are essential for the turbinning and pumping process. The upper reservoir stores the water that is released during high demand hours to generate power, while the lower reservoir collects the water after it passes through the turbines.

Connecting Pipes: Connect both reservoirs allowing water to flow in both directions, depending on whether the system is in power generation mode or in pumped storage mode.

Reversible Pump-Turbine Caverns: This component acts as both a pump and a turbine. As a turbine, it generates electricity when water descends from the upper reservoir to the lower reservoir; as a pump, it lifts water from the lower reservoir to the upper reservoir during periods of low demand and high availability of renewable energy.

The turbo-machines that make up the Chira-Soria Pumping Hydroelectric Power Station are detailed in the following table, as well as the foreseen operating characteristics in turbinning and pumping.

Table below shows the data referring to the characteristics of the dams, cubing them and establishing their transfer capacity.

2.3.4. Plant factor and availability factor analysis

The plant factor concept reflects the proportion of the time that the installed capacity of a power plant is actually used. A value of less than 1 indicates that the plant is not constantly operating at full capacity. In contrast, the availability factor, particularly relevant in pumped hydro power plants, denotes the fraction of time a plant is operational, either turbinning or pumping, and whether it is available to operate at full or reduced capacity. It is crucial to differentiate between these two factors: the plant factor measures the actual utilization of the installed capacity, while the availability factor evaluates the operational capacity of the plant during a specific period, considering both full and reduced operations or inactivates. For example, plants of different types exhibit variations in their availability factors: Thermal plants such as coal-fired, geothermal and nuclear plants generally exhibit availability factors of 70 %–90 %, gas turbines can reach 80 %–99 %. Typical plant factors vary as follows.

- Wind farms: 10–40 %.
- Photovoltaic panels: 10–30 %.

- Hydroelectric power plants: 60 %.
- Nuclear power plants: 60%–98 %.
- Coal-fired power plants: 70–90 % Coal-fired power plants: 70–90
- Combined-cycle power plants: 60 %.

The following are specific examples of availability and plant factors for installations in Gran Canaria.

- Gran Canaria wind farm
2021: 36.76 %, equivalent to 8.82 equivalent hours/day.
2022: 34.5 %.
- Photovoltaic plants.
2021: 24.27 %, equivalent to 2.91 equivalent hours/day.
2022: 33.1 %.
- Chira-Soria pumped-storage hydroelectric power plant.
Assumed plant factor equal to 60 % availability.

2.3.5. Estimated production of electricity and renewable energy

The Chira-Soria pumped-storage hydroelectric power plant project will maximize the integration of renewable energies, avoiding the discharges that would otherwise occur and allowing the development and installation of this type of energy.

There is a contingent of new installation projects (wind and photovoltaic) with a potential of 725 MW that have at least grid access authorization.

2.3.6. Optimal integration of the Chira-Soria pumped-storage hydroelectric power plant into the overall energy system of Gran Canaria

As previously mentioned, the integration must conform to certain essential guidelines for its correct execution. These include.

- Maintenance of the balance between turbinning and pumping.
- Adherence to the plant availability factor.
- Implementation of the pumping process using renewable energies.

The aim of this integration is to level the energy production curve, which currently relies on combustion, thus improving equipment efficiency and maximizing the absorption of surplus renewable energy. This allows for a more efficient and sustainable management of the energy supply.

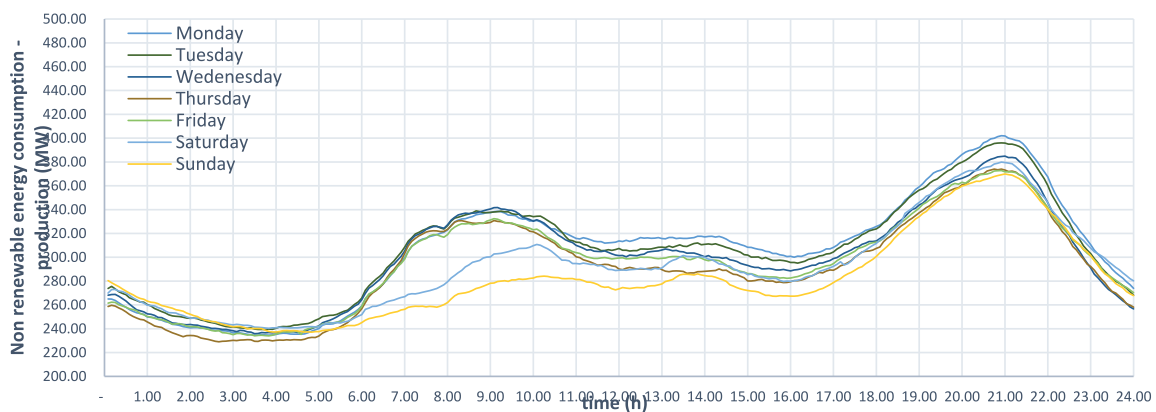


Fig. 4. Curve of response to the average daily demand in Gran Canaria in the year 2023, of the non-renewable production equipment, differentiating the days of the week.



Fig. 5. For each day of the week, a) “Ideal” flattening of the energy production curve by combustion due to the integration of the Chira-Soria Pumped-storage hydroelectric power plant. Average year 2023 and b) Pumping and turbinning of the Chira-Soria pumped-storage hydroelectric power plant. Average year 2023.

2.4. Estimation of the average demand curve according to days of the week for the study and estimation of the integration of the Chira-Soria pumped-storage hydroelectric power station into the Gran Canaria energy system in 2023, according to these patterns

In order to analyse the energy situation in 2023 as a whole and to serve as a basis for studying the integration of the Chira-Soria pumped-

storage hydroelectric power station into the system, the average energy behavior curve of the generating equipment is needed. For this purpose, the 365 days of the year 2023 are analyzed and the annual average of these 365 days is established, differentiated by days of the week, as shown in the following figure.

It should be noted that the year 2023 consists of 52 Saturdays, 52 Mondays, 52 Tuesdays, 52 Wednesdays, 52 Thursdays, 52 Fridays and



Fig. 5. (continued).

53 Sundays. This curve represents the energy average for each day of the week and includes renewable and non-renewable energy.

On the other hand, we establish in the following figure the average annual non-renewable energy production of these 365 days differentiated by days of the week.

The differences in behavior patterns can be clearly seen, especially on Saturdays and Sundays compared to the rest of the week.

2.5. Estimated renewable energy discharges 2023

In the Canary Islands, due to the lack of storage in the Canary Islands electricity system, renewable energy discharges occur. These were estimated for the year 2023, and are set out in the following table as a % of demand.

3. Results and discussion

Theoretical integration has been carried out in order to minimize emissions and stabilize frequency with maximum use of renewables, maximizing the capacity and use of the pumped-turbine operation of the Chira-Soria pumped-storage hydroelectric power station (assuming there is no deficit of renewables for this use), differentiating each day of

the week, which follow the differentiated patterns established in the previous section, using the annual average for each day of the week in the year 2023 (see Fig. 4).

These “optimal-ideal” integrations of the Chira-Soria pumped-storage hydroelectric power plant are shown in Fig. 5, as well as the operation of the Chira-Soria pumped-storage hydroelectric power plant pumping-turbine, establishing the following.

1. Plant factor: 59.98 %
2. Pumping-Turbine balance: 43.84 % turbine and 56.16 % pumping.
3. Daily production (MWh): 1262.13 MWh turbinized and 1778.33 MWh pumping.
4. Average power used (MW): 52.59 MW turbinized and 74.10 MW pumped.
5. Hours/day of operation (h/day): 15.92 (h/day) turbinized and 8.08 (h/day) pumping.

With this optimization, the energy production curve through combustion has been flattened and defined in two steps. These steps represent the average annual demand to be covered by the combustion equipment due to the integration of the Chira-Soria pumped-storage hydroelectric power plant.

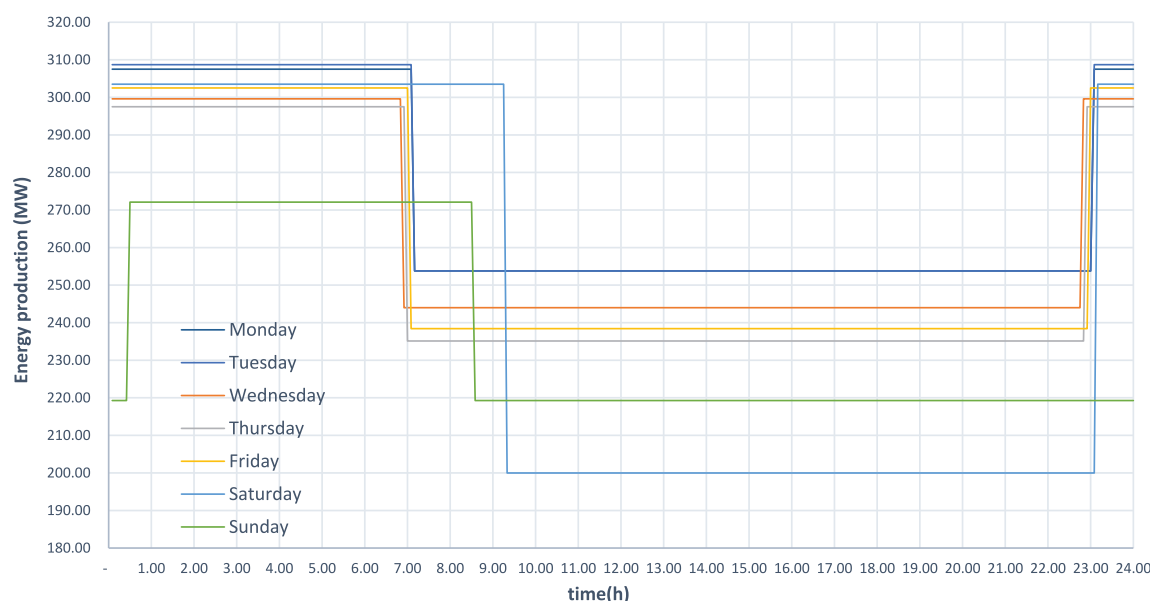


Fig. 6. Average annual non-renewable production differentiated by days of the week.

For the specific case of Monday, the highest step would be 307.50 MW and the lowest would be 253.79 MW. For this ideal integration, it is necessary to have an average annual power in the pumping period of 167.13 MW of wind power and 218.56 MW on a one-off basis, which, taking the availability factor for 12-month operation in 2022 (34.5 %), would lead to an additional renewable power installation to the existing one of 484.437 MW on average and 633.50 MW on a one-off basis. From this amount, the accumulated average renewable energy discharges would have to be subtracted, resulting in an additional renewable energy capacity of 458.98 MW on average and 608.05 MW on average and 608.05 MW on average, respectively. Fig. 5 shows the “ideal” flattening of the energy production curve through combustion due to the integration of the Chira-Soria pumped-storage hydroelectric power station for each day of the week and b) the pumping and turbinning of the Chira-Soria pumped-storage hydroelectric power station for each day of the week. Fig. 6

4. Summary of applied methods

Attached is a summary table of the operating proposals according to weekday patterns for the Chira-Soria pumped-storage hydroelectric power plant, all of them complying with the necessary and argued guidelines, for an average useful installed power of 211.23 MW.

5. Conclusions

During the analysis process, the Chira-Soria hydroelectric pumping station has been integrated into the energy production system in Gran Canaria in the year 2023, and it has been technically determined at the production level what this integration into the system means according to patterns established by days of the week.

The analysis of the Chira-Soria pumped-storage hydroelectric power station, studied and integrated by days of the week, shows that the flat energy production in the high step is estimated at a maximum value of 308.70 MW on Tuesdays and a minimum value of 272.10 MW on Sundays, while the flat energy production in the low step is estimated at a maximum value of 253.79 MW on Mondays and Tuesdays and a minimum value of 219.27 MW on Sundays.

The ideal operating conditions are established in these integrations as follows.

Plant factor: 59.98 %.

Pumping-Turbine balance: 43.84 % turbine and 56.16 % pumping.
Daily production (MWh): 1262.13 MWh turbined and 1778.33 MWh pumped.

Average power used (MW): 52.59 MW turbined and 74.10 MW pumped.

Hours/day of operation (h/day): 15.92 (h/day) turbined and 8.08 (h/day) pumped.

Future research should address as a priority the massive storage of renewable energy that cannot be integrated into the system and that occurs during the turbine schedule, storage in its different forms and typologies, as well as its optimal integration into the energy system.

CRediT authorship contribution statement

Juan Carlos Lozano Medina: Writing – original draft, Validation, Software, Project administration, Investigation, Formal analysis, Conceptualization. **Vicente Henríquez Concepción:** Writing – review & editing, Visualization, Supervision, Resources, Methodology, Funding acquisition, Data curation. **Federico Antonio León Zepa:** Writing – original draft, Validation, Software, Project administration, Investigation, Formal analysis, Conceptualization. **Carlos A. Mendieta Pino:** Writing – review & editing, Visualization, Supervision, Resources, Methodology, Funding acquisition, Data curation.

Declaration of competing interest

The authors declare that they have no known competing financial interests or personal relationships that could have appeared to influence the work reported in this paper.

References

- [1] R. Gómez-Calvet, J.M. Martínez-Duart, S. Serrano-Calle, Current state and optimal development of the renewable electricity generation mix in Spain, *Renew. Energy* 135 (2019) 1108–1120, <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.12.072>.
- [2] K. Matsumoto, Y. Matsumura, Challenges and economic effects of introducing renewable energy in a remote island: a case study of Tsushima Island, Japan, *Renew. Sustain. Energy Rev.* 162 (2022) 112456, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112456>.

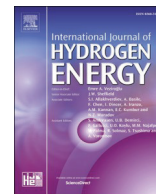
- [3] I. Bonilla-Campos, Fco.J. Sorbet, D. Astrain, Radical change in the Spanish grid: renewable energy generation profile and electric energy excess, *Sustainable Energy, Grids and Networks* 32 (2022) 100941, <https://doi.org/10.1016/j.segan.2022.100941>.
- [4] N. Gkonis, A. Arsenopoulos, A. Stamatiou, H. Doukas, Multi-perspective design of energy efficiency policies under the framework of national energy and climate action plans, *Energy Pol.* 140 (2020) 111401, <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111401>.
- [5] C. Berna-Escriche, C. Vargas-Salgado, D. Alfonso-Solar, A. Escrivá-Castells, Can a fully renewable system with storage cost-effectively cover the total demand of a big scale standalone grid? Analysis of three scenarios applied to the Grand Canary Island, Spain by 2040, *J. Energy Storage* 52 (2022) 104774, <https://doi.org/10.1016/j.est.2022.104774>.
- [6] D.V. Pombo, J. Martínez-Rico, S. V. Spataru, H.W. Bindner, P.E. Sørensen, Decarbonizing energy islands with flexibility-enabling planning: the case of Santiago, Cape Verde, *Renew. Sustain. Energy Rev.* 176 (2023) 113151, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.113151>.
- [7] A. Schreiber, P. Stenzel, J. Marx, J. Koj, C. Wulf, P. Zapp, *Renewable Energies for Graciosa Island, Azores – Life Cycle Assessment of Electricity Generation*, 2016.
- [8] O. Erdinc, N.G. Paterakis, J.P.S. Catalão, Overview of insular power systems under increasing penetration of renewable energy sources: opportunities and challenges, *Renew. Sustain. Energy Rev.* 52 (2015) 333–346, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.07.104>.
- [9] Y. Qiblawey, A. Alassi, M. Zain ul Abideen, S. Bañales, Techno-economic assessment of increasing the renewable energy supply in the Canary Islands: the case of Tenerife and Gran Canaria, *Energy Pol.* 162 (2022) 112791, <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2022.112791>.
- [10] E. Dallavalle, M. Cipolletta, V. Casson Moreno, V. Cozzani, B. Zanuttigh, Towards green transition of touristic islands through hybrid renewable energy systems. A case study in Tenerife, Canary Islands, *Renew. Energy* 174 (2021) 426–443, <https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.04.044>.
- [11] A.M. Papadopoulos, Renewable energies and storage in small insular systems: potential, perspectives and a case study, *Renew. Energy* 149 (2020) 103–114, <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.12.045>.
- [12] R. Guerrero-Lemus, B. González-Díaz, G. Ríos, R.N. Dib, Study of the new Spanish legislation applied to an insular system that has achieved grid parity on PV and wind energy, *Renew. Sustain. Energy Rev.* 49 (2015) 426–436, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.04.079>.
- [13] A. Abramic, A. García Mendoza, R. Haroun, Introducing offshore wind energy in the sea space: Canary Islands case study developed under Maritime Spatial Planning principles, *Renew. Sustain. Energy Rev.* 145 (2021) 111119, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111119>.
- [14] H.L. Ferreira, R. Garde, G. Fulli, W. Kling, J.P. Lopes, Characterisation of electrical energy storage technologies, *Energy* 53 (2013) 288–298, <https://doi.org/10.1016/j.energy.2013.02.037>.
- [15] C. Zhang, Y.-L. Wei, P.-F. Cao, M.-C. Lin, Energy storage system: current studies on batteries and power condition system, *Renew. Sustain. Energy Rev.* 82 (2018) 3091–3106, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.10.030>.
- [16] J. Mitali, S. Dhinakaran, A.A. Mohamad, Energy storage systems: a review, *Energy Storage and Saving* 1 (2022) 166–216, <https://doi.org/10.1016/j.enss.2022.07.002>.
- [17] D. Katsaprakakis, I. Dakanali, Comparing electricity storage technologies for small insular grids, *Energy Proc.* 159 (2019) 84–89, <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2018.12.023>.
- [18] D. Groppi, A. Pfeifer, D.A. Garcia, G. Krajčević, N. Duić, A review on energy storage and demand side management solutions in smart energy islands, *Renew. Sustain. Energy Rev.* 135 (2021) 110183, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110183>.
- [19] S. Rehman, L.M. Al-Hadhrani, MdM. Alam, Pumped hydro energy storage system: a technological review, *Renew. Sustain. Energy Rev.* 44 (2015) 586–598, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.12.040>.
- [20] J.C. Lozano Medina, C.A. Mendieta Pino, A. Ramos Martín, F. León Zerpa, A case study of a reverse osmosis based pumped energy storage plant in canary islands, *Water* 16 (2024), <https://doi.org/10.3390/w16040515>.
- [21] H. Meschede, M. Child, C. Breyer, Assessment of sustainable energy system configuration for a small Canary island in 2030, *Energy Convers. Manag.* 165 (2018) 363–372, <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2018.03.061>.
- [22] D. Al Katsaprakakis, Hybrid power plants in non-interconnected insular systems, *Appl. Energy* 164 (2016) 268–283, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.11.085>.
- [23] S. Behboodi, D.P. Chassin, N. Djilali, C. Crawford, Interconnection-wide hour-ahead scheduling in the presence of intermittent renewables and demand response: a surplus maximizing approach, *Appl. Energy* 189 (2017) 336–351, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.12.052>.
- [24] A. Goudarzi, A.G. Swanson, J. Van Coller, P. Siano, Smart real-time scheduling of generating units in an electricity market considering environmental aspects and physical constraints of generators, *Appl. Energy* 189 (2017) 667–696, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.12.068>.
- [25] P. Cabrera, H. Lund, J.A. Carta, Smart renewable energy penetration strategies on islands: the case of Gran Canaria, *Energy* 162 (2018) 421–443, <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.08.020>.
- [26] G. Barone, A. Buonomano, C. Forzano, G.F. Giuzio, A. Palombo, Increasing renewable energy penetration and energy independence of island communities: a novel dynamic simulation approach for energy, economic, and environmental analysis, and optimization, *J. Clean. Prod.* 311 (2021) 127558, <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2021.127558>.
- [27] M. Uche-Soria, C. Rodríguez-Monroy, Energy planning and its relationship to energy poverty in decision making. A first approach for the Canary Islands, *Energy Pol.* 140 (2020) 111423, <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111423>.
- [28] J.C. Lozano Medina, S. Perez-Baez, F. Leon-Zerpa, C.A. Mendieta-Pino, Alternatives for the optimization and reduction in the carbon footprint in island electricity systems (IESs), *Sustainability* 16 (2024), <https://doi.org/10.3390/su16031214>.
- [29] *Cabildo de Gran Canaria, Situación del sector turístico Gran Canaria*, 2021.
- [30] M.L. Rodríguez-Pérez, C.A. Mendieta-Pino, A. Ramos-Martín, F.A. León-Zerpa, F. A. Déniz-Quintana, Inventory of water–energy–waste resources in rural houses in gran Canaria island: application and potential of renewable resources and mitigation of carbon footprint and GHG, *Water* 14 (2022), <https://doi.org/10.3390/w14081197>.
- [31] I. Nuez, J. Osorio, Calculation of tourist sector electricity consumption and its cost in subsidised insular electrical systems: the case of the Canary Islands, Spain, *Energy Pol.* 132 (2019) 839–853, <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.06.032>.
- [32] J. Jaime Sadhwani, M. Sagaseta de Ilurdoz, Primary energy consumption in desalination: the case of Gran Canaria, *Desalination* 452 (2019) 219–229, <https://doi.org/10.1016/j.desal.2018.11.004>.
- [33] E. Rosales-Asensio, F.J. García-Moya, A. González-Martínez, D. Borge-Diez, M. de Simón-Martín, Stress mitigation of conventional water resources in water-scarce areas through the use of renewable energy powered desalination plants: an application to the Canary Islands, *Energy Rep.* 6 (2020) 124–135, <https://doi.org/10.1016/j.egy.2019.10.031>.
- [34] M. Busch, W.E. Mickols, Reducing energy consumption in seawater desalination, *Desalination* 165 (2004) 299–312, <https://doi.org/10.1016/j.desal.2004.06.035>.
- [35] F. Leon, A. Ramos, J. Vaswani, C. Mendieta, S. Brito, Climate change mitigation strategy through membranes replacement and determination methodology of carbon footprint in reverse osmosis RO desalination plants for islands and isolated territories, *Water* 13 (2021), <https://doi.org/10.3390/w13030293>.
- [36] J. Hamilton, M. Negnevitsky, X. Wang, The role of modified diesel generation within isolated power systems, *Energy* 240 (2022) 122829, <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.122829>.
- [37] A.G.M.B. Mustayen, M.G. Rasul, X. Wang, M. Negnevitsky, J.M. Hamilton, Remote areas and islands power generation: a review on diesel engine performance and emission improvement techniques, *Energy Convers. Manag.* 260 (2022) 115614, <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2022.115614>.
- [38] J. Hamilton, M. Negnevitsky, X. Wang, The potential of variable speed diesel application in increasing renewable energy source penetration, *Energy Proc.* 160 (2019) 558–565, <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2019.02.206>.
- [39] A.M. Alzahrani, M. Zohdy, B. Yan, An overview of optimization approaches for operation of hybrid distributed energy systems with photovoltaic and diesel turbine generator, *Elec. Power Syst. Res.* 191 (2021) 106877, <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2020.106877>.
- [40] S. Padrón, J.F. Medina, A. Rodríguez, Analysis of a pumped storage system to increase the penetration level of renewable energy in isolated power systems. Gran Canaria: a case study, *Energy* 36 (2011) 6753–6762, <https://doi.org/10.1016/j.energy.2011.10.029>.
- [41] V. Bolón-Canedo, L. Morán-Fernández, B. Cancela, A. Alonso-Betanzos, A review of green artificial intelligence: towards a more sustainable future, *Neurocomputing* 599 (2024) 128096, <https://doi.org/10.1016/j.neucom.2024.128096>.
- [42] L.D. Jathar, K. Nikam, U. V. Awasarmol, R. Gurav, J.D. Patil, K. Shahapurkar, M.E. M. Soudagar, T.M.Y. Khan, M.A. Kalam, A. Hnydiuk-Stefan, A.E. Gürel, A. T. Hoang, Ü. Ağbulut, A comprehensive analysis of the emerging modern trends in research on photovoltaic systems and desalination in the era of artificial intelligence and machine learning, *Heliyon* 10 (2024) e25407, <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2024.e25407>.
- [43] T. Ahmad, R. Madonski, D. Zhang, C. Huang, A. Mujeeb, Data-driven probabilistic machine learning in sustainable smart energy/smart energy systems: key developments, challenges, and future research opportunities in the context of smart grid paradigm, *Renew. Sustain. Energy Rev.* 160 (2022) 112128, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112128>.
- [44] M.A. Mohammed, M.A. Ahmed, A.V. Hacimahmud, Data-driven sustainability: leveraging big data and machine learning to build a greener future, *Babylonian Journal of Artificial Intelligence* 2023 (2023) 17–23, <https://doi.org/10.58496/BJAI/2023/005>.

6.3.- Título 2: “Massive energy storage using H_2 to support the optimal and efficient integration of a pumped hydroelectric power plant”



Contents lists available at ScienceDirect

International Journal of Hydrogen Energy

journal homepage: www.elsevier.com/locate/he

Massive energy storage using H₂ to support the optimal and efficient integration of a pumped hydroelectric power plant

Juan Carlos Lozano Medina, Vicente Henríquez Concepción, Carlos Alberto Mendieta Pino^{*}, Federico León Zerpa

Department of Process Engineering, University of Las Palmas de Gran Canaria, Spain

ARTICLE INFO

Handling Editor: Søren Juhl Andreasen

Keywords:

Pumped storage hydroelectric power plant
Turbine
Energy
Carbon dioxide
Environment
Hydrogen

ABSTRACT

In Gran Canaria, the integration of renewable technologies is being investigated to address intermittency in power generation. The future Chira-Soria pumped-storage hydroelectric power plant (PHES), planned for 2030, will be key in harnessing the island's hydro potential. In addition, hydrogen storage is being explored as a viable solution. This method uses electrolysis of water to produce hydrogen during energy surplus, storing it to generate electricity when there is low renewable production. This approach mitigates intermittency, stabilizes the energy system and reduces dependence on fossil fuels. The combination of the Chira-Soria PHES with hydrogen storage will ensure a sustainable and reliable energy supply, contributing to the transition to a cleaner and more resilient energy matrix. The studies seek to optimize this technology, maximizing its efficiency to promote the sustainable development of Gran Canaria and reduce greenhouse gas (GHG) emissions.

1. Introduction

The rush to move toward decarbonization [1] and expand the presence of renewable energy [2,3] has generated a consensus among experts and leaders in the energy field [4–6]. These imperative manifests itself particularly acutely in the context of the Canary Islands [7,8], with a special focus on Gran Canaria [9,10], where four crucial challenges are delineated that will require innovative and strategic responses in the coming years [11–14].

The first of these challenges lies in the need to meet the growing electricity demand [15,16]. By 2023, a demand of 3321 GWh is projected in Gran Canaria [17], which calls for a gradual transition of current energy production plants towards more efficient technologies [18]. This process includes the elaboration of a meticulous plan to replace obsolete units, while ensuring the capacity to cover the expected increase in electricity demand [19]. The projected installed capacity for 2023 is estimated at 1287 MW, which underscores the need for adaptation and modernization of the island's energy system.

On the other hand, the obsolescence of the current energy system represents a significant risk of collapse, which requires a partial renewal of the infrastructure in Gran Canaria [19]. Most of the energy facilities on the island are over 30 years old and do not meet current technological

standards in terms of efficiency and emissions. This scenario directly affects the cost of electricity and CO₂ emissions, especially considering the high dependence of 70.40% on imported fossil fuels in 2023. Therefore, the need for an urgent technological upgrade becomes evident to ensure the stability and sustainability of the energy supply. Furthermore, increasing renewable energy penetration in Gran Canaria is imperative to mitigate environmental impact and promote long-term sustainability [9,10,20]. Although renewable energy penetration on the island currently stands at 29.60%, there is still a long way to go [17]. Government initiatives aimed at encouraging the installation of wind farms and solar panels reflect a growing environmental awareness and active search for clean and re-renewable alternatives [21]. However, the adoption of CO₂ neutral systems emerges, such as [22,23], as a complementary and necessary strategy to achieve decarbonization goals [10, 24,25].

Finally, the optimization and integration of the Chira-Soria pumped-storage hydroelectric power plant [26,27] into the energy system of Gran Canaria represents a significant step [28] towards system stabilization and resilience [29–31]. This power plant plays a crucial role in providing energy storage [32–34] by pumping water to high altitudes, which allows the generation of electricity during de-mand peaks and the efficient utilization of available renewable energy [28]. The successful

^{*} Corresponding author. Tel.: +34928451931

E-mail addresses: juancarlos.lozano@ulpgc.es (J.C. Lozano Medina), vicente.henriquez@ulpgc.es (V.H. Concepción), carlos.mendieta@ulpgc.es (C.A. Mendieta Pino), federico.leon@ulpgc.es (F. León Zerpa).

<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.10.338>

Received 26 July 2024; Received in revised form 17 October 2024; Accepted 24 October 2024

Available online 11 November 2024

0360-3199/© 2024 The Authors. Published by Elsevier Ltd on behalf of Hydrogen Energy Publications LLC. This is an open access article under the CC BY license (<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

integration of this technology will not only contribute to reducing dependence on fossil fuels but will also strengthen the system's responsiveness to fluctuations in renewable generation [15].

In summary, the energy challenges facing Gran Canaria in the coming years demand a comprehensive and collaborative approach that combines technological modernization, the promotion of renewable energies, and the implementation of innovative energy storage solutions [35]. Only through a coordinated and committed effort, Gran Canaria will be able to ensure a sustainable, reliable and environmentally friendly energy supply for future generations [36]. The detailed analysis of the existing and future system of Gran Canaria will consider the incorporation of the Chira-Soria pumped hydroelectric power plant, as well as the proposed hydrogen (H_2)-based alternative mass storage [37, 38]. This massive storage of green H_2 will occur massively when the pumped hydro plant operates in turbine mode and to a lesser extent also in pumped mode if there is wind capacity left over [38]. The process involves converting renewable energy into hydrogen [39], storing the hydrogen produced for later use in fuel cells [40] or other conversion processes [41,42].

The fundamental purpose of this study and sizing of alternative storage using H_2 is not only to take full advantage of the available renewable energy capacity without generating environmentally harmful discharges, but also to ensure an optimal and efficient integration of the Chira-Soria pumped-storage hydroelectric power plant into the energy landscape of Gran Canaria [43]. This integration seeks not only to improve the stability of the island's electricity system, but also to maximize efficiency in energy management. In addition, this innovative approach aims to contribute significantly to the reduction of greenhouse gas emissions, thus consolidating the island's commitment to the fight against climate change. By implementing cleaner and more efficient energy storage strategies, it is expected to move towards a more sustainable and resilient energy model, providing a solid framework for the economic and social development of Gran Canaria in harmony with its natural environment.

When proposing a methodology for the analysis of energy generation systems at both continental and island level, and particularly in the Canary Islands, several authors have opted for the Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources (HOMER) model. This software, which was developed by the National Renewable Energy Laboratory (NREL), estimates the best energy system, the economic investment and the levelized cost of energy (LCE), among others, and considers different energy sources. For the different alternatives or scenarios in island environments, it is necessary to consider the existing systems responsible for non-renewable sources, as well as the use of alternative fuels (both fossil and renewable) and their impact on the level of emissions. In addition, it is necessary to consider the fact that generation systems already in use must be compatible with renewable generation systems in order to meet the existing energy demand. Furthermore, the integration of new technologies, such as the pumped-storage hydroelectric power plant (PHES) of Chira-Soria, in Gran Canaria, the optimization of H_2 production, as well as multiple factors and variables specific to this installation, must be considered. Consequently, a methodological alternative is required that includes all of the above considerations.

1.1. Overall situation of energy production in 2022 and 2023 in Gran Canaria

Energy production in Gran Canaria in 2022 and 2023 is based on a diverse mix of technologies, including steam turbines, diesel units, gas turbines and combined cycles [19].

In 2022, these installations accounted for 70.40% of the total installed capacity, which amounted to 906.00 MW, while the remaining 29.60%, equivalent to 381.00 MW, came from renewable sources. Overall, the total installed capacity on the island reached 1287.00 MW [44].

By 2023, total energy demand rose to 3321 GWh, which represents

an annual average of 379.10 MW [17], marking a historical milestone. On October 9 of that year, the historical maximum daily energy demand was recorded in the Canary Islands, with a demand of 1455.3 MWh [17], coinciding with the maximum peak recorded in Gran Canaria of 558.80 MWh at 20:00 h. This detailed analysis of the day of maximum energy demand is crucial to anticipate and prepare for extreme situations that could become more frequent in the future. It is relevant to note that this day was characterized by a low contribution of renewable energies, which underlines the importance of diversifying and further strengthening the island's energy mix. During this period of maximum demand, a total of 563.40 MW was covered, with 298.43 MW coming from renewable sources and 354.43 MW from non-renewable sources. This analysis highlights the need to continue investing in sustainable technologies and in infrastructures that promote the integration of clean energies in the energy system of Gran Canaria.

Fig. 1 shows the representation of the average demand differentiated by the days of the week and the annual average for the year 2023 (379.10 MW) as well as the annual average for the year 2022 (350.91 MW).

1.2. H_2 energy storage

Storage of energy from renewable sources using hydrogen (H_2) offers a promising solution to address the challenges of intermittent and variability inherent in renewable generation. The algorithm-based approach to efficiently manage this process is described:

Renewable generation management: Renewable generation management begins with the collection of detailed data on energy production from renewable sources, such as wind and solar energy. This data includes information on wind speed, solar radiation, solar panel and wind turbine capacity, among other relevant factors. Once collected, this data is subjected to extensive analysis to understand power generation patterns over time. This involves the use of forecasting and forecasting techniques to predict the availability of renewable energy over future periods, which can vary from hours to days or weeks, depending on the time scale required. During this management process, a number of variables are taken into account, such as historical weather conditions, seasonal changes, geographical location of renewable resources, and any other factors that may affect energy production. Accurate prediction of the availability of renewable energy is essential for effective planning of power system operation, allowing operators to anticipate and proactively manage the integration of renewable energy into the power grid. This facilitates informed decision-making on generation scheduling, energy storage and demand management, thus contributing to the stability and efficiency of the system as a whole.

Energy surplus identification: A data analysis algorithm is used to identify periods when renewable energy generation exceeds instantaneous energy demand. During these surplus periods, instead of wasting the surplus energy, it is channeled into hydrogen production.

Electrolysis for hydrogen production: Surplus electrical energy is used to power electrolyzers, devices that decompose water (H_2O) into hydrogen (H_2) and oxygen (O_2) through a process of electrolysis.

Hydrogen storage: The hydrogen produced is stored in tanks or in the form of metal hydrides for future use. These storage systems allow large amounts of energy to be stored during periods of surplus for later use when renewable generation is not sufficient to meet demand.

Hydrogen-to-energy conversion: When energy demand exceeds available renewable generation, stored hydrogen is used. This can be used in fuel cells to produce electricity and heat efficiently and cleanly, without greenhouse gas emissions.

System optimization: Optimization algorithms are used to determine the optimal time to produce, store and use hydrogen, thus maximizing system efficiency and minimizing operating costs.

Integration with the power grid: The hydrogen storage system integrates with the existing power grid, acting as a flexible infrastructure that can provide backup services and stability to the system,

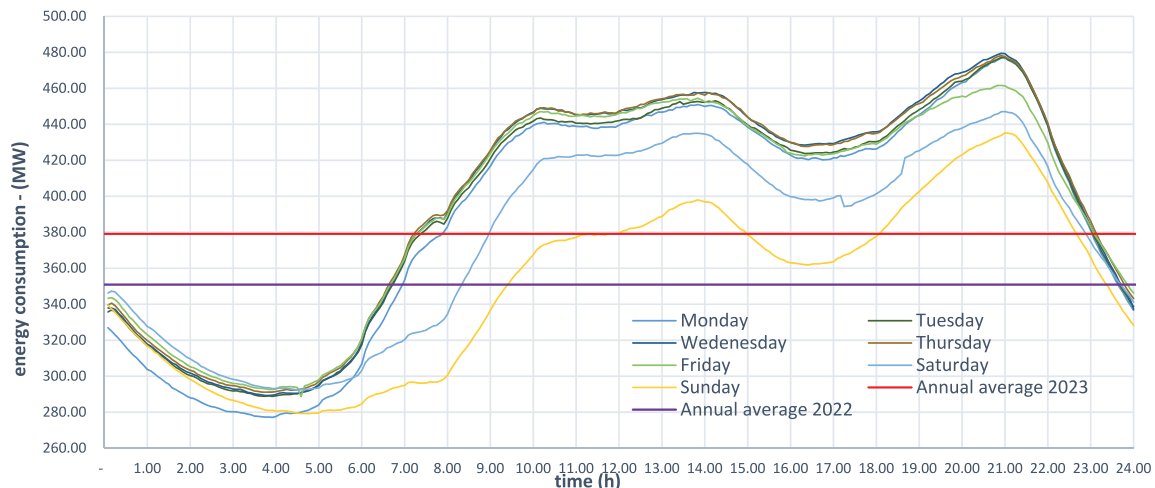


Fig. 1. Average annual consumption differentiated days of the week in 2023 and average annual consumption 2022 and 2023.

contributing to the management of energy supply and demand.

This algorithm-based approach provides a systematic methodology to efficiently harness surplus energy from renewable sources through hydrogen production and storage, thus contributing to the transition to a more sustainable and resilient energy system.

2. Materials and methods

2.1. Methodology

The methodology followed for the system analysis, study and proposal for the production and storage of hydrogen from surplus energy from renewable sources, given the future energy situation with the incorporation of the Chira-Soria pumped-storage hydroelectric power plant, must be a precise methodology that combines knowledge of the different technologies and data analysis. The methodological approach used, which has involved the development of a specific algorithm to guide the process, can be divided into several key stages:

Data collection: The first stage involves the collection of data on renewable energy production in each region or area. This includes data on wind, solar or other available renewable energy generation.

Analysis of renewable energy availability: A detailed analysis of the availability of renewable energy during specific periods is performed, considering factors such as climatic and seasonal variability.

Identification of energy surpluses: Using data analysis techniques, periods in which renewable energy generation exceeds current energy demand are identified. These periods are known as “energy surpluses”.

Selection of hydrogen production technology: Proton exchange membrane electrolysis (PEM) is the most suitable technology for producing hydrogen from available surplus energy. This technology is more efficient, uses a solid membrane that allows a higher current density, resulting in more efficient hydrogen production, although it is more expensive than alkaline, and offers more flexibility by better coupling with fluctuating renewable energies such as solar and wind.

System optimization: An optimization model is developed to determine the optimal amount of renewable energy to divert to hydrogen production based on energy demand and other relevant factors.

Economic and environmental feasibility assessment: An economic and environmental feasibility analysis is performed to evaluate the cost and environmental impact of hydrogen production from surplus renewable energy.

Implementation and monitoring: Once the algorithm have been

developed and the results evaluated, the hydrogen production system is implemented. Subsequently, a continuous monitoring process is established to adjust the system as needed and optimize its performance.

This algorithm-based approach provides a systematic structure to investigate and exploit the potential of hydrogen production from surplus renewable energy, thus contributing to the transition to a more sustainable and efficient energy system. It is show schematically in Fig. 2.

2.2. Pumped storage hydroelectric power plant (PHES). Analysis

The Chira-Soria pumped storage hydroelectric power plant project, located on the island of Gran Canaria, Spain, represents a strategic energy infrastructure in the transition to a more sustainable electricity system. This plant is part of a broader effort to increase the penetration of renewable energies in the Canary Islands’ energy mix, thus improving the stability and efficiency of the local electricity system. Its commissioning is scheduled for 2030. As for its technical characteristics, we highlight the following in brief:

2.2.1. Main components

The Chira-Soria pumped-storage hydroelectric power plant project consists of several key components:

- Reservoirs:

Chira Reservoir: Located at an altitude of approximately 875 m above sea level, it has considerable water storage capacity.

Soria Reservoir: Located at a lower altitude, approximately 600 m above sea level. It also has a significant water storage capacity.

- Tunnels and Forced Conduits:

The system includes tunnels and forces conduits that connect the two reservoirs, allowing the controlled flow of water between them. The total length of the tunnels exceeds 2 km and are designed to withstand high water pressures.

- Hydroelectric power plant:

The power plant contains several reversible turbines that can operate in both generator and pumping mode. The installed capacity is 200 MW, which allows for significant power production during periods of high

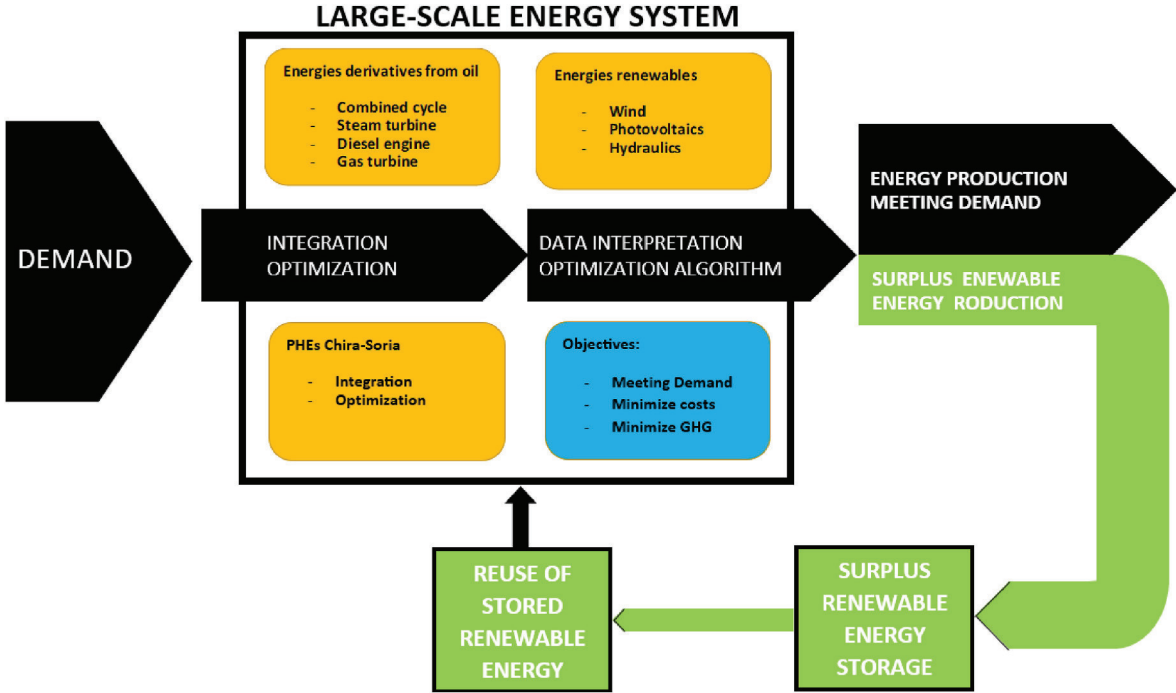


Fig. 2. Methodology.

demand.

- Substation and Transmission Lines:

An electrical substation facilitates the integration of generated power into the local electrical system. Transmission lines connect the plant to the power grid, ensuring efficient energy distribution.

2.2.2. System operation

The operation of the Chira-Soria Pumped Storage Hydropower Plant is based on the principle of Pumped Storage Hydropower (PSH). During times of low electricity demand, when there is excess production of renewable energy (mainly solar and wind), the system uses this excess energy to pump water from the lower reservoir (Soria) to the upper reservoir (Chira). During periods of high demand, water is released from the upper reservoir to the lower reservoir, passing through the turbines and generating electricity.

2.2.3. Technical benefits

- Energy Storage:

Acts as a giant battery, storing energy in the form of potential water during periods of excess renewable production.

- Frequency Regulation:

Improves grid stability by providing ancillary services such as frequency regulation and the ability to respond quickly to variations in demand.

- CO₂ Emissions Reduction:

By facilitating greater integration of renewable energy, it contributes to the reduction of greenhouse gas emissions.

- Improved System Efficiency:

Optimizes the use of existing infrastructure and reduces the need to turn on fossil power plants at times of high demand.

2.2.4. Project analysis. Environmental impact

The environmental impact of the project has been carefully assessed:

- Impact on Flora and Fauna:

Measures have been implemented to minimize the impact on the local ecosystem, including relocation of sensitive species and creation of conservation areas.

Water Management:

- Water management is critical to avoid overexploitation of water resources and ensure the sustainability of the system.
- CO₂ Emissions:

The power plant will help reduce CO₂ emissions by enabling greater integration of renewable energy sources.

- Noise and Vibration:

Measures have been taken to mitigate noise and vibration during construction and operation, including the use of advanced technologies and the installation of acoustic barriers.

The Chira-Soria pumped-storage hydroelectric power plant project, with its energy storage and generation capacity, not only supports the transition to a higher proportion of renewable energy, but also provides greater stability and security to Gran Canaria's electricity system. The combination of its technical, economic and environmental benefits makes Chira-Soria a key project on the road to a cleaner and more resilient energy future.

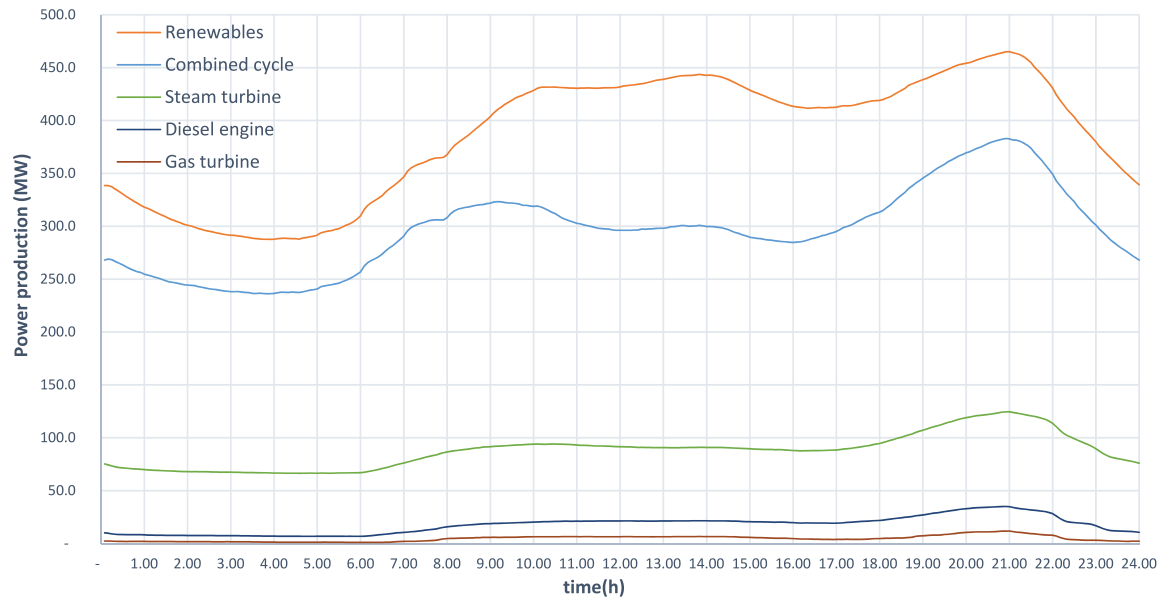


Fig. 3. Average daily demand response curve for Gran Canaria in the year 2023.

2.3. Estimation of the average demand curve for the study and estimation of the integration of the Chira-Soria pumped-storage hydroelectric power plant in the energy system of Gran Canaria in the year 2023

In order to analyze the energy situation for the year 2023 as a whole and to serve as a basis for studying the integration of the Chira-Soria pumped-storage hydroelectric power plant into the system, the average energy performance curve of the producing equipment is needed. For this purpose, the 365 days of the year 2023 are analyzed and the annual average of these 365 days is established, which will be called the “annual average day”. Following the standards of representation of the Spanish electrical grid, the cumulative representation would be as shown in Fig. 3.

This representation has been obtained from real data, published by the production company, with readings every 5 min 365 days a year. Represents energetically 1/365th of the year 2023. Resulting and coinciding the data of the average day with 1/365 part of the annual data. From this curve it is obtained that the average annual power of the combustion production equipment is 386,74 MW, and its production is established in Table 1.

2.4. Estimated renewable energy discharges 2023

In the Canary Islands, and due to the lack of storage in the Canary

Islands electricity system, there are spills of renewable energy. These were estimated for the year 2023, as shown in Table 2, as a % of demand.

This represents an accumulated annual average of 6.58% (25.45 MW) of discharges.

2.5. Estimation of average daily emissions by production equipment in the energy system of Gran Canaria in the year 2023

To analyze the emissions and their effects or modifications with the integration of the Chi-ra-Soria pumped-storage hydroelectric power plant into the system, the average emissions curve of the producing equipment is needed. For this purpose, the 365 days of the year 2023 are analyzed and the annual average of these 365 days is established, which will be called the “average annual day of emissions”. It would be as shown in Fig. 4.

This curve represents energetically 1/365th of the year 2023 and has been obtained from real data, published by the production company, with readings every 5 min 365 days a year. Resulting and coinciding the data of the average day with 1/365 part of the annual data. From this curve it is obtained that the average annual power of the combustion production equipment is 386.74 MW, and its production is established in the following Table 3.

Table 1
Average daily consumption and annual consumption by technology in Gran Canaria 2023.

	Combined cycle	Steam turbine	Diesel engine	Gas turbine	Wind	Photovoltaic	Hydraulics	Total
GWh/annual average day 2023	4.91	1.65	0.31	0.11	1.74	0.38	0.00	9.10
GWh/year 2023	1793.25	602.76	111.40	39.88	636.15	138.37	0.00	3321.82

Table 2
Renewable energy spillage in Gran Canaria 2023.

	January	February	March	April	May	June	July	August	September	October	November	December	Running total
Wind	3.85%	0.70%	8.50%	11.18%	15.44%	0.33%	8.72%	8.63%	2.73%	0.73%	6.39%	2.76%	7.27%
Photovoltaic	0.51%	0.06%	1.47%	5.84%	8.39%	0.01%	6.59%	6.04%	1.23%	0.14%	3.11%	0.52%	3.08%
Total	3.41%	0.51%	7.38%	10.16%	14.46%	0.25%	8.51%	8.33%	2.47%	0.55%	5.86%	2.24%	6.58%

Source: Red Eléctrica de España

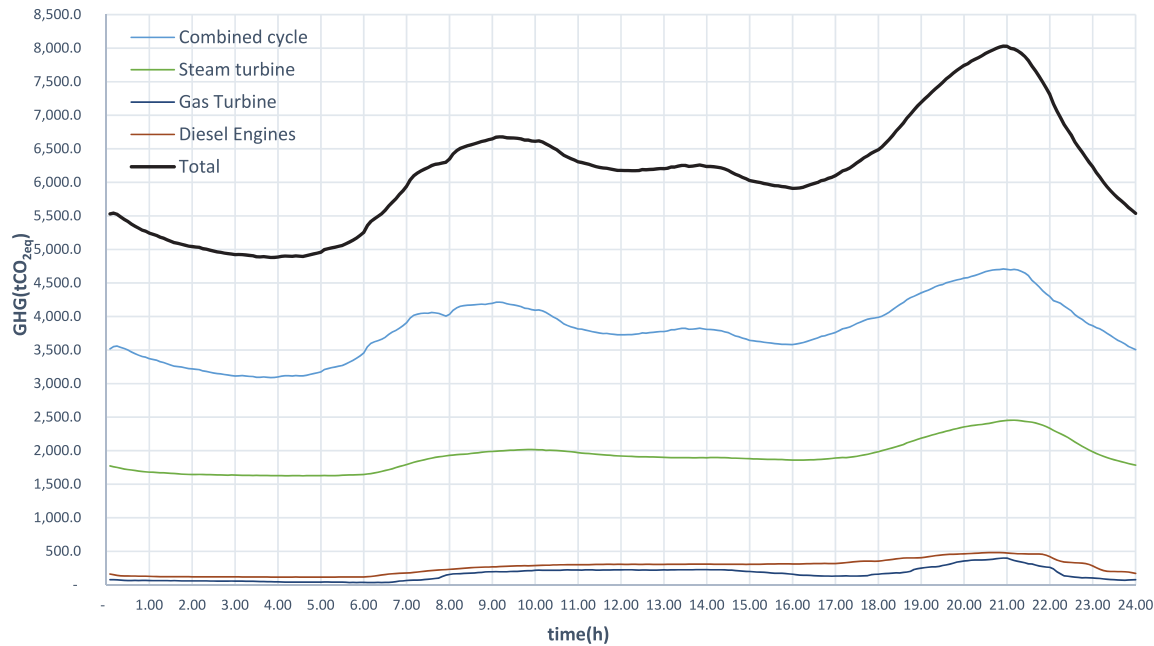


Fig. 4. Gran Canaria average daily GHG emissions curve for the year 2023.

2.6. Integration of Chira-Soria into the Gran Canaria energy system

2.6.1. Consequences on energy production with the integration into the energy system of Gran Canaria in the year 2023

This is a theoretical integration that seeks to minimize emissions and stabilize the frequency with the maximum use of renewables (assuming that there is no deficit of renewables for such use), in the average annual day studied, which represents the year 2023. This integration of the Chira-Soria pumped-storage hydroelectric power plant is shown in Fig. 5 and the operation of the Chira-Soria pumped-storage hydroelectric power plant is shown in Fig. 6.

With this optimization and integration, the production curve through combustion has been flattened, being defined in two steps, these steps represent the average annual demand to be covered by the combustion equipment due to the integration of the Chira-Soria pumped-storage hydroelectric power plant, the highest at 299.50 MW and the lowest at 237.49 MW, establishing a plant factor of 60.59% and also complying with the Pumping-Turbine balance (43.84% turbine and 56.16% pumping).

For this ideal integration it is necessary to have an average annual power in the pumping period of 175.46 MW of wind and 219.20 MW, which leads, taking as data the availability factor for 12-month operations in the year 2022, (34.5%) to an additional installation in renewable power to the existing one of 508.58 MW on average and 635.36 MW on time. From this amount, it would be necessary to subtract the accumulated average renewable discharges, redefining the additional installation in renewable power to the existing one and establishing the new renewable needs at 483.13 MW on average and 609.91 MW on time.

The following graph defines the annual pumping and turbinning averages.

2.6.2. Consequences on emissions with the integration in the energy system of Gran Canaria in the year 2023

The following graph for the average annual day in 2023, Fig. 7, shows the total emissions produced and compares them with those produced with the integration of the Chira-Soria pumped-storage hydroelectric power plant for the same year.

The average daily emissions in 2023 were 6145.61 tCO_{2eq}/day, which means 2,243,202.21 tCO_{2eq}/year. 202.21 tCO_{2eq}/year and with the incorporation of the Chira-Soria Hydroelectric Pumping Plant, which increases emissions in the pumping phase, but decreases in the turbine phase, the net result would be a decrease in emissions of 1432.98 tCO_{2eq}/day, or 523,038.12 tCO_{2eq}/year, which represents a decrease of 23.32%.

2.6.3. Summary of integration

Table 4 is attached, a summary table of the three operating proposals, all of them complying with the necessary and argued guidelines, for an average useful installed power of 211.23 MW:

Table 5 shows a summary table of the most significant parameters of the integration of the Chira-Soria Pumping Hydroelectric Power Plant, highlighting the reduction in emissions due to its integration.

For this ideal integration it is necessary to have an average annual power in the pumping period of 175.46 MW of wind power, from this amount it would be necessary to subtract the accumulated average renewable discharges, which means an accumulated annual average of 6.58% (25.45 MW) of discharges, establishing the need for power used at 133.82 MW. As for the installed power of renewables and the new needs, it would be necessary to increase the existing ones by 483.13 MW on average and, occasionally, by 609.91 MW, which brings us to an average of 788.62 MW.

Extrapolating the average annual data per year, the annual data

Table 3
Average daily and annual emissions by technology in Gran Canaria 2023.

	Combined cycle	Steam turbine	Diesel engine	Gas turbine	Wind	Photovoltaic	Hydraulics	Total
ktCO _{2eq} /annual average day 2023	3.804	1.9159	0.267	0.158	0.00	0.00	0.00	6.145
ktCO _{2eq} /year 2023	1388.767	699.226	97.495	57.712	0.00	0.00	0.00	2243.202

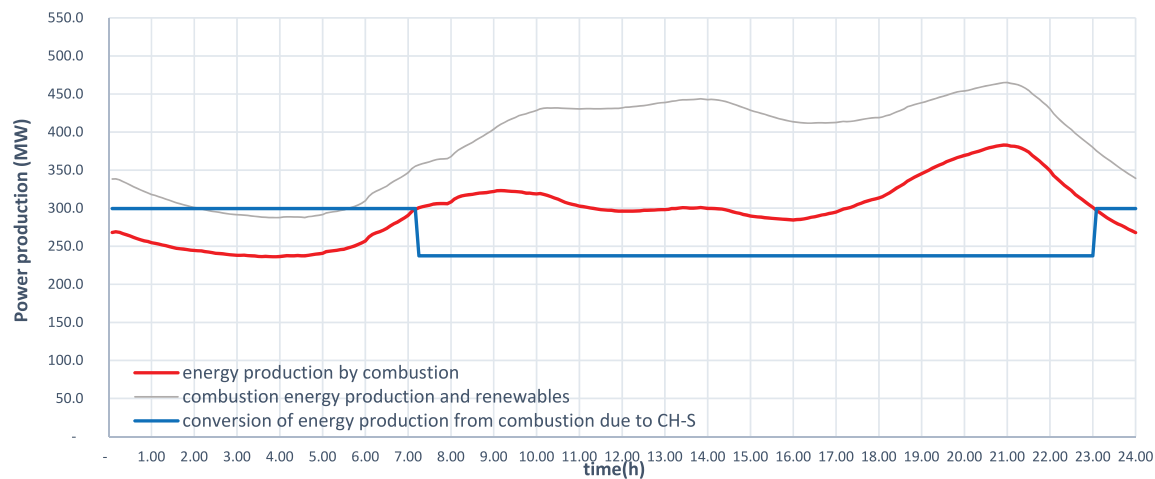


Fig. 5. Flattening of the energy production curve through combustion due to the integration of the Chira-Soria pumped-storage hydroelectric power plant. Average year 2023.

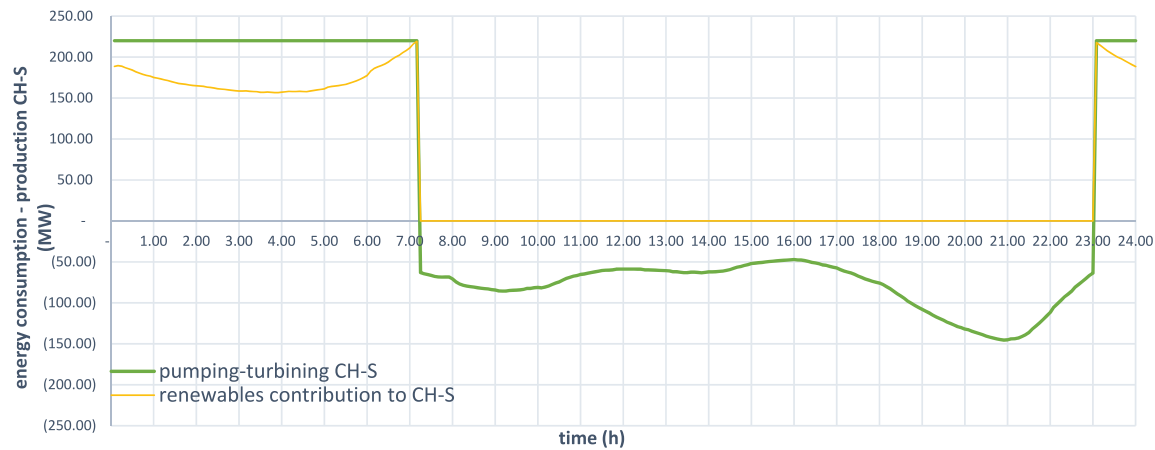


Fig. 6. Pumping and turbinning of Chira-Soria Hydroelectric Pumping Station. Average year 2023.

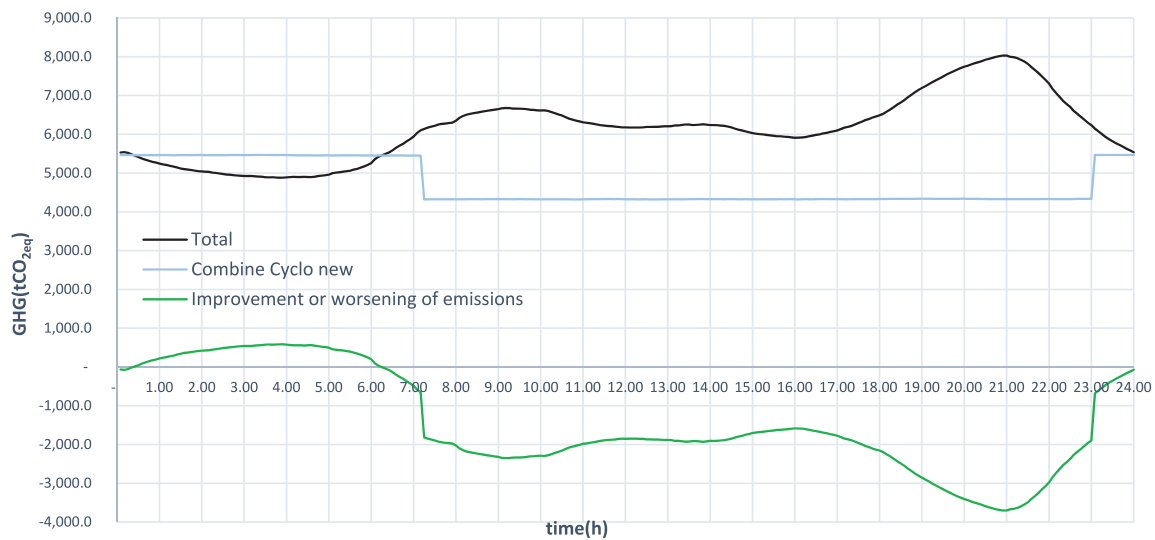


Fig. 7. Comparison of tCO_{2eq}/MWh emissions with and without the integration of the Chira-Soria pumped-storage hydroelectric power plant. Average daily emissions in 2023.

Table 4
Energy integration data Chira-Soria Pumping Hydroelectric Power Station.

	Daily production (GWh)			Average power used (MW)			Factor of Availability	Hours use		Power Necessary Renewable (MW)			Production flat		Production Flat with renewable discharges 2023	
	pumping	turbine	sum	pumping	turbine	sum		pumping	turbine	media	maximum	casualty	loud	casualty	loud	casualty
	Day	1.79	1.27	3.07	74.86	53.13	127.99	8.17	15.83	483.13	609.91	237.49	299.50	237.49	299.50	237.49
Year	655.78	465.42	1121.21	74.86	53.13	127.99	60.59%	2980.33	5799.17	483.13	609.91	237.49	299.50	237.49	299.50	237.49

would be as follows. For the case of increased utilization of renewable energy in 483.13 MW, [Table 6](#) results.

3. Results and discussion

3.1. Availability of surplus renewable energy

As a result of the integration of the Chira-Soria hydroelectric pumping station into the energy system of Gran Canaria, a surplus of renewable energy is obtained in the turbine phase.

As already mentioned, for the ideal integration it is necessary to have an average annual power in the pumping period of 175.46 MW of wind power and 219.20 MW, which leads, taking as data the availability factor for 12 months operation in the year 2022, (34.5%) to an additional installation in renewable power to the existing one of 508.58 MW on average and 635.36 MW on time. From this amount, it would be necessary to subtract the accumulated average renewable discharges, redefining the additional installation in renewable power to the existing one and establishing the new renewable needs at 483.13 MW on average and 609.91 MW on time.

The following graph, [Fig. 8](#), defines the average demand covered by combustion, the annual averages of pumping and turbinning that are integrated in this demand, the demand covered by renewables and the increase in renewables.

[Fig. 9](#) describes the behavior in terms of power in the pumping and turbine zone of the Chira-Soria Pumped Storage Hydroelectric Power Plant. Average year 2023 detailing the need for renewables in pumping and new renewable production.

Average year 2023 detailing the need for renewables in pumping and new renewable production. As a result, the surplus energy from wind energy is 4962.97 MWh/day and 1,811,482.96 MWh/year.

3.2. Conversion to H₂: energy consumption in the conversion, compression and treatment of water

In this section we proceed to justify the results on the conversion of the surplus renewable energy to H₂, the energy consumption in the conversion, the H₂ compression and the water treatment. The conditions of the conversion process are as follows:

- The conversion of H₂ from H₂O by PEM electrolysis is 111 g H₂ per 1000 g H₂O. This means that for every kg of H₂, 9.009009 kg of H₂O are needed.
- Energy required, PEM electrolysis: The energy required to obtain 1 kg of H₂ is 50.0–65.7 KWh/Kg H₂.
- H₂ mass storage pressure: Between 60 bar and 70 bar. This range has been chosen because storage at pressures of 30–100 bar is more energy efficient, as the compression energy is lower than at higher pressures, but requires more physical space on the surface, which is not a disadvantage in Gran Canaria.
- Energy required for compression (compression efficiency 65%): The energy required to store 1 kg H₂ at a pressure of 60 bar is 2.40 KWh/Kg H₂, and for a pressure of 70 bar it is 2.54 KWh/Kg H₂.
- Water treatment: The energy required to treat the raw water to obtain a treated product suitable for electrolysis is:

Desalination: 2.4×10^{-3} KWh/Kg of treated water (reverse osmosis desalination).

Purification: 1.4×10^{-3} KWh/Kg of treated water (purification plants).

The total energy required is as follows.

With desalinated water: 62.5216 KWh/KgH₂

With treated water: 62.5126 KWh/KgH₂

And the amount of H₂ obtained by both methods:

With desalinated water: $1,811,482.96 \times 103$ KWh/year/62.5216 KWh/KgH₂ = 28,973,714.04 Kg H₂/year.

Table 5
GHG data with the Chira-Soria Pumping Hydroelectric Power Plant energy integration. Day.

	Average daily production (MWh)		Average daily power Used (MW)		Installed power (MW)		GHG daily average (tCO _{2eq})	
	2023	2023 - CH-S	2023	2023 - CH-S	2023	2023 - CH-S	2023	2023 - CH-S
Combined cycle	4913.02	6206.24	204.71	258.59	433.10	433.10	3804.69	4712.78
Steam turbine	1651.40	–	68.81	–	259.60	–	1915.69	–
Gas turbine	109.26	–	4.55	–	147.00	–	158.12	–
Diesel engines	305.22	–	12.72	–	66.55	–	267.11	–
Wind	1742.89	3211.67	72.62	133.82	305.49	788.62	0.00	–
Solar	379.11	386.64	15.80	16.11	73.16	73.16	0.00	0.00
Suma	9100.91	9804.55	379.20	408.52	1284.90	1294.88	6145.61	4712.78

Table 6
GHG data with energy integration Chira-Soria Pumping Hydroelectric Power Plant. Year.

	Average annual production (GWh)		Average annual power Used (GW)		Installed power (GW)		GHG Annual Average (ktCO _{2eq})	
	2023	2023 - CH-S	2023	2023 - CH-S	2023	2023 - CH-S	2023	2023 - CH-S
Combined cycle	1793.253	2265.277	74.718	94.385	433.10	433.10	1388.767	1720.164
Steam turbine	602.761	–	25.115	–	259.60	–	699.226	–
Gas turbine	39.8810	–	1.661	–	147.00	–	57.712	–
Diesel engines	111.,406	–	4.641	–	66.55	–	97.495	–
Wind	636.155	1172.259	26.056	48.844	305.49	788.62	–	–
Solar	138.373	141.123	5.765	5.880	73.16	73.16	–	–
Suma	3321.827	3578.660	111.903	149.109	1284.90	1294.88	2243.202	1720.164

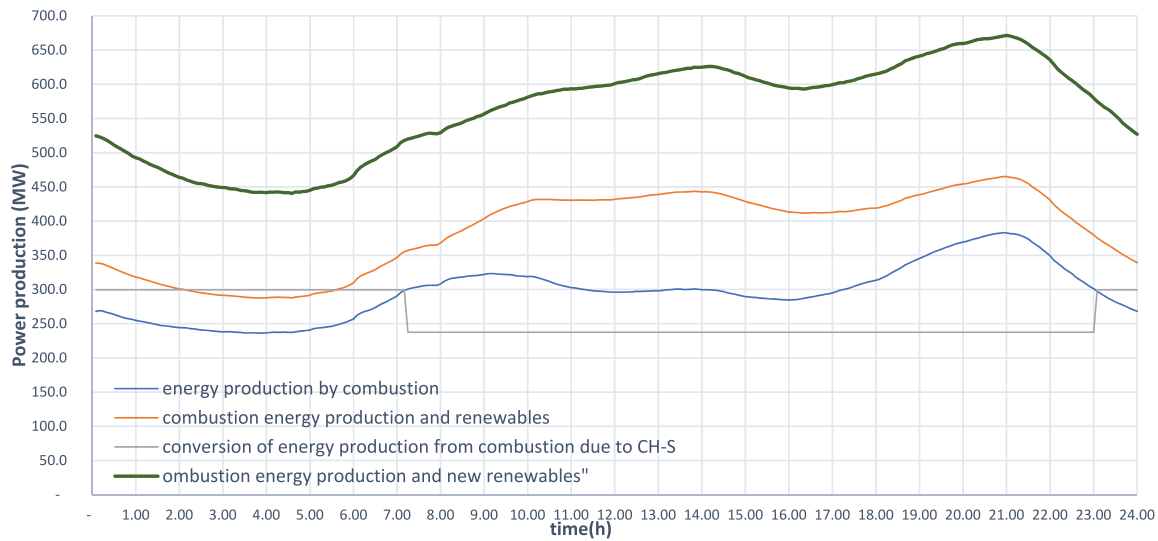


Fig. 8. Flattening of the energy production curve through combustion due to the integration of the Chira-Soria pumped-storage hydroelectric power plant. Average year 2023.

With treated water: $1,811,482.96 \times 103 \text{ KWh/year}/62.5126 \text{ KWh/KgH}_2 = 28,977,885.42 \text{ Kg H}_2/\text{year}$.

With desalinated water : $\% = \frac{482.939,499 \text{ MWh/year}}{1.811.482,96 \text{ MWh/year}} = 26,660\%$

3.3. Impact on electricity production from H₂ combustion

For this section, the two thermal power plants in Gran Canaria are considered to have an efficiency with a weighted average value of 50% (the Juan Grande power cycles operate at 51%).

$$\eta = \frac{N_{electric}}{m_f/t + H_p} ; W_{electric} = \eta \cdot m_f \cdot H_p$$

With desalinated water: $W_{electric} = 482.939,499 \text{ MWh/year}$.

With treated water: $W_{electric} = 483.009,028 \text{ MWh/year}$.

This results in an efficiency:

With treated water : $\% = \frac{483.009,028 \text{ MWh/year}}{1.811.482,96 \text{ MWh/year}} = 26,664\%$

3.4. Impact on GHG emissions from H₂ combustion

GHG emissions from H₂ combustion are calculated.

The lower calorific value (L.C.P.) are:

L.C.P. (H₂) = 120.011,00 kJ/kg.

L.C.P. (fuel-oil) = 41.239,98 kJ/kg.

To equalize the energy it takes 2.91 times, the mass of H₂ in fuel oil.

The mass of H₂ obtained by both methods is:

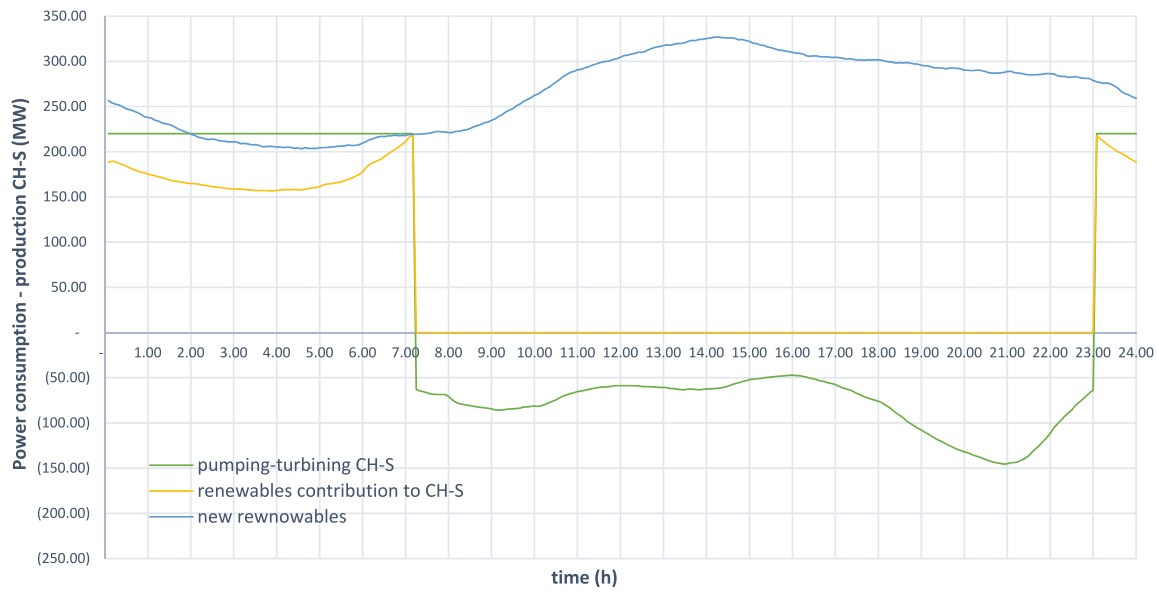


Fig. 9. Pumping and turbining of Chira-Soria Hydroelectric Pumping Plant.

With desalinated water : $28.973,71 t_{H_2} / \text{year}$

With treated water : $28.977,88 t_{H_2} / \text{year}$

The equivalent fuel oil mass in each case:

With desalinated water : $84.315,37 t_{\text{fuel-oil}} / \text{year}$

With treated water : $84.327,51 t_{\text{fuel-oil}} / \text{year}$

Being the fuel oil emission factor $3365 \frac{t_{CO_{2eq}}/\text{year}}{t_{\text{fuel-oil}}}$, the $t_{CO_{2eq}}/\text{year}$ that are no longer emitted due to the use of H_2 are obtained:

$$\text{With desalinated water : } 84.315,37 \frac{t_{\text{fuel-oil}}}{\text{year}} \times 3,365 \frac{t_{CO_{2eq}}/\text{year}}{t_{\text{fuel-oil}}} = 283.721,23 t_{CO_{2eq}}$$

$$\text{With treated water : } 84.327,51 \frac{t_{\text{fuel-oil}}}{\text{year}} \times 3,365 \frac{t_{CO_{2eq}}/\text{year}}{t_{\text{fuel-oil}}} = 283.762,93 t_{CO_{2eq}}$$

3.5. Almacenamiento del H_2

The number of storage tanks at 60 bar required is calculated. The most unfavorable quantity to be stored daily is purified water:

Mass to be stored = $28.977,88 t_{H_2}/\text{year} = 79,39 t_{H_2}/\text{dia} = 79.391,47 \text{ Kg}_{H_2}/\text{day}$.

The density of H_2 at 60 bar being 4.975 kg/m^3 , the total cubic capacity of the tanks is obtained:

Compressed H_2 volume: $15.958,08 \text{ m}^3$.

For tanks with a capacity of $135 \text{ m}^3/\text{unit}$, 119 tanks are required.

4. Summary of applied methods

The following graph, Fig. 10, shows the surplus energy of the energy system resulting from the optimal integration of the Ch-S pumped-storage hydroelectric power plant.

As a summary, it is indicated that the emissions produced in 2023 [45], with the incorporation of Ch-S were $1,720,164.09 t_{CO_{2eq}}$ and with hydrogen storage they would be $1,436,402.00 t_{CO_{2eq}}$ [19,28]. When discounting the emissions that are no longer emitted due to the substitution of fuel oil for H_2 in the combustion processes, $283,762.93 t_{CO_{2eq}}$ are no longer emitted.

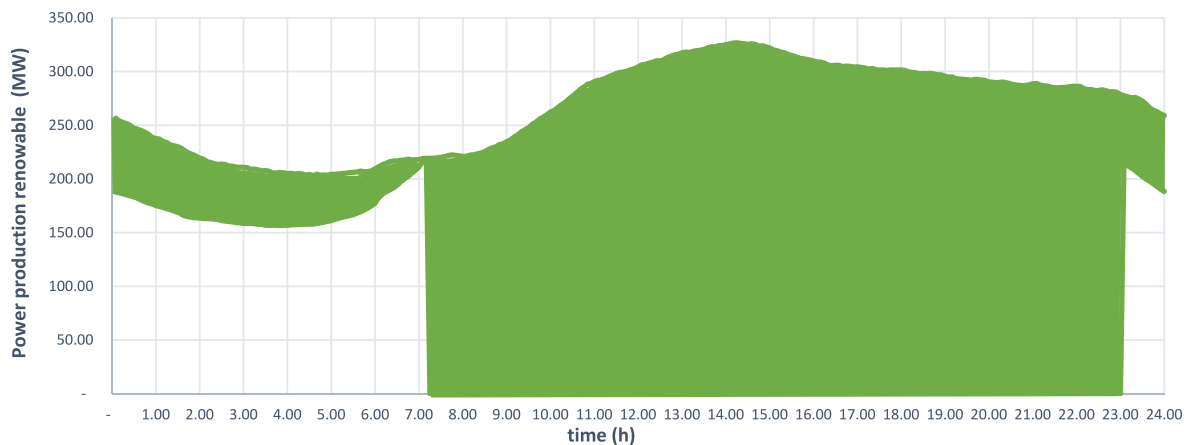


Fig. 10. Wind energy available for conversion to H_2 .

Table 7
Emission summary and necessary renewables year.

	Installed power by renewables (MW)	Power effectively used (MW)	Renewable Production (MWh)	GHG (tCO _{2eq})	Cumulative decrease (%)
2023	378.65	32,272.06	774,529.35	2,245,225.21	
2023 with Ch-S	861.78	54,724.30	1,313,383.15	1,720,164.09	23.39%
2023 with Ch-S and H ₂ storage	861.78	75,478.46	3,124,866.11	1,436,402.00	36.02%

In the case of the use of H₂, the useful production of renewable energy went from 1,313,383.15 MWh to 1,811,482.96 MWh due to the use in the turbine time slot, resulting in a total of 3,124,866.11 MWh [46], a summary of the results is shown in Table 7.

5. Conclusions

During the process of analysing the implications of H₂ energy storage of surplus renewable energy for the integration of the Chira-Soria hydroelectric pumping station into the energy production system in Gran Canaria, major benefits would be achieved:

Once the Chira-Soria hydroelectric pumping station has been integrated, the addition of the H₂ energy storage system for renewable energy surpluses will reduce atmospheric emissions by 12.36% compared to the already integrated system. If we compare it with the energy system without integration, it represents 36.02%.

For this we must consider that 1,811,482.96 MWh/year have been used, which has resulted in a conversion to H₂ of 28,977.88 tH₂/year, equivalent to 79,391.47 KgH₂/day, and in volume of compressed H₂ it would be 15,958.08 m³/day.

On the other hand, there is an increase in energy use of 1,811,482.96 MWh per year, which represents an increase in capacity of 137.9%.

Proton exchange membrane electrolysis (PEM) is the most suitable technology for producing hydrogen from the surplus energy available from the surplus renewable production at the Chira-Soria pumped-storage hydroelectric power plant. With this technology, more efficient hydrogen production has been achieved and offers more flexibility to better couple with fluctuating renewable energies such as wind power.

The technological proposal and the contribution of H₂ storage to the energy system of Gran Canaria is an indisputable solution for differentiation in the response to demand in Gran Canaria, as well as maximizing the reduction of emissions and optimizing the island's natural resources.

The technological solutions and proposals that have been presented in this research study represent a broad improvement, quantitative and qualitative, in the energy system of Gran Canaria, all of them without limitations or uncertainties.

It is advisable to immediately initiate the necessary procedures at an organizational level for the implementation of the H₂ conversion and storage process as set out in the proposed model, and for it to become a reality in the short term. All this will bring Gran Canaria broad energy and environmental benefits.

CRediT authorship contribution statement

Juan Carlos Lozano Medina: Writing – review & editing, Writing – original draft, Visualization, Validation, Supervision, Software, Resources, Project administration, Methodology, Investigation, Formal analysis, Data curation, Conceptualization. **Vicente Henríquez Concepción:** Visualization, Validation, Supervision. **Carlos Alberto Mendieta Pino:** Writing – review & editing, Writing – original draft, Validation, Supervision, Methodology, Investigation, Conceptualization. **Federico León Zepa:** Visualization, Validation, Supervision, Methodology, Investigation, Conceptualization.

Funding

This research was cofunded by improvement of biofunctionality of new mg alloy coatings for biomedical applications (BioMag). Gran Canaria Island Government 2024. Generation of low environmental impact strategies for the management and valorisation of livestock waste effluents through Natural Wastewater Treatment Systems -NWTSS-. State Innovation Agency. Ministry of Science, Innovation and Universities. Government of Spain 2024 and the INTERREG V-A Cooperation, Spain–Portugal MAC (Madeira-Azores-Canaries) 2014–2020 program, MITIMAC project (MAC2/1.1a/263).

Declaration of competing interest

The authors declare that they have no known competing financial interests or personal relationships that could have appeared to influence the work reported in this paper.

References

[1] Ma Z, Zhang S, Hou F, Tan X, Zhang F, Yang F, et al. Exploring the driving factors and their mitigation potential in global energy-related CO₂ emission. *Global Energy Interconnect* 2020;3:413–22. <https://doi.org/10.1016/j.gloi.2020.11.001>.

[2] Hamilton J, Negnevitsky M, Wang X. The role of modified diesel generation within isolated power systems. *Energy* 2022;240:122829. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.122829>.

[3] Mostafaeipour A, Bidokhti A, Fakhrazad M-B, Sadegheih A, Zare Mehrjerdi Y. A new model for the use of renewable electricity to reduce carbon dioxide emissions. *Energy* 2022;238:121602. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.121602>.

[4] Berna-Escriche C, Vargas-Salgado C, Alfonso-Solar D, Escrivá-Castells A. Can a fully renewable system with storage cost-effectively cover the total demand of a big scale standalone grid? Analysis of three scenarios applied to the Grand Canary Island, Spain by 2040. *J Energy Storage* 2022;52:104774. <https://doi.org/10.1016/j.est.2022.104774>.

[5] Vargas-Salgado C, Berna-Escriche C, Escrivá-Castells A, Alfonso-Solar D. Optimization of the electricity generation mix using economic criteria with zero-emissions for stand-alone systems: case applied to Grand Canary Island in Spain. *Prog Nucl Energy* 2022;151:104329. <https://doi.org/10.1016/j.pnucene.2022.104329>.

[6] Gómez-Calvet R, Martínez-Duart JM, Serrano-Calle S. Current state and optimal development of the renewable electricity generation mix in Spain. *Renew Energy* 2019;135:1108–20. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.12.072>.

[7] Paspatis AG, Fiorentzis K, Katsigiannis I, Tsikalakis A, Karapidakis ES, Thalassinakis EJ, et al. Assessment of the required running capacity in weakly interconnected insular power systems. *Electr Power Syst Res* 2023;221:109436. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2023.109436>.

[8] Uche-Soria M, Rodríguez-Monroy C. Energy planning and its relationship to energy poverty in decision making. A first approach for the Canary Islands. *Energy Pol* 2020;140:111423. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111423>.

[9] Qiblawey Y, Alassi A, Zain ul Abideen M, Bañales S. Techno-economic assessment of increasing the renewable energy supply in the Canary Islands: the case of Tenerife and Gran Canaria. *Energy Pol* 2022;162:112791. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2022.112791>.

[10] Cabrera P, Lund H, Carta JA. Smart renewable energy penetration strategies on islands: the case of Gran Canaria. *Energy* 2018;162:421–43. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.08.020>.

[11] Eladl AA, El-Affif MI, El-Saadawi MM, Sedhom BE. A review on energy hubs: models, methods, classification, applications, and future trends. *Alex Eng J* 2023;68:315–42. <https://doi.org/10.1016/j.aej.2023.01.021>.

[12] Sigríst L, Lobato E, Rouco L, Gazzino M, Cantu M. Economic assessment of smart grid initiatives for island power systems. *Appl Energy* 2017;189:403–15. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.12.076>.

[13] Goudarzi A, Swanson AG, Van Coller J, Siano P. Smart real-time scheduling of generating units in an electricity market considering environmental aspects and physical constraints of generators. *Appl Energy* 2017;189:667–96. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.12.068>.

- [14] Vaziri Rad MA, Kasaiean A, Niu X, Zhang K, Mahian O. Excess electricity problem in off-grid hybrid renewable energy systems: a comprehensive review from challenges to prevalent solutions. *Renew Energy* 2023. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2023.05.073>.
- [15] Lozano Medina JC, Henríquez Concepción V, Mendieta Pino CA, León Zerpa F. Proposal of an optimization tool for demand response in island electricity systems (IES) using the Simplex method and Generalized reduced gradient (GRG). *J King Saud Univ Sci* 2024;36:103345. <https://doi.org/10.1016/j.jksus.2024.103345>.
- [16] Sakr WS, EL-Sehiemy RA, Azmy AM, Abd el-Ghany HA. Identifying optimal border of virtual power plants considering uncertainties and demand response. *Alex Eng J* 2022;61:9673–713. <https://doi.org/10.1016/j.aej.2022.02.070>.
- [17] Gobierno de Canarias. *Anuario Energético de Canarias* 2023. 2023.
- [18] Matthew GJr, Nuttall WJ, Mestel B, Dooley LS. Low carbon futures: confronting electricity challenges on island systems. *Technol Forecast Soc Change* 2019;147: 36–50. <https://doi.org/10.1016/j.techfore.2019.06.014>.
- [19] Lozano Medina JC, Perez-Baez S, Leon-Zerpa F, Mendieta-Pino CA. Alternatives for the optimization and reduction in the carbon footprint in island electricity systems (IESs). *Sustainability* 2024;16. <https://doi.org/10.3390/su16031214>.
- [20] Dallavalle E, Cipolletta M, Casson Moreno V, Cozzani V, Zanuttigh B. Towards green transition of touristic islands through hybrid renewable energy systems. A case study in Tenerife, Canary Islands. *Renew Energy* 2021;174:426–43. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.04.044>.
- [21] Kuang Y, Zhang Y, Zhou B, Li C, Cao Y, Li L, et al. A review of renewable energy utilization in islands. *Renew Sustain Energy Rev* 2016;59:504–13. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.01.014>.
- [22] Rahbari HR, Roushenas R, Sadi M, Arabkoohsar A, Singh AK. 11 - pumped thermal energy storage. In: Arabkoohsar A, editor. *Future grid-scale energy storage solutions*. Academic Press; 2023. p. 435–68. <https://doi.org/10.1016/B978-0-323-90786-6.00001-7>.
- [23] Sadi M, Rahbari HR, Singh AK, Arabkoohsar A. 10 - pumped hydropower energy storage. In: Arabkoohsar A, editor. *Future grid-scale energy storage solutions*. Academic Press; 2023. p. 409–33. <https://doi.org/10.1016/B978-0-323-90786-6.00010-8>.
- [24] Gils HC, Simon S. Carbon neutral archipelago – 100% renewable energy supply for the Canary Islands. *Appl Energy* 2017;188:342–55. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.12.023>.
- [25] Erdinc O, Paterakis NG, Catalão JPS. Overview of insular power systems under increasing penetration of renewable energy sources: opportunities and challenges. *Renew Sustain Energy Rev* 2015;52:333–46. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.07.104>.
- [26] Diawuo FA, Antwi EO, Amanor RT. Chapter 3 - characteristic features of pumped hydro energy storage systems. In: Kabo-Bah AT, Diawuo FA, Antwi EO, editors. *Pumped hydro energy storage for Hybrid systems*. Academic Press; 2023. p. 43–59. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-818853-8.00006-6>.
- [27] Yagi C, Takeuchi K. Estimating the value of energy storage: the role of pumped hydropower in the electricity supply network. *Jpn World Econ* 2023;68:101210. <https://doi.org/10.1016/j.japwor.2023.101210>.
- [28] Lozano Medina JC, Mendieta Pino CA, Ramos Martín A, León Zerpa F. A case study of a reverse osmosis based pumped energy storage plant in canary islands. *Water (Basel)* 2024;16. <https://doi.org/10.3390/w16040515>.
- [29] Rehman S, Al-Hadhrani LM, Alam MdM. Pumped hydro energy storage system: a technological review. *Renew Sustain Energy Rev* 2015;44:586–98. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.12.040>.
- [30] Katsaprakakis D, Dakanali I. Comparing electricity storage technologies for small insular grids. *Energy Proc* 2019;159:84–9. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2018.12.023>.
- [31] Mitali J, Dhinakaran S, Mohamad AA. Energy storage systems: a review. *Energy Storage and Saving* 2022;1:166–216. <https://doi.org/10.1016/j.enss.2022.07.002>.
- [32] Zhang C, Wei Y-L, Cao P-F, Lin M-C. Energy storage system: current studies on batteries and power condition system. *Renew Sustain Energy Rev* 2018;82: 3091–106. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.10.030>.
- [33] Groppi D, Pfeifer A, García DA, Kraljčić G, Duić N. A review on energy storage and demand side management solutions in smart energy islands. *Renew Sustain Energy Rev* 2021;135:110183. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110183>.
- [34] Papadopoulos AM. Renewable energies and storage in small insular systems: potential, perspectives and a case study. *Renew Energy* 2020;149:103–14. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.12.045>.
- [35] Blanco D, Rivera Y, Berna-Escriche C, Muñoz-Cobo JL. Economy decarbonization using green hydrogen and electricity, forecasts and sensitivity analysis for the Canarian Islands in 2040. *J Energy Storage* 2024;80:110232. <https://doi.org/10.1016/j.est.2023.110232>.
- [36] Álvarez-Piñeiro L, Rivera Y, Berna-Escriche C, Blanco D. Formulation of best estimate plus uncertainty methodologies for economy decarbonization in high-energy-demand isolated systems: Canary Islands forecasts for 2040. *Energy Convers Manag* 2024;314:118691. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2024.118691>.
- [37] Li J, Liu P, Li Z. Optimal design and techno-economic analysis of a hybrid renewable energy system for off-grid power supply and hydrogen production: a case study of West China. *Chem Eng Res Des* 2022;177:604–14. <https://doi.org/10.1016/j.cherd.2021.11.014>.
- [38] Modu B, Abdullah MP, Bakar AL, Hamza MF. A systematic review of hybrid renewable energy systems with hydrogen storage: sizing, optimization, and energy management strategy. *Int J Hydrogen Energy* 2023;48:38354–73. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.06.126>.
- [39] Borge-Diez D, Rosales-Asensio E, Icaza D, Açikalp E. The green hydrogen-water-food nexus: analysis for Spain. *Int J Hydrogen Energy* 2024;77:1026–42. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.06.237>.
- [40] Khojaste Effatpanah S, Rahbari HR, Ahmadi MH, Farzaneh A. Green hydrogen production and utilization in a novel SOFC/GT-based zero-carbon cogeneration system: a thermodynamic evaluation. *Renew Energy* 2023;219:119493. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2023.119493>.
- [41] Kennedy N, Miao C, Wu Q, Wang Y, Ji J, Roskilly T. Optimal hybrid power system using renewables and hydrogen for an isolated island in the UK. *Energy Proc* 2017; 105:1388–93. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.03.517>.
- [42] Trapani D, Marocco P, Ferrero D, Lindberg KB, Sundseth K, Santarelli M. The potential of hydrogen-battery storage systems for a sustainable renewable-based electrification of remote islands in Norway. *J Energy Storage* 2024;75:109482. <https://doi.org/10.1016/j.est.2023.109482>.
- [43] Berna-Escriche C, Rivera-Durán Y, Córdova-Chávez Y, Muñoz-Cobo JL. Maximizing the use of hydrogen as energy vector to cover the final energy demand for stand-alone systems, application and sensitivity analysis for the Canary Archipelago by 2040. *Prog Nucl Energy* 2023;163:104791. <https://doi.org/10.1016/j.pnucene.2023.104791>.
- [44] Gobierno de Canarias. *Anuario Energético de Canarias* 2022. 2022.
- [45] Lozano Medina JC, Henríquez Concepción V, León Zerpa FA, Mendieta Pino CA. Gran Canaria energy system: integration of the chira-soria pumped hydroelectric power plant and analysis of weekly daily demand patterns for the year 2023. *Renew Energy* 2024;232:121128. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2024.121128>.
- [46] Lozano Medina JC, Ramos Martín A, León Zerpa F, Mendieta Pino CA. Integration study of a reverse osmosis desalination plant in a hydroelectric pumping station. *Desalination Water Treat* 2024;319:100431. <https://doi.org/10.1016/j.dwt.2024.100431>.

6.4.- Título 3: “Proposal of an optimization tool for demand response in island electricity systems (IES) using the Simplex method and Generalized reduced gradient (GRG)”



Full Length Article

Proposal of an optimization tool for demand response in island electricity systems (IES) using the Simplex method and Generalized reduced gradient (GRG)



Juan Carlos Lozano Medina, Vicente Henríquez Concepción, Carlos A. Mendieta Pino^{*}, Federico León Zerpa

University of Las Palmas de Gran Canaria, Spain

ARTICLE INFO

Keywords:

Simplex method
Generalized reduced gradient algorithm
Optimization model
Energy policy
Renewable energy
Island electricity systems (IESs)

ABSTRACT

Island electricity generation systems (IES) pose challenges in the integration of renewable energies that are compatible with security of supply. This work proposes a methodology and a proposed decision tool that allows the optimization of the production of different generation systems, both renewable and non-renewable, setting a series of objectives such as the reduction of greenhouse gases (GHG), production costs and at the same time fulfilling the best coverage in dynamic response, security, scalability, and integration. This tool is based on operational research, mathematical optimization methods, specifically the simplex algorithm and the generalized reduced gradient (GRG) and proposes different combinations to achieve an energy production that meets the demand, minimizing fuel consumption and greenhouse gas (GHG) emissions.

1. Introduction

In previous studies, such as those by (Berna-Escriche et al., 2022), (Papadopoulos, 2020), and (Vargas-Salgado et al., 2022), as well as more recent ones, such as those by (Lozano Medina et al., 2024b), various scenarios have been proposed for studying the transition and challenges faced by an island generation system in the implementation of a more sustainable generation and in parallel a promotion of a greater penetration of renewable energies with guaranteed. Several scenarios have been proposed which allow the transition and challenges faced by an island generation system in the implementation of a more sustainable generation and in parallel a promotion of a greater penetration of renewable energies with guaranteed supply to be studied supply (Kennedy et al., 2017) and (Qiblawey et al., 2022). Conversely, to address the challenges posed by the lack of connectivity in island energy systems (Katsaprakakis, 2016; Paspatis et al., 2023), energy storage systems are proposed (Ferreira et al., 2013), the implementation of energy storage systems by hydroelectric pumping has been proposed for the Canary Islands. One of the most prominent examples of this approach is the PHES project “Chira-Soria.” This system and its integration into the island energy system has been studied by (Lozano

Medina et al., 2024a), who concluded that its implementation would maximize the integration of renewable energies. However, they also identified a need for the development of an advanced tool for the optimal selection of systems in the island energy mix. The methodology employed in the analysis of generation in power generation systems has been studied at the continental level (Gkonis et al., 2020; Gómez-Calvet et al., 2019) or at the island level (Paúl Arévalo et al., 2022; Paul Arévalo et al., 2022; Lobato et al., 2017; Sigrist et al., 2017). The Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources (HOMER) model (Berna-Escriche et al., 2022; Vargas-Salgado et al., 2022) has been employed in this context. However, it does not consider other scenarios such as existing systems or the use of other types of renewable or lower emission fuels applied in conventional generation systems (Lozano Medina et al., 2024b). Table 1. Table 2. Table 3. Table 4..

The objective of this study is to develop a tool that relates all the variables of energy production through thermal systems, with the aim of minimizing costs and emissions and covering the energy demand that cannot be covered by energy production through renewables. For the purposes of this study, the 2021 energy data for the island of Gran Canaria and its generation system have been made available (Lozano Medina et al., 2024b). The objective of this tool is to optimize the energy

^{*} Corresponding author.

E-mail addresses: juancarlos.lozano@ulpgc.es (J.C. Lozano Medina), vicente.henriquez@ulpgc.es (V. Henríquez Concepción), federico.leon@ulpgc.es (C.A. Mendieta Pino), carlos.mendieta@ulpgc.es (F. León Zerpa).

<https://doi.org/10.1016/j.jksus.2024.103345>

Received 18 April 2024; Received in revised form 9 July 2024; Accepted 11 July 2024

Available online 15 July 2024

1018-3647/© 2024 The Authors. Published by Elsevier B.V. on behalf of King Saud University. This is an open access article under the CC BY license (<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

Table 1
Decision variables. Instant Power (MW).

Type Technology	Acronyms
Gas Turbine Power	P_{TG}
Steam Turbine Power	P_{TV}
Combined Cycle Power	P_{CC}
4-Stroke Diesel Engine	P_{D4T}
2-stroke diesel engine	P_{D2T}

Table 2
Restrictions according to technology.

		Power Ranges (MW)		
Inequality1	Gas Turbine Power	2.7	$< P_{TG} <$	125.0
Inequality2	Steam Turbine Power	18.0	$< P_{TV} <$	500.0
Inequality3	Combined Cycle Power	18.0	$< P_{CC} <$	500.0
Inequality4	4-stroke diesel engine power	1.3	$< P_{D4T} <$	130.0
Inequality5	2-stroke diesel engine power	1.4	$< P_{D2T} <$	45.0
Inequality6	Power to be covered	$P_{TG} + P_{TV} + P_{CC} + P_{D4T} + P_{D2T} = P$		
		Total Demandada $-P_{Eólica}-P_{Fotovoltaica}$		

Table 3
Decision variables. Instant Power (MW).

Type Technology	Acronyms
Gas Turbine Power	P_{TG}
Steam Turbine Power	P_{TV}
Combined Cycle Power	P_{CC}
4-Stroke Diesel Engine	P_{D4T}
2-stroke diesel engine	P_{D2T}

Table 4
Restrictions according to technology.

		Power Ranges (MW)		
Inequality1	Gas Turbine Power	2.7	$< P_{TG} <$	125.0
Inequality2	Steam Turbine Power	18.0	$< P_{TV} <$	500.0
Inequality3	Combined Cycle Power	18.0	$< P_{CC} <$	500.0
Inequality4	4-stroke diesel engine power	1.3	$< P_{D4T} <$	130.0
Inequality5	2-stroke diesel engine power	1.4	$< P_{D2T} <$	45.0
Inequality6	Power to be covered	$P_{TG} + P_{TV} + P_{CC} + P_{D4T} + P_{D2T} = P$		
		Total Demandada $-P_{Eólica}-P_{Fotovoltaica}$		

production system using combustion technology (non-renewable) and combine it with energy production using renewables that meet expectations in terms of dynamic response, safety, scalability, and integration with renewable energy systems. The achievement of the objective will be based on operational research, mathematical optimization methods, namely the simplex algorithm (Alekseyev et al., 1990; Hardt et al., 2021; Kasprzyk and Jaskuła, 2004; Msabawy and Mohammad, 2021) and the generalized reduced gradient (GRG) applied in various domains (Haggag, 1981; Msabawy and Mohammad, 2021; Qiu et al., 2022). In 2022, a number of different combinations will be proposed in order to achieve energy production that meets the demand while minimizing fuel consumption and greenhouse gas (GHG) emissions. As a case study and validation of the model, it has been applied to the case of the electricity system of the island of Gran Canaria.

2. Materials and methods

2.1. Methodology

The methodology followed for the achievement of the possible operational improvements sought in the energy generation process has been outlined in Fig. 1.

Operational research will be used to optimize the use of energy production equipment in such a way as to minimize emissions and costs, as well as to assist in the integration of renewable energy. To this end, representative equations of the operation of the equipment are investigated and reproduced, being the representation of this operation a complex and novel work.

2.2. Mathematical methods of optimization. Simplex algorithm and Generalized reduced gradient

Operations Research or management science is a set of tools that are used in mathematical and statistical models to find the best solution, with the objective of helping in decision making. Although this area is very broad and covers various models. For the resolution of the equations, both linear and non-linear, which are raised with the tool, linear programming and non-linear programming will be used respectively, this procedure will focus on the following methods:

- **Simplex algorithm.** For linear programming with constraints, and more than two variables, where all the expressed terms are going to be linear, the simplex algorithm will be used. Operating with linear

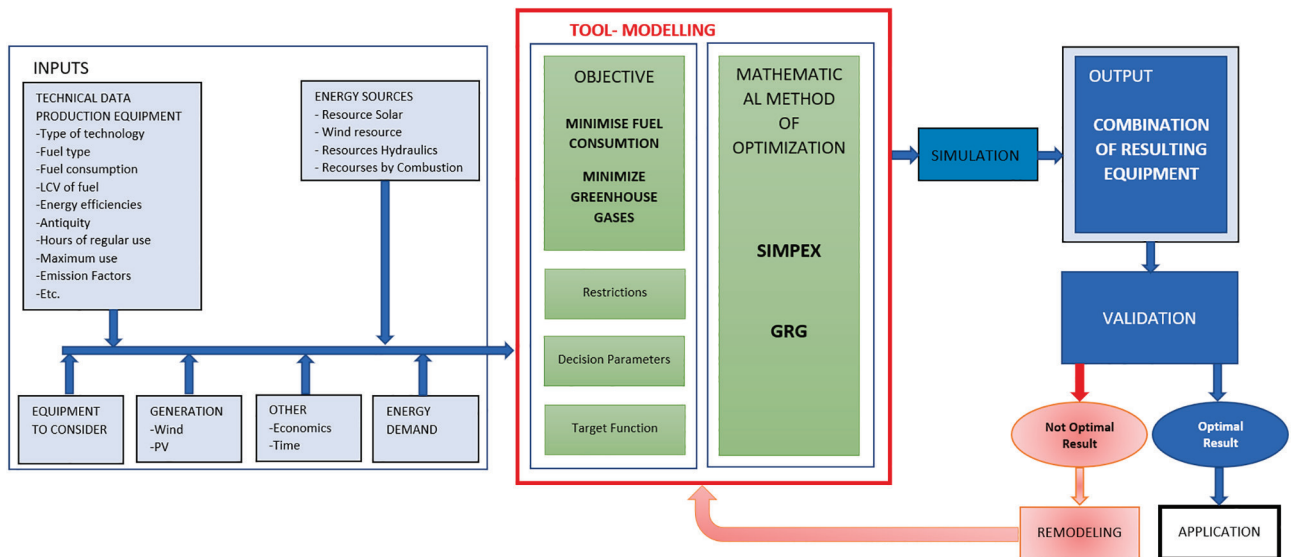


Fig. 1. Methodology.

problems may seem at first very complex, but if the correct steps are followed, the optimal solution will be reached. First identify the decision variables followed by the objective function and finally the constraints. When you have reached this point, you can solve in two ways: numerically or graphically. But to find the solution to this type of problem graphically, you would have to deal with linear models with two variables. For three or more variables, another more specific method of resolution should be applied, such as the method of interior points or the Simplex method. The difference between these two techniques is that if it is applied for interior points, one will operate in the interior of the feasible region while with the Simplex method one will operate with the exterior points of the region, which can take less time to find the optimal solution. The Simplex method is a mathematical practice that, by searching and checking the different solutions, provides the optimal solution of the linear problem.

- **Generalized Reduced Gradient, (GRG).** For constrained nonlinear programming, a nonlinear optimization code, Generalized Reduced Gradient, will be used. For the optimization of unconstrained nonlinear programming models, there is a category of methods called “General Descent Algorithms”, among which the Gradient Method or Steepest Descent Method (also known as Cauchy Method) stands out, which reduce the computation of a local minimum to a sequence of linear search problems (or one-dimensional search).

2.3. Development of a tool for the study of power scaling in thermal power plants in combination with renewables in isolated island systems

The development of a tool to optimize the power production equipment and describe the different existing combinations to achieve the energy production that satisfies the demand, optimizing a) the cost of fuel, choosing equipment with lower fuel consumption and equipment that operates with the least expensive fuel, b) GHGs, choosing equipment with lower pollution and therefore GHGs (tCO_{2eq}). With this tool it is possible to obtain, for the different energy demands, the best combination of equipment to produce the demanded power with the lowest GHG and the lowest fuel costs. Once the energy consumption data have been analyzed, as well as the technical and operational characteristics of the available combustion energy production equipment, the tool will be developed using mathematical optimization methods, specifically the Simplex method and Generalized Reduced Gradient (GRG) from Operations Research.

2.3.1. Development of a tool for GHG minimization

As already mentioned, the aim is to develop a tool to optimize the choice of power production equipment, with its application to those existing in Gran Canaria, based on their performance, fuel consumption, type of fuel, etc., which reduce GHG. In this case, a linear function to be optimized with linear restrictions is finally obtained, which is why the Simplex optimization method or Simplex algorithm has been used. As already indicated, the tool seeks to optimize fuel consumption and type and therefore minimize GHG emissions. Based on this, the decision variables, the objective functions, and the constraints will be defined.

DECISION VARIABLES: The instantaneous powers of the different production teams were taken as decision variables. This is:

TARGET FUNCTION: In terms of the target function, the aim is to minimize GHG emissions. This objective function defines the hourly emissions of energy production equipment as a function of the installed power or power produced in an hour. To achieve the objective function and determine the decision variables, we work with the emission factor equations of the producing equipment, transforming them until the appropriate objective function is reached. For each type of production technology, the following must be defined:

$$F(tCO_{2eq}/MWh) = \frac{GHG(tCO_{2eq})}{Energeticproduction(MWh)}$$

$$F(tCO_{2eq}/MWh) = \frac{GHG/time(tCO_{2eq}/h)}{P(MW)}$$

$$GHG/time(tCO_{2eq}/h) = F(tCO_{2eq}/MWh) \cdot P(MW)$$

$F(tCO_{2eq}/MWh) \cdot P(MW) \cdot GHG(tCO_{2eq})$ is the emission factor of each technology, $P(MW)$ it's power by technology, and $GHG(tCO_{2eq})$ are the greenhouse gases produced by each technology. Operating with this equation for each technology we obtain the following objective linear functions per technology.

$$GHG_{TG}/t(tCO_{2eq}/h) = 1.133 \hat{A} \cdot P_{TG}$$

$$GHG_{TV}/t(tCO_{2eq}/h) = 0.812 \hat{A} \cdot P_{TV}$$

$$GHG_{CC}/t(tCO_{2eq}/h) = 0.603 \hat{A} \cdot P_{CC}$$

$$GHG_{D4T}/t(tCO_{2eq}/h) = 0.649 \hat{A} \cdot P_{D4T}$$

$$GHG_{D2T}/t(tCO_{2eq}/h) = 0.649 \hat{A} \cdot P_{D2T}$$

The sum of all of them produces the overall objective function of Gran Canaria's energy system to minimise GHGs.

$$GHG/t(tCO_{2eq}/h) = 1.133 \hat{A} \cdot P_{TG} + 0.812 \hat{A} \cdot P_{TV} + 0.603 \hat{A} \cdot P_{CC} + 0.649 \hat{A} \cdot P_{D4T} + 0.649 \hat{A} \cdot P_{D2T}$$

CONSTRAINTS: The constraints taken are the power intervals at which the equipment works, as well as the power needed to be reached at the time to cover the demand. These power ranges are those of the operation of the power-producing equipment, defined by the manufacturer itself.

2.3.2. Application of the Generalized reduced gradient method

As already indicated, the tool seeks to optimize fuel consumption and type and therefore minimize production costs. Based on this, the decision variables, the objective functions, and the constraints will be defined. Taking into account the behaviour of the production equipment, the current energy production of Gran Canaria is supported by 4 steam turbines, 5 diesel equipment, 5 gas turbines, 2 combined cycles with double gas turbine and steam turbine. Among the data studied is the variation of the efficiency (%) versus the instantaneous power (MW) produced, the fuel consumption as a function of its operating regime, type of fuel, etc. To achieve the objective functions, we work with the equations of the power-performance curves of the producing equipment, transforming them until the appropriate objective function is reached.

LOGARITHMIC HIGH CURVE:

$$P_{TG} = 0.0003 \hat{A} \cdot e^{33.318 \hat{A} \cdot \eta_{TG}} \quad \eta_{TG} = 0.0288 \hat{A} \cdot \ln(P_{TG}) + 0.2509 R^2 = 0.9605$$

$$P_{TV} = 0.0002 \hat{A} \cdot e^{34.957 \hat{A} \cdot \eta_{TV}} \quad \eta_{TV} = 0.0271 \hat{A} \cdot \ln(P_{TV}) + 0.2447 R^2 = 0.9461$$

$$P_{CC} = 0.0092 \hat{A} \cdot e^{19.494 \hat{A} \cdot \eta_{CC}} \quad \eta_{CC} = 0.0434 \hat{A} \cdot \ln(P_{CC}) + 0.2738 R^2 = 0.8451$$

$$P_{D4T} = 2 \hat{A} \cdot 10^{-5} \hat{A} \cdot e^{26.707 \hat{A} \cdot \eta_{D4T}} \quad \eta_{D4T} = 0.035 \hat{A} \cdot \ln(P_{D4T}) + 0.4181 R^2 = 0.9348$$

$$P_{D2T} = 2 \hat{A} \cdot 10^{-10} \hat{A} \cdot e^{48.417 \hat{A} \cdot \eta_{D2T}} \quad \eta_{D2T} = 0.0198 \hat{A} \cdot \ln(P_{D2T}) + 0.4614 R^2 = 0.9587$$

LOGARITHMIC LOW CURVE:

$$P_{TG} = 0.0002 \hat{A} \cdot e^{43.91 \hat{A} \cdot \eta_{TG}} \quad \eta_{TG} = 0.021 \hat{A} \cdot \ln(P_{TG}) + 0.2055 R^2 = 0.9239$$

$$P_{TV} = 1 \hat{A} \cdot 10^{-8} \hat{A} \cdot e^{79.548 \hat{A} \cdot \eta_{TV}} \quad \eta_{TV} = 0.0118 \hat{A} \cdot \ln(P_{TV}) + 0.2319 R^2 = 0.9378$$

$$P_{CC} = 2 \hat{A} \cdot 10^{-8} \hat{A} \cdot e^{57.073 \hat{A} \cdot \eta_{CC}} \quad \eta_{CC} = 0.0164 \hat{A} \cdot \ln(P_{CC}) + 0.3203 R^2 = 0.9334$$

$$P_{D4T} = 0.0001 \hat{A} \cdot e^{3.369 \hat{A} \cdot \eta_{D4T}} \quad \eta_{D4T} = 0.0415 \hat{A} \cdot \ln(P_{D4T}) + 0.3927 R^2 = 0.9708$$

$$P_{D2T} = 2 \hat{A} \cdot 10^{-17} \hat{A} \cdot e^{85.763 \hat{A} \cdot \eta_{D2T}} \quad \eta_{D2T} = 0.0101 \hat{A} \cdot \ln(P_{D2T}) + 0.4588 R^2 = 0.8625$$

HIGH POTENTIAL CURVE:

$$\begin{aligned}
P_{TG} &= 6,087,683.73 \hat{A} \cdot \eta_{TG}^{11.534} \quad \eta_{TG} = 0.2581 \hat{A} \cdot P_{TG}^{0.0867} \quad R^2 = 0.9432 \\
P_{TV} &= 56,352,113.2 \hat{A} \cdot \eta_{TV}^{13.245} \quad \eta_{TV} = 0.2599 \hat{A} \cdot P_{TV}^{0.0755} \quad R^2 = 0.9311 \\
P_{CC} &= 233,083.76 \hat{A} \cdot \eta_{CC}^{10.288} \quad \eta_{CC} = 0.3008 \hat{A} \cdot P_{CC}^{0.0972} \quad R^2 = 0.8144 \\
P_{D4T} &= 94,042.024 \hat{A} \cdot \eta_{D4T}^{13.175} \quad \eta_{D4T} = 0.4193 \hat{A} \cdot P_{D4T}^{0.0759} \quad R^2 = 0.9201 \\
P_{D2T} &= 254,075,634.4 \hat{A} \cdot \eta_{D2T}^{25.062} \quad \eta_{D2T} = 0.462 \hat{A} \cdot P_{D2T}^{0.0399} \quad R^2 = 0.9531
\end{aligned}$$

LOW POTENTIAL CURVE:

$$\begin{aligned}
P_{TG} &= 305,809,752.73 \hat{A} \cdot \eta_{TG}^{12.52} \quad \eta_{TG} = 0.2099 \hat{A} \cdot P_{TG}^{0.0799} \quad R^2 = 0.9029 \\
P_{TV} &= 1,480,368,843,832,330.0 \hat{A} \cdot \eta_{TV}^{24.21} \quad \eta_{TV} = 0.2363 \hat{A} \cdot P_{TV}^{0.0413} \quad R^2 = 0.941 \\
P_{CC} &= 378,757,475,895.23 \hat{A} \cdot \eta_{CC}^{23.75} \quad \eta_{CC} = 0.3255 \hat{A} \cdot P_{CC}^{0.0421} \quad R^2 = 0.9242 \\
P_{D4T} &= 22,536.66 \hat{A} \cdot \eta_{D4T}^{10.79} \quad \eta_{D4T} = 0.3949 \hat{A} \cdot P_{D4T}^{0.0927} \quad R^2 = 0.9623 \\
P_{D2T} &= 12,710,359,419,211,600.0 \hat{A} \cdot \eta_{D2T}^{47.62} \quad \eta_{D2T} = 0.459 \hat{A} \cdot P_{D2T}^{0.021} \quad R^2 = 0.8592
\end{aligned}$$

After this study, decision variables, target functions and constraints were defined.

DECISION VARIABLES: The instantaneous powers of the different production teams were taken as decision variables. This is:

OBJECTIVE FUNCTION: As for the objective function, it seeks to minimize production costs, this function defines the economic cost-hour of the energy production equipment based on the installed power or power produced in an hour and its fuel consumption. To achieve the objective functions and determine the decision variables, we work with the equations that relate the performance of the equipment to its production, $\eta = f(P)$, in potential and logarithmic form, transforming them until the appropriate objective function is reached.

$$Cost(\text{€}/s) = m'_{\text{combustible}}(\text{kg}/s) \times \frac{Price_{\text{fuel}}(\text{€}/\text{kg})}{m_{\text{fuel}}}$$

$$m'_{\text{fuel}}(\text{kg}/s) = \frac{P(MW)}{\eta(\%) \hat{A} \cdot LCV(MJ/kg)}$$

$$\eta(\%) = a \hat{A} \cdot P^b; \text{ ecuación en forma potencial } (\eta = f(P)).$$

Replacing

$$Coste(\text{€}/s) = \frac{P(MW)}{A \hat{A} \cdot P^B \hat{A} \cdot PCI(MJ/kg)} \times \frac{Price_{\text{fuel}}(\text{€}/\text{kg})}{m_{\text{fuel}}}$$

$$Cost(\text{€}/s) = C \hat{A} \cdot P^{(1-B)}(\text{€}/s)$$

$m'_{\text{fuel}}(\text{kg}/s)$ is the mass of fuel consumption of the equipment-technologies, $LowCalorificValue(LCV)(MJ/kg)$ is the lower calorific value of the type of fuel consumed, $\eta(\%)$ is the performance of the equipment by technology, $P(MW)$ is the power by technology and A, B, C constant values resulting from the different operations. Working with this equation for each technology yields the objective nonlinear functions per technology in potential form. With the same procedure, the objective nonlinear functions would be obtained by technology in logarithmic form.

Logarithmic Target Function:

$$\begin{aligned}
Price/t(\text{€}/s) &= \frac{0.46504 \hat{A} \cdot P_{TG}}{0.0288 \hat{A} \cdot \ln(P_{TG}) + 0.2509} \hat{A} \cdot 42.8885 \\
&+ \frac{0.37998 \hat{A} \cdot P_{TV}}{0.0271 \hat{A} \cdot \ln(P_{TV}) + 0.2447} \hat{A} \cdot 41.2124 \\
&+ \frac{0.46504 \hat{A} \cdot P_{CC}}{0.0434 \hat{A} \cdot \ln(P_{CC}) + 0.2738} \hat{A} \cdot 42.8885 \\
&+ \frac{0.37998 \hat{A} \cdot P_{D4T}}{0.035 \hat{A} \cdot \ln(P_{D4T}) + 0.4181} \hat{A} \cdot 41.2124 \\
&+ \frac{0.37998 \hat{A} \cdot P_{D2T}}{0.0198 \hat{A} \cdot \ln(P_{D2T}) + 0.4614} \hat{A} \cdot 41.2124
\end{aligned}$$

Potential Target Function:

$$\begin{aligned}
Price/t(\text{€}/s) &= 0.0420108480114703 \hat{A} \cdot P_{TG}^{0.9133} \\
&+ 0.0354753388623078 \hat{A} \cdot P_{TV}^{0.9245} \\
&+ 0.0360472070204804 \hat{A} \cdot P_{CC}^{0.9028} \\
&+ 0.019956797771242 \hat{A} \cdot P_{D4T}^{0.9601} \\
&+ 0.0219891260918526 \hat{A} \cdot P_{D2T}^{0.9241}
\end{aligned}$$

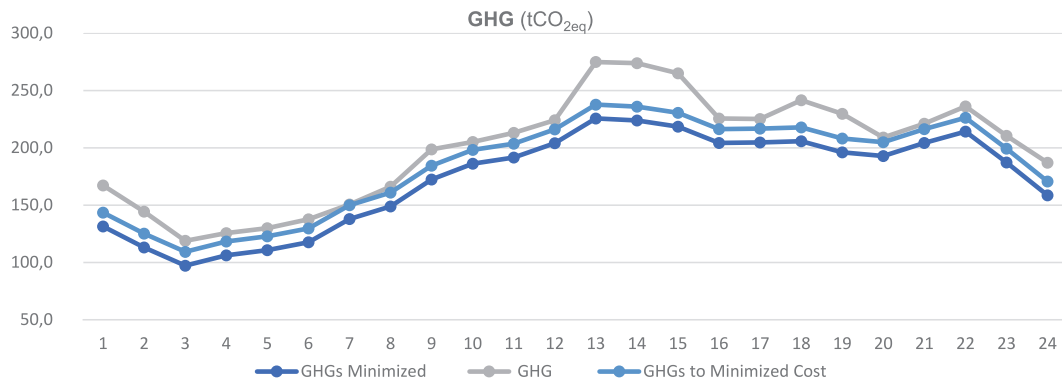


Fig. 2. GHG emissions.

CONSTRAINTS: The constraints taken are the power intervals at which the equipment works, as well as the power needed to be reached at the time to cover the demand. These power ranges are those of the operation of the power-producing equipment, defined by the manufacturer itself.

3. Results

3.1. Simplex method

3.1.1. Application of the tool to minimise hourly emissions of energy production equipment

The developed tool is applied. It is analyzed 24 h a day on August 17, 2021, the day when the highest annual energy demand occurred at 2:53p.m., with 529.0 MW of instantaneous power. In this case, as already indicated, the tool seeks to minimize GHGs. As a result of this application, in the 24 h we have a combination of power-producing equipment that makes emissions as low as possible, meeting the energy demand. The following graph shows, among others, the “GHG” curve that indicates the actual emissions produced during the 24 h and the “GHG Minimized” curve, emissions produced by the best combination of equipment based on the restrictions and methodology established by the tool.

The algorithm established a new combination (it exclusively chose combined cycle technology for energy production), which decreases emissions in 24 h by 388.0 tCO_{2eq}, (8.83 %). In Fig. 2, in addition to representing the two curves: “GHG”, which are the actual emissions produced on August 17, 2021, and “GHG Minimized”, which represent the emissions that would have occurred on August 17, 2021 if the combination of equipment proposed by the algorithm to minimize GHGs had been used, The “GHG for Minimized cost” curve is also represented, which indicates the GHG emissions that would have occurred on August 17, 2021 if the combination of equipment proposed by the algorithm had been used to minimize costs. As will be seen in the corresponding section, cost minimization involves another combination of different equipment and therefore a different GHG production. This new combination of technologies results in a 24-hour decrease in GHGs by 338.3 tCO_{2eq} (7.61 %). Fig. 3.

3.1.2. Model validation to minimise emissions

When we have obtained the optimal solution to the system, we must validate the model, that is, check if the result obtained makes sense and the decisions can be executed ((Mathur et al., 1996)). Therefore, we will determine whether to accept the model and then apply it later or reject it in such a way that we will have to rework the modelling process. To determine the validity of the system, we will analyze the agreement between the observed data of the real model and those provided by the model (Ríos-Insua et al., 2006) by choosing the combination of equipment that was used in the real model and running the algorithm with

this combination, and then comparing results. To validate the model determined to search for the minimum emissions, different simulations have been made with the simplex method of different combinations of operation of the production equipment, for which real emissions data are available and the differences between the algorithm and reality have been verified. The percentage of deviation has been estimated, all of which are less than 1.00 %. An example is the validation study that was carried out where the emissions produced on August 17, 2021 were studied.

It has been verified that the real GHG on that day was 4,781.0 tCO_{2eq} and those estimated by the algorithm 4,828.3 tCO_{2eq}, which is a 0.979 % deviation. Therefore, the tool for GHG estimation is considered validated.

3.2. Generalized reduced gradient method

3.2.1. Application of the tool to minimize energy production costs

The developed tool is applied. In the case of the logarithmic objective function, coherent results are not obtained and it is not applicable to the system followed, so we will work with the potential objective function that did give good results.

It is analyzed 24 h a day on August 17, 2021, the day when the highest annual energy demand occurred at 2:53p.m., with 529.0 MW of instantaneous power. In this case, as already indicated, the tool seeks to minimise the economic cost of energy production equipment depending on the installed power and/or production demanded. As a result of this 24-hour application, a combination of power-producing equipment is produced that makes the economic cost as low as possible while meeting the energy demand. The following graph shows, among others, two curves that indicate the real costs during the 24 h and the costs established by the tool, algorithm, with its new combination of producing equipment.

The algorithm established a new combination (it chose the combined cycle and two-stroke diesel engine technologies for energy production), which decreases the cost in 24 h by €56,015.3, (10.48 %). Fig. 4, in addition to representing the “Cost” curves, which are the actual costs incurred on August 17, 2021, and the “Cost Minimized” curves, which represent the costs that would have occurred on August 17, 2021 if the combination of equipment proposed by the algorithm had been used to minimize them, the “Cost to Minimized GHGs” curve is also represented, which indicates the economic cost that would have occurred on 17 August 2021 if the combination of equipment proposed by the algorithm had been used to minimise GHGs. As seen in previous sections, GHG minimization involves another combination of different equipment and therefore another production of different costs. This new combination of technologies means a reduction in costs in 24 h by €49,255.3, (9.10 %). Fig. 5.

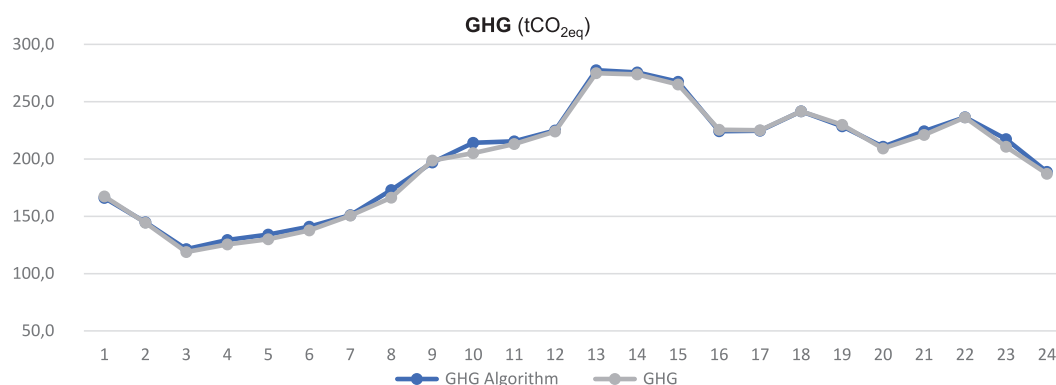


Fig. 3. Comparison of real GHG vs. estimated by the GHG Algorithm.

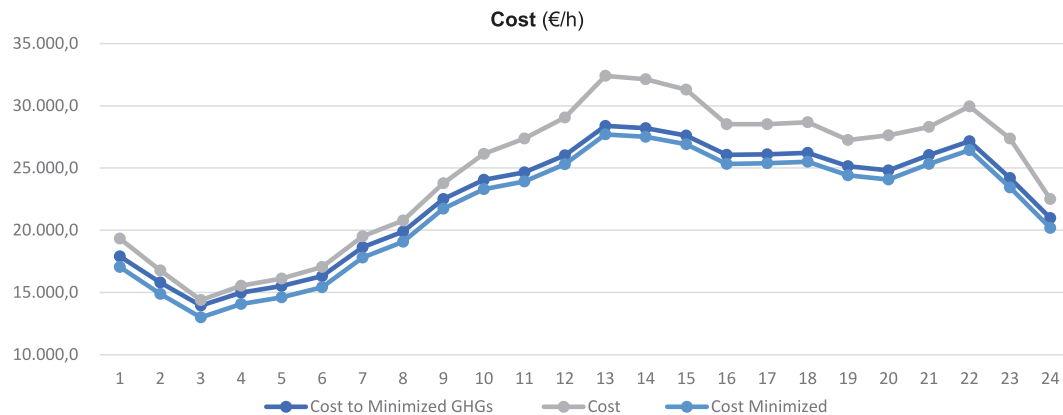


Fig. 4. Economic costs.

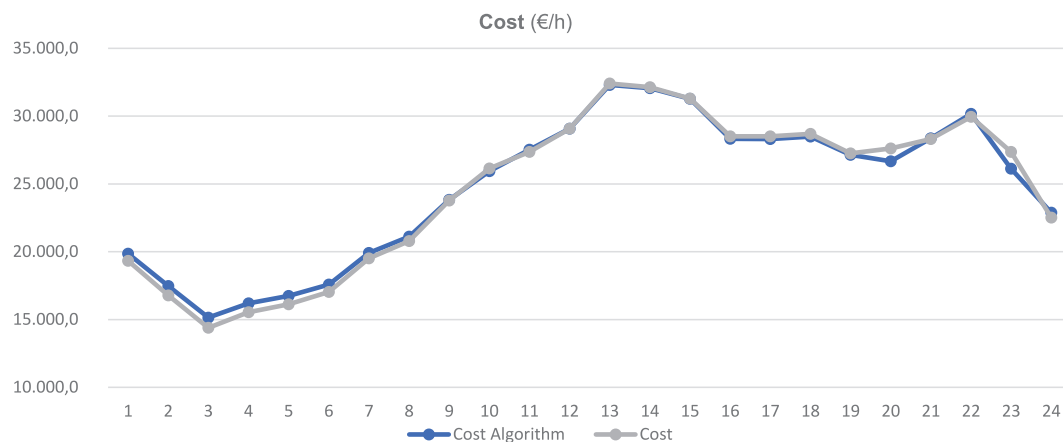


Fig. 5. Comparison of actual fuel consumed costs versus those estimated by the algorithm.

3.2.2. Model validation to minimize economic cost

To validate the model determined to find the minimum fuel consumption, the most economical and most profitable, simulations have been made with the method of the generalized reduced gradient of operating data of the production equipment and the differences between the algorithm and reality have been verified, estimating the percentage of deviation, all of which are less than 1.00 %. An example is the validation study that was carried out where the costs produced on August 17, 2021 were studied.

It has been verified that the actual costs on that day were €590,416.9 and those estimated by the algorithm were €592,532.9, which represents a 0.357 % deviation. Therefore, the tool for estimating the cost of fuel consumption is considered validated.

3.2.3. Combined solution. Application to minimise energy production costs and GHGs

Fig. 4, as already indicated, also shows a third curve: “Cost to Minimized GHGs”, with which the costs produced by the combination of equipment that produce lower GHGs have been represented. As you can see, it improves the costs of the real case, and equalizes the costs of the

best existing combination to minimize them. On the other hand, in Fig. 2, a third curve is also shown: “GHG for Minimized cost”, with this curve the GHGs produced by the combination of equipment that produces lower costs has been represented. As can be seen, it improves the GHGs of the real case, and equalizes the minimized GHGs.

4. Summary of applied methods

With all this, it is obtained, in summary, that the maximum daily cost savings in fuels in power production plants can be estimated for the day studied of approximately €85,000, if we choose exclusively to minimize the cost. And it has been obtained that the maximum daily decrease of GHGs in power production plants can be estimated to be approximately 388 tCO_{2eq} for the day studied, if we choose exclusively to minimize GHGs as shown in Table 5.

5. Discussion and conclusions

The algorithm represents a valid tool for the management of production teams, offering the optimal combination of these teams for the

Table 5

Result of GHG and Cost estimates for August 17, 2021 for different combinations of technologies.

Algoritmo	Real data	Real Combination of Technologies simulated with the algorithm		Combining technologies for get the Minimized Cost		Combining technologies for obtain the Minimized GHG	
	amount	amount	% Difference from Actual	amount	% Difference from Actual	amount	% Difference from Actual
GHG (tCO _{2eq})	4,781.0	4,828.3	0.979 %	4,442.7	−7.616 %	4,393.0	−8.833 %
Cost (€)	590,416.9	592,532.9	0.357 %	534,401.6	−10.482 %	541,161.7	−9.102 %

optimal optimisation of the variable in the studio. The algorithm and methodology have been employed to resolve the dual problem posed, with operations research serving as the precursor to programming. This mathematical tool has enabled us to develop our problem with continuous variables and linear constraints. Indeed, alternative methods have been employed to address these issues, which can be analysed or visualised. The graphical method is arguably one of the most expedient and transparent approaches to problem-solving. However, it is limited in its applicability to scenarios involving only two variables, a constraint that is seldom encountered in real-world contexts. This is where the relevance of both methods becomes apparent. The algorithm has been demonstrated to be effective even when the number of variables is high, as long as there is at least one variable. Consequently, it can be posited that the Simplex and GRG methods are capable of providing an optimal solution to the decision-making process, as they consistently identify the optimal value that maximises the target function. In the case under analysis, two individual solutions were obtained in accordance with the objective sought, and a third of compromise was also identified.

1. The optimal solution for the optimisation of production equipment in order to reduce costs was identified, resulting in a cost reduction of 9.102 %.
2. The optimal configuration of production equipment for the reduction of GHG emissions, resulting in a decrease in GHG of 8.833 %. The aforementioned methods have been demonstrated to markedly enhance the outcomes of the equipment combination selected by the production company.
3. Conversely, it has also served to seek a third compromise solution, which encompasses the two joint optimisations of cost and GHG, resulting in a superior compromise solution to that applied by the producing company. This solution comprises an alternative combination of equipment that offers the lowest economic cost, as illustrated in Fig. 4. This combination is comparable to the one that minimises GHGs the most, although it is slightly above this minimum. The GHG curve for the Minimised COST, represented in Fig. 2, shows that this combination of equipment produces GHGs that are well below those produced by the solution adopted by the producing company.

Funding

This research was cofunded by the INTERREG V-A Cooperation, Spain–Portugal MAC (Madeira-Azores-Canaries) 2014–2020 program, MITIMAC project (MAC2/1.1a/263).

CRediT authorship contribution statement

Juan Carlos Lozano Medina: Writing – review & editing, Writing – original draft, Visualization, Validation, Supervision, Software, Resources, Methodology, Investigation, Formal analysis, Data curation, Conceptualization. **Vicente Henríquez Concepción:** Visualization, Validation, Supervision. **Carlos A. Mendieta Pino:** Writing – review & editing, Writing – original draft, Visualization, Validation, Supervision, Investigation, Funding acquisition, Conceptualization. **Federico León Zepa:** Writing – review & editing, Validation, Supervision, Resources.

Declaration of Competing Interest

The authors declare the following financial interests/personal relationships which may be considered as potential competing interests: [Carlos Alberto Mendieta Pino reports was provided by University of Las Palmas de Gran Canaria. Carlos Alberto Mendieta Pino reports a relationship with University of Las Palmas de Gran Canaria that includes: employment. If there are other authors, they declare that they have no known competing financial interests or personal relationships that could have appeared to influence the work reported in this paper].

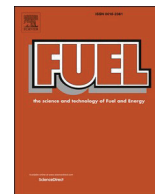
Appendix A. Supplementary material

Supplementary data to this article can be found online at <https://doi.org/10.1016/j.jksus.2024.103345>.

References

- Alekseyev, A.O., Alekseyev, O.G., Kiselev, V.D., 1990. Application of the resolving multipliers of the modified simplex method in problems of integer linear programming. *USSR Comput. Math. Math. Phys.* 30, 114–115. [https://doi.org/10.1016/0041-5553\(90\)90116-A](https://doi.org/10.1016/0041-5553(90)90116-A).
- Berna-Escriche, C., Vargas-Salgado, C., Alfonso-Solar, D., Escrivá-Castells, A., 2022. Can a fully renewable system with storage cost-effectively cover the total demand of a big scale standalone grid? analysis of three scenarios applied to the Grand Canary Island, Spain by 2040. *J. Energy Storage* 52, 104774. <https://doi.org/10.1016/j.est.2022.104774>.
- Ferreira, H.L., Garde, R., Fulli, G., Kling, W., Lopes, J.P., 2013. Characterisation of electrical energy storage technologies. *Energy* 53, 288–298. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2013.02.037>.
- Gkonis, N., Arsenopoulos, A., Stamatiou, A., Doukas, H., 2020. Multi-perspective design of energy efficiency policies under the framework of national energy and climate action plans. *Energy Policy* 140, 111401. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111401>.
- Gómez-Calvet, R., Martínez-Duart, J.M., Serrano-Calle, S., 2019. Current state and optimal development of the renewable electricity generation mix in Spain. *Renew. Energy* 135, 1108–1120. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.12.072>.
- Haggag, A.A., 1981. A variant of the generalized reduced gradient algorithm for non-linear programming and its applications. *Eur. J. Oper. Res.* 7, 161–168. [https://doi.org/10.1016/0377-2217\(81\)90277-0](https://doi.org/10.1016/0377-2217(81)90277-0).
- Hardt, M., Schraknepper, D., Bergs, T., 2021. Investigations on the application of the downhill-simplex-algorithm to the inverse determination of material model parameters for FE-machining simulations. *Simul. Model. Pract. Theory* 107, 102214. <https://doi.org/10.1016/j.simpat.2020.102214>.
- Kasprzyk, G.P., Jaskula, M., 2004. Application of the hybrid genetic-simplex algorithm for deconvolution of electrochemical responses in SDSL method. *J. Electroanal. Chem.* 567, 39–66. <https://doi.org/10.1016/j.jelechem.2003.11.060>.
- Katsaprakakis, D.A., 2016. Hybrid power plants in non-interconnected insular systems. *Appl. Energy* 164, 268–283. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.11.085>.
- Kennedy, N., Miao, C., Wu, Q., Wang, Y., Ji, J., Roskilly, T., 2017. Optimal hybrid power system using renewables and hydrogen for an isolated island in the UK. *Energy Procedia* 105, 1388–1393. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.03.517>.
- Lobato, E., Sigrist, L., Rouco, L., 2017. Value of electric interconnection links in remote island power systems: the Spanish canary and balearic archipelago cases. *Int. J. Electr. Power Energy Syst.* 91, 192–200. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2017.03.014>.
- Lozano Medina, J.C., Mendieta Pino, C.A., Ramos Martín, A., León Zepa, F., 2024a. A case study of a reverse osmosis based pumped energy storage plant in canary islands. *Water (basel)* 16. <https://doi.org/10.3390/w16040515>.
- Lozano Medina, J.C., Perez-Baez, S., Leon-Zerpa, F., Mendieta-Pino, C.A., 2024b. Alternatives for the optimization and reduction in the carbon footprint in island electricity systems (IESs). *Sustainability* 16. <https://doi.org/10.3390/su16031214>.
- Mathur, K., Solow, D., Domínguez Reyes, A.C., Torre Marina, J.A., 1996. *Management science: the art of decision making. Investigación de operaciones: el arte de la toma de decisiones*. Prentice Hall, Englewood Cliffs, N.J.
- Msabawy, A., Mohammad, F., 2021. Continuous sizing optimization of cold-formed steel portal frames with semi-rigid joints using generalized reduced gradient algorithm. *Mater. Today: Proc.* 42, 2290–2300. <https://doi.org/10.1016/j.matpr.2020.12.318>.
- Papadopoulos, A.M., 2020. Renewable energies and storage in small insular systems: potential, perspectives and a case study. *Renew. Energy* 149, 103–114. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.12.045>.
- Paspatis, A.G., Fiorentzis, K., Katsigiannis, I., Tsikalakis, A., Karapidakis, E.S., Thalassinakis, E.J., Gigantidou, A., 2023. Assessment of the required running capacity in weakly interconnected insular power systems. *Electr. Pow. Syst. Res.* 221, 109436. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2023.109436>.
- Qiblawey, Y., Allassi, A., Zain ul Abideen, M., Bañales, S., 2022. Techno-economic assessment of increasing the renewable energy supply in the Canary Islands: The case of Tenerife and Gran Canaria. *Energy Policy* 162, 112791. doi: 10.1016/j.enpol.2022.112791.
- Qiu, R., Liu, C., Cui, N., Gao, Y., Li, L., Wu, Z., Jiang, S., Hu, M., 2022. Generalized Extreme Gradient Boosting model for predicting daily global solar radiation for locations without historical data. *Energy Convers. Manag.* 258, 115488. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2022.115488>.
- Ríos-Insua, S., Gallejo, E., Jiménez, A., Mateos, A., 2006. A multi-attribute decision support system for selecting intervention strategies for radionuclide contaminated freshwater ecosystems. *Ecol. Model.* 196, 195–208. <https://doi.org/10.1016/j.ecolmodel.2005.11.034>.
- Sigrist, L., Lobato, E., Rouco, L., Gazzino, M., Cantu, M., 2017. Economic assessment of smart grid initiatives for island power systems. *Appl. Energy* 189, 403–415. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.12.076>.
- Vargas-Salgado, C., Berna-Escriche, C., Escrivá-Castells, A., Alfonso-Solar, D., 2022. Optimization of the electricity generation mix using economic criteria with zero-emissions for stand-alone systems: case applied to Grand Canary Island in Spain. *Prog. Nucl. Energy* 151, 104329. <https://doi.org/10.1016/j.pnucene.2022.104329>.

6.5.- Título 4: *“Bioethanol from canary banana waste as an energy source to reduce the carbon footprint of island electricity systems”*



Full Length Article

Bioethanol from canary banana waste as an energy source to reduce the carbon footprint of island electricity systems

Juan Carlos Lozano Medina, Vicente Henríquez Concepción, Carlos A. Mendieta Pino^{*}, Federico León Zerpa

University of Las Palmas de Gran Canaria, Spain

ARTICLE INFO

Keywords:

Canarian banana
Bioethanol
Energy policy
Renewable energy
Island electricity systems (IESs)

ABSTRACT

Energy sovereignty and carbon footprint mitigation are challenges faced by island electricity systems (IES), along with the promotion of renewable generation systems. One of the aspects that can improve this is the development of specific actions in the recovery of agricultural waste as biofuels. Among them, the banana residue stands out, as it is the majority in agricultural production in the Canary Islands. On the other hand, biofuels are alternatives to fossil fuels that contribute to reducing greenhouse gas emissions. This article studies the potential of waste, the transformation of the existing sugars in the fruit waste of the Canarian banana to transform it into a 100% renewable fuel, bioethanol and, therefore, the environmental impact that it has on banana production, its new carbon footprint.

1. Introduction

Island Electrical Systems (IES) [1–3] in particular, the Canary Islands electricity system suffers from a low penetration of renewable energies [4,5], which has led to a low mitigation of the carbon footprint in electricity generation compared to the national mainland and has led to studies [4] in which the possibility of diversification of the energy mix with a greater penetration of renewable energies with the introduction of variables such as hydroelectric energy storage systems is highlighted [5], or by the application of alternative fuels from other fossil sources but with a lower emission of greenhouse gases [4]. Currently the consumption of renewable energies in the Canary Islands is far from the European targets, the reality of the Canary Islands is that the percentage of consumption of renewable energies is currently set at 19.0 %, [6] he Canary Islands depend on the outside world since, of renewable energy sources, wind, solar, hydroelectric, oceanic, geothermal, biomass and biofuels, only wind and solar have a place [7,8]. And based on these two, wind and solar, the consumption of fossil fuels is gradually decreasing, but very slowly. Thus, fuel inputs to the Canary Islands for consumption have been decreasing since 2017 with 7.1 million tonnes, compared to 3.5 million tonnes in 2020. It is worth noting the weight of diesel in the Canary Islands, which accounted for 43.57 % of consumption, and fuel oil, which accounted for 31.27 % of consumption in 2020 [6] (Table 24).

On the other hand, the evolution of greenhouse gas emissions in the Canary Islands, by category, indicates a decrease from 2005 with emissions of 17.6 million tCO_{2eq} to 2019 with emissions of 13.0 million tCO_{2eq}, which represents a decrease from 2005 to 2019 of 25.9 %. Specifically in agriculture, this value has been fluctuating, obtaining, according to date, its maximum in 2001 with 299,520.0 tCO_{2eq}, and its minimum in 1991 with 180,850.0 tCO_{2eq}. In 2019 its value was 187,400.0 tCO_{2eq}, which represents a decrease of 37.4 % from 2001 to 2019. (Appendix, Table 25) [6]. Ideas and initiatives to stop, even partially, this pollution problem require global solutions [9], or as the European Union points out [10,11] region-specific solutions. Among others, (a) elimination or partial substitution of fossil fuels with less polluting fuels, (b) partial substitution of fossil fuels with alternative fuels, such as biofuels or synthetic fuels, e-fuel, with zero net pollutant emissions, zero net tCO_{2eq}, (c) increasing the use of renewable energies, (d) use of 100 % biodegradable products, (e) recovery of waste, etc. Both in continental areas [9], as in island environments and specifically in the Canary Islands, there are specific actions that can help achieve the environmental objective, such as the recovery of agricultural waste and its contribution to the environment, and specifically the recovery of bananas. Globally, bananas represent the most important fruit crop in the world [9], Generating each ton of bananas produced, 2.13 tons of waste are generated [12,13]. It is the most exported fresh fruit in the

^{*} Corresponding author.

E-mail addresses: juancarlos.lozano@ulpgc.es (J. Carlos Lozano Medina), vicente.henriquez@ulpgc.es (V. Henríquez Concepción), carlos.mendieta@ulpgc.es (C.A. Mendieta Pino), federico.leon@ulpgc.es (F. León Zerpa).

<https://doi.org/10.1016/j.fuel.2024.131848>

Received 11 March 2024; Received in revised form 26 April 2024; Accepted 7 May 2024

Available online 17 May 2024

0016-2361/© 2024 The Author(s). Published by Elsevier Ltd. This is an open access article under the CC BY license (<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

world in terms of volume and value [9]. This fruit grown in tropical regions is considered a fast-growing perennial crop that can be harvested year-round. Its production is essential to the economies of many developing countries. As a staple food, bananas contribute to food security and given their sales in local markets, provide income and employment and as an export commodity contribute to the economies of many countries [9,14]. Worldwide, 113,212,452 tons of bananas are produced per year. India is the largest banana producer in the world with a production volume of 29,124,000 tons per year, China ranks second with an annual output of 13,324,337 tons [14]. As indicated in the canary statistics, from the Agriculture and Fisheries Department of the Government of the Canary Islands [15], the total agricultural generation for the Canary Islands meant a production of 918,037.60 tons for the year 2020, with Banana productions standing out with 420,144.10 tons, which represents 45.77 % of the total, followed by Potatoes with 7,8150.7 tons, which represents 8.51 % of the total, and Tomatoes with 65,389.90 tons, which represents 7.12 % of the total. Almost 50 % of the agricultural production of the Canary Islands in 2020 was based on bananas, (Annex, Table 26), which leads to a high production of agricultural residues in banana production, specifically for the year 2020, it turned out to be 36,765.3 tons, which represents 8.75 % of the marketed production. The Canary Islands are one of the world’s largest producers of bananas, and of the *Musa Acuminata Colla* (AAA) species, Cavendish variety (Fig. 1). In 2021, there was a cultivation area of 8,666 ha in which approximately 412,000 tonnes of bananas were produced per year, which are conditioned and packaged in 95 packing centres located in the Canary Islands [15]. Around 90 % of this production is transported to the Peninsula where they undergo a forced maturation process prior to marketing, with an average production in the last 5 years, 2017 to 2021, of 415,337.32 tons per year used for export worldwide. Of this annual production there is a percentage of bananas that is not marketed and that can be subject to their valorization, specifically it is an average in recent years, from 2017 to 2021, of approximately 30,000.00 tons/year. This waste of the Canary Islands banana can and should be studied for its recovery as a biofuel [12]. This would lead directly to a reduction in discharges and transports of discharges and, therefore, consequently, a reduction in the carbon footprint (see Tables 1–2).

With the valorization of banana waste, and taking advantage of its potential in sugar, several objectives can be promoted [16]:

- a) From its commercialization as such.
- b) Its transformation into bioethanol.
- c) The transformation of bioethanol into MEA (monoethanol amine) for commercialization.
- d) The use of MEA for CO₂ capture.
- e) And even CO₂ capture and production of synthetic fuels, net CO₂ emissions, net zero tCO_{2eq}, efuel.



Fig. 1. Canary island banana fruit plantation.

Table 1
Canary Island Banana and American Banana. Emissions per kg of product.

	Banana from the Canary Islands (Muse Sharp Glue)	Banana America(Musa cavendish,...)
CO ₂ emission	195.00 g	1000.00 g

Source: [26].

Table 2
Canary Island Banana and American Banana. Organoleptic comparison per kg of product.

	Canary Island Banana (Musa acuminata colla)	Banana Americana (Musa cavendish,...)
Carbohydrates	22.40 g	26.20 g
Starch	8.50 g	18.00 g
Total Sugars	14.10 g	8.40 g

Source: [24].

Of all this, its transformation into bioethanol represents the most applicable renewable biofuel [17] with more applicable [18], in disposable aspects such as transportation [19] between biological processes such as anaerobic digestion (AD), fermentation [20], among others as a basis for the generation of biofuel [21] from waste [22,23]. Specifically, this article proposes to estimate the potential of transformation of the existing sugars in the waste of the Canarian banana to transform it into a 100 % renewable fuel, bioethanol, and it is also proposed to study because of the production of bioethanol, the environmental impact that its new carbon footprint has on banana production. The novel aspect is based on the inventory and potential for conversion of the discarded fruit part and its use into biofuel [16,18] Unlike other studies such as [13,19,20,22] which focus on the woody part of the plant and, because of this valorization, the reduction of the carbon footprint of the cultivation and marketing of the Canarian banana. The ethanol obtained would be a renewable fuel of biological origin, from sugary or starchy substances, bioethanol, and also complies, as it cannot be otherwise, with the regulations on this type of renewable fuels: the speed of consumption is comparable to the speed of production, there is no depletion, since it is produced continuously, the CO₂ emitted into the atmosphere by combustion was captured from it in a nearby previous period, so there are no net CO₂ emissions contributing to the mitigation of the carbon footprint.

2. Materials and methods

2.1. Methodology

The conditions for ensuring the renewability of renewable fuels are:

- Energy balance: Do not consume non-renewable energy for its production.
- Environmental balance: Do not generate more emissions than are avoided, nor other impacts (soil, biodiversity, etc.).
- Economic balance: Production costs must be comparable to those of conventional ones, at least in the long term.

To this end, the following parts of the process are identified (Fig. 2):

- Modelling of the Canarian banana, where all the variables that affect the Canarian banana are established and the variables that directly influence this valuation are studied, the species and characteristics of the Canarian banana, where the banana is physically characterised, the parts of the fruit, percentage by weight, where the parts of the fruit that are recoverable are differentiated, the time of use of the banana fruit, where the time of recovery is characterized and the sugar content is examined, the sugar content and type are characterized,
- Context of the Canary Islands banana production, estimation of the tonnes of bananas potentially recoverable, in this section a study of the annual productions of recent years is made and the starting units for the calculation of the recovery are established.
- Estimation of the potential tonnes of sugar that can be obtained by the valorisation of the Canarian banana.
- Bioethanol from Canarian bananas, where the annual production of bioethanol from banana waste is estimated,
- Energy and environmental impact of bioethanol produced from bananas in the Canary Islands, where the reduction in fossil fuel consumption in the automotive industry due to the inclusion of bioethanol in automotive fuels, E10 gasoline, and its environmental impact in the Canary Islands, is once again estimated,
- Carbon footprint, where the new carbon footprint is studied with and without recovery.

2.2. Modelling of the Canarian banana

In this section, the variables for the modelling of the Canarian banana are studied and defined. These variables (Fig. 3) define and characterize the cultivated banana, its characteristics, the production process, its economic performance and its influence on the environment. They affect the type of species and the characteristics of the Canarian

banana, differentiate the parts of this fruit due to their different sugar contents, establish and differentiate the time of use of the banana fruit, since depending on this time variable, the sugar contents vary, and determine the sugar contents and types. These variables also have an impact on banana production and its productive and economic performance. Some variables can be controlled to some extent, such as the variables that define physical characteristics, the variables that characterize production, marketing and distribution, production and the impact on the environment. Other variables are more difficult to control, but they have an expected inertia and evolution known in advance, such as market prices and expected revenues from marketing. These variables would be:

2.2.1. Species and characteristics of the Canarian banana

The Canarian banana (*Musa acuminata* Colla AAA, Cavendish variety) and the banana (*Musa cavendish* and its various varieties) are almost the same fruit which, depending on the place, takes different names but with differences in composition (Fig. 4) [24,25]. These characteristics are shown in the following figures and tables:

2.2.2. Parts of the fruit, percentage by weight

Banana fruit must be distinguished and differentiated between two parts, the edible part of the banana, the banana pulp (P) and the banana peel (C). Such differentiation is important as their sugar content is different.

As referenced [25], as well as [27], banana peel is a valuable source of bioactive compounds and makes up between 30 % and 40 % of a banana fruit, so our goal is to valorize the edible part of the banana and its peel. This data was corroborated by laboratory experimentation. In more than 60 samples weighed in the laboratory, an average of 36 % was obtained. But as will be seen in later sections, given the little difference in sugar content between the two parts of the fruit, this data is not so relevant.

2.2.3. Moment of valorization of banana fruit (CP)

It is also necessary to distinguish and differentiate the sugar composition of bananas at the time of marketing, which is different from that of the time of possible recovery of the banana.

The first stage of ripening shows a banana with a green color that betrays that it is not ripe and, therefore, has little sugar. In this state, bananas are loaded with starch. A green banana has a lower glycemic index.

The second phase of ripening of the fruit shows a color that betrays that the banana is underripe, in this phase it has a high fiber content and little sugar. It has a higher glycemic index, has less starch to break down.

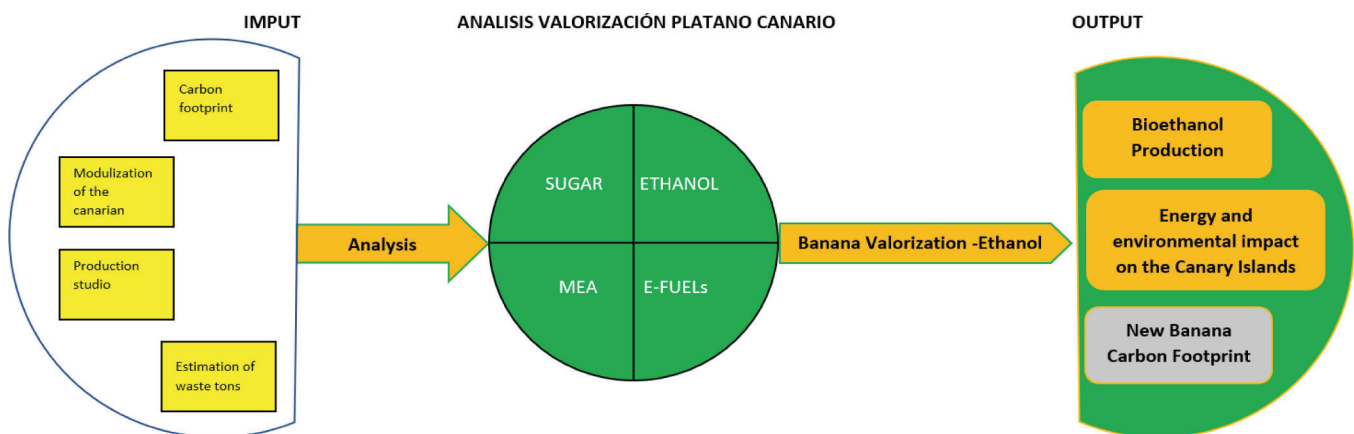


Fig. 2. Methodology.

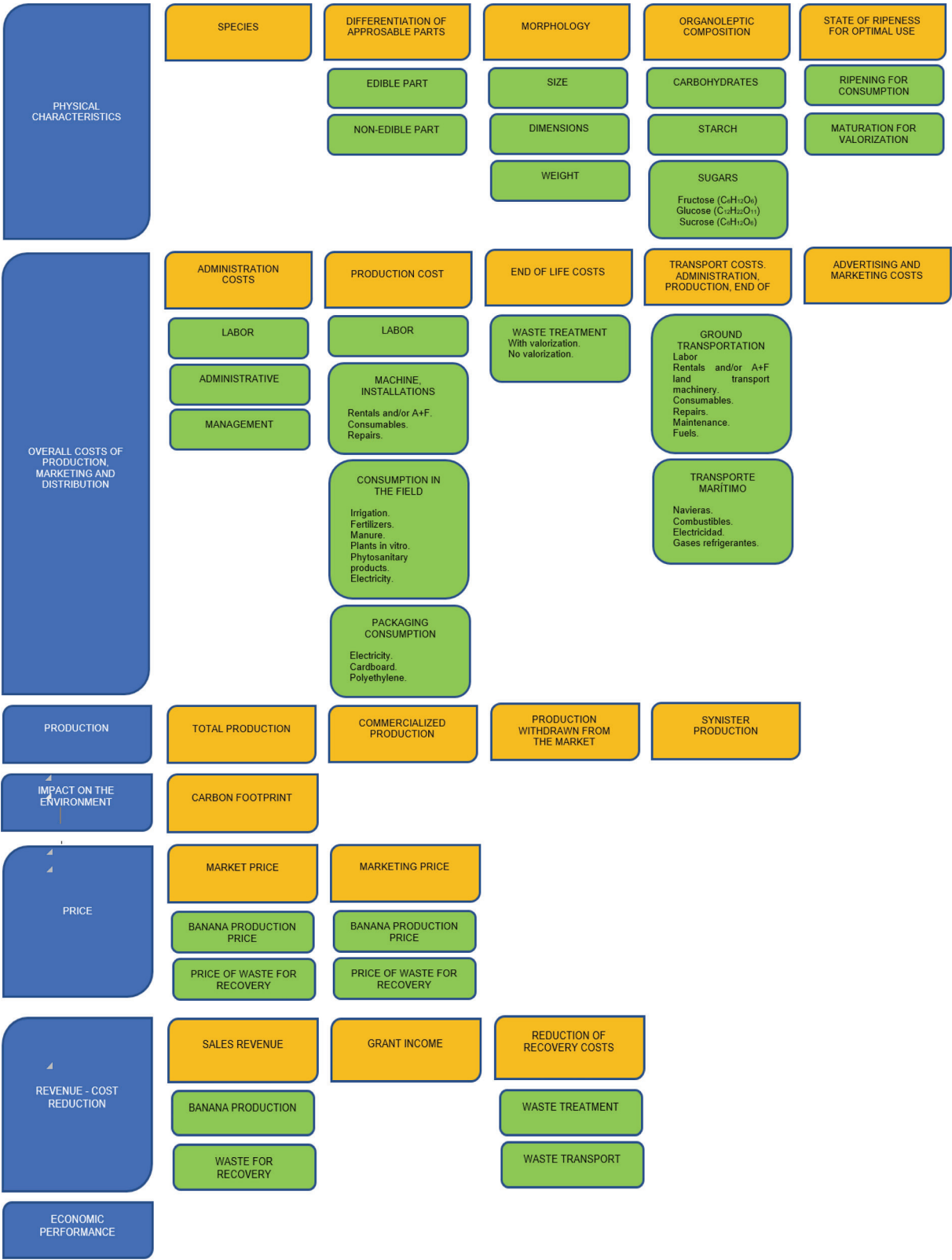


Fig. 3. Variables for modelling.

In the third phase, the banana is ripe, which can be considered optimal for consumption, but not for recovery. It shows a yellow color with no brown spots and is characterized by a higher antioxidant load and a good fiber content.

In the fourth phase, it is a very ripe banana, which is characterized by several brown spots. In this phase, the sugar content of the fruit increases in parallel with the number of brown spots. In the last phase, a banana appears completely brown, i.e. it is overripe. In this phase, the fruit has the highest sugar and fiber

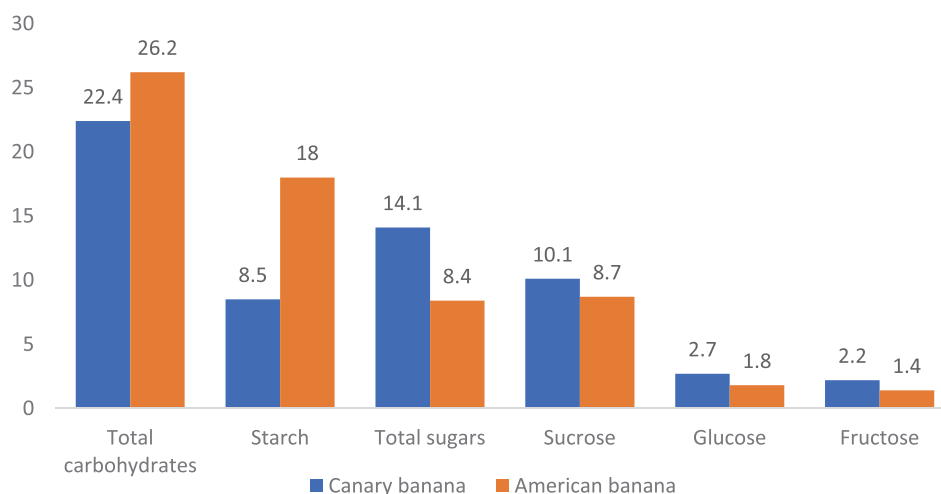


Fig. 4. g/100 g edible portion [24].

content. The starch has been converted to sugar and the chlorophyll has been broken down due to the deterioration of the chloroplasts, causing the level of antioxidants to increase significantly. This is the optimal phase for its valorization.

2.2.4. Sugar content

At this point, it is a question of quantifying the global sugar producing potential of bananas, fruits and peels at the time of recovery.

2.2.4.1. Regarding the pulp of the banana (P). The Canarian banana (*Musa Acuminata* Colla, Cavendish variety) has a composition high in sugars and starches. This makes it attractive to use for sugar production or fermentation. The detailed carbohydrate composition of the Canarian banana, grams per 100 g of banana, determined by the Luff-Schrool volumetry method, is as shown below (17.83 %):

This analysis of the composition of the banana carried out by Asprocan is at the optimal time of marketing and consumption, this sugar content is different from the sugar content at the time of valorization, i.e. ripe banana. That study is shown below.

As referenced in [29], The average composition of ripe bananas includes NSP, which can be divided into water-soluble (1.07 g/100 g) and insoluble (1.68 g/100 g) polysaccharides, starch (3.47 g/100 g), soluble sugars (sucrose, 15.20 g/100 g, glucose, 2.34 g/100 g, fructose, 1.98 g/100 g) and water (70.93 g/100 g), also referenced in the [30]. The soluble sugar fraction in ripe bananas is appreciable, representing more than 19 % of the total fruit mass (19.52 %):

2.2.4.2. As for the banana peel (C). Banana peel accounts for between 30 % and 40 % of the weight of bananas, 35 % by weight on average of the overall banana fruit. There are different possible processes for an extraction of sugars from banana peel, by dilution in water with previous crushing of the banana peel 0.2 g of sugar is obtained for each gram of processed banana peel and the total sugars obtained was 6.1252 g/L of dilution, similar tests have been carried out and published [30], The sugar composition obtained for banana peels is close to 20 % (19.99 %):

2.3. Context of Canarian banana production, estimation of the tons of potentially recoverable bananas

As mentioned above, the Canary Islands are one of the world's greatest powers in the production of bananas, specifically the banana fruit of the *Musa Acuminata* Colla species, Cavendish variety. With a high volume of banana production in the Canary Islands, in the last three years this has been 430,023,156 kg in 2020, 411,732,930 kg in 2021 and

349,094,225 kg in 2022. As can be seen, the production of the year 2022 has been dragging the consequences of the pandemic that has a belated impact on the crops and their productions. Therefore, it is not a characteristic reference year. Due to the high production volumes of Canarian bananas, large quantities of non-marketed bananas have been generated. They are the bananas that have been damaged and the bananas that have been recalled. Bananas are not included in this quantification of production, as this quantification does not take into account damaged units, or discarded units, as is evident. The production of bananas is inevitably accompanied by the generation of large quantities of banana waste (damaged bananas), this is basically due to overripening, damage to the product, etc., in short, due to non-compliance with the minimum quality requirements required for its commercialization. They are divided into two categories, the extra category and the first category. These requirements are for the extra category:

And for the first category the requirements are:

Bananas withdrawn from the market are included in this quantification, this cause is due to the fact that, even if they meet the minimum quality requirements, they are not marketed due to various interests such as price adjustment, low profitability, etc., playing with the tons placed on the market to obtain the best return.

The following tables show the production of bananas by islands, the quantities damaged and the quantities withdrawn from the market.

All this means that the sum of the tonnes of bananas damaged and the bananas withdrawn from the market is:

What it means as a percentage of the actual production (production that was actually marketed):

All this indicates that the annual average from 2017 to 2021 of tonnes of bananas damaged and withdrawn from the market is about 30,000 tonnes of bananas per year. This will be our working figure: 30,000 tonnes of bananas per year, which represents 7.34 % of net production, i.e. the production actually marketed.

2.4. Estimation of the potential tonnes of sugar that can be obtained by the valorisation of the Canary Islands banana

Unifying the data on the peel and pulp of the banana of this species in its optimum state of ripeness for valorization and for a working figure of 30,000 tons of bananas per year, the potential sugars that can be obtained from the banana peel and the edible fruit are:

Therefore, the potential banana sugar producer for a working figure of 30,000 tonnes of bananas per year is set at 5,906.40 tonnes of sugar per year (see Figs. 5–6).

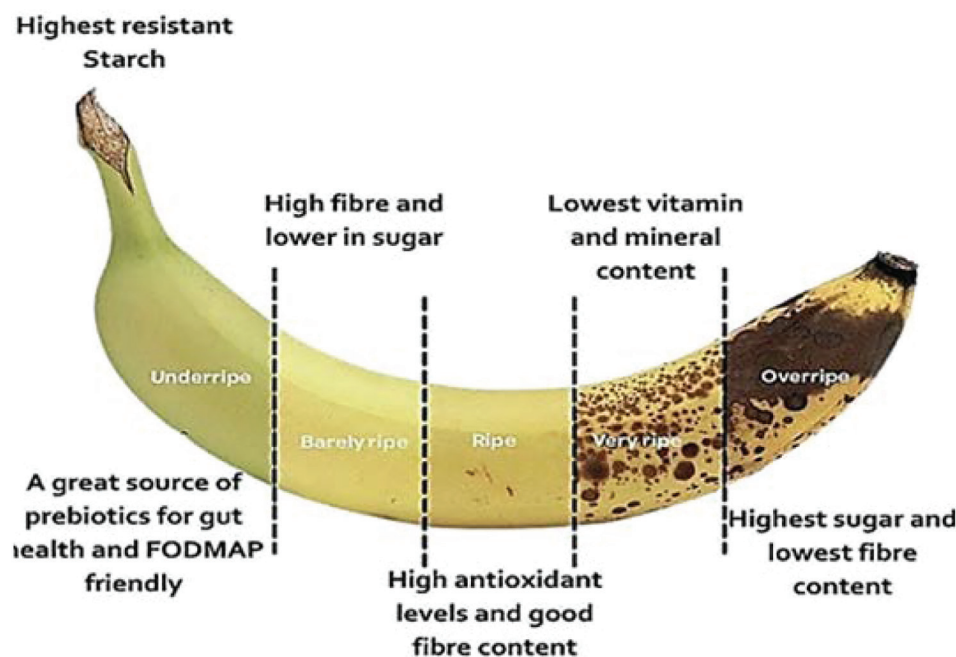


Fig. 5. Maturation stages [26].

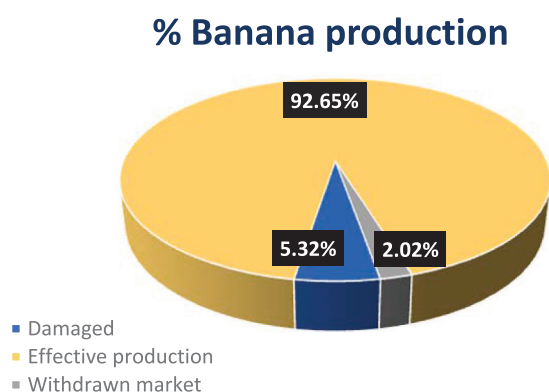


Fig. 6. Distribution of banana production according to use [26,28].

2.5. Bioethanol from the Canarian plátano

2.5.1. Energy alternatives from bananas

The possible results that may result from the valorisation of non-marketed banana fruit vary, from the most immediate, such as obtaining sugar, to more complex ones such as obtaining by-products from bananas or their sugars, such as ethanol, MEA, etc., or even the production of energy [31,32]:

- Sugar marketing.
- Transformation of banana waste into ethanol. This ethanol production could be used as a fuel that would help decrease the use of fossil fuels, or their commercialization for different uses.
- Transformation of ethanol into MEA (mono ethanol amine) for commercialization.
- Use of MEA for CO₂ capture.
- CO₂ capture and production of synthetic fuels, net zero CO₂ emissions, e-fuels.

2.5.2. Bioethanol

In 2019, 50 % of the ethanol produced was corn, followed by wheat (25 %) and sugar (14 %).

99 % of the bioethanol manufactured in Europe has been made with raw materials grown in Europe. As already mentioned, Bioethanol is a renewable fuel produced from waste or sustainable crops, provides undoubted environmental improvements and contributes to the development of the rural economy. Its physico-chemical characteristics make bioethanol the ideal fuel to replace gasoline in Otto cycle engines [33].

- It does not require a breakthrough technology, it is a real alternative that is easy to implement and profitable for the user.
- There is no need for investment in new supply infrastructure and the starting point is the engine technology that exists today.
- It contributes to energy diversification, the environment and the economic development of the country (agricultural and industrial).
- It decreases fossil fuel imports and helps prevent rural depopulation.

2.5.3. Bioethanol used as fuel

2.5.3.1. Bioethanol B-10. Fuel with an ethanol concentration of 10 %.

Bioethanol, in addition to being a renewable fuel, is very efficient in combustion engines. This increase in efficiency and better combustion reduces consumption, but also helps to improve harmful emissions. Just by going from E5 to E10, NO_x is reduced by 34 %, particulate matter by more than 90 % and hydrocarbons by 60 %, with E85 the improvements would be greater. The more ethanol that is blended with gasoline, the greater the benefits. Commercially available gasoline vehicles built after 2000 can run on a blend of gasoline and bioethanol up to 10 %, also known as E10 gasoline. The E10 can be used in approximately 90 % of all petrol cars in the current fleet.

2.5.3.2. Bioethanol B-85. Fuel with an ethanol concentration of 85 %.

Bioethanol can also be used in higher concentrations. A blend of 85 % ethanol and the rest gasoline, called E85, is widely available in Sweden, France, Germany, and more sporadically in Hungary, Austria, the Netherlands, and Spain. The E85 reduces emissions of CO₂, CO, particulate matter and provides significant reductions in emissions of many harmful toxicants, including benzene, a known human carcinogen. E85 requires “flex-fuel vehicles” (FFVs), which can run on E85, gasoline, or any mixture of both, without the need for separate fuel tanks. In 2003, Brazil was the first to introduce FFV, and today they account for more

than 90 % of new car sales in that country. Converting a current gas-powered car to an FFV car is simple and economical. Unfortunately, Europe is lagging behind and must significantly improve its infrastructure to enable further deployment of the E85.

2.6. Carbon footprint of the Canarian plantain

The product's carbon footprint is the total amount of greenhouse gas (GHG) emissions generated in each of the phases of the product's life cycle (from the extraction of the raw materials that compose it to the destination to the abandonment of the product). There are currently various standards, references and guides for the calculation of the Carbon Footprint of products, both general and sectoral, promoted by various public or private institutions of recognized prestige. For example, PAS 2050, GHG Protocol, ISO 14067, International Wine Protocol, etc.

Product/service verifications for the measurement of the Carbon Footprint can be of four types:

- a) Calculated CO₂: certifies the veracity of the calculation of the Carbon Footprint of a product/service, i.e. the set of Greenhouse Gas (GHG) emissions generated by a product/service throughout its life cycle.
- b) Reduced CO₂: the organization has to demonstrate that its product/service has been reduced compared to the previous year and its right to use is granted annually.
- c) CO₂ Offset: In this case, the offset emissions in pollution sinks are calculated, which will be subtracted from those calculated in the product/service carbon footprint.
- d) Carbon Neutral: the carbon footprint is calculated with internationally recognised benchmarks, and following the hierarchical order, an Emissions Reduction Plan is carried out, and residual emissions are offset through recognised compensation mechanisms. In this case, the current reference is the PAS 2060:2014 Standard (ISO standard under development).

2.6.1. Calculation of the carbon footprint of bananas

The purpose of this study is to show the calculation of the CO₂ emissions of 1 kg of Canary Island Bananas. Differentiated whether or not there has been valorization in a part of the production that is not marketed and that is not exported to the Peninsula. The aim is to differentiate the recovery of the damaged banana and the banana withdrawn from the market in the carbon footprint of the banana. And, as indicated, approximately 30,000 tons of bananas (7.34 % of net production) are withdrawn from the market, 21,671.45 tons due to claims and 8,239.70 tons due to market needs. By valorizing them and taking them out of the chain, out of the life cycle, it has an impact on the carbon footprint in two different ways:

- a) In the case of the damaged banana, it has an impact on the life cycle from the moment its evolution in the cycle is interrupted by declaring a loss. Normally, it is declared a loss when it does not pass the first quality controls, i.e. in the early stages, mostly in the field and packaging.
- b) In the case of bananas withdrawn from the market due to the needs of that market, it has an impact on the life cycle from the moment its evolution in the cycle is interrupted, forced by the needs of the market, this normally happens with bananas in their intermediate stages, packaging and distribution and ripening mostly.

The table below shows the total productions and the percentage impact.

With all this, the total production of bananas, including those damaged and withdrawn from the market, Total Production (3), is 437,008.37 tons per year on average, from 2017 to 2021, and as already indicated, the quantities of bananas damaged 21,671.45 tons per year on

average, from 2017 to 2021 and bananas withdrawn from the market 8,239.70 tons per year on average, from 2017 to 2021. This represents 4.96 % and 1.89 % of total production respectively. If these percentages are analysed on net production, Total Production (2), That is, the one that really comes out badly in the market, 407,097.62 tons per year on average, from 2017 to 2021, the percentages of quantities of bananas damaged and bananas withdrawn from the market represent 5.32 % and 2.02 % of the total net production respectively.

2.6.2. Overview & scope

2.6.2.1. Purpose of the study. The purpose of this study is to show the calculation of the CO₂ emissions of 1 kg of Bananas from the Canary Islands for export to the Peninsula (financial year 2021) and its modification taking into account the valorization of the banana that is analyzed here. The calculation of the carbon footprint has been carried out following the standard for the quantification and reporting of the life cycle of products developed by the experts of the GHG Protocol. Following this standard, firstly, the functional unit of reference for the study is defined, as well as the limits and scope of the system. The activity data for each of the stages and the corresponding emission factors are then collected, and the inventory of GHG emissions is carried out.

2.6.2.2. Definition of the product studied. The Canary Island Banana is the fruit of the *Musa acuminata* Colla (AAA) species, Cavendish variety, grown in the Canary Islands Archipelago and intended for fresh consumption. In 2021, there was a cultivation area of 8,666 ha in which approximately 412,000 tonnes of bananas were produced per year, which are conditioned and packaged in 95 packing centres located in the Canary Islands. Around 90 % of this production is transported to the Iberian Peninsula where it undergoes a forced maturation process prior to being marketed.

2.6.2.3. Definition of the functional unit. As a functional unit for calculating the carbon footprint, 1 kg of Canary Island bananas exported to the Peninsula for fresh consumption is taken. The reference flow is the volume of bananas marketed in the year under study, of which approximately 90.7 % were marketed on the mainland market.

2.6.2.4. Inventory type. The cradle-to-grave inventory accounts for emissions from the sourcing of raw materials and the manufacture of the inputs used to the waste management of the product under study.

2.6.2.5. Inventory date and version. This study corresponds to version 4.0 of the GHG inventory of the Canary Islands Banana prepared during the year 2022 for the financial year 2021 [26].

2.6.2.6. Methodological changes compared to other versions. In the third version of the GHG inventory of the Canary Islands Banana (prepared in 2018 for the 2016 financial year) we worked with primary and secondary activity data, as well as with assumptions or estimates by experts. In this fourth version, we have sought to work with a greater number of primary data, also increasing the sample size to obtain more representative mean values. In this version, the emission factor of the electricity mix of the marketers provided by the Ministry of Ecological Transition and Demographic Challenge has been taken, as it is considered to be more real than the emissions to the generation provided by Red Eléctrica used in previous versions.

2.6.3. System limits

2.6.3.1. Life cycle. The cultivation of the Canary Islands Banana has a production process that consists of the following phases that can be grouped into four stages:

Field stage: Fertilization phases, Irrigation, Tillage, Transport to packaging.
Packaging Stage: Processing and packaging phase.
Distribution and maturation stage: Phase of land transport to port of departure on the islands, Sea transport to the peninsula, Land transport on the peninsula, Maturation.
Use and end of life: Consumption phase, Transport, Waste management.

The emissions of each of the stages of the life cycle of the Canary Islands Banana are as follows:

- Field stage: Emissions from the manufacture and transport of inputs, Energy consumption: electricity and fuels used for the operation of tillage equipment, irrigation, irrigation water treatment and desalination, Soil emissions from the application of fertilizers, Fuel consumption of vehicles during transport to packaging.

- Packaging stage: Electrical energy consumption for the operation of equipment and cold rooms, Emissions from the manufacture and transportation of packaging materials.
- Distribution and maturation stage: Replenishment of refrigerant gases from refrigerated containers during transport to the mainland market (packaging-final market), Emissions during maturation (ethylene and energy consumption), Fuel consumption of vehicles during transport to the mainland market: by land, from packaging to port, by sea, from port in the Canary Islands to mainland port and by land, from mainland port to distribution centres.
- Use and end-of-life: Fuel consumption of vehicles during the transport of waste to the manager, Emissions during the end-of-life of product waste.

2.6.3.2. *Field map. Process map of the life cycle of Canary Islands bananas without valorization.* It is shown in Fig. 7, Process map of the life cycle of the Canary Islands Banana without considering valorization:

Exclusions. The processes that have been excluded from the inventory are as follows:

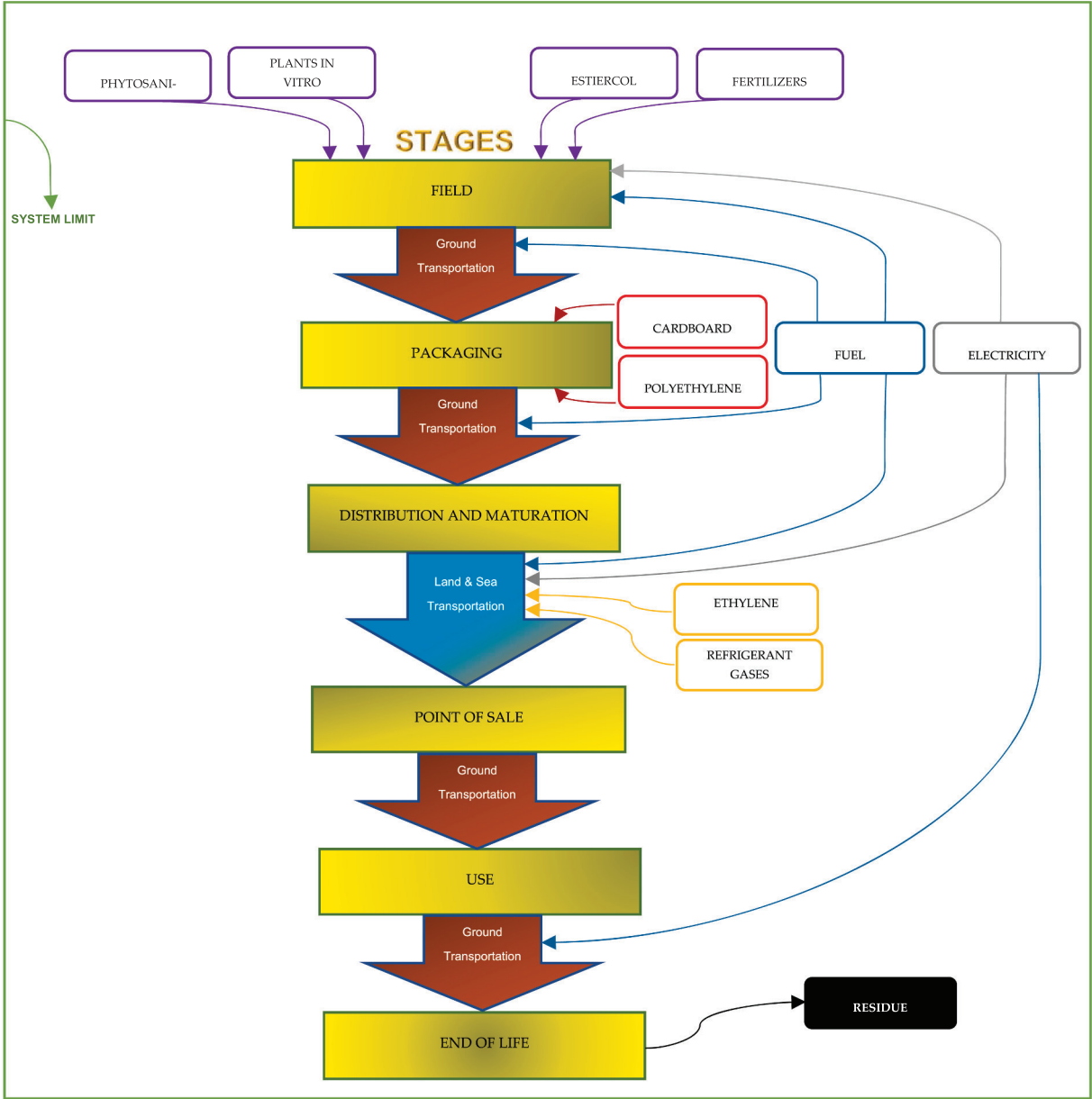


Fig. 7. Process map of the life cycle of Canary Islands Bananas without Valorization.

- Processes not attributable to the product: those that are not directly linked to the product studied during its life cycle, either because they are not part of it or transport it directly, as in our case is the transport of employees to the workplace, capital goods or the transport of buyers to the point of sale.
- Processes whose emissions are considered insignificant because they involve emissions of less than 1 % of the calculated footprint:

Change of land use: This type of emissions has not been included since most of the farms exceed 20 years since they were planted.

Use of the product: due to the high level of uncertainty of this stage and the fact that its estimated emissions are considered non-significant, as it is a fruit that does not require refrigeration.

Transport of phytosanitary products, bags and hand separator paper: these have been excluded from the inventory due to the difficulty of obtaining reliable data, since the place of manufacture can be highly variable, even for the same company and product, and the low level of use of these products gives them little significance within the total emissions of the product.

Long-life field inputs: Inputs with a useful life of more than 25 years have not been considered as windbreak nets as their estimated emissions are considered non-significant.

Diesel expenditure in emergency facilities: the diesel spent on emergency generators present in the packaging facilities has not been considered in the inventory due to its very punctual use, which means that the emissions are not significant.

Refrigerant gas leaks in ripening facilities: these have not been considered due to the difficulty of obtaining reliable data, however, it is considered that for future updates more information may be available and can be included.

Time period. The activity data used for the calculation of the carbon footprint corresponds to the year 2021.

2.6.3.3. Data sources. For the calculation of CO₂ emissions, activity data and emission factors were taken for each process, and the activity data was multiplied by their corresponding emission factor. Primary and secondary activity data taken from the results of surveys conducted in all areas were mainly used. In cases where such data could not be obtained, assumptions and estimates were used by experts. In the case of processes external to the sector, the data was requested from the providers of each service, i.e. from the owners of the process. Such is the case of ripeners and shipping companies, among others. Particular emphasis has been placed on the field and packaging phases in order to obtain data that is representative of the entire sector. To ensure this representativeness, the main productive islands have been divided into geographical zones within which the cultivation conditions are considered to be homogeneous.

Field surveys. A total of 93 surveys have been carried out with producers to obtain the main parameters associated with the crop. To ensure representativeness, there are 52 surveys in Tenerife, 17 in Gran Canaria and 24 in La Palma, distributed in the different producing areas and covering the different irrigation systems used (drip, sprinkler) and farms of various sizes (from 1,940 to 260,000 m²).

Packaging Surveys. To obtain the data on packaging, surveys were carried out in 10 centres (10.53 % of the total) that represent more than 19 % of the total production, located on the following islands (4 in Tenerife, 2 in Gran Canaria and 4 in La Palma). In this way, it is ensured that the various circumstances that may condition the activity and, therefore, the emissions inventory are covered.

Surveys of ripeners. To obtain the packaging data, surveys were carried out at 10 ripening centers (10 % of the total in the Peninsula) distributed throughout the peninsular geography.

2.6.3.4. Carbon fixation. Carbon fixation is the conversion of inorganic carbon (in the form of carbon dioxide) into organic compounds by living

things. The most important example of carbon fixation takes place in photosynthesis during the dark phase, although chemosynthesis is another form of carbon fixation that occurs in the absence of light. Organisms that grow by fixing carbon are called autotrophs. Autotrophs include photoautotrophs, which synthesize organic compounds using light energy, and lithoautotrophs, which synthesize organic compounds using the energy produced by inorganic oxidations. Heterotrophs are organisms that grow using carbon that was fixed in organic compounds by autotrophs. Heterotrophs use organic compounds to produce energy and to build body structures. The terms “fixed carbon,” “reduced carbon,” and “organic carbon” are equivalent for several organic compounds.¹ The same influence of the sun’s rays is highlighted in natural respiratory terms. It is estimated that photosynthesis converts approximately 258 billion tons of carbon dioxide each year. Most fixation occurs in the oceans, especially in nutrient-rich areas with an abundance of phytoplankton. The gross amount of carbon dioxide fixed is much higher as approximately 40 % of the total fixed is consumed in the respiration on a daily basis. The carbon-fixing enzyme RuBisCO is considered to be the most abundant protein on Earth. Until 2011, six autotrophic carbon fixation pathways were known: the Calvin cycle, which fixes carbon in the chloroplasts of plants and algae and in cyanobacteria. Carbon is also fixed in anoxygenic photosynthesis by a group of proteobacteria called purple bacteria, and in some non-phototrophic proteobacteria.

For the case that is being worked on here, the carbon fixation produced by the banana fruit in its formation per kg of banana is 154.65 gCO₂/kg.

2.6.3.5. Summary and analysis. Summary and analysis of the carbon footprint of bananas from the Canary Islands. (gCO₂/kg produced) without valorization. Table 19, Fig. 8 and Fig. 9 show the summary results and analysis of the carbon footprint of the Canary Islands banana (gCO₂/kg produced) without Valorization.

The analysis of the inventory of the emissions generated makes it possible to identify the processes that generate the highest amount of GHGs. To this end, the emissions generated at each stage have been studied, the most significant being the distribution and ripening, which accounts for 40.39 % of the total (111.23 gCO₂/kg banana). The field stage is the second most important with the generation of 28.47 % of emissions (78.39 gCO₂/kg banana), followed by the packaging stage with 21.27 % (58.57gCO₂/kg banana) and finally the end-of-life stage which represents 9.87 % of GHG emissions (27.17 gCO₂/kg banana) (see Tables 3–18).

The processes whose emissions have the greatest weight on the carbon footprint of the Canary Islands Banana are the transport of the fruit to the market (fuel emissions), which account for 33 % of them, the manufacture and transport of packaging materials (18.5 %), the application of nitrogen fertilisers (14.0 % of emissions), and the manufacture and end of life of the product (9.2 %) (see Tables 20–23).

Staged distribution of broadcasts

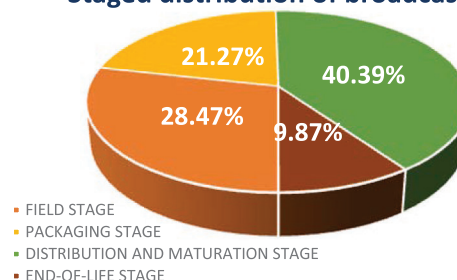


Fig. 8. Distribution of Emissions by stage. .
Source: [26]

Distribution of issues by process

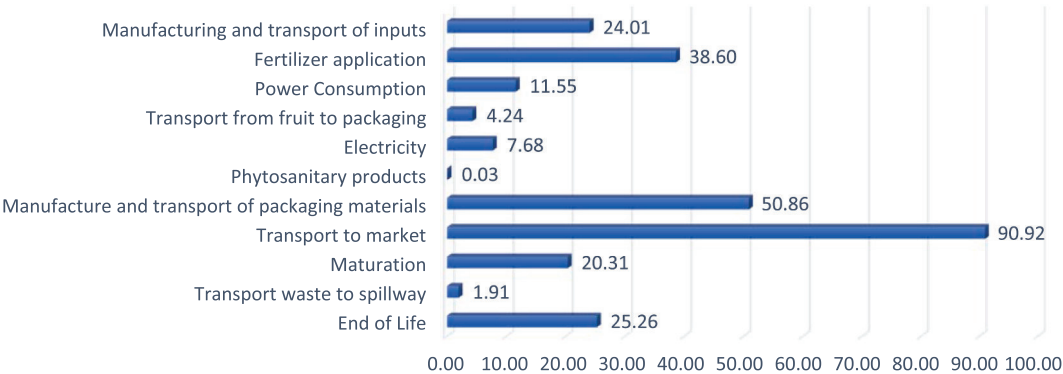


Fig. 9. Distribution of emissions by process. .
Source: [26]

Table 3
Canary Island Banana and American Banana. Morphological differences.

	Canary Island Banana (Musa acuminata colla)	Banana Americana (Musa Cavendish, etc.)
Weight	237.60 g	135.50 g
Long	15.70 cm	20.50 cm
Diameter	38.00 mm	39.00 mm
Weight/Long	15.14 g/cm	6.61 g/cm

Source: [24].

Table 4
Commercial banana pulp. Carbohydrates (g/100 g of banana).

	%	g/100 g
Total Sugars	—	17.83
Fructose (C ₆ H ₁₂ O ₆)	37.02 %	6.60
Glucose (C ₁₂ H ₂₂ O ₁₁)	37.41 %	6.67
Sucrose (C ₆ H ₁₂ O ₆)	12.90 %	2.30

Source: [28].

Table 5
Valorizable banana pulp. Carbohydrates (g/100 g of banana).

	%	g/100 g
Total Sugars	100.00 %	19.52
Fructose (C ₆ H ₁₂ O ₆)	10.14 %	1.980
Glucose (C ₁₂ H ₂₂ O ₁₁)	11.99 %	2.340
Sucrose (C ₆ H ₁₂ O ₆)	77.87 %	15.20

Source: [29].

Table 6
Recoverable banana peel. Carbohydrates (g/100 g of banana peel).

	%	g/100 g
Total Sugars	—	19.99
Fructose (C ₆ H ₁₂ O ₆)	32.41 %	6.327
Glucose (C ₁₂ H ₂₂ O ₁₁)	37.01 %	7.224
Sucrose (C ₆ H ₁₂ O ₆)	32.99 %	6.439

Source: [30].

Table 7
Characteristics of the EXTRA category.

Presentation	Bunches
Net weight	9 kg/18 kg
Characteristics of the fruit	Common Requirements: Green bananas, whole, consistent, healthy and clean (without wounds, foreign matter or rot). Specific requirements: The fingers should not have defects, except for very slight superficial alterations that do not exceed the total of 1 cm2 of the surface of the finger. Tolerance: 5 % in number or weight of bananas that do not meet the calibration of the category.
Templates	Thickness (mm): Minimum 32 Longened (mm): Minimum 140
Packaged.	Box 60X40X14.5 cm with micro-perforated bag

Source: [15].

Table 8
Characteristics of commercialization category FIRST.

Presentation	Bunches
Net weight	18 kg
Characteristics of the fruit	Common Requirements: Green bananas, whole, consistent, healthy and clean (without wounds, foreign matter or rot). Specific requirements: The fingers must not have defects, except for very slight superficial alterations that do not exceed the total of 2 cm2 of the surface of the finger. Tolerance: 10 % in number or weight of bananas that do not respond to the calibration of the category.
Templates	Thickness (mm): Minimum 28 Longed (mm): Minimum 140
Packaged	Box 60X40X24.5 cm with micro-perforated bag

Source: [15].

3. Results and discussion

3.1. Bioethanol

3.1.1. Estimation of bioethanol production. Impact on the Canary Islands energy market

As stated [34] for an estimated production of 30,000.00 tonnes of bananas/year destined for recovery and proposing the use of a

Table 9
Banana production by islands and year (ton).

Islands	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Tenerife	184,391.1	186,950.3	162,245.2	170,354.0	182,532.9	186,564.0	175,625.2
La Palma	151,327.4	151,512.7	143,592.0	141,794.3	148,658.2	131,962.7	77,104.0
Gran Canaria	88,837.1	90,349.0	77,253.2	85,754.8	9,346.4	85,484.0	89,262.2
La Gomera	5,788.0	5,710.3	4,672.6	5,186.7	5,245.3	4,698.0	4,061.1
El Hierro	3,197.4	3,123.7	3,008.9	2,967.4	3,076.0	2,824.6	2,814.1
Fuerteventura	–	–	48.0	67.6	76.6	90.3	110.5
Lanzarote	137.3	136.0	104.8	100.0	87.8	108.3	117.1
Total	433,678.2	437,782.1	390,924.6	406,224.8	430,023.2	411,731.9	349,094.2

Source: [15].

Table 10
Bananas damaged by islands and year (ton).

Islands	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Tenerife	729.7	3,543.5	10,171.3	14,312.3	15,988.4	1,621.4	5,332.5
La Palma	916.1	5,803.8	6,485.2	6,734.8	9,104.1	23,206.0	1,808.1
Gran Canaria	1.3	1,715.4	2,319.5	52.8	662.7	504.1	438.1
La Gomera	370.9	1,196.1	1,413.0	1,722.1	1,089.7	246.3	993.4
El Hierro	38.8	138.0	60.3	205.3	41.3	16.0	67.8
Fuerteventura	–	–	–	–	–	–	–
Lanzarote	–	–	–	–	–	–	–
Total	2,056.8	12,396.7	20,449.3	23,027.2	26,886.2	25,597.9	8,639.9

Source: [15].

Table 11
Bananas recalled by islands and year (ton).

Islands	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Tenerife	6,302.9	6,770.3	2,430.6	2,579.4	4,932.1	665.3	1,018.6
La Palma	6,360.2	6,404.4	1,412.5	3,343.6	3,031.7	1,639.9	434.8
Gran Canaria	3,129.6	2,915.4	756.7	1,407.3	1,648.4	292.3	220.3
La Gomera	248.9	289.4	72.9	126.2	177.3	18.2	23.9
El Hierro	140.1	105.3	33.9	45.9	89.7	10.0	18.5
Fuerteventura	–	–	–	–	–	–	–
Lanzarote	–	–	–	–	–	–	–
Total	16,181.7	16,484.7	4,706.6	7,502.4	9,879.1	2,625.7	1,715.9

Source: [15].

Table 12
Sum of bananas damaged and bananas withdrawn from the market by islands and year (ton).

Islands	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Tenerife	7,032.7	10,313.7	12,601.9	16,891.7	20,920.5	2,290.7	6,351.1
La Palma	7,276.3	12,208.2	7,897.7	10,078.4	12,135.8	24,845.9	2,242.9
Gran Canaria	3,130.9	4,630.7	3,076.1	1,460.1	2,311.1	796.5	658.3
La Gomera	619.8	1,485.5	1,485.9	1,848.3	1,267.0	264.5	1,017.3
El Hierro	178.8	243.3	94.2	251.1	131.0	25.9	86.3
Fuerteventura	–	–	–	–	–	–	–
Lanzarote	–	–	–	–	–	–	–
Total	18,238.5	28,881.4	24,155.9	30,529.6	36,765.3	28,223.5	10,355.8

Source: [15].

Table 13
Percentage of the actual production of damaged bananas and bananas withdrawn from the market per year.

year	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
%	4.37 %	6.86 %	6.51 %	7.66 %	8.75 %	6.90 %	2.98 %

Source: [15].

combination of first and second generation technologies aimed at converting starch, sugars and lignocellulosic components into bioethanol, the ethanol concentration reaches 46.23 g/l for P (banana pulp only) and 35.90 g/l for PC (banana pulp and peel), which are lower than the concentrations reached by corn (88.2 g/l) and grain sorghum (69.8 g/l).

Table 14
Potential sugars for 30,000.00 tons of bananas/year.

Total Sugars	Banana peel (35 % by weight)		Banana fruit (65 % by weight)		Total, sugars
	%	tone	%	tone	
Fructose (C ₆ H ₁₂ O ₆)	6.34 %	665.35	1.98 %	386.10	1,051.45
Glucose (C ₁₂ H ₂₂ O ₁₁)	7.22 %	758.56	2.34 %	456.30	1,214.86
Sucrose (C ₆ H ₁₂ O ₆)	6.44 %	676.09	15.20 %	2,964.00	3,640.09
Total	19.99 %	2,100.00	19.52 %	3,806.40	5,906.40

Source: [15].

Table 15
Productions, production averages, % of productions.

		Total(Tone)	Media Anual (Ton)	% of Total Production (1)	% of Total Production (2)	% of Total Production (3)
Damaged	2017–2021	108,357.26	21,671.45	5.22 %	5.32 %	4.96 %
Recalled	2017–2021	41,198.52	8,239.70	1.98 %	2.02 %	1.89 %
Total	2017–2021	149,555.78	29,911.16	7.20 %	7.35 %	6.84 %
Total Production (1) (including recalls)	2017–2021	2,076,686.61	415,337.32			
Total Production (2) (excluding claims and recalls)	2017–2021	2,035,488.09	407,097.62			
Total Production (3) (including claims and recalls)	2017–2021	2,185,043.87	437,008.37			

Source: [26].

Table 16
Commercialization of bananas from the Canary Islands 2021 (Kg).

Zone	Peninsula	Canary Islands	Other Countries	Total
Kg	368,994,238	37,652,092	2,459,929	409,106,259
%	90.195 %	9.203 %	0.601 %	100.00 %

Source: [26].

Table 17
Field surveys, Canary Islands banana 2021 (Kg).

Tenerife municipalities area	
TF1	Los Silos, Icod de los Vinos, Garachico, El Tanque and Buenavista
TF2	La Matanza, La Orotava, La Victoria, Los Realejos, Santa Úrsula, Puerto de la Cruz, La Guancha, S. Juan de la Rambla Tacoronte, La Laguna and Santa Cruz
TF3	Arafo, Arico, Candelaria, El Rosario, Fasnía, Güímar, Arona, San Miguel de Abona and Granadilla
TF4	Guide to Isora, Adeje and Santiago del Teide
La Palma Municipalities Area	
LP1	El Paso, Tazacorte, Los Llanos, Garafia, Puntagorda and Tijarafe
LP2	Fuencaliente
LP3	Mazo, Santa Cruz, Puntallana, Breña Alta, Breña Baja, Barlovento y S. Andrés y Sauces
Area Municipalities Gran Canaria	
GC1	Arucas, Firgas, Gáldar, Las Palmas, Moya, Santa María de Guía and Teror
GC2	Agüimes, Ingenio, S. Bartolomé Tirajana, S. Lucía, Telde, San Nicolás de Tolentino and Mogán

Source: [26].

Table 18
Carbon Fixation.

	(gCO ₂ /kg banana produced)
Carbon fixation	–154.65

Source: [26].

This is an estimated yield of 0.17821 m³ of bioethanol per tonne of banana pulp (0.17821 m³/tonne P) and 0.13839 m³ of bioethanol per tonne of pulp plus banana peel (0.13839 m³/tonne PC). This makes a total annual production of banana bioethanol of 4,151.70 m³ of bioethanol per year from banana pulp and its peel (PC).

The evolution in production compared to fermentation time is shown in the following figure:

3.1.2. Energy and environmental impact of bioethanol produced from bananas in the Canary Islands

The consumption of gasoline in the Canary Islands in 2019 in automotive was 702,834.90 m³, if the production of banana bioethanol from banana pulp and its peel (PC) of 4,151.70 m³ per year is used, to produce E-10 Gasoline, 37,365.31 m³ would be needed to produce the mixture, which would have a volume of 41, 151.70 m³, reducing consumption to 661,317.89 m³. would be as shown in the following table.

Se it could market 5.9 % of E-10 gasoline with the bioethanol

Table 19
Carbon footprint of bananas from the Canary Islands. (gCO₂/kg produced) without Valorization.

Field Stage	78.39
Manufacturing and transport of inputs	24.01
In vitro plant production and transport	0.72
Manure manufacturing	0.54
Manure transport	0.91
Fertilizer Manufacturing	18.18
Fertilizer Transportation	2.55
Manufacture of phytosanitary products	0.14
Bag Manufacturing	0.96
Fertilizer Application	38.60
Power Consumption	11.55
Transport from fruit to packaging	4.24
Packaging Stage	58.57
Electricity	7.68
Phytosanitary products	0.03
Manufacturing. Transport. Materials. Packaging	50.86
Manufacture and end of life of the case	44.61
Manufacture and Disposal of Paper Separators	1.20
Manufacture and end of life of LDPE bag	2.63
Transport of packaging materials	2.41
Distribution and Maturation Stage	111.23
Transport to market	90.92
Container Trucks	21.72
Containers	25.78
Ship	42.28
Refrigerant gas	1.14
Maturation	20.31
Ethylene gas	0.21
Power consumption	20.10
End-of-Life Stage	27.17
Transport of waste to landfill	1.91
End of Life	25.26
Fixation (gCO ₂ /kg banana produced)	–154.65
Carbon fixation	–154.65
Total (gCO ₂ /kg plantain)	120.71

Source: [26].

obtained.

There are also environmental repercussions as tCO_{2eq} emissions in automotive petrol in the Canary Islands decrease. These were approximately 1,718,935.91 tCO_{2eq} in 2019 and the impact of bioethanol means that they decreased by 10,153.89 tCO_{2eq}, 0.6 %. The results are shown in the table below.

Table 20
Integration of PC bioethanol into automotive gasoline.

Gasoline type	% mezcla	m ³		%	
Gasoline B10	10.0 %	4,151.70	41,151.70	0.6 %	5.9 %
	90.0 %	37,365.31		5.3 %	
Common Gasoline	—	661,317.89	661,317.89	94.1 %	97.2 %
Total		702,834.90	702,834.90	100.0 %	100.0 %

Table 21
Repercusión del bioetanol de PC en las emisiones de tCO_{2eq} de la gasolina de automoción.

Gasoline type	% mezcla	tCO _{2eq}	%
Gasoline B10	10.0 %	0.0	0.0 %
	90.0 %	91,385.0	5.3 %
Common Gasoline	—	1,617,397.02	94.7 %
Total		1,708,782.02	100.0 %

Table 22
Carbon Footprint of Canary Islands Banana with Valorization. (gCO₂/kg produced).

Field Stage		78.39
Manufacturing and transport of inputs		24.01
	In vitro plant production and transport	0.72
	Manure manufacturing	0.54
	Manure transport	0.91
	Fertilizer Manufacturing	18.18
	Fertilizer Transportation	2.55
	Manufacture of phytosanitary products	0.14
	Bag Manufacturing	0.96
Fertilizer Application		38.60
Power Consumption		11.55
Transport from fruit to packaging		4.24
Packaging stage		58.57
Electricity		7.68
Phytosanitary products		0.03
Manufacturing. Transport. Materials. Packaging		50.86
	Manufacture and end of life of the case	44.61
	Manufacture and Disposal of Paper Separators	1.20
	Manufacture and end of life of LDPE bag	2.63
	Transport of packaging materials	2.41
Distribution and Maturation Stage		111.23
Transport to market		90.92
	Container Trucks	21.72
	Containers	25.78
	Ship	42.28
	Refrigerant gas	1.14
Maturation		20.31
	Ethylene gas	0.21
	Power consumption	20.10
End-of-Life Stage		25.31
Transport of waste to landfill		1.78
End of Life		23.63
Fixation (gCO₂/kg banana produced)		−154.65
Carbon fixation		−154.65
Total (gCO₂/kg plantain)		118.85

Table 23
Carbon footprint of bananas from the Canary Islands. (gCO₂/kg produced).

Year	2013	2016	2022	2022 with Valorization
Huella Carbono	249.00	195.16	120.71	118.85

3.2. Carbon footprint

3.2.1. Process map of the life cycle of bananas from the Canary Islands with valorization

It is shown in Fig. 10, Process map of the life cycle of the Canary Islands banana considering the valorization of the banana in the process:

3.2.2. Summary and analysis of the carbon footprint of bananas from the Canary Islands. (gCO₂/kg produced) with valorization

Table 22, Fig. 11 and Fig. 12 show the summary results and analysis of the carbon footprint of bananas from the Canary Islands. (gCO₂/kg produced) with Valorization (see Fig. 13).

The analysis of the inventory of emissions generated in this new situation makes it possible to identify the processes that generate the greatest amount of GHGs. After studying the emissions generated at each stage, the most significant is the distribution and ripening of the total (111.23 gCO₂/kg banana). The field stage is the second most important, it is also conserved with 28.47 % of emissions (78.39 gCO₂/kg banana), as well as the packaging stage with 21.27 % (58.57 gCO₂/kg banana). Finally, end-of-life, which accounted for 9.87 % of GHG emissions (27.17 gCO₂/kg bananas), now accounts for 9.19 % of GHG emissions (25.31 gCO₂/kg bananas).

The processes whose emissions have the greatest weight on the carbon footprint of the Canary Islands Banana are conserved, such as the transport of the fruit to the market (fuel emissions), which account for 33.24 % of them, the manufacture and transport of packaging materials (18.60 %), the application of nitrogen fertilizers (14.11 % of emissions), and the manufacture and end of life of the product decreases to (8.6 %).

3.2.3. Evolution of the carbon footprint

The evolution of the carbon footprint in the production of bananas from the Canary Islands has evolved to date up to 120.71 gCO₂/kg produced, but with recovery it would even reach 118.85 gCO₂/kg.

4. Conclusions

It has been shown that the waste of the Canarian banana can and should be recovered due to its large amount of production, about 30,000.00 tons per year and its easy management.

Such valorization would lead to direct improvements in banana production:

- Improvement in the carbon footprint of bananas, reducing the footprint by 0.68 % from 120.71 gCO₂/kg produced to 118.85 gCO₂/kg produced.
- Economic improvement in banana production. This economic improvement is directly in the production of bananas, due to the reduction in landfill costs, since these discharges decrease due to their use in recovery and an improvement due to the transport of landfills, which also decrease due to their reduction in waste in landfills and their use in recovery.
- Economic improvement due to extraordinary income. This would be possible income from the sale of waste for recovery.

It also leads to improvements in the environment:

- Decrease in emissions to the environment due to the decrease in the carbon footprint.
- Reduction of discharges. About 30,000 tons per year.

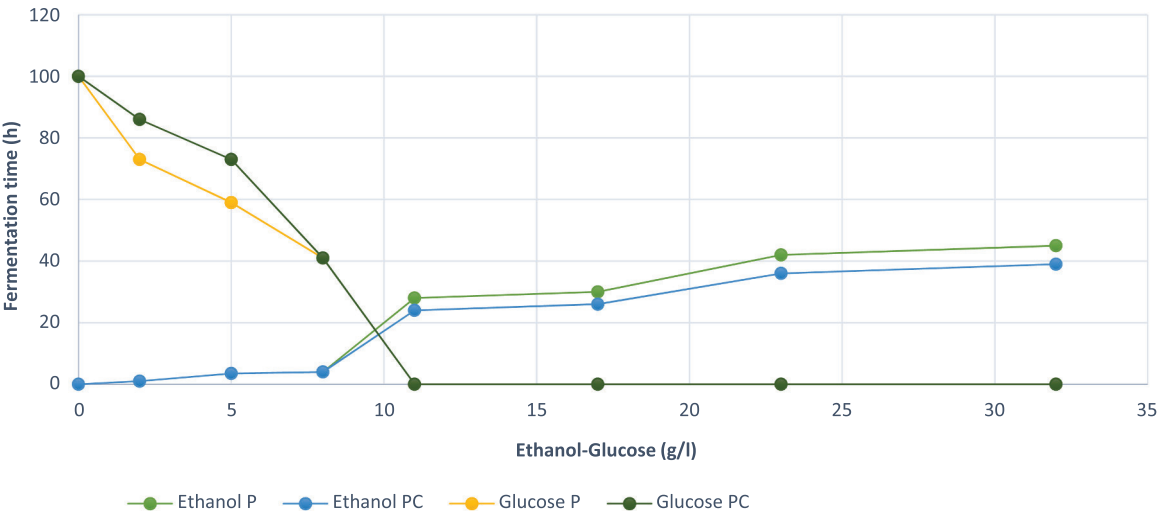


Fig. 10. Evolution of banana bioethanol production. .
Source: [34]

On the other hand, with the valorization of bananas, a path is opened for the projection of this valorization in the obtaining of different products. From the production of sugar in large quantities and/or in the fermentation of waste, which can drive several trades:

- Sugar production and marketing.
- Bioethanol production. It could be used as a fuel that would help decrease the use of fossil fuels, or their commercialization for different uses.
- MEA production. Transformation of ethanol into MEA (mono ethanol amine) for commercialization.
- CO₂ capture. Use of MEA for CO₂ capture.
- Production of synthetic fuels, net zero CO₂ emissions, e-fuels.

Specifically, with the production of bioethanol, the Canary Islands automotive market can be affected by producing 41,1451.70 m³ of E-10 gasoline, which represents 5.9 % of annual gasoline consumption and reduces polluting emissions by 0.6 %, i.e. 10,153.89 tCO_{2eq}.

Funding

This research was cofunded by the INTERREG V-A Cooperation, Spain-Portugal MAC (Madeira-Azores-Canaries) 2014–2020 program,

MITIMAC project (MAC2/1.1a/263).

CRediT authorship contribution statement

Juan Carlos Lozano Medina: Writing – review & editing, Writing – original draft, Visualization, Validation, Supervision, Resources, Project administration, Methodology, Investigation, Formal analysis, Data curation, Conceptualization. **Vicente Henríquez Concepción:** Validation, Supervision, Project administration, Methodology. **Carlos A. Mendieta Pino:** . **Federico León Zerpa:** Visualization, Resources, Investigation.

Declaration of competing interest

The authors declare that they have no known competing financial interests or personal relationships that could have appeared to influence the work reported in this paper.

Data availability

Data will be made available on request.

Appendix

Table 24
Fuel inputs to the Canary Islands for consumption per year (tonne).

Products	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Total Raw	666,360	202,495	256,210	4,5	0,2	0,002	137,983
Butane	24,264	37,406	35,253	35,085	39,082	33,479	27,366
Propane	40,484	47,665	50,446	51,935	49,348	49,553	24,315
Total GLP	64,747	85,071	85,698	87,020	88,430	83,032	51,681
Gasoline 95	248,450	369,808	403,337	371,902	388,943	442,754	218,363
Gasoline 98	69,412	92,105	146,039	145,072	144,347	147,293	93,220
Other Gasolines	50,353	24,195	5,596	105	131	116	66
Aviation gasoline	105	93	91	63	48	83	26
Total Gasoline	368,320	486,201	555,064	517,142	533,469	590,245	311,675
Total Diesel	1,716,616	2,061,096	2,205,105	2,267,166	2,155,869	2,091,888	1,598,410
Total Fuel Oil	2,069,468	2,647,510	2,545,236	3,142,145	2,870,038	2,008,229	1,147,135
Total Kerosene	826,251	940,143	1,162,275	1,117,845	1,259,184	1,127,037	421,829
TOTAL TICKETS	5,711,762	6,422,515	6,809,588	7,131,322	6,905,990	5,900,431	3,668,713
Total finished products	5,045,402	6,220,020	6,553,378	7,131,318	6,905,990	5,900,431	3,530,730

Source: [15].

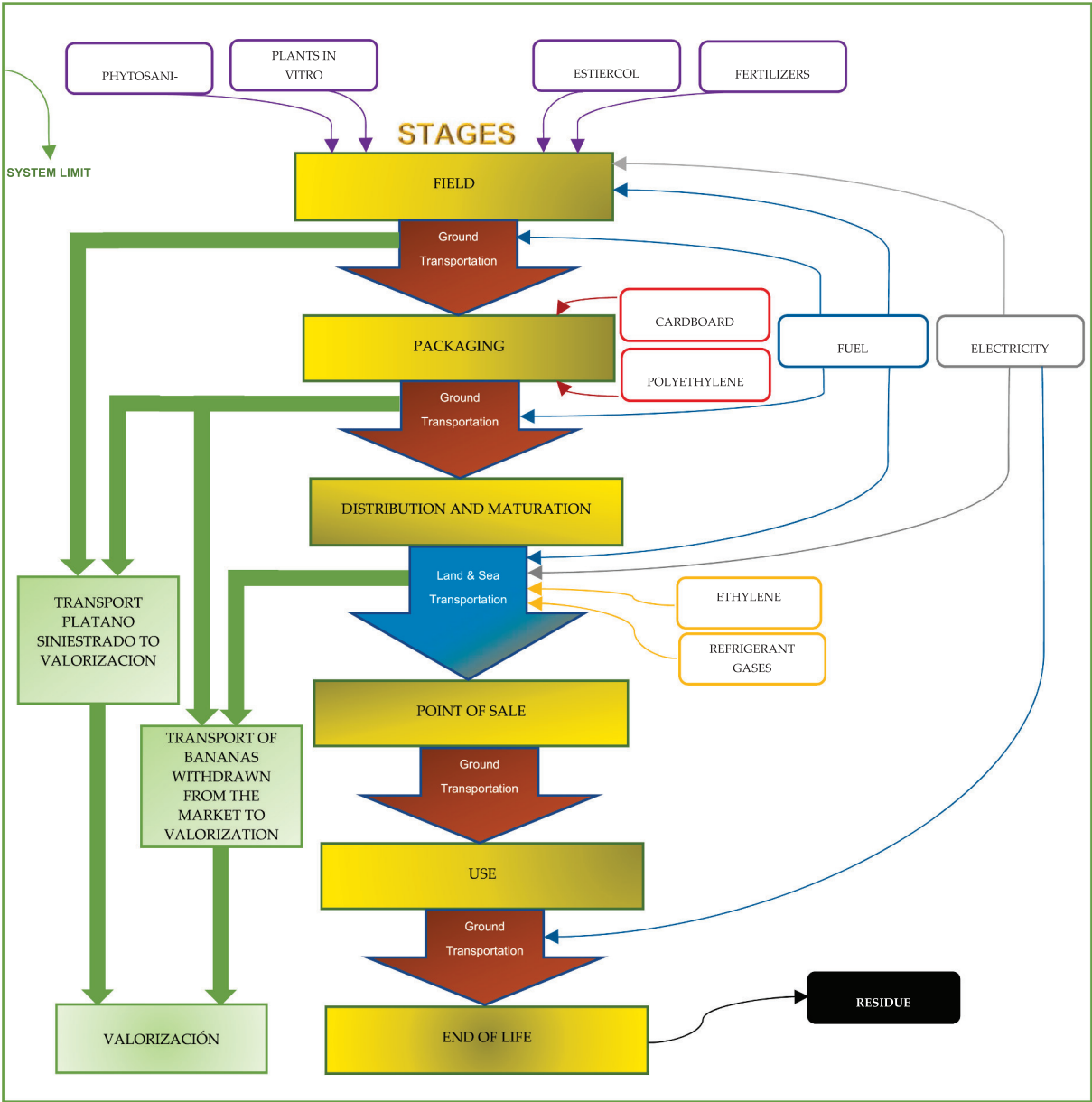


Fig. 11. Process map of the life cycle of Bananas from the Canary Islands with Valorization.

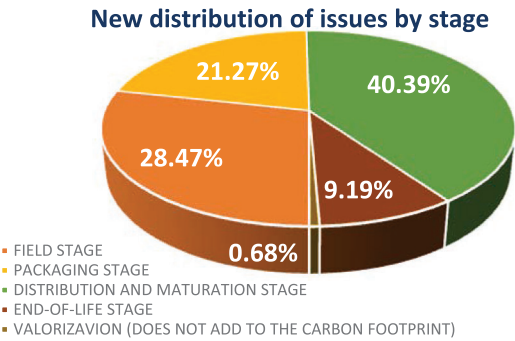


Fig. 12. New distribution of Emissions by stage.

New Distribution of Issues by Process

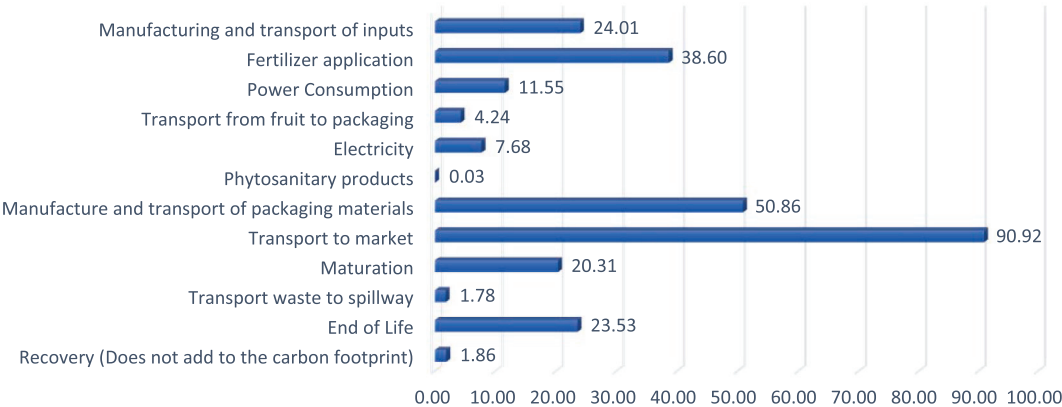


Fig. 13. New distribution of emissions by process.

Table 25
CO₂ emissions (Gg CO₂eq) by year and segment. Annual variation.

Year	Energy Processes		Industrial Processes & Product Usage		Agriculture		Waste treatment and disposal		Total	
	Gg CO ₂ eq	Δ	Gg CO ₂ eq	Δ	Gg CO ₂ eq	Δ	Gg CO ₂ eq	Δ	Gg CO ₂ eq	Δ
1990	7,995.02	—	48.13	—	210.20	−14.0 %	483.73	—	8,737.08	—
1991	7,899.73	−0.7 %	49.79	3.4 %	180.85	5.7 %	482.63	−0.2 %	8,613.00	−1.4 %
1992	7,998.37	1.2 %	52.12	4.7 %	191.21	8.6 %	514.82	6.7 %	8,756.52	1.7 %
1993	8,283.71	3.6 %	52.03	−0.2 %	207.61	−2.8 %	542.77	5.4 %	9,086.12	3.8 %
1994	8,959.46	8.2 %	56.59	8.8 %	201.73	−8.8 %	571.93	5.4 %	9,789.71	7.7 %
1995	8,998.99	0.4 %	60.18	6.4 %	184.04	24.3 %	600.93	5.1 %	9,844.14	0.6 %
1996	11,204.44	24.5 %	84.78	40.9 %	228.84	−9.7 %	627.12	4.4 %	12,145.18	23.4 %
1997	10,913.66	−2.6 %	107.94	27.3 %	206.65	−2.4 %	681.78	8.7 %	11,910.03	−1.9 %
1998	11,425.44	4.7 %	235.17	117.9 %	201.74	−2.9 %	715.93	5.0 %	12,578.28	5.6 %
1999	13,356.34	16.9 %	209.43	−10.9 %	195.95	47.3 %	749.15	4.6 %	14,510.87	15.4 %
2000	13,422.17	0.5 %	262.51	25.3 %	288.60	3.8 %	781.03	4.3 %	14,754.31	1.7 %
2001	13,737.36	2.3 %	316.82	20.7 %	299.52	−7.7 %	824.06	5.5 %	15,177.76	2.9 %
2002	13,623.56	−0.8 %	344.34	8.7 %	276.55	5.4 %	905.95	9.9 %	15,150.40	−0.2 %
2003	14,074.01	3.3 %	397.32	15.4 %	291.54	−3.3 %	970.99	7.2 %	15,733.86	3.9 %
2004	15,473.56	9.9 %	464.59	16.9 %	282.05	2.3 %	1,006.89	3.7 %	17,227.09	9.5 %
2005	15,701.03	1.5 %	542.00	16.7 %	288.45	−5.7 %	1,067.66	6.0 %	17,599.14	2.2 %
2006	14,977.24	−4.6 %	653.03	20.5 %	272.14	1.9 %	1,129.08	5.8 %	17,031.49	−3.2 %
2007	14,658.20	−2.1 %	749.73	14.8 %	277.26	−5.7 %	1,166.68	3.3 %	16,851.87	−1.1 %
2008	15,369.17	4.9 %	799.01	6.6 %	261.45	−8.2 %	1,184.55	1.5 %	17,614.18	4.5 %
2009	13,201.47	−2.1 %	737.28	−7.7 %	239.90	6.5 %	1,173.64	−0.9 %	15,352.29	−12.8 %
2010	13,149.43	4.9 %	741.23	0.6 %	255.45	−3.5 %	1,164.20	−0.8 %	15,310.31	−0.3 %
2011	12,088.56	−14.1 %	746.53	0.6 %	246.59	0.0 %	1,212.13	4.1 %	14,293.81	−6.6 %
2012	11,911.88	−0.4 %	767.11	2.8 %	246.66	−11.7 %	1,210.23	−0.2 %	14,135.88	−1.1 %
2013	10,963.08	−8.0 %	777.81	1.4 %	217.86	11.3 %	1,206.22	−0.3 %	13,164.97	−6.9 %
2014	10,582.40	−3.5 %	776.48	−0.2 %	242.38	−16.0 %	1,179.18	−2.2 %	12,780.44	−2.9 %
2015	10,846.41	2.5 %	469.80	−39.5 %	203.58	7.9 %	1,199.74	1.7 %	12,719.53	−0.5 %
2016	11,302.23	4.2 %	467.81	−0.4 %	219.60	−2.3 %	1,188.25	−1.0 %	13,177.89	3.6 %
2017	11,794.36	4.4 %	397.41	−15.0 %	214.48	−10.4 %	1,128.83	−5.0 %	13,535.08	2.7 %
2018	11,754.98	−0.3 %	354.15	−10.9 %	192.20	−2.5 %	1,064.56	−5.7 %	13,365.89	−1.3 %
2019	11,455.83	−2.5 %	346.77	−2.1 %	187.40	−14.0 %	1,047.85	−1.6 %	13,037.85	−2.5 %

Source: [35].

Table 26
Supply to the Automotive market of gasoline (tonnes).

Products	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
Gasoline 95	144,491	167,347	39,879	27,933	12,334	2,204	1,438	395,626
Gasoline 98	42,016	70,633	3,521	4,646	5,350	1,003	817	127,987
Suma	186,507	237,980	43,400	32,579	17,684	3,206	2,255	523,612

Source: [15].

Table 27
Agricultural production in the Canary Islands. Year 2020, (tonne).

Crops	Tons/year	%
Cereals	1,992.0	0.22 %
Legumes Grain	298.7	0.03 %
Potato	78,150.7	8.51 %
Other tubers	4,582.0	0.50 %
Industrial Crops	8,795.4	0.96 %
Cut Flower	3,608.0	0.39 %
Ornamentals & Cuttings	8,497.2	0.93 %
Forage Crops and P.	19,881.6	2.17 %
Tomato Export	35,981.1	3.92 %
Local Tomato	29,408.8	3.20 %
Cucumber	35,252.4	3.84 %
Pepper	18,449.5	2.01 %
Green bean	4,760.7	0.52 %
Onion	8,080.2	0.88 %
Strawberry & Strawberry	2,318.4	0.25 %
Watercress	858.5	0.09 %
With the	11,266.2	1.23 %
Lettuce	32,657.6	3.56 %
Melon	6,127.0	0.67 %
Courgette	23,043.5	2.51 %
Carrot	7,855.3	0.86 %
Other vegetables	70,418.9	7.67 %
Orange tree	12,413.8	1.35 %
Other citrus fruits	5,342.7	0.58 %
Banana	420,144.1	45.77 %
Avocado	13,293.4	1.45 %
Papaya	18,318.1	2.00 %
Mango	8,745.7	0.95 %
Tropical Pineapple	2,327.5	0.25 %
Other Fruit Trees	12,425.4	1.35 %
Vineyard	11,961.0	1.30 %
Olive grove	735.9	0.08 %
Other	46.3	0.01 %
TOTAL	918,037.6	100.00 %

Source: [15].

References

- [1] Pombo DV, Martinez-Rico J, Spataru SV, Bindner HW, Sørensen PE. Decarbonizing energy islands with flexibility-enabling planning: The case of Santiago, Cape Verde. *Renew Sustain Energy Rev* 2023;176:113151. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.113151>.
- [2] Matsumoto K, Matsumura Y. Challenges and economic effects of introducing renewable energy in a remote island: A case study of Tsushima Island, Japan. *Renew Sustain Energy Rev* 2022;162:112456. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112456>.
- [3] Arévalo P, Eras-Almeida AA, Cano A, Jurado F, Egidio-Aguilera MA. Planning of electrical energy for the Galapagos Islands using different renewable energy technologies. *Electr Pow Syst Res* 2022;203:107660. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2021.107660>.
- [4] Lozano Medina JC, Perez-Baez S, Leon-Zerpa F, Mendieta-Pino CA. Alternatives for the Optimization and Reduction in the Carbon Footprint in Island Electricity Systems (IESs). *Sustainability* 2024;16. 10.3390/su16031214.
- [5] Lozano Medina JC, Mendieta Pino CA, Ramos Martín A, León Zerpa F. A Case Study of a Reverse Osmosis Based Pumped Energy Storage Plant in Canary Islands. *Water (Basel)* 2024;16. 10.3390/w16040515.
- [6] de Canarias G. *Anuario Energético de Canarias* 2021:2022.
- [7] Gils HC, Simon S. Carbon neutral archipelago – 100% renewable energy supply for the Canary Islands. *Appl Energy* 2017;188:342–55. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.12.023>.
- [8] Meschede H, Child M, Breyer C. Assessment of sustainable energy system configuration for a small Canary island in 2030. *Energy Convers Manag* 2018;165: 363–72. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2018.03.061>.
- [9] Food and Agriculture Organization United. Food wastage footprint: Impacts on natural resources. 2019.
- [10] European Union. Directive 2008/98/EC of the European Parliament and of the Council of 19 November 2008 on waste and repealing certain Directives. 2008.
- [11] European Union. Directive (EU) 2018 of the European Parliament and of the Council of 30 May 2018 amending Directive 1999/31/EC on the landfill of waste. 2018.
- [12] Guerrero AB, Aguado PL, Sánchez J, Curt MD. GIS-Based Assessment of Banana Residual Biomass Potential for Ethanol Production and Power Generation: A Case Study. *Waste Biomass Valorization* 2016;7:405–15. <https://doi.org/10.1007/s12649-015-9455-3>.
- [13] Zaini HM, Saallah S, Roslan J, Sulaiman NS, Munsu E, Wahab NA, et al. Banana biomass waste: A prospective nanocellulose source and its potential application in food industry – A review. *Heliyon* 2023;9:e18734.
- [14] Food and Agriculture Organization United. FAO STAT. 2017.
- [15] Statistical Institute of the Canary Islands (ISTAC). Harvested production and value of production according to agricultural products. Canary Islands. 2022.
- [16] Santiago B, Moreira MT, Feijoo G, González-García S. Environmental comparison of banana waste valorisation strategies under a biorefinery approach. *Waste Manag* 2022;142:77–87. <https://doi.org/10.1016/j.wasman.2022.02.005>.
- [17] Singh A, Singhanian RR, Soam S, Chen C-W, Haldar D, Varjani S, et al. Production of bioethanol from food waste: Status and perspectives. *Bioresour Technol* 2022;360: 127651. <https://doi.org/10.1016/j.biortech.2022.127651>.
- [18] Sawarkar AN, Kirti N, Tagade A, Tekade SP. Bioethanol from various types of banana waste: A review. *Bioresour Technol Rep* 2022;18:101092. <https://doi.org/10.1016/j.biteb.2022.101092>.
- [19] Guerrero AB, Ballesteros I, Ballesteros M. The potential of agricultural banana waste for bioethanol production. *Fuel* 2018;213:176–85. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2017.10.105>.
- [20] Tan JS, Phapugrangkul P, Lee CK, Lai Z-W, Abu Bakar MH, Murugan P. Banana frond juice as novel fermentation substrate for bioethanol production by *Saccharomyces cerevisiae*. *Biocatal Agric Biotechnol* 2019;21:101293. <https://doi.org/10.1016/j.bcab.2019.101293>.
- [21] Bender LE, Lopes ST, Gomes KS, Devos RJB, Colla LM. Challenges in bioethanol production from food residues. *Bioresour Technol Rep* 2022;19:101171. <https://doi.org/10.1016/j.biteb.2022.101171>.
- [22] Mansy AE, El Desouky EA, Taha TH, Abu-Saied MA, El-Gendi H, Amer RA, et al. Sustainable production of bioethanol from office paper waste and its purification via blended polymeric membrane. *Energy Convers Manag* 2024;299:117855. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2023.117855>.
- [23] Mishra K, Rathore M, Tickoo J, Kumar SA. Production of bioethanol from fruit waste. *Mater Today Proc* 2022;68:1167–71. <https://doi.org/10.1016/j.matpr.2022.09.324>.
- [24] Cano MP, de Ancos B, Matallana MC, Cámara M, Reglero G, Tabera J. Differences among Spanish and Latin-American banana cultivars: morphological, chemical and sensory characteristics. *Food Chem* 1997;59:411–9. [https://doi.org/10.1016/S0308-8146\(96\)00285-3](https://doi.org/10.1016/S0308-8146(96)00285-3).
- [25] Lara-Triana MA, Méndez-Mondragón EF. Evaluation of the extraction of fermentable sugars from banana peels (*Musa cavendish*). *Facultad de Ingenierías* 2019.
- [26] AENOR. Certificado AENOR de Huella de Carbono de CO2 Calculado del Plátano de Canarias. 2019.

- [27] Pathak PD, Mandavgane SA, Kulkarni BD. Valorization of banana peel: a biorefinery approach 2016;32:651–66. <https://doi.org/10.1515/revce-2015-0063>.
- [28] Ainia Technology Centre. Study on the nutritional quality of bananas from the Canary Islands. 2019.
- [29] Rayo-Mendez LM, Koshima CC, Pessoa Filho PA, Tadini CC. Recovery of non-starch polysaccharides from ripe banana (*Musa cavendishii*). J Food Eng 2021;292: 110356. <https://doi.org/10.1016/j.jfoodeng.2020.110356>.
- [30] Kurtoğlu G, Yıldız Ş. Extraction Of Fructo-Oligosaccharide components from banana peels. Gazi University Journal of Science 2011;24:877–82.
- [31] Rendon R, Solorza-Feria J, Aguilar-Sandoval A. Optimisation of conditions for glucose syrup production from banana (*Musa paradisiaca* L.) pulp using response surface methodology. Int J Food Sci Technol 2011;46:739–45. <https://doi.org/10.1111/j.1365-2621.2010.02544.x>.
- [32] Afanador MA. El banano verde de rechazo en la produccion de alcohol carburante. Escuela de Ingeniería de Antioquia 2015;3:51–68.
- [33] Tsegu G, Birri DJ, Tigu F, Tesfaye A. Bioethanol production from biodegradable wastes using native yeast isolates from Ethiopian traditional alcoholic beverages. Biocatal Agric Biotechnol 2022;43:102401. <https://doi.org/10.1016/j.bcab.2022.102401>.
- [34] Alonso-Gomez L, Bello L. PRODUCCIÓN DE BIOETANOL A PARTIR DE PLÁTANO (*Musa paradisiaca* L.) VERDE CON CÁSCARA 2019.
- [35] IPCC. IPCC, 2014: Climate Change 2014: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change 2015.

7.- CONCLUSIONES FINALES

Cada trabajo de investigación aporta soluciones novedosas para la mejora del sistema energético en Canarias, abordando diversos desafíos relacionados con la sostenibilidad, la eficiencia y la integración de fuentes renovables. Estos, incluyen el desarrollo de tecnologías más limpias, la optimización del uso de los recursos naturales disponibles, como la energía solar y eólica, la valorización de recursos potenciales que hasta ahora no se han tenido en cuenta, la implementación de softwares que permitan una gestión más eficiente de la electricidad. Además, para su logro se ha analizado estrategias para reducir la dependencia de combustibles fósiles, minimizar el impacto ambiental y fomentar un modelo energético más resiliente y sostenible, adaptado a las particularidades geográficas y climáticas del archipiélago. A continuación, se presentan en detalle las conclusiones finales de cada artículo de investigación, individualmente y de forma general, destacando los hallazgos más relevantes y su impacto en el ámbito estudiado. De esta manera, se ofrece una visión integral que permite comprender la contribución de cada trabajo al conocimiento científico y su potencial para influir en el desarrollo de nuevas estrategias y soluciones en el campo de estudio abordado.

Título 1: “Gran Canaria energy system: Integration of the Chira-Soria pumped hydroelectric power plant and analysis of weekly daily demand patterns for the year 2023”

En este trabajo se ha integrado la central hidroeléctrica de bombeo de Chira-Soria en el sistema de producción de energía de Gran Canaria en el año 2023, y se ha determinado técnicamente a nivel de producción qué supone esta integración en el sistema según patrones establecidos por días de la semana.

El análisis de la central hidroeléctrica de bombeo Chira-Soria, estudiada e integrada por días de la semana, muestra que la producción plana de energía en el escalón alto se estima en un valor máximo de 308,70 MW los martes y un valor mínimo de 272,10 MW los domingos, mientras que la producción plana de energía en el escalón bajo se estima en un valor máximo de 253,79 MW los lunes y martes y un valor mínimo de 219,27 MW los domingos.

Las condiciones óptimas de operación para estas integraciones se determinan según los siguientes parámetros técnicos: el factor vegetal se establece en un 59,98 %, mientras que el balance entre bombeo y turbina presenta una distribución del 43,84 % para la generación mediante turbinado y un 56,16 % para el proceso de bombeo. La producción diaria alcanza un total de 1,262,13 MWh en generación turbinada y un consumo de 1.778,33 MWh en bombeo. En cuanto a la potencia media utilizada, se registran valores de 52,59 MW para la operación en modo turbina y 74,10 MW para el modo de bombeo. Finalmente, el tiempo de operación diario se distribuye en 15,92 horas por día para la generación turbinada y 8,08 horas por día para el bombeo.

Estas condiciones son las obtenidas para conseguir cubrir la demanda energética de Gran Canaria con la mayor integración de energía producida por renovables y con la mayor disminución de GEI, logrando optimizar además los rendimientos de los equipos por combustión de la isla y con un aumento diferenciado de la estabilización energética.

Título 2: “Massive energy storage using H₂ to support the optimal and efficient integration of a pumped hydroelectric power plant”

Las implicaciones que el almacenamiento de H₂ debido a la de energía renovable excedente y sobre todo con la incorporación e integración de la central hidroeléctrica de Chira-Soria en el sistema de producción de energía en Gran Canaria, conlleva importantes beneficios:

Una vez integrada la central hidroeléctrica de bombeo Chira-Soria, la incorporación de la H₂ El sistema de almacenamiento de energía para los excedentes de energía renovable reducirá las emisiones atmosféricas en un 12,36% en comparación con el sistema ya integrado. Si lo comparamos con el sistema energético sin integración, representa el 36,02%.

Para ello hay que considerar que se han utilizado 1.811.482,96 MWh/año, lo que ha supuesto una conversión a H₂ de 28.977,88 tH₂/año, equivalente a 79.391,47 KgH₂/día, y en volumen de H comprimido sería de 15.958,08 m³/día.

Por otro lado, se registra un incremento en el uso de energía de 1.811.482,96 MWh anuales, lo que supone un incremento de la capacidad del 137,9%.

La electrólisis por membrana de intercambio de protones (PEM) es la tecnología más adecuada para producir hidrógeno a partir de los excedentes de energía disponible de la producción renovable excedente en la central hidroeléctrica de bombeo Chira-Soria. Con esta tecnología se ha conseguido una producción de hidrógeno más eficiente y ofrece más flexibilidad para acoplarse mejor a las energías renovables fluctuantes como la eólica.

La propuesta tecnológica y la aportación de H₂ en el almacenamiento al sistema energético de Gran Canaria es una solución indiscutible para diferenciarse en la respuesta a la demanda en Gran Canaria, así como maximizar la reducción de emisiones y optimizar los recursos naturales de la isla.

Las soluciones y propuestas tecnológicas que se han presentado en esta investigación suponen una amplia mejora, cuantitativa y cualitativa, en el sistema energético de Gran Canaria, todas ellas sin limitaciones ni incertidumbres.

Título 3: “Proposal of an optimization tool for demand response in island electricity systems (IES) using the Simplex method and Generalized reduced gradient (GRG)”

Se ha diseñado un algoritmo que representa una herramienta válida para la gestión de equipos de producción, ofreciendo la combinación óptima de estos equipos. El algoritmo y la metodología se han empleado para resolver el doble problema planteado, con la investigación operativa. Esta herramienta matemática nos ha permitido desarrollar nuestro problema con múltiples variables y para funciones lineales y no lineales. De hecho, se han empleado métodos alternativos para abordar estas cuestiones, que pueden analizarse o visualizarse. Se ha demostrado que el algoritmo es eficaz incluso cuando el número de variables es alto, siempre que haya al menos una variable. En consecuencia, se puede afirmar que los métodos Simplex y GRG son capaces de proporcionar una solución óptima al proceso de toma de decisiones, ya que identifican consistentemente el valor óptimo que maximiza la función objetivo. En el caso analizado, se obtuvieron dos soluciones individuales de acuerdo con el objetivo buscado, y también se identificó una tercera de compromiso.

Para Gran Canaria, se ha identificado la solución óptima para la optimización de los equipos de producción con el objetivo de minimizar los costes operativos, logrando una reducción del 9,102 %. Asimismo, se ha determinado la configuración óptima de los equipos para la disminución de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI), obteniendo una reducción del 8,833 %. Los métodos aplicados han demostrado una mejora significativa en los resultados de la combinación de equipos previamente seleccionada por la empresa productora.

Adicionalmente, se ha explorado una tercera solución de compromiso que integra simultáneamente la optimización de costes y la reducción de GEI. Esta alternativa supera el desempeño de la solución originalmente implementada por la empresa productora, al proporcionar una configuración de equipos que mantiene un costo económico reducido. A pesar de que esta combinación no alcanza el nivel mínimo absoluto de emisiones de GEI, se encuentra próxima a dicho umbral. La curva de GEI correspondiente a la optimización de costos, representada en la **Figura 5**, evidencia que esta configuración genera significativamente menos emisiones en comparación con la solución actualmente aplicada por la empresa.

Título 4: “Bioethanol from canary banana waste as an energy source to reduce the carbon footprint of island electricity systems”

En cuanto a la posibilidad en Canarias de valorizar residuos agrícolas, se ha demostrado que los residuos del plátano canario pueden y deben ser recuperados debido a su gran cantidad de producción, unas 30.000,00 toneladas anuales y a su fácil gestión.

El proceso de valorización, representado en la **Figura 6**, permitiría mejoras directas en la producción del plátano, tanto a nivel ambiental como económico. En términos de sostenibilidad, se lograría una reducción de la huella de carbono del 0,68 %, disminuyendo de 120,71 gCO_{2eq}/kg producido a 118,85 gCO_{2eq}/kg producido.

Desde una perspectiva económica, la valorización de residuos contribuiría a la optimización de costos en la producción de plátano, principalmente mediante la reducción de los gastos asociados a la gestión de vertederos. Esto se debe a la menor cantidad de residuos destinados a disposición final, gracias a su aprovechamiento en procesos de recuperación. Adicionalmente, se generarían ingresos extraordinarios derivados de la comercialización de residuos valorizables.

En términos medioambientales, el proceso favorecería la reducción de emisiones contaminantes al disminuir la huella de carbono del cultivo. Asimismo, se estima una reducción significativa en la cantidad de vertidos, con una disminución aproximada de 30.000 toneladas anuales, lo que representa un impacto positivo en la gestión de residuos y en la preservación del entorno.

La producción de bioetanol, el mercado canario de automoción puede verse afectado con una producción de 41.1451,70 m³ de gasolina E-10, que representa el 5,9 % del consumo anual de gasolina y reduce las emisiones contaminantes en un 0,6 %, es decir, 10.153,89 tCO_{2eq}.

7.1. Conclusiones generales.

Los trabajos analizados convergen en un enfoque integral que combina valorización de residuos, optimización energética y estrategias avanzadas de almacenamiento para promover un sistema energético más sostenible, autónomo y resiliente en el contexto insular de Canarias. A partir del análisis detallado de cada estudio, se evidencia que la aplicación coordinada de estas soluciones genera beneficios multidimensionales, tanto en el plano técnico como en el económico y ambiental.

La valorización energética de residuos agrícolas, como los del plátano canario, no solo permite reducir significativamente la cantidad de residuos enviados a vertederos, sino que aporta un vector energético renovable con balance positivo de emisiones. La producción de bioetanol a partir de estos residuos, demuestra su viabilidad como biocombustible complementario en entornos insulares, con capacidad para reducir la huella de carbono del sector eléctrico y fomentar un modelo de economía circular agroindustrial.

Desde el punto de vista de la gestión energética, los estudios sobre la central hidroeléctrica de bombeo Chira-Soria y el almacenamiento de hidrógeno a partir de excedentes renovables muestran cómo la incorporación de sistemas de almacenamiento masivo permite mejorar la flexibilidad operativa del sistema eléctrico, pero deben ser corroborados mediante estudios de optimización. La modelización computacional y la optimización algorítmica aplicadas han permitido demostrar que estos sistemas aumentan de forma sustancial la penetración de energías renovables no gestionables, reduciendo la necesidad de respaldo fósil y mejorando la estabilidad y capacidad de respuesta de la red. La solución híbrida de almacenamiento –hidroeléctrico e hidrógeno– optimiza el aprovechamiento de recursos excedentarios, diversifica la matriz de almacenamiento y aporta estabilidad a medio y largo plazo frente a variaciones en la producción y la demanda.

En paralelo, el desarrollo de herramientas de optimización para el despacho energético, utilizando técnicas de programación lineal y no lineal (Simplex y GRG), ha permitido identificar configuraciones operativas que minimizan tanto las emisiones como el consumo de combustible. Estas herramientas ofrecen una base matemática y operativa robusta para la toma de decisiones en tiempo real, y resultan esenciales para gestionar la transición hacia un sistema más sostenible sin comprometer la seguridad del suministro.

En conjunto, la integración sinérgica de estas estrategias –valorización de residuos, optimización energética y almacenamiento innovador– refuerza de forma significativa la resiliencia, la eficiencia y la sostenibilidad del sistema energético de Canarias. Se establece así un modelo replicable en otros contextos insulares o remotos, donde las condiciones técnicas, geográficas y ambientales requieren soluciones energéticas adaptadas y multifuncionales. Estos avances consolidan una hoja de ruta hacia un sistema energético insular bajo en carbono, altamente eficiente y alineado con los objetivos de neutralidad climática, soberanía energética y desarrollo económico local.

7.2.- Líneas futuras

7.2.1.- Líneas futuras respecto a la unidad temática

A partir de los resultados obtenidos y de las tecnologías analizadas, se identifican diversas oportunidades de desarrollo futuro que profundizan en la transformación del sistema energético insular. Estas líneas estratégicas se articulan en torno a cinco grandes ejes:

a) Avances en biocombustibles y valorización de residuos orgánicos

- Optimizar la eficiencia en la producción de bioetanol a partir de residuos agrícolas, como el plátano, mediante el desarrollo de nuevos procesos de pretratamiento, selección de cepas microbianas de alto rendimiento y tecnologías de fermentación más eficientes.
- Investigar la viabilidad de nuevos productos derivados como azúcares fermentables, ácido láctico, o bioaceites, ampliando así la cadena de valor de la biomasa residual.
- Evaluar la producción de MEA (monoetanolamina) a partir de bioetanol como paso intermedio hacia la captura de CO₂, con proyecciones hacia aplicaciones industriales.
- Desarrollar modelos de negocio locales para la producción y comercialización de bioetanol, azúcar, MEA y subproductos de alto valor añadido, especialmente en entornos rurales.

b) Innovaciones en tecnologías de almacenamiento renovable

- Mejorar la eficiencia y reducir los costos del almacenamiento de hidrógeno, especialmente mediante el uso de nuevos materiales catalíticos, electrolizadores de alto rendimiento y técnicas de almacenamiento a presión o en estado sólido.
- Explorar alternativas emergentes como el almacenamiento por aire comprimido (CAES), almacenamiento térmico de bajo coste o soluciones híbridas bombeo-hidrógeno.
- Investigar la viabilidad técnica de sistemas de bombeo en zonas costeras o de montaña con uso de agua salada, priorizando la sostenibilidad, la eficiencia y el impacto ambiental reducido.

c) Integración inteligente de sistemas energéticos

- Desarrollar estrategias de integración óptima de múltiples tecnologías en redes insulares, mediante sistemas híbridos renovables que combinen generación solar, eólica, bioenergía, hidrógeno y bombeo hidráulico.
- Aplicar técnicas avanzadas de optimización (como algoritmos metaheurísticos, inteligencia artificial y aprendizaje automático) para mejorar el despacho energético en tiempo real, la predicción de demanda y la respuesta dinámica del sistema.
- Validar los modelos en condiciones reales mediante proyectos piloto o demostradores tecnológicos en islas como Tenerife o La Palma, con especial atención a la transferencia del conocimiento generado por proyectos como “Chira-Soria” o “Corona del Viento”.

d) Evaluación de impacto ambiental y sostenibilidad

- Profundizar en estudios de ciclo de vida (ACV) completos de las tecnologías analizadas, incluyendo análisis de sensibilidad, incertidumbre y escenarios prospectivos.
- Ampliar el análisis a otras externalidades ambientales, como el uso del suelo, el consumo de agua o los impactos sobre la biodiversidad.
- Integrar indicadores de sostenibilidad energética y circularidad para priorizar tecnologías no solo eficientes, sino también ambientalmente justas y socialmente aceptables.

e) Escalabilidad, política energética y regulación

- Realizar estudios de escalabilidad técnica y económica para evaluar la implementación a nivel industrial de las tecnologías propuestas, tanto en el contexto canario como en otras regiones insulares o remotas.
- Proponer marcos regulatorios y esquemas de incentivos específicos que promuevan la introducción de biocombustibles de segunda generación, almacenamiento distribuido y microrredes híbridas.
- Fomentar la colaboración entre universidades, centros tecnológicos, empresas energéticas y

entidades públicas para acelerar la innovación aplicada y facilitar la transferencia tecnológica al tejido productivo.

7.2.2.- Líneas futuras respecto a las conclusiones generales

Como derivación natural de las conclusiones alcanzadas, se identifican nuevas oportunidades para consolidar un modelo energético insular más resiliente, circular y con bajas emisiones. En este sentido, se proponen las siguientes líneas generales de exploración:

- **Replicabilidad y expansión territorial:** Adaptar los conceptos técnicos y estrategias evaluadas a otras islas del archipiélago, con particular atención a las especificidades topográficas, climáticas y sociales de cada territorio. Proyectos como “Chira-Soria” pueden evolucionar hacia esquemas más complejos e integrados, aplicables en territorios como La Palma o Tenerife.
- **Aplicaciones emergentes del hidrógeno verde y los e-combustibles:** Fomentar el uso de hidrógeno en sectores no eléctricos como el transporte marítimo, la industria o la producción de combustibles sintéticos, con emisiones netas nulas, aprovechando las sinergias con la producción local de MEA y la captura de carbono.
- **Valorización ampliada de residuos agrícolas:** Extender la investigación a otros tipos de biomasa presente en el archipiélago (poda de vid, tunera, residuos hortícolas, etc.), aplicando esquemas de biorrefinería descentralizada que contribuyan al desarrollo rural y reduzcan la presión sobre vertederos.
- **Economía circular y empleo verde:** Impulsar nuevas líneas de emprendimiento en torno al aprovechamiento de la fibra de platanera, bioplásticos y bio compuestos, así como la creación de clústeres de innovación bio industrial basados en el residuo como recurso.
- **Interdisciplinariedad e innovación colaborativa:** Fomentar equipos de investigación multidisciplinares que integren ciencia de materiales, modelado energético, economía circular y políticas públicas, facilitando la transición hacia una matriz energética sostenible, socialmente justa y tecnológicamente avanzada.

Referencias bibliográficas

- Ahmad, T., Madonski, R., Zhang, D., Huang, C., & Mujeeb, A. (2022). Data-driven probabilistic machine learning in sustainable smart energy/smart energy systems: Key developments, challenges, and future research opportunities in the context of smart grid paradigm. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 160, 112128. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112128>
- Barrera-Santana, J., & Sioshansi, R. (2023). An optimization framework for capacity planning of island electricity systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 171, 112955. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112955>
- Barthelmie, R. J., & Pryor, S. C. (2021). Climate Change Mitigation Potential of Wind Energy. *Climate*, 9(9). <https://doi.org/10.3390/cli9090136>
- Bonilla-Campos, I., Sorbet, Fco. J., & Astrain, D. (2022). Radical change in the Spanish grid: Renewable energy generation profile and electric energy excess. *Sustainable Energy, Grids and Networks*, 32, 100941. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.segan.2022.100941>
- Borge-Diez, D., Rosales-Asensio, E., Icaza, D., & Açıkkalp, E. (2024). The green hydrogen-water-food nexus: Analysis for Spain. *International Journal of Hydrogen Energy*, 77, 1026–1042. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.06.237>
- Erdinc, O., Paterakis, N. G., & Catalão, J. P. S. (2015). Overview of insular power systems under increasing penetration of renewable energy sources: Opportunities and challenges. *Renewable*

- and *Sustainable Energy Reviews*, 52, 333–346.
<https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.07.104>
- Favaro, P., Gobert, M., & Toubeau, J.-F. (2024). Multi-fidelity optimization for the day-ahead scheduling of Pumped Hydro Energy Storage. *Journal of Energy Storage*, 103, 114096.
<https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.est.2024.114096>
- Ferreira, H. L., Garde, R., Fulli, G., Kling, W., & Lopes, J. P. (2013). Characterisation of electrical energy storage technologies. *Energy*, 53, 288–298.
<https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.energy.2013.02.037>
- Gobierno de Canarias. (2022). *Anuario Energético de Canarias 2022*.
- Gobierno de Canarias. (2023). *Anuario Energético de Canarias 2023*.
- Groppi, D., Pfeifer, A., Garcia, D. A., Krajačić, G., & Duić, N. (2021). A review on energy storage and demand side management solutions in smart energy islands. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 135, 110183. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110183>
- Jung, C., & Schindler, D. (2019). Changing wind speed distributions under future global climate. *Energy Conversion and Management*, 198, 111841.
<https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.enconman.2019.111841>
- Katsaprakakis, D. Al. (2016). Hybrid power plants in non-interconnected insular systems. *Applied Energy*, 164, 268–283. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.11.085>
- Katsaprakakis, D., & Dakanali, I. (2019). Comparing electricity storage technologies for small insular grids. *Energy Procedia*, 159, 84–89.
<https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.egypro.2018.12.023>
- Lozano Medina, J. C., Concepción, V. H., Mendieta Pino, C. A., & León Zerpa, F. (2024). Massive energy storage using H2 to support the optimal and efficient integration of a pumped hydroelectric power plant. *International Journal of Hydrogen Energy*, 94, 124–135.
<https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.10.338>
- Lozano Medina, J. C., Perez-Baez, S., Leon-Zerpa, F., & Mendieta-Pino, C. A. (2024). Alternatives for the Optimization and Reduction in the Carbon Footprint in Island Electricity Systems (IESs). *Sustainability*, 16(3), 1214. <https://doi.org/10.3390/su16031214>
- Ma, Z., Zhang, S., Hou, F., Tan, X., Zhang, F., Yang, F., & Guo, F. (2020). Exploring the driving factors and their mitigation potential in global energy-related CO2 emission. *Global Energy Interconnection*, 3(5), 413–422. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.gloe.2020.11.001>
- Martinez, A., & Iglesias, G. (2021). Wind resource evolution in Europe under different scenarios of climate change characterised by the novel Shared Socioeconomic Pathways. *Energy Conversion and Management*, 234, 113961.
<https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.enconman.2021.113961>
- Martinez, A., & Iglesias, G. (2023). Climate-change impacts on offshore wind resources in the Mediterranean Sea. *Energy Conversion and Management*, 291, 117231.
<https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.enconman.2023.117231>
- Martinez, A., & Iglesias, G. (2024). Global wind energy resources decline under climate change. *Energy*, 288, 129765. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.energy.2023.129765>

- Martinez, A., Murphy, L., & Iglesias, G. (2023). Evolution of offshore wind resources in Northern Europe under climate change. *Energy*, 269, 126655.
<https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.energy.2023.126655>
- Matthew, G. Jr., Nuttall, W. J., Mestel, B., & Dooley, L. S. (2019). Low carbon futures: Confronting electricity challenges on island systems. *Technological Forecasting and Social Change*, 147, 36–50. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.techfore.2019.06.014>
- Mitali, J., Dhinakaran, S., & Mohamad, A. A. (2022). Energy storage systems: a review. *Energy Storage and Saving*, 1(3), 166–216. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.enss.2022.07.002>
- Modu, B., Abdullah, M. P., Bakar, A. L., & Hamza, M. F. (2023). A systematic review of hybrid renewable energy systems with hydrogen storage: Sizing, optimization, and energy management strategy. *International Journal of Hydrogen Energy*, 48(97), 38354–38373.
<https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.06.126>
- Papadopoulos, A. M. (2020). Renewable energies and storage in small insular systems: Potential, perspectives and a case study. *Renewable Energy*, 149, 103–114.
<https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.12.045>
- Potrč, S., Čuček, L., Martin, M., & Kravanja, Z. (2021). Sustainable renewable energy supply networks optimization – The gradual transition to a renewable energy system within the European Union by 2050. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 146, 111186.
<https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111186>
- Rahbari, H. R., Roushenas, R., Sadi, M., Arabkoohsar, A., & Singh, A. K. (2023). 11 - Pumped thermal energy storage. In A. Arabkoohsar (Ed.), *Future Grid-Scale Energy Storage Solutions* (pp. 435–468). Academic Press. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/B978-0-323-90786-6.00001-7>
- Rehman, S., Al-Hadhrami, L. M., & Alam, Md. M. (2015). Pumped hydro energy storage system: A technological review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 44, 586–598.
<https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.12.040>
- Sadi, M., Rahbari, H. R., Singh, A. K., & Arabkoohsar, A. (2023). 10 - Pumped hydropower energy storage. In A. Arabkoohsar (Ed.), *Future Grid-Scale Energy Storage Solutions* (pp. 409–433). Academic Press. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/B978-0-323-90786-6.00010-8>
- Shiga, T. M., Cordenunsi, B. R., & Lajolo, F. M. (2011). The effect of storage on the solubilization pattern of bean hull non-starch polysaccharides. *Carbohydrate Polymers*, 83(2), 362–367.
<https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.carbpol.2010.07.051>
- Steinmann, W.-D., Bauer, D., Jockenhöfer, H., & Johnson, M. (2019). Pumped thermal energy storage (PTES) as smart sector-coupling technology for heat and electricity. *Energy*, 183, 185–190.
<https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.06.058>
- Trapani, D., Marocco, P., Ferrero, D., Lindberg, K. B., Sundseth, K., & Santarelli, M. (2024). The potential of hydrogen-battery storage systems for a sustainable renewable-based electrification of remote islands in Norway. *Journal of Energy Storage*, 75, 109482.
<https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.est.2023.109482>
- Yagi, C., & Takeuchi, K. (2023). Estimating the value of energy storage: The role of pumped hydropower in the electricity supply network. *Japan and the World Economy*, 68, 101210.
<https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.japwor.2023.101210>

- Yurter, G., Nadar, E., & Kocaman, A. S. (2024). The impact of pumped hydro energy storage configurations on investment planning of hybrid systems with renewables. *Renewable Energy*, 222, 119906. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.renene.2023.119906>
- Zhang, C., Wei, Y.-L., Cao, P.-F., & Lin, M.-C. (2018). Energy storage system: Current studies on batteries and power condition system. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 82, 3091–3106. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.10.030>