



MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

Optimización del coste de producción de hidrógeno renovable.

Autor: María Cruz Arcos Presedo

Director: Rafael Cossent Arin

Madrid

Junio de 2025

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
Optimización del coste de producción de hidrógeno renovable
en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el
curso académico 2024/2025 es de mi autoría, original e inédito y
no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos.

El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido
tomada de otros documentos está debidamente referenciada.



Fdo.: María Cruz Arcos Presedo

Fecha: 05/06/2025

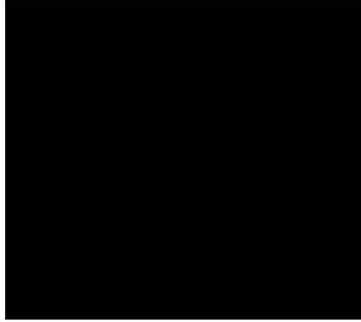
Autorizada la entrega del proyecto
EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Rafael Cossent Arin

Fecha: 27/06/2025

Agradecimientos

Gracias a Dios, a mi familia, a mis amigos y cada una de las personas que me han acompañado durante estos años.



MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA
INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

**Optimización del coste de producción de
hidrógeno renovable.**

Autor: María Cruz Arcos Presedo

Director: Rafael Cossent Arin

Madrid

Mayo 2025

OPTIMIZACIÓN DEL COSTE DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO RENOVABLE.

Autor: Arcos Presedo, María Cruz.

Director: Cossent Arin, Rafael.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

El presente trabajo de fin de máster desarrolla un modelo técnico, económico, y financiero, que analiza los costes de producción de hidrogeno verde a partir de energía fotovoltaica y unidades de almacenamiento de iones de litio. El objetivo principal se basa en el estudio de una metodología que pueda reducir el coste nivelado del hidrógeno, ofreciendo una herramienta para diseñar sistemas replicables, escalables y económicamente viables. Para ello se comparan tres modelos de proyectos con distintas tecnologías y configuraciones en Sevilla, alcanzando en el modelo con uso de almacenamiento un coste de producción de 4,43 €/kg.

Palabras clave: Hidrógeno verde, LCOH, energía fotovoltaica, almacenamiento energético, optimización, modelado financiero, horas de funcionamiento anuales del electrolizador.

1. Introducción

Con los ambiciosos objetivos de la Unión Europea relacionados con la transición energética, el hidrógeno se presenta como una solución estratégica con potencial para descarbonizar la economía, principalmente para los sectores difíciles de electrificar. Estos objetivos se han fijado en iniciativas como el Pacto Verde Europeo y el PNIEC, Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021–2030. [1] [2]

El hidrógeno se clasifica en función de la fuente de energía de la que proviene, la cual es esencial para una mayor o menor contribución climática comentada. No obstante, actualmente, más del 95 % del hidrógeno consumido a nivel global se produce a partir de combustibles fósiles, es decir, el conocido hidrógeno marrón [3]. Por otro lado, el crecimiento previsto de la demanda, que podría duplicarse antes de 2030 según la IEA [3], refuerza la urgencia de desarrollar alternativas sostenibles, como es el ejemplo del hidrógeno verde.

2. Definición del Proyecto

El proyecto estudia cómo reducir el coste de hidrógeno verde (LCOH) asociado a los sistemas de hidrógeno producido a partir de energía del solar, estudiando el impacto del LCOE y las horas en funcionamiento anuales del electrolizador. Se desarrolla una comparación a partir de tres modelos: el caso base, sobredimensionamiento y almacenamiento. Para cada alternativa se determina el LCOE y, mediante una simulación financiera basada en “project finance”, se calcula el LCOH correspondiente. Por último, se define la configuración de operación más eficiente y se analiza la sensibilidad del LCOH ante variables clave como la inversión inicial (CAPEX) y la eficiencia del sistema.

3. Descripción del modelo/sistema/herramienta

En primer lugar, se calcula el coste de la energía solar para diferentes alternativas técnicas. Para ello, se usa un programa que estima la generación solar horaria en Sevilla, considerando dos inclinaciones distintas: una de 35°, que permite obtener más energía a lo largo del año, y otra de 58°, que reduce las variaciones entre estaciones. Con los resultados obtenidos, se recopilan los datos de cada modelo, comparando los costes de la energía en cada caso.

Estos datos se incorporan después a un modelo financiero basado en project finance, que permite estimar el LCOH durante toda la vida útil del proyecto. El objetivo es determinar el precio mínimo al que debe venderse el hidrógeno para asegurar una rentabilidad del 10 %.

4. Resultados

La relación entre las horas anuales de funcionamiento del electrolizador y el coste nivelado del hidrógeno ha sido una de las conclusiones clave de este trabajo. Se concluye que a medida que aumentan las horas de funcionamiento del electrolizador, el coste nivelado del hidrógeno disminuye al repartirse la inversión, así como los costes fijos del sistema. De esta manera, se reduce significativamente el coste por kilogramo de hidrógeno producido.

A mayores horas de funcionamiento, menor será el LCOH. Sin embargo, esta curva se ve limitada por el funcionamiento técnico del electrolizador el cual no puede funcionar horas infinitas, sino que tienen un máximo de aproximadamente 8000 horas anuales.

A continuación, se muestra la evolución del LCOH en función de las horas de funcionamiento para ambas configuraciones de inclinación:

Ilustración 1: LCOH frente al aumento de las horas de funcionamiento del electrolizador

El punto óptimo se alcanza con una planta fotovoltaica de 105,63 MWp, un inversor de 46,42 MWn y un sistema de almacenamiento de 252,61 MWh, con una inclinación de 58°, funcionando 8004 horas anuales.

El modelo alcanza un LCOH de 4,43 €/kg. Este valor es un 24 % inferior al precio de referencia nacional (5,85 €/kg según MIBGAS), presentando un valor significativamente menor impulsando su uso como alternativa. En este escenario, el componente energético representa el 71 % del coste total, lo que además refuerza la importancia de controlar el coste de la energía.

5. Conclusiones

En primer lugar, el trabajo concluye que no es solo importante intentar reducir el coste de la energía, sino diseñar los sistemas para que puedan maximizar el aprovechamiento del rendimiento del electrolizador, incluso si eso pueda traducir como una inversión adicional. Luego, la eficiencia operativa del sistema es un factor decisivo en la mejora del coste nivelado del hidrógeno, como bien se indica en el estudio de sensibilidad.

En segundo lugar, el almacenamiento se define al final del trabajo como un elemento clave que, cuando es dimensionado correctamente, permite reducir significativamente el LCOH, evitando vertidos y estabilizando la producción. Así, se mejora el rendimiento técnico además del rendimiento económico del sistema.

Por último, se concluye que la escalabilidad del modelo, su aplicación práctica con datos reales y su enfoque replicable lo convierten en una herramienta útil tanto para promotores industriales como para administraciones públicas interesadas en impulsar proyectos viables y alineados con los objetivos de descarbonización.

6. Referencias

- [1] C. Europea, «A Hydrogen Strategy for a climate neutral Europe,» July 2020. [En línea]. Available: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/api/files/attachment/865942/EU_Hydrogen_Strategy.pdf.
- [2] E. Economista, «Los retos de España para liderar la producción de hidrógeno verde en Europa,» 24 Abril 2025. [En línea]. Available: <https://www.economista.es/opinion/noticias/13332563/04/25/los-retos-de-espana-para-liderar-la-produccion-de-hidrogeno-verde-en-europa.html>.
- [3] IEA, «Global Hydrogen Review 2024,» Octubre 2024. [En línea]. Available: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/89c1e382-dc59-46ca-aa47-9f7d41531ab5/GlobalHydrogenReview2024.pdf>.
- [4] MIBGAS, «MIBGAS IBHYX, el primer índice ibérico del precio del hidrógeno renovable,» [En línea]. Available: <https://greenenergy.mibgas.es>.

OPTIMIZATION OF RENEWABLE HYDROGEN PRODUCTION COST

Author: Arcos Presedo, Maria Cruz.

Supervisor: Cossent Arín, Rafael.

Collaborating Entity: ICAI – Pontifical University of Comillas

ABSTRACT

This master's thesis develops a technical, economic and financial model that analyzes the costs of producing green hydrogen from photovoltaic energy and lithium-ion storage units. The main objective is based on the study of a methodology that can reduce the levelized cost of hydrogen, offering a tool to design replicable, scalable and economically viable systems. For this purpose, three project models with different technologies and configurations are compared in Seville, reaching a production cost of 4.43 €/kg in the model with the use of storage.

Keywords: Green hydrogen, LCOH, photovoltaic energy, energy storage, optimization, financial modeling.

1. Introduction

With the European Union's ambitious targets related to energy transition, hydrogen is presented as a strategic solution with the potential to decarbonize the economy, mainly for sectors that are difficult to electrify. These objectives have been set in initiatives such as the European Green Pact and the PNIEC, the National Integrated Energy and Climate Plan 2021-2030. [1] [2]

Hydrogen is classified according to the energy source from which it comes, which is essential for a greater or lesser climate contribution commented. However, currently, more than 95% of the hydrogen consumed globally is produced from fossil fuels, i.e. the well-known brown hydrogen [3]. On the other hand, the expected growth in demand, which could double by 2030 according to the IEA [3], reinforces the urgency of developing sustainable alternatives, such as green hydrogen.

2. Project Definition

The project studies how to reduce the green electricity cost (LCOH) associated with hydrogen systems produced from solar energy by studying the impact of the LCOE and the annual operating hours of the solar power generator. A comparison is developed from three models: the base case, oversizing and storage. For each alternative, the LCOE is determined and, by means of a financial simulation based on project finance, the corresponding LCOH

is calculated. Finally, the most efficient operating configuration is defined and the sensitivity of the LCOH to key variables such as initial investment (CAPEX) and system efficiency is analyzed.

3. Model / System / Tool Description

First, the cost of solar energy is calculated for different technical alternatives. To do this, a program is used to estimate hourly solar generation in Seville, considering two different inclinations: one of 35°, which allows more energy to be obtained throughout the year, and another of 58°, which reduces variations between seasons. With the results obtained, data are compiled for each model, comparing the energy costs in each case.

These data are then incorporated into a financial model based on project finance, which makes it possible to estimate the LCOH throughout the life of the project. The objective is to determine the minimum price at which hydrogen must be sold to ensure a 10 % return.

4. Results

The relationship between annual electrolyzer operating hours and the levelized cost of hydrogen has been one of the key findings of this work. It is concluded that as the electrolyzer operating hours increase, the levelized cost of hydrogen decreases as the investment is spread out, as well as the fixed costs of the system. Thus, the cost per kilogram of hydrogen produced is significantly reduced.

The higher the operating hours, the lower the LCOH. However, this curve is limited by the technical operation of the electrolyzer, which cannot operate infinite hours, but has a maximum of approximately 8000 hours per year.

The evolution of the LCOH as a function of operating hours for both tilt configurations is shown below:

Figure 1: LCOH versus electrolyzer operating hours

The optimal point is reached with a 105.63 MWp PV plant, a 46.42 MWn inverter and a 252.61 MWh storage system, with a 58° tilt, operating 8004 hours per year.

The model achieves a LCOH of 4.43 €/kg. This value is 24 % lower than the national reference price (5.85 €/kg according to MIBGAS), presenting a significantly lower value driving its use as an alternative. In this scenario, the energy component represents 71 % of the total cost, which also reinforces the importance of controlling the cost of energy.

5. Conclusions

First, the paper concludes that it is not only important to try to reduce the cost of energy, but to design the systems so that they can maximize the utilization of the electrolyzer output, even if that may translate as an additional investment. Then, the operational efficiency of the system is a decisive factor in improving the levelized cost of hydrogen, as is well indicated in the sensitivity study.

Secondly, storage is defined at the end of the work as a key element that, when correctly dimensioned, allows to significantly reduce the LCOH, avoiding spills and stabilizing production. Thus, technical performance is improved in addition to the economic performance of the system.

Finally, it is concluded that the scalability of the model, its practical application with real data and its replicable approach make it a useful tool for both industrial developers and public administrations interested in promoting viable projects aligned with decarbonization objectives.

6. References

- [1] C. Europea, «A Hydrogen Strategy for a climate neutral Europe,» July 2020. [En línea]. Available: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/api/files/attachment/865942/EU_Hydrogen_Strategy.pdf.
- [2] E. Economista, «Los retos de España para liderar la producción de hidrógeno verde en Europa,» 24 Abril 2025. [En línea]. Available: <https://www.economista.es/opinion/noticias/13332563/04/25/los-retos-de-espana-para-liderar-la-produccion-de-hidrogeno-verde-en-europa.html>.
- [3] IEA, «Global Hydrogen Review 2024,» Octubre 2024. [En línea]. Available: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/89c1e382-dc59-46ca-aa47-9f7d41531ab5/GlobalHydrogenReview2024.pdf>.
- [4] MIBGAS, «MIBGAS IBHYX, el primer índice ibérico del precio del hidrógeno renovable,» [En línea]. Available: <https://greenenergy.mibgas.es>.

Índice de la memoria

Capítulo 1. Introducción	5
Capítulo 2. Estado de la Cuestión.....	8
2.1 Contexto energético y descarbonización.....	8
2.2 El hidrógeno verde como vector energético.....	10
2.2.1 Clasificación de tipos de hidrógeno.....	10
2.2.2 Fundamentos técnicos de un proyecto de generación de hidrógeno renovable.....	11
2.2.3 Ventajas del hidrógeno como vector energético.....	13
2.2.4 Barreras existentes a la creación de proyectos de generación de hidrógeno renovable.....	13
2.3 Alineación con los objetivos de desarrollo sostenible.....	15
Capítulo 3. Definición del Trabajo	17
3.1 Justificación.....	17
3.2 Objetivos	19
Capítulo 4. Metodología general.....	21
4.1 Hipótesis de diseño técnico y económico del proyecto.....	21
4.2 Estudio de configuraciones de inclinación (TILT).....	23
4.3 Relación entre LCOE y horas de funcionamiento del electrolizador	24
4.3.1 Modelo 1 – Caso base	24
4.3.2 Modelo 2 – Sobredimensionamiento	26
4.3.3 Modelo 3 – Almacenamiento.....	27
4.4 Estimación del LCOH.....	29
Capítulo 5. Caso de estudio.....	34
5.1 Datos de entrada específicos	34
5.2 Aplicación y resultados del Modelo 1 – Caso base.....	38
5.3 Aplicación y resultados del Modelo 2 – Sobredimensionamiento	39
5.4 Aplicación y resultados del Modelo 3 – Almacenamiento.....	45
5.5 Comparación de los resultados entre los modelos.....	47
5.6 Consideraciones finales.....	53
Capítulo 6. Análisis de sensibilidad.....	55
6.1 Consideraciones finales.....	59

Capítulo 7. Discusión	60
7.1 Disciplinas involucradas.....	60
7.2 Oportunidades y barreras del proyecto.....	60
7.3 Futuras investigaciones	62
Capítulo 8. Conclusiones.....	63
8.1 Caso óptimo.....	63
8.2 Validación de la metodología y resultados clave	64
8.2.1 ¿Cuál es la relación entre el coste de la energía (LCOE) y las horas de funcionamiento del electrolizador?.....	64
8.2.2 ¿Cuál es el número de horas de funcionamiento anuales del electrolizador que minimiza el coste total de producción de hidrógeno (LCOH)?	64
8.2.3 ¿Qué configuración para la generación de energía es la óptima? ¿Cómo evoluciona el coste del suministro eléctrico?	64
Capítulo 9. Bibliografía.....	66
ANEXO I	69
ANEXO II	78

Índice de ilustraciones

Ilustración 1: LCOH frente al aumento de las horas de funcionamiento del electrolizador .	7
Ilustración 4: Demanda de hidrógeno por sectores y regiones, histórica y en el escenario de emisiones netas cero para 2050, 2019-2030. [3]	8
Ilustración 5: ODS con las que está comprometido este trabajo.	16
Ilustración 6: Trilema energético.....	18
Ilustración 7: Curva de generación de días representativos para configuración de 35 grados.	35
Ilustración 8: Curva de generación de días representativos para configuración de 58 grados.	35
Ilustración 10: Curvas de LCOH frente al porcentaje de sobredimensionamiento de la planta con respecto al caso base	41
Ilustración 11: Curvas de LCOH en función de las horas de funcionamiento del electrolizador para el caso de sobredimensionamiento	43
Ilustración 12: Horas de funcionamiento del modelo de sobredimensionamiento frente a porcentaje de sobredimensionamiento.....	44
Ilustración 13: Curvas de LCOH en el modelo con almacenamiento para ambos escenarios	46
Ilustración 14: Descomposición del LCOH en función de las horas de funcionamiento....	52
Ilustración 15: Análisis de sensibilidad del LCOH	57

Índice de tablas

Tabla 1: Clasificación del hidrógeno por su fuente de generación [7]	10
Tabla 2: Viabilidad competitiva del hidrógeno para la descarbonización en distintos sectores según su potencial de adopción. [8]	11
Tabla 3: Descripción de los parámetros del modelo financiero	31
Tabla 4: Datos para el cálculo del LCOE por MW o MWh	36
Tabla 5: Hipótesis claves para el modelo financiero del cálculo del LCOH.....	37
Tabla 6: Resultados del modelo del caso de SOBREDIMENSIONAMIENTO	40
Tabla 7: Datos resultantes del modelo del caso con almacenamiento.....	46
Tabla 8: Casos óptimos y resultados correspondientes para cada uno de los modelos	51
Tabla 9: Resultados de los parámetros tras el análisis de sensibilidad sobre el caso óptimo	56

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

El presente Trabajo Fin de Máster desarrolla un modelo técnico, económico, y financiero, que analiza los costes de producción de hidrogeno verde a partir de energía fotovoltaica y unidades de almacenamiento de iones de litio. Hasta ahora, presenta valores elevados, lo que no le permite competir con otros tipos de hidrogeno en los mercados industriales.

La producción de hidrogeno verde tiene dos componentes principales de coste: el asociado al coste de la electricidad, y el derivado de la amortización del electrolizador y membranas, siendo el primero el más relevante.

El coste unitario asociado al electrolizador se reduce a medida que aumenta las horas de utilización, mientras que, dado que la tecnología fotovoltaica tiene un factor de uso entre 1500 y 1700 horas anuales, para incrementar el número de horas de utilización al año resulta necesario incorporar unidades de almacenamiento, con lo que su coste aumenta a medida que aumenta el número de horas de suministro. Nos enfrentamos por tanto a un problema de optimización de costes, donde uno de los componentes es decreciente, y el otro es creciente con el número de horas de utilización.

El presente trabajo, comienza con un análisis del estado de la cuestión (Capítulo 2), en el que se analiza el contexto energético y el papel del hidrógeno como vector energético, así como la alineación con los objetivos de desarrollo sostenible y las barreras que retrasan/imposibilitan su implantación masiva. A continuación, se realiza la definición del trabajo (Capítulo 3) en la que se presenta su motivación y objetivo, siendo éste la realización de un modelo para el diseño de la configuración óptima de una planta de producción de hidrogeno verde a partir de generación fotovoltaica y unidades de almacenamiento de iones de litio, para cualquier emplazamiento, tecnología (rendimientos), costes del equipamiento, y ubicación.

En el Capítulo 4 se desarrolla el modelo, que servirá para dar respuesta a tres preguntas de investigación:

Q1 ¿Cuál es la relación entre el coste de la energía y las horas de funcionamiento anuales del electrolizador? Para lo que se analiza la configuración (inclinación) y

estructura potencia de la instalación PV y tamaño del almacenamiento que minimiza el coste de la electricidad para cada número de horas. De esta manera se obtendrá la función $LCOE = f(h)$. Es importante asegurar un suministro de energía seguro, de bajo coste, y libre de emisiones, libre de tensiones geopolíticas que pongan en riesgo los costes y el suministro, como se ha visto recientemente.

Q2 ¿Cuál es el número de horas de funcionamiento anuales del electrolizador que minimiza el coste total de producción de hidrogeno (energía + electrolizador)? De esta manera, se obtendrá un coste de producción mínimo de hidrogeno renovable, a partir de una ubicación, costes y rendimientos.

Q3 ¿ Qué configuración para la generación de energía es la óptima? ¿Cómo evoluciona el coste del suministro eléctrico? Para lo que se realiza un análisis de sensibilidad a los costes, rendimientos y ubicaciones, con el fin de analizar cómo podría el progreso tecnológico afecta a la configuración de la instalación y costes del hidrogeno.

Para la primera pregunta se desarrollan tres modelos (base, sobredimensionado y con almacenamiento), que se analizan para distintas inclinaciones (tilt). Para dar respuesta a la segunda cuestión, se desarrolla un modelo financiero basado en el de Lazard [20], que utiliza como dato de entrada la relación entre el coste de la energía y las horas de suministro ($LCOE = f(h)$) obtenidas de la primera.

Este modelo se aplica al caso de estudio de Sevilla (Capítulo 5), donde se propone una solución de producción de hidrogeno renovable a costes significativamente inferiores a los que cotiza actualmente en el MIBGAS, lo que abre la puerta a una posible iniciativa empresarial. Como hecho a destacar, la solución propuesta no es la de máxima producción PV, si no la de máxima regularidad (mínima varianza), es de decir 58° de inclinación de los módulos, en lugar de los habituales 34°. Siguiendo el modelo presentado anteriormente, en el capítulo 6 se realiza el análisis de sensibilidad de los principales parámetros del caso de estudio.

Para finalizar, se presenta la discusión, futuras líneas de investigación, y conclusiones (Capítulos 7 y 8), en las que se dan respuesta a las preguntas de investigación planteadas en el trabajo.

Las principales contribuciones del trabajo es la definición de la función $LCOE = f(h)$, y la propuesta de la producción de hidrogeno verde a costes significativamente inferiores a los del mercado, de forma segura y estable.

Capítulo 2. ESTADO DE LA CUESTIÓN

2.1 CONTEXTO ENERGÉTICO Y DESCARBONIZACIÓN

La descarbonización del sistema energético se ha convertido en un objetivo crucial para la Unión Europea. A partir de planes como el Pacto Verde Europeo y el PNIEC 2021–2030, se busca alcanzar la neutralidad climática antes de 2050 [1]. El hidrógeno verde, como vector energético libre de emisiones, ocupa un lugar central en esta transición, especialmente en sectores difíciles de electrificar como la industria, el transporte pesado o la producción de combustibles sintéticos [3].

En la actualidad, más del 95 % del hidrógeno consumido en el mundo se produce a partir de combustibles fósiles sin captura de carbono. Esto representa una barrera significativa para la descarbonización. Sin embargo, el interés por el hidrógeno no deja de crecer ya que según *Global Hydrogen Review 2024*, la demanda mundial de hidrógeno alcanzó los 97 millones de toneladas en 2023 y se espera que aumente de forma considerable para 2030 como se puede ver en la siguiente ilustración [3]. Este crecimiento proyectado refuerza la urgencia de sustituir el hidrógeno gris por alternativas renovables que permitan aprovechar su potencial sin comprometer los objetivos climáticos.

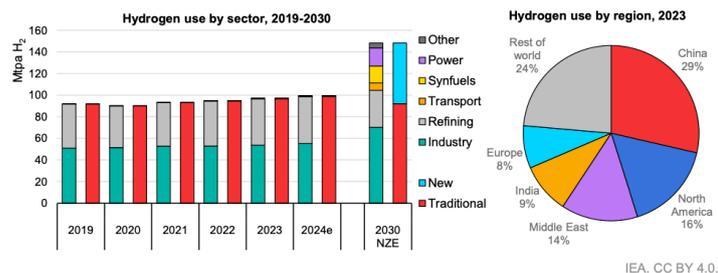


Ilustración 2: Demanda de hidrógeno por sectores y regiones, histórica y en el escenario de emisiones netas cero para 2050, 2019-2030. [3]

España parte de una posición privilegiada en el desarrollo del hidrógeno verde. Gracias a su abundancia de recursos renovables y al crecimiento continuo de su capacidad instalada, el país ha sido reconocido como uno de los líderes globales en este campo. Según el Gobierno,

avanzar en electrificación y apostar por el hidrógeno renovable serán dos piezas clave para lograr reducir las emisiones un 90 % de aquí a 2050, al mismo tiempo que se refuerza la independencia energética y la competitividad económica.

No obstante, para que esa oportunidad se convierta en realidad, hay que superar varios retos. Uno de los principales retos es garantizar un suministro de electricidad renovable que sea fiable y asequible, ya que puede representar más de la mitad del coste total de producción del hidrógeno. Además, la mayoría de los proyectos anunciados, más del 95 %, siguen en fase de diseño o estudio de viabilidad [2].

En este contexto, un paso importante fue la publicación en diciembre de 2024 del índice IBHYX por parte de MIBGAS. Este índice refleja, por primera vez, el coste nivelado de producción del hidrógeno renovable en la península ibérica. El valor inicial, fijado en 5,85 €/kg, se calculó a partir de una planta tipo con criterios técnicos y financieros representativos [4]. Esta señal de precios abre la puerta a un mercado más transparente y competitivo, ya que proporciona una base objetiva para comparar proyectos y estimar su viabilidad.

A nivel europeo, el impulso al hidrógeno renovable también avanza. La Comisión Europea ha destinado recientemente 992 millones de euros a 15 proyectos en distintos países, tres de ellos en España. Se espera que, en conjunto, generen 2,2 millones de toneladas de hidrógeno limpio en los próximos diez años, evitando la emisión de más de 15 millones de toneladas de CO₂ y acelerando el uso de esta fuente energética en sectores clave [6].

En definitiva, el hidrógeno verde no solo representa una vía para reducir emisiones y frenar el cambio climático; también es una oportunidad real para transformar e impulsar la innovación y reforzar la autonomía energética del país. España está bien posicionada para liderar este proceso a nivel europeo, pero el reto ahora es convertir ese potencial en proyectos reales.

2.2 EL HIDRÓGENO VERDE COMO VECTOR ENERGÉTICO

2.2.1 CLASIFICACIÓN DE TIPOS DE HIDRÓGENO

El hidrógeno se clasifica en diferentes "colores" según el método utilizado para su producción. Los principales son el gris, el azul y el verde. Además, hay varias clasificaciones adicionales que vienen representadas en la Tabla 1.

El hidrógeno gris es el más común y se obtiene a partir de fuentes fósiles, como el gas natural, mediante un proceso conocido como reforma de metano, que emite grandes cantidades de dióxido de carbono. El hidrógeno azul también se produce a partir de gas natural, pero con la diferencia de que se captura y almacena el CO₂ generado durante el proceso, reduciendo así su impacto ambiental. Finalmente, el hidrógeno verde es el más sostenible, ya que se produce mediante electrólisis del agua utilizando energía renovable (como solar o eólica), sin emisiones de carbono. Este hidrógeno es el que se plantea estudiar a lo largo del trabajo, más limpio que el gris y el azul si se gestiona adecuadamente el carbono.

Tabla 1: Clasificación del hidrógeno por su fuente de generación [7]

RENOVABLES	NUCLEAR	RED ELÉCTRICA	NATURALEZA	GAS NATURAL			CARBÓN	
								
ELECTRÓLISIS	ELECTRÓLISIS	ELECTRÓLISIS	SUBPRODUCTO	PIRÓLISIS	SMR	CCS	GASIFICACIÓN	GASIFICACIÓN
HIDRÓGENO VERDE	HIDRÓGENO ROSA	HIDRÓGENO AMARILLO	HIDRÓGENO BLANCO	HIDRÓGENO TURQUESA	HIDRÓGENO GRIS	HIDRÓGENO AZUL	HIDRÓGENO MARRÓN	HIDRÓGENO NEGRO

ormazabal

Además de la clasificación del hidrógeno por colores, también se puede diferenciar el hidrógeno según su uso final en varios sectores y su correspondiente potencial competitivo en el mercado. La siguiente imagen, publicada por Energy Innovation, muestra que los sectores donde el hidrógeno tiene un papel clave y competitivo, como el refinado, la producción de amoníaco y acero primario, aparecen con perspectivas excelentes o buenas. En cambio, para aplicaciones como vehículos ligeros, edificios y generación de electricidad diaria, el potencial del hidrógeno se considera muy limitado o poco viable.



Tabla 2: Viabilidad competitiva del hidrógeno para la descarbonización en distintos sectores según su potencial de adopción. [8]

2.2.2 FUNDAMENTOS TÉCNICOS DE UN PROYECTO DE GENERACIÓN DE HIDRÓGENO RENOVABLE

Actualmente, las tres metodologías conocidas para la producción de hidrógeno son:

1. Tecnología PEM (Proton Exchange Membrane)
2. Tecnología AEL (Alkaline Electrolysis) o alcalina
3. Tecnología SOEC (electrólisis de óxido sólido)

A continuación, se describirán los principios de cada una de estas tecnologías basadas en fuentes como IRENA [22] y Repsol [28].

2.2.2.1 Tecnología PEM

Esta alternativa de tecnología funciona a partir del método de electrólisis del agua, el cual separa el agua en hidrógeno y oxígeno aplicando una corriente eléctrica continua, originando hidrógeno en el lado del cátodo con alta pureza y a presión elevada. Usa una membrana compuesta por polímeros sólidos como electrolito.

Según Repsol, la gran fortaleza de esta tecnología es su alta eficiencia y su capacidad para producir hidrógeno en sistemas más compactos, adaptándose mejor a variaciones en la producción energética, como las que tienen las renovables. No obstante, la desventaja clara de esta tecnología es su precio. Los electrolizadores PEM utilizan metales muy costosos, lo que encarece mucho su fabricación.

2.2.2.2 Tecnología alcalina

Esta es la tecnología que lleva más tiempo utilizándose a nivel industrial. Su funcionamiento es relativamente sencillo: mediante una corriente eléctrica, y con una solución líquida alcalina (normalmente hidróxido de potasio), se separa el hidrógeno del oxígeno. Los electrodos que se usan suelen ser de níquel, un material mucho más económico que los metales preciosos.

Según explica Repsol, su gran ventaja es precisamente esa: es una tecnología madura, con costes de inversión más bajos, y que ya está muy extendida. Sin embargo, no todo son ventajas. Su eficiencia es más limitada (ronda entre el 50 y el 70 %) y, además, requiere bastante espacio, lo que puede dificultar su instalación.

2.2.2.3 Tecnología de Óxido Sólido (SOEC)

Por último, esta tecnología aún está en fases más experimentales. Esta tecnología funciona a temperaturas muy elevadas, entre 700 y 850 °C, usando materiales cerámicos sólidos como electrolitos. Lo más interesante es que pueden aprovechar el calor residual de procesos industriales para reducir el consumo eléctrico.

Según explica Repsol, la eficiencia de los SOEC es muy alta y, además, son muy versátiles, ya que pueden producir no solo hidrógeno, sino también electricidad o calor, según las necesidades del proceso. Sin embargo, soportar esas temperaturas extremas es un desafío técnico y económico.

Actualmente, según IRENA, la tecnología PEM es la más utilizada en proyectos de hidrógeno renovables, debido a su alta eficiencia, su rápida respuesta y su capacidad de operar a alta presión.

Por esta razón, se continuará con el estudio de la tecnología PEM en la optimización de los modelos de este proyecto.

2.2.3 VENTAJAS DEL HIDRÓGENO COMO VECTOR ENERGÉTICO

El hidrógeno verde presenta una serie de ventajas que lo convierten en una solución clave para alcanzar un sistema energético más limpio, flexible y resiliente. Según ACCIONA, una de sus principales fortalezas es su carácter limpio, ya que su uso no genera emisiones de gases de efecto invernadero si se produce a partir de fuentes renovables [9]. Esta cualidad permite sustituir progresivamente al hidrógeno gris, contribuyendo directamente a la descarbonización de sectores intensivos en emisiones.

Otra de las grandes ventajas del hidrógeno verde que menciona es lo mucho que se adapta a diferentes usos. Puede servir como materia prima en la industria química, como fuente de energía en sectores donde es difícil electrificar directamente (el transporte marítimo o de larga distancia), o como una forma eficaz de almacenar energía renovable, ayudando a equilibrar la producción cuando el sol o el viento no son suficientes.

Además, el hidrógeno es almacenable y transportable. Se puede comprimir, licuar o transformar en derivados como el amoníaco o el metanol, facilitando su logística y su uso en diferentes aplicaciones industriales [10].

Además, tiene un valor estratégico importante: al poder producirse localmente a partir de fuentes renovables, ayuda a reducir la dependencia de combustibles fósiles importados. Esto no solo mejora la autonomía energética del país, sino que también protege frente a las subidas de precios y la inestabilidad de los mercados internacionales.

Por último, su despliegue a gran escala también puede impulsar la industria nacional y generar empleo de calidad en sectores como la fabricación de electrolizadores, la instalación de plantas o el mantenimiento de infraestructuras energéticas. Así, el hidrógeno verde no solo es una solución tecnológica, sino también una palanca de desarrollo económico y territorial.

2.2.4 BARRERAS EXISTENTES A LA CREACIÓN DE PROYECTOS DE GENERACIÓN DE HIDRÓGENO RENOVABLE

A pesar del creciente interés y del impulso institucional al hidrógeno verde, su desarrollo a escala comercial todavía enfrenta importantes obstáculos técnicos, económicos y

regulatorios. Diversos informes, como la Hoja de Ruta del Hidrógeno elaborada por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico [11], así como análisis recientes publicados en El Periódico de la Energía [12], coinciden en destacar las siguientes barreras principales:

- **Coste de producción elevado:** Hoy en día, producir hidrógeno renovable sigue siendo más caro que el hidrógeno gris, principalmente porque no se penalizan suficientemente las emisiones de CO₂. Además, como sustituto del gas natural, también resulta mucho menos competitivo: mientras que el coste medio del gas natural ronda los 50 €/MWh, el hidrógeno verde puede alcanzar entre 150 y 180 €/MWh, según estimaciones de la Agencia Internacional de la Energía y la Fundación Renovables [3] [13]. Sin un marco regulatorio que reconozca el valor ambiental del hidrógeno renovable, resulta difícil que compita en igualdad de condiciones.
- **Falta de infraestructura:** Aún existen muchas limitaciones para almacenar y transportar hidrógeno de forma eficiente. La red de distribución es muy limitada, lo que dificulta su implantación a gran escala.
- **Regulación poco adaptada y escasos incentivos:** Actualmente, los proyectos de hidrógeno se consideran actividades industriales, lo que obliga a ubicarlos en suelos específicos y superar trámites administrativos complejos. Además, faltan mecanismos claros que certifiquen su origen renovable y apoyos fiscales que lo hagan más atractivo.
- **Tecnologías en desarrollo e integración compleja:** Algunas tecnologías esenciales, como los electrolizadores más avanzados o el almacenamiento geológico, aún no están completamente desarrolladas. Además, integrar el hidrógeno en sectores como el eléctrico o el gasista plantea desafíos técnicos importantes.
- **Desconocimiento social y falta de formación:** Muchas personas aún desconocen qué es el hidrógeno, cómo se usa o qué ventajas ofrece. Esta falta de información también se traslada al ámbito profesional, donde escasean perfiles técnicos preparados para trabajar con esta tecnología.

2.3 ALINEACIÓN CON LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE

Este proyecto se encuentra comprometido con el desarrollo sostenible y con la transición energética justa. En esta línea, se alinea con varios de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) definidos por las Naciones Unidas en la Agenda 2030 [14]. Estos objetivos persiguen erradicar la pobreza, mejorar el bienestar de las personas en dimensiones sociales y económicas, y preservar el medio ambiente. A continuación, se destacan cuatro objetivos clave vinculados con el desarrollo de este trabajo:

1. ODS nº7: “Energía asequible y no contaminante”:

Este trabajo promueve el uso de energías renovables, en particular la solar fotovoltaica, como fuente primaria para la producción de hidrógeno verde. La optimización de su coste de producción permite avanzar hacia una energía más accesible y libre de emisiones, reduciendo la dependencia de tecnologías basadas en combustibles fósiles.

2. ODS nº9: “Industria, innovación e infraestructura”:

La investigación plantea y analiza configuraciones técnicas innovadoras, como el sobredimensionamiento de la planta fotovoltaica y el uso de sistemas de almacenamiento, que permiten mejorar la eficiencia y viabilidad de las infraestructuras de hidrógeno renovable.

3. ODS nº12: “Producción y consumo responsables”:

El modelo de análisis desarrollado busca aprovechar al máximo los recursos energéticos disponibles mediante un uso eficiente de la energía solar. De este modo, se promueve un enfoque responsable en la generación y consumo de energía, alineado con principios de sostenibilidad.

4. ODS nº13: “Acción por el clima”:

La producción de hidrógeno verde representa una solución clave para reducir las emisiones en sectores difíciles de electrificar. Al mejorar su viabilidad económica, el proyecto contribuye directamente a la descarbonización de la economía y al cumplimiento de los compromisos climáticos internacionales.



Ilustración 3: ODS con las que está comprometido este trabajo.

Capítulo 3. DEFINICIÓN DEL TRABAJO

3.1 JUSTIFICACIÓN

Muchos estudios existentes analizan por separado factores como el coste nivelado de la energía (LCOE) o las horas de funcionamiento del electrolizador. Por un lado, trabajos como el elaborado por Enertis Applus+ se centran en comparar el coste nivelado del hidrógeno en distintos emplazamientos de la península ibérica, mediante más de 4 000 simulaciones técnico-económicas para identificar los contextos más competitivos [15]. Por otro lado, un informe de la Cátedra de Hidrógeno de la Universidad Pontificia Comillas estudia cómo las horas anuales de operación del electrolizador afectan la viabilidad económica: muestra que operar a pocas horas (por ejemplo, 1 000 h/año) encarece notablemente el LCOH debido al mayor peso del CAPEX, mientras que multiplicar las horas (4 000–8 000 h/año) reduce el coste operativo pero implica pagar electricidad en las horas punta, elevando el OPEX [16]. Sin embargo, son escasos los enfoques que integren, de forma práctica y aplicable, todas las variables que influyen en la viabilidad económica del hidrógeno verde. Aspectos como el sobredimensionamiento de la planta fotovoltaica, la incorporación de almacenamiento energético o la variación de la radiación solar según la ubicación suelen tratarse de manera aislada. Además, configuraciones técnicas como la inclinación de los paneles solares, que pueden tener un impacto significativo en la producción, apenas se consideran.

En este contexto, es relevante incorporar el marco conceptual del Trilema Energético definido por el World Energy Council [17], que establece tres dimensiones clave para un sistema energético equilibrado: seguridad energética, equidad energética y sostenibilidad ambiental, presentados en la siguiente ilustración. El diseño de instalaciones de hidrógeno verde debe responder a estas tres prioridades de forma simultánea.

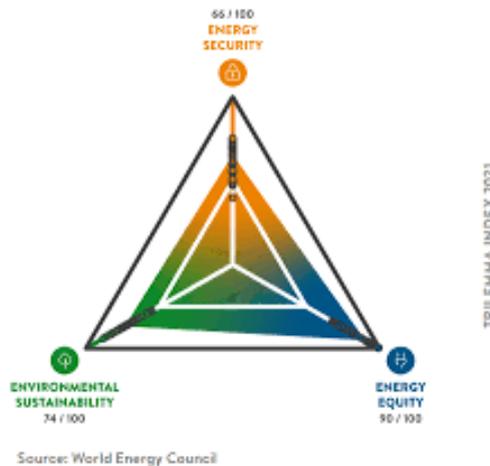


Ilustración 4: Trilema energético

Por este motivo, muchos proyectos optan por operar con una planta dedicada en lugar de conectarse a la red eléctrica. Esta decisión responde a varios factores clave:

- Acceso a energía con costes reducidos y estables en el tiempo, evitando la incertidumbre asociada a la evolución de los precios del mercado eléctrico.
- Asegurar un suministro continuo y estable, fundamental para el funcionamiento eficiente del electrolizador.
- Reducir la huella de carbono asociada al proceso productivo, cumpliendo con compromisos ambientales y de sostenibilidad de empresas e inversores.

Así, el modelo propuesto proporciona una herramienta de diseño y dimensionamiento que permite suministrar energía con esas características (libre de emisiones, a costes competitivos y con seguridad de abastecimiento) a una planta de producción de hidrógeno. Esta aproximación resulta especialmente coherente con esquemas de financiación tipo project finance, al ofrecer flujos de caja estables y predecibles, fundamentales para atraer inversión a largo plazo.

En este sentido, conviene distinguir entre los modelos basados en costes promedio y los que incorporan la lógica del project finance. Los primeros, como los desarrollados por el Hydrogen Observatory de la Unión Europea [18] o Agora Energiewende [19], estiman un LCOH medio a partir de supuestos fijos sobre el coste de la energía, la inversión y los factores de uso, y son útiles para comparativas estandarizadas entre tecnologías o

emplazamientos. Sin embargo, no reflejan la complejidad financiera ni los riesgos reales de un proyecto concreto.

Por el contrario, modelos como los elaborados por Lazard [20] o las simulaciones utilizadas por MIBGAS para calcular el índice IBHYX [4], adoptan un enfoque propio del project finance, donde se modelan los flujos de caja año a año, considerando aspectos como la estructura de capital (deuda y equity), el servicio de deuda, los perfiles reales de producción y la fiscalidad aplicable. Esta metodología permite una evaluación más precisa de la viabilidad económica de un proyecto real y facilita el diálogo con inversores y financiadores.

La falta de modelos integradores y comparativos limita actualmente la capacidad de análisis a la hora de diseñar instalaciones eficientes. Por tanto, se requiere una metodología flexible que permita evaluar distintas configuraciones técnicas y económicas bajo un enfoque común, identificando las alternativas más adecuadas para optimizar el coste de producción del hidrógeno renovable.

3.2 OBJETIVOS

El objetivo principal de este trabajo es optimizar el coste nivelado de producción de hidrógeno verde (LCOH) en instalaciones alimentadas por energía solar fotovoltaica, mediante el análisis comparativo de distintas configuraciones técnicas y económicas.

Para ello, se plantean los siguientes objetivos:

- Analizar el impacto de la inclinación de los módulos fotovoltaicos sobre la generación eléctrica y su influencia en el LCOE, teniendo en cuenta las condiciones climáticas del emplazamiento.
- Estudiar la relación entre el LCOE y las horas de funcionamiento del electrolizador, evaluando cómo varía el coste energético en función del aprovechamiento del recurso solar y del dimensionamiento del sistema.
- Desarrollar tres modelos de cálculo del LCOH, que representen distintas configuraciones del sistema: caso base, sobredimensionamiento de planta y sistema con almacenamiento energético.

- Aplicar los modelos a un caso de estudio concreto, utilizando datos reales y parámetros técnicos representativos, para estimar y comparar el LCOH en cada configuración.
- Evaluar y comparar los resultados obtenidos entre las distintas configuraciones, identificando la opción más eficiente desde el punto de vista técnico y económico.
- Realizar un análisis de sensibilidad económica, considerando variables clave con el fin de estudiar su impacto en la viabilidad del proyecto.
- Diseñar una metodología útil, clara y replicable, que pueda aplicarse en otros emplazamientos con distintos recursos solares y condiciones técnicas, favoreciendo así la escalabilidad de proyectos de hidrógeno verde.

Capítulo 4. METODOLOGÍA GENERAL

4.1 HIPÓTESIS DE DISEÑO TÉCNICO Y ECONÓMICO DEL PROYECTO

El objetivo del modelo desarrollado es estimar la cantidad de hidrógeno producido a partir de una planta fotovoltaica dedicada, dotada con sistemas de almacenamiento basados en baterías de iones de litio. En este contexto, el coste del hidrógeno dependerá fundamentalmente de dos factores: (1) el coste de la energía eléctrica suministrada al electrolizador y (2) las horas de funcionamiento del propio electrolizador.

Dado que las plantas fotovoltaicas presentan, en condiciones normales, factores de uso anuales¹ comprendidos entre 1.200 y 1.800 horas, se plantean configuraciones con almacenamiento que permitan incrementar el número de horas de funcionamiento del electrolizador². Esto permite analizar cómo varía el coste de la energía (LCOE) en función de las horas de funcionamiento anual, modelando esta relación creciente como:

$$\text{LCOE} = f(\text{H})$$

Tal como se mostrará en los resultados, el coste de la energía aumenta a medida que se incrementa el número de horas proporcionadas al electrolizador, debido al sobrecoste asociado al almacenamiento necesario para lograr dicho incremento.

Primera pregunta de investigación:

¿Cuál es la relación entre el coste de la energía y las horas de funcionamiento anuales del electrolizador?

Por otra parte, el segundo componente relevante del coste del hidrógeno es la amortización de los equipos de electrólisis. El coste medio por kilogramo producido asociado al CAPEX disminuye a medida que se incrementa el número de horas anuales de funcionamiento, ya que aumenta su nivel de utilización.

¹ Se entiende como factor de uso el cociente de la energía anual producida por una planta dividido entre la potencia nominal de la misma (MWh/MWn).

² Se entiende que el electrolizador puede operar siempre que la potencia recibida supere el mínimo técnico, en este proyecto 5 MW. En el caso de que funcione más de la potencia nominal (20 MW) se entenderá que dicha hora funciona vertiendo a la red el exceso de energía suministrada.

Nos encontramos, por tanto, ante un problema de optimización: mientras que el coste de la energía aumenta con el incremento de horas, el coste de amortización del electrolizador disminuye. La solución buscará un equilibrio entre ambos factores.

Segunda pregunta de investigación:

¿Cuál es el número de horas de funcionamiento anuales del electrolizador que minimiza el coste total de producción de hidrógeno (energía + electrolizador)?

Una vez obtenidas las respuestas a estas dos preguntas propuestas, se determinará, para los valores actuales de eficiencia y coste de los equipos, la configuración y régimen de operación óptimos de la planta de producción de hidrógeno. Es decir:

1. Potencia de la planta fotovoltaica
2. Inclinación de los módulos
3. Tamaño del almacenamiento
4. Tamaño del inversor
5. Horas de funcionamiento del electrolizador

Así como se ha comentado en el capítulo anterior, la energía utilizada para la producción de hidrógeno tiene que cumplir una serie de características que se alineen con lo presentado en el trilema energético. Sin embargo, esto se puede cumplir tanto con energía comprada de la red como instalando plantas generadoras dedicadas. Luego, un punto de estudio será la factibilidad de estas opciones.

Tercera pregunta de investigación:

¿Qué configuración para la generación de energía es la óptima? ¿Cómo evoluciona el coste del suministro eléctrico?

Adicionalmente, se realizará un análisis de sensibilidad con el objetivo de evaluar el impacto de variaciones en los costes y la eficiencia de los distintos componentes del sistema.

El proceso descrito anteriormente está basado en el análisis completo. Asimismo, se realizarán dos análisis sin considerar almacenamiento, que son: sobredimensionamiento y el caso base.

4.2 ESTUDIO DE CONFIGURACIONES DE INCLINACIÓN (TILT)

Uno de los parámetros clave que condicionan el perfil de generación horaria de una planta fotovoltaica es el ángulo de inclinación de los paneles solares. Este parámetro influye directamente en la distribución de la energía generada a lo largo del año y, por tanto, tiene un impacto significativo en el dimensionamiento del resto de componentes del sistema. La forma de la curva de generación puede dar lugar a escenarios con picos de producción, generando vertidos de energía no aprovechada, o bien a curvas más planas que permiten un mayor aprovechamiento de la generación con menor necesidad de almacenamiento, facilitando además el traspaso de excedentes estacionales entre periodos de alta y baja producción.

La metodología empleada en este estudio contempla el análisis comparativo de distintas configuraciones de inclinación con el objetivo de evaluar su influencia sobre las necesidades de almacenamiento para atender a la demanda, lo que impacta directamente en los costes de operación y almacenamiento.

Concretamente, se han seleccionado dos casos extremos: uno orientado a maximizar la generación total anual (inclinación óptima de máxima producción, denominado ALFA) y otro diseñado para reducir al mínimo la varianza de los valores medios diarios de generación (inclinación que favorece una curva de generación más estable a lo largo del año, aunque con menor generación anual, denominado BETA). Por tanto, con estas dos configuraciones se busca encontrar un equilibrio entre cantidad de energía generada y regularidad del suministro. Entre ambos extremos, pueden explorarse configuraciones intermedias que se sitúan en el intervalo ALFA-BETA.

Los ángulos de inclinación resultantes utilizados para este análisis se obtienen a partir de un programa desarrollado en MATLAB, que simula la producción horaria de una planta fotovoltaica en una localización específica, a partir de datos horarios de radiación solar obtenidos de PV-GIS. El programa descrito se encuentra detallado en el Anexo I.

4.3 RELACIÓN ENTRE LCOE Y HORAS DE FUNCIONAMIENTO DEL ELECTROLIZADOR

Como ya se ha comentado en el apartado anterior, resulta extremadamente relevante la relación entre el LCOE y las horas de funcionamiento a un suministro, no habiéndose encontrado esta relación en la literatura consultada.

Para ello, se analizan distintas configuraciones técnicas, adoptándose la de menor coste para cada intervalo de operación. Los modelos analizados son:

1. Caso base
2. Sobredimensionamiento
3. Almacenamiento

4.3.1 MODELO 1 – CASO BASE

En este subapartado se indicarán los pasos a seguir para calcular el coste de la energía (LCOE) a partir de una planta fotovoltaica con una potencia tal que en ningún caso la energía horaria producida supere a la potencia del electrolizador. De esta manera, se asegura que no habrá vertidos a la red por exceso de producción.

Se considera que, si la energía producida por la planta no supera al mínimo técnico de arranque del electrolizador, esa energía no será aprovechada.

$$Q = \begin{cases} \text{Energía aprovechada} = & \text{Energía_horaria}^3 & P_n < E_h < P \\ & 0 & P < P_{\min} \end{cases}$$

Paso 1: Definición de configuraciones solares

A partir de los datos de radiación solar en una ubicación concreta, se analizan dos configuraciones de inclinación de los paneles fotovoltaicos:

- Una orientada a maximizar la generación total anual.
- Otra que minimice la desviación de la producción horaria.

³ Se refiere como energía_horaria a la energía producida por el sistema de generación a lo largo del día.

Paso 2: Definición del “CASO BASE”

Se define como “CASO BASE” el escenario en el que:

- El electrolizador opera sin almacenamiento.
- Consume como máximo su potencia nominal
- Funciona dentro de un rango de potencia mínimo-máximo.

Paso 3: Dimensionamiento de la planta

Se calcula el tamaño de la planta que hace que la potencia en la hora de máxima producción horaria no supere a la potencia nominal del electrolizador. De manera, que no haya vertidos por exceso de producción.

La potencia del inversor coincidirá con la potencia nominal del electrolizador ya que es la máxima convertidor de continua a alterna.

Paso 4: Cálculo del LCOE

Una vez obtenidas las magnitudes físicas (potencia del parque fotovoltaico e inversor) para cada escenario:

- Coste anualizado:
 - Se calcula el CAPEX de las infraestructuras (módulos e inversores).
 - Se anualiza el CAPEX en base a la vida útil de cada componente.
 - Se suma el coste de operación y mantenimiento (O&M), estimado como un porcentaje del CAPEX.
 - Se aplica el WACC (Weighted Average Cost of Capital) para reflejar el coste del capital invertido.

Nota: El WACC representa el coste medio ponderado del capital de un proyecto, teniendo en cuenta la proporción de deuda y capital propio.

- Producción anual: Se calcula a partir de la irradiación para cada configuración, siendo la energía aprovechable aquella que supera la potencia mínima establecida dentro del rango de funcionamiento del electrolizador.

Finalmente, se obtiene el LCOE como:

$$LCOE \left(\frac{\text{€}}{MWh} \right) = \frac{\text{Coste anualizado (M€)}}{\text{Producción anual útil (MWh)}}$$

4.3.2 MODELO 2 – SOBREDIMENSIONAMIENTO

Dado que el modelo del caso base solo presenta un punto de operación con objeto de aumentar las posibles alternativas para el funcionamiento del electrolizador, en este apartado se sobredimensiona la planta.

A continuación, se presentan los pasos a seguir para el cálculo del coste de la energía (LCOE) para el siguiente modelo. Este modelo parte del análisis realizado en el Caso Base, introduciendo un aumento escogido de la potencia fotovoltaica calculando las horas de funcionamiento del electrolizador anuales.

Paso 1: Generación de escenarios sobredimensionados

A partir de la potencia de planta fotovoltaica calculada en el Caso Base, se generan dos nuevos escenarios incrementando dicha potencia hasta un 100% en intervalos de 10%. No se modifican otras condiciones del sistema.

Paso 2: Mantenimiento de la estructura operativa

Se mantiene el mismo criterio que en el Caso Base: el electrolizador no dispone de almacenamiento y solo consume la energía disponible hasta su potencia nominal. La energía excedente, producto del sobredimensionamiento, se vierten a la red.

En este caso, en aquellas horas que la producción de la planta supere la potencia nominal del electrolizador, esa energía supondrá un vertido adicional a la red.

Paso 3: Cálculo de las horas de funcionamiento del electrolizador

Partiendo de las potencias del parque calculadas, se obtienen la energía aprovechable y, por tanto, las horas de funcionamiento del electrolizador, así como los vertidos.

De esta manera, para cada nivel de sobredimensionamiento se obtendrán unas horas de funcionamiento del electrolizador.

Paso 5: Cálculo del LCOE en los nuevos escenarios

Se calcula el LCOE de cada uno de los escenarios de sobredimensionamiento, siguiendo el mismo procedimiento que en el Caso Base: cálculo del CAPEX anualizado, costes de operación y mantenimiento, aplicación del WACC y estimación de la producción anual.

Paso 6: Comparación entre modelos

Se obtendrá una relación entre las horas de funcionamiento, así como del LCOE, y el sobredimensionamiento del caso base.

4.3.3 MODELO 3 – ALMACENAMIENTO

Si se quiere aumentar el número de horas de funcionamiento del electrolizador anuales, es necesario la incorporación del almacenamiento en el sistema. En este apartado, se describe el procedimiento general por pasos para el análisis del LCOE en escenarios con almacenamiento mediante baterías de litio.

Este modelo incorpora un sistema de almacenamiento con baterías al esquema de planta fotovoltaica conectada a un electrolizador, permitiendo una mayor utilización de la energía generada y eliminando los vertidos.

Paso 1: Análisis de configuraciones solares

Se consideran dos configuraciones de inclinación de los paneles fotovoltaicos, siguiendo el mismo enfoque que en los modelos anteriores:

- Una configuración que maximiza la generación total anual.
- Otra que minimiza la variabilidad estacional de la producción.

Paso 2: Selección de días representativos

Para cada configuración se seleccionan dos días característicos:

- Un día del mes de mínima generación.
- Un día del mes de máxima generación.

Paso 3: Dimensionamiento de la planta fotovoltaica

A partir de un valor objetivo de horas de funcionamiento anuales de la planta fotovoltaica, se dimensiona su potencia siguiendo el mismo procedimiento que en el Caso Base. Este valor sirve de punto de partida para calcular tanto la generación como los componentes del sistema.

Paso 4: Cálculo de producción, consumo e inversor

Con la potencia de la planta definida:

- Se calcula la generación horaria durante los días representativos.
- Se estima el consumo del electrolizador (hasta su potencia nominal).
- Se determina el tamaño del inversor requerido en función del perfil de carga.

Paso 5: Incorporación del sistema de almacenamiento

En este modelo se incluye una batería que permite almacenar los excedentes de energía para su posterior uso, sin límite explícito de capacidad de carga.

- Se calcula el State of Charge (SoC) horario de la batería, teniendo en cuenta tanto la carga como la descarga en cada franja horaria.
- Como unidad física de referencia, se extrae el valor máximo del SoC alcanzado durante el día, tanto en el escenario de mínima como de máxima generación.
- Este valor define el dimensionamiento requerido del sistema de almacenamiento.

Paso 6: Evaluación para distintos escenarios

Este proceso se repite para diferentes valores de horas de funcionamiento del parque fotovoltaico, así como para ambas configuraciones solares, con el fin de generar una gama amplia de escenarios con diferentes niveles de autoconsumo y almacenamiento.

Paso 7: Cálculo del LCOE con almacenamiento

Una vez determinadas las unidades físicas necesarias (paneles, inversor y batería), se calcula el LCOE como en los modelos anteriores:

- Se estima el CAPEX de cada componente, incluyendo el almacenamiento.
- Se anualiza el coste en función de la vida útil de cada infraestructura.

- Se suman los costes de operación y mantenimiento (O&M), estimados como porcentaje del CAPEX total.
- Se aplica el WACC (Weighted Average Cost of Capital) para obtener el coste del capital invertido.

La producción anual se calcula como en el Caso Base, a partir del perfil horario de funcionamiento del electrolizador. En este modelo, al consumirse prácticamente toda la energía generada gracias al almacenamiento, la producción es notablemente mayor.

Paso 8: Interpolación del LCOE a horas del Caso Base

Una vez calculados los LCOE para cada escenario con almacenamiento, se construye una función interpolada del LCOE en función de las horas de funcionamiento anuales del electrolizador.

Esto permite estimar el LCOE correspondiente a las mismas horas de funcionamiento del electrolizador que en el Caso Base, y así comparar los resultados de forma coherente entre modelos.

Paso 9: Comparación de resultados

Aunque este modelo incorpora un coste adicional asociado al sistema de almacenamiento, el aumento de producción permite reducir el LCOE respecto a los escenarios sin batería. Esto permite evaluar el impacto real del almacenamiento sobre el coste por unidad de hidrógeno producido.

4.4 ESTIMACIÓN DEL LCOH

Para estimar el LCOH, se ha desarrollado un modelo financiero basado en el análisis de Lazard [20].

- Parámetros clave del modelo

El modelo parte de dos parámetros clave:

- El LCOE, que representa el coste medio de la electricidad renovable utilizada por el electrolizador.

- Las horas anuales de funcionamiento del electrolizador, que determinan el volumen de hidrógeno producido al año.

A partir de estos datos se calcula la producción anual de hidrógeno (en kg), que se relaciona con los costes del proyecto para obtener el LCOH final en €/kg.

- Componentes del modelo financiero

El modelo incorpora todos los elementos financieros relevantes de un proyecto real:

- La inversión inicial (CAPEX).
- Los costes operativos y de mantenimiento anuales (OPEX), tanto fijos como variables.
- La vida útil del proyecto.
- La estructura de financiación, considerando una combinación de deuda y capital propio, con supuestos de tipo de interés, plazos de amortización y perfiles de repago.
- Aspectos fiscales como la depreciación y los impuestos.
- El reemplazo del stack del electrolizador a mitad de vida útil, incorporado como una inversión adicional puntual.

Con estos componentes, el modelo simula los flujos de caja anuales del proyecto durante toda su vida útil. A diferencia de los modelos de costes promedio, este modelo sigue una lógica de project finance, donde se calcula el flujo de caja libre para el accionista y se descuenta al coste de capital propio. El LCOH se define como el precio mínimo de venta del hidrógeno que permite recuperar la inversión inicial y alcanzar la rentabilidad objetivo sobre el equity aportado.

Este valor resultante del LCOH se utilizará como métrica de comparación entre los distintos modelos analizados, permitiendo determinar cuál representa el caso óptimo.

A continuación, se presentan todos los parámetros utilizados en el cálculo con una breve explicación.

Tabla 3: Descripción de los parámetros del modelo financiero

Parámetro del modelo financiero	Descripción	Unidades
Vida útil acumulada del stack	Se usa para saber cuándo hay que reemplazar el stack al llegar a su vida útil	horas
Demanda total de electricidad	Energía total requerida por la planta	MWh
Consumo eléctrico de H2	Dato. Especificaciones técnicas	kWh/kg
Producción total de H2	Cantidad total de hidrógeno producido	t
CAPEX instalación	Inversión inicial en infraestructuras generales	M€
CAPEX stack	Inversión inicial en el stack del electrolizador	M€
CAPEX total	Suma de todas las inversiones iniciales	M€
LCOH	Coste nivelado de producción de hidrógeno	€/kg
Ingresos Totales	Dinero total ingresado por la venta de hidrógeno	M€
Coste total de la energía	Gasto en electricidad para operar la planta	M€
Garantía/Seguro	Costes por pólizas y garantías del sistema	M€
Coste del agua del proceso	Gasto en agua desionizada para la electrólisis	M€
TOTAL O&M	Costes totales de operación y mantenimiento	M€
Costes totales de operación	Suma de todos los gastos operativos	M€
EBITDA	Beneficio antes de intereses, impuestos y depreciación	M€
Deuda pendiente - Inicio del periodo	Saldo de deuda al inicio del año	M€
Deuda - Gasto por interés	Intereses pagados ese año por la deuda	M€
Deuda - Pago de capital	Parte del préstamo devuelta ese año	M€
Servicio de deuda nivelado	Pago constante anual de deuda (interés + capital)	M€
Deuda - Inicio del periodo stack	Saldo de deuda del stack al inicio del año	M€

ICAI	ICADE	CIHS
Deuda - Gastos por intereses de stack	Intereses por la deuda específica del stack	M€
Deuda - Pago de capital stack	Devolución del préstamo del stack	M€
Deuda - Servicio de deuda nivelado stack	Pago constante anual de la deuda del stack	M€
EBITDA (post amortizaciones)	Beneficio antes de depreciaciones e impuestos	M€
Depreciación instalación	Pérdida de valor anual de la instalación	M€
Depreciación stack	Pérdida de valor anual del stack	M€
Depreciación total	Suma de todas las depreciaciones	M€
Gasto por intereses	Total de intereses pagados en el año	M€
Ingreso imponible	Ganancia sujeta a impuestos	M€
Beneficio bruto	Ingreso antes de impuestos	M€
Impuesto fiscal	Pago por impuestos sobre el beneficio bruto	M€
Beneficio después de impuestos	Ganancia neta tras pagar impuestos	M€
Gastos de capital	Inversión de reposición o mejora (CAPEX futuro)	M€
Flujo de caja	Dinero neto disponible en el año	M€
Tasa interna de retorno	Rentabilidad del proyecto expresada en porcentaje	%

- Procedimiento del cálculo del LCOH

El objetivo del procedimiento es encontrar el precio del hidrógeno que proporciona una tasa interna de rentabilidad ajustada. A partir de una tecnología de electrolizador determinada, se consideran los siguientes parámetros:

- CAPEX unitario total
- CAPEX unitario del electrolizador
- Consumo eléctrico (kWh/kg de H₂)
- Horas anuales de funcionamiento

Con esta información, se estiman los ingresos anuales, calculados como el producto de las horas de funcionamiento, la potencia nominal, el rendimiento del sistema y el precio de mercado de la electricidad (LCOE).

Los costes operativos incluyen:

- Coste de la energía eléctrica
- Coste del seguro
- Coste del agua
- Otros costes de operación y mantenimiento (O&M)

El EBITDA se obtiene como la diferencia entre ingresos y costes operativos.

Posteriormente, se define la estructura de capital, dividiendo entre deuda y recursos propios.

El coste financiero se calcula multiplicando la deuda por el tipo de interés acordado.

Las amortizaciones se consideran por separado, especialmente en el caso del *stack* del electrolizador, que debe reemplazarse a mitad de la vida útil, lo que implica un plazo de amortización más corto en función de las horas de funcionamiento.

El beneficio bruto se calcula restando al EBITDA tanto las amortizaciones como los gastos financieros. Aplicando el tipo del impuesto de sociedades sobre este beneficio se obtiene la carga fiscal, y al sustraerla, se obtiene el beneficio neto.

Finalmente, los flujos de caja del proyecto se calculan como la suma del beneficio neto y las amortizaciones.

Estos flujos son los que se utilizan en el modelo para determinar el LCOH que alcanza la rentabilidad objetivo.

En el Anexo II se incluirá el modelo financiero utilizado completo.

Capítulo 5. CASO DE ESTUDIO

5.1 DATOS DE ENTRADA ESPECÍFICOS

- Datos de entrada relacionados con el emplazamiento

El caso de estudio se analiza con para un emplazamiento en Sevilla, de coordenadas 37.520, -5.651. Se ha elegido este emplazamiento por su alta irradiación y la cercanía de industrias consumidoras de hidrógeno, como son las relacionadas con fertilizantes y otras industrias químicas.

- Datos de entrada relacionados con las configuraciones

Con la localización y a partir de PV-GIS, se determina el vector de irradiación horario para cada una de las configuraciones analizadas. [21]

PVGIS es una herramienta online creada por la Comisión Europea que permite conocer cuánta radiación solar recibe un lugar concreto. A partir de ello, se puede estimar con bastante precisión cuánta energía podría generar una instalación fotovoltaica en esa ubicación.

En el Anexo I se incluye el código utilizado para la obtención de las configuraciones.

En el caso de Sevilla, las configuraciones son las siguientes:

- Escenario 1: Configuración de máxima generación – 35 grados
- Escenario 2: Configuración de mínima varianza – 58 grados.

A continuación, se presentan las curvas de generación de los días representativos en los meses de máxima y mínima generación para cada escenario.

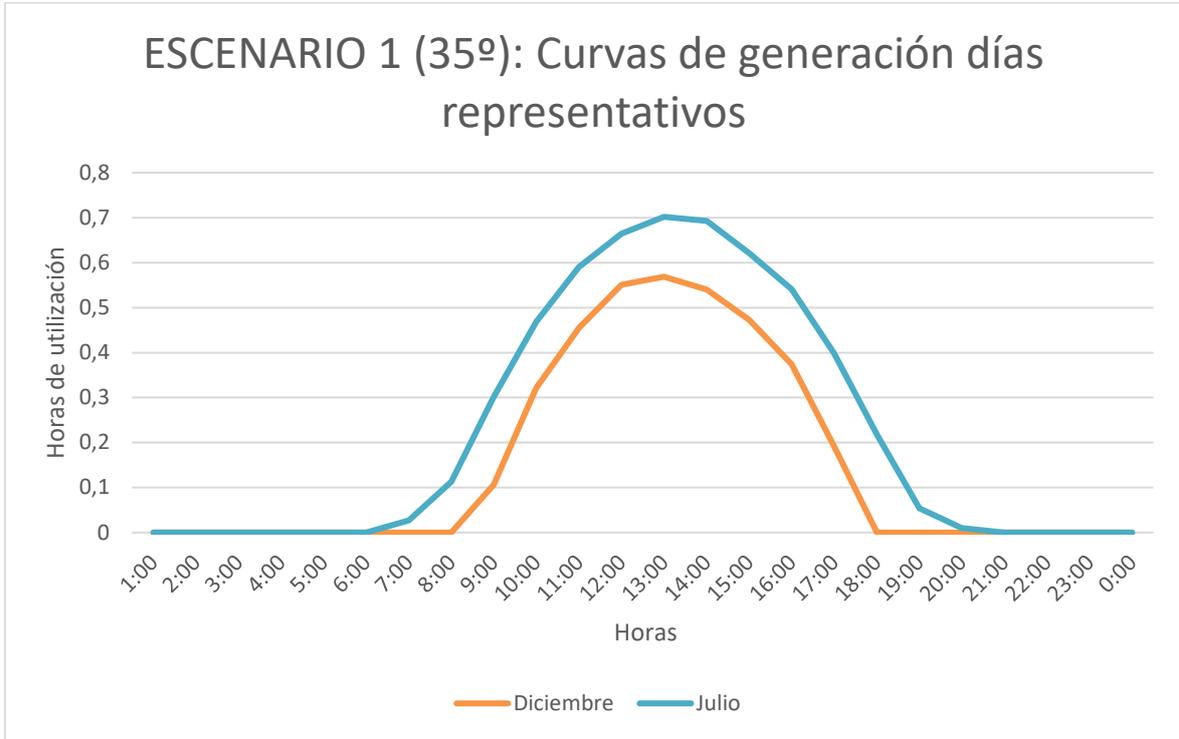


Ilustración 5: Curva de generación de días representativos para configuración de 35 grados.

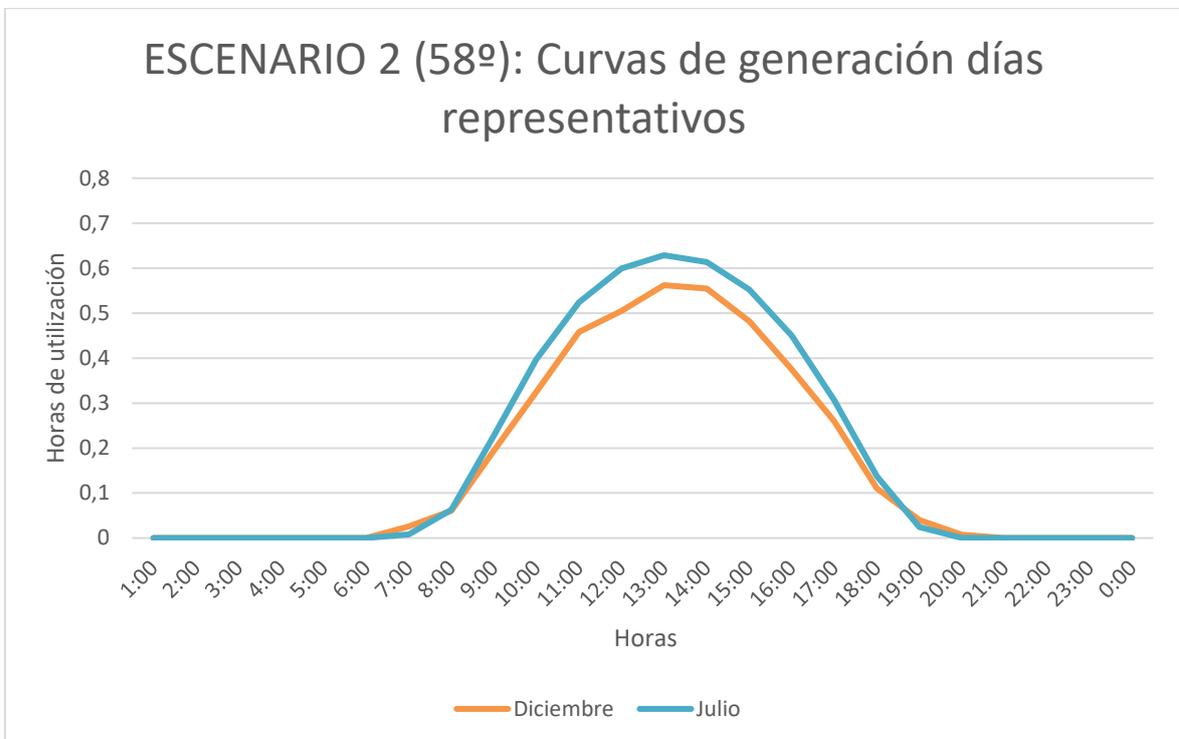


Ilustración 6: Curva de generación de días representativos para configuración de 58 grados.

Como se ha mencionado anteriormente, se aprecian las ligeras diferencias de generación entre ambas curvas. Se observa que el ángulo de 35° favorece una mayor producción en verano, mientras que el de 58° ofrece una curva más uniforme entre estaciones. Esto refleja el impacto de la inclinación en la estacionalidad de la producción fotovoltaica.

- Datos de entrada relacionados con el cálculo del LCOE

A continuación, en la siguiente tabla se presentan los datos empleados para el cálculo del LCOE. Los valores de CAPEX, costes operativos y vida útil empleados se han obtenido a partir de rangos recogidos en literatura técnica y fuentes reconocidas del sector energético, como los informes de Lazard [20], IRENA [22], NREL [23] o la IEA [24]. Estas fuentes agrupan datos de proyectos reales y proporcionan estimaciones comúnmente aceptadas en el análisis económico de plantas renovables.

Tabla 4: Datos para el cálculo del LCOE por MW o MWh

PARÁMETRO	VALOR	UNIDAD
Tamaño del electrolizador	20	MW
Pérdidas de carga y descarga de la batería	8 %	%
CAPEX Planta	0.5	M€
Vida útil Planta	25	años
CAPEX Almacenamiento	0.1	M€
Vida útil Almacenamiento	13,8	años
CAPEX Inversor	0.025	M€
Vida útil Inversor	25	años
WACC	6	%

- Datos de entrada relacionados con el cálculo del LCOH

Se va a estudiar un electrolizador de potencia nominal de 20 MW de tecnología PEM de los que se conocen las siguientes características:

Tabla 5: Hipótesis claves para el modelo financiero del cálculo del LCOH.

Parámetro	Descripción	Valor
Tecnología	Tecnología utilizada	PEM
Capacidad PEM	Capacidad del sistema PEM	20 MW
CAPEX Total	CAPEX total del sistema	1519 €/kW
CAPEX del stack del electrolizador	Coste específico del stack	601,5 €/kW
Inflación anual	Tasa de inflación anual	2 %
Deuda	Proporción financiada con deuda	40 %
Coste de la deuda	Tasa de interés de la deuda	4 %
Plazo de la deuda 1 (implementación)	Duración del préstamo principal	25 años
Plazo de la deuda 2 (stack)	Duración del préstamo del stack	12 años
Capital propio	Proporción financiada con capital propio	60 %
Coste del capital propio	Rentabilidad exigida al capital propio	10 %
Tasa de impuestos	Tasa de impuesto aplicable	2 %
WACC	Coste medio ponderado de capital	6,01 %
Coste del agua del proceso	Coste unitario del agua desionizada	0,005 €/kg H ₂
Coste de electricidad	Coste unitario de la electricidad	50,98 €/MWh
Garantía y seguro	Coste de garantía y seguro	1 % del CAPEX
O&M	Costes de operación y mantenimiento	2 % del CAPEX
Vida útil de la planta	Duración estimada de la planta	25 años
Vida útil del stack	Duración del stack	60000 horas/año
Valor calorífico	Poder calorífico del hidrógeno	33 kWh/kg H ₂
Factor de capacidad del electrolizador	Uso anual del electrolizador	50 %
Consumo eléctrico específico de H₂	Energía requerida por kg de H ₂	61,87 kWh/kg
Tiempo de operación del electrolizador	Tiempo anual de operación	8004 horas/año

Todos los datos proceden del modelo financiero del coste de hidrógeno realizado por Lazard [20].

Para el modelo financiero del cálculo del LCOH, los resultados del análisis se han realizado considerando un rango de horas anuales de funcionamiento del electrolizador y manteniendo constante la tasa interna de retorno (TIR) con un objetivo del 10 %.

La elección de esta TIR se basa en referencias del sector, como el informe Lazard's Levelized Cost of Hydrogen [20], donde se consideran valores típicos de entre el 8 % y el 12 % para proyectos de producción de hidrógeno, siendo el 10 % una estimación intermedia razonable que refleja la rentabilidad esperada para promotores con cierto riesgo, pero dentro de marcos regulatorios estables.

5.2 APLICACIÓN Y RESULTADOS DEL MODELO 1 – CASO BASE

Para la configuración de máxima generación de energía, escenario de 35 grados de inclinación, la potencia del parque calculada es de 23,75 MWp incorporando un inversor de 20 MWn.

La producción total de la planta será 40628,5 MWh, de los cuales se podrán aprovechar 37977,3 MWh, vertiéndose a la red la diferencia (2651,2 MWh).

Aunque esta energía se podría vender en los mercados, dado que la energía excedente aparecerá en momento de alta producción fotovoltaica, es posible que el precio de mercado en dichos momentos sea cero o incluso negativo. Por lo tanto, y en base al principio de prudencia, no se le proporciona ningún valor a estos vertidos.

Para el calcular el LCOE, se usa como producción anual útil 37977,3 MWh, lo que proporciona una capacidad de funcionamiento de 1899 horas a un electrolizador de 20 MW. Por tanto, los resultados que se usarán en los siguientes pasos del modelo serán:

Horas de funcionamiento: 1899 horas

LCOE: 30.41 €/MWh

Así mismo, para la configuración de menor desviación de la generación, 58 grados, la potencia de la planta ascienda a 22,55 MWp con un inversor de 20 MWn. Este caso alcanza una producción anual de 36195,244 MWp, de los cuales son útiles 33583,33 MWp,

funcionando el electrolizador 1679 horas. Luego, los datos de la segunda configuración son los siguientes:

Horas de funcionamiento: 1679 horas

LCOE: 32,71 €/MWh

Se calcula el coste de producción del hidrógeno a partir de los modelos anteriores explicados en el Capítulo 4, obteniéndose los siguientes valores:

Escenario 1: 35 grados

Horas de funcionamiento: 1899 horas

LCOE: 30.41 €/MWh

LCOH: 7.23 €/kg

Escenario 2: 58 grados

Horas de funcionamiento: 1679 horas

LCOE: 32,71 €/MWh

LCOH: 8,07 €/kg

Estos valores de coste del hidrógeno resultan superiores a los esperados, lo cual puede atribuirse principalmente a las bajas horas de funcionamiento anual del electrolizador, que limitan el reparto del CAPEX sobre la producción. Con el objetivo de incrementar esta utilización y optimizar la rentabilidad del sistema, en los siguientes modelos se plantean distintas alternativas de mejora.

5.3 APLICACIÓN Y RESULTADOS DEL MODELO 2 –

SOBREDIMENSIONAMIENTO

Con el objetivo de incrementar las horas de funcionamiento anuales del electrolizador y, por tanto, reducir el LCOH, se ha planteado el sobredimensionamiento del campo fotovoltaico respecto al caso base, manteniendo constante la potencia del inversor. Este planteamiento permite aprovechar al máximo las horas de radiación solar, aunque parte de la energía

generada exceda la capacidad nominal del electrolizador y se vierta sin que se obtenga ninguna retribución, como se ha mencionado anteriormente.

Para evaluar su efecto, se han considerado diferentes escenarios de sobredimensionamiento en intervalos del 10 % respecto al caso base, desde un 10 % hasta un 100 %, además del caso de 200%. A medida que crece la potencia instalada del parque, aumentan también las horas equivalentes de funcionamiento del electrolizador, lo que permite repartir la inversión inicial (CAPEX) sobre una mayor producción de hidrógeno, reduciendo el LCOH.

Los resultados obtenidos se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 6: Resultados del modelo del caso de SOBREDIMENSIONAMIENTO

Sobredimensionamiento (%)	Escenario 1: 35 grados			Escenario 2: 58 grados		
	Horas	LCOE (€/MWh)	LCOH (€/kg H ₂)	Horas	LCOE (€/MWh)	LCOH (€/kg H ₂)
10	2116	29.91	6.65	1867.0	32.24	7.44
20	2294	30.0	6.29	2043.0	32.04	6.93
30	2427	30.64	6.08	2188.0	32.31	6.64
40	2533	31.56	5.94	2312.0	32.86	6.43
50	2628	32.67	5.86	2417.0	33.61	6.19
60	2707	33.62	5.82	2507.0	34.5	5.98
70	2775	34.75	5.803	2588.0	35.46	5.82
80	2836	35.99	5.798	2657.0	36.51	6.085
90	2896	37.16	5.796	2713.0	37.7	6.079
100	2952	38.33	5.802	2764.0	38.91	6.085
200	3247	51.91	6.34	3099.0	51.67	6.49

En ambos escenarios (inclinación de 35° y 58°), se observa una disminución inicial del LCOH conforme aumenta el sobredimensionamiento, gracias al mayor aprovechamiento del electrolizador.

El siguiente gráfico presenta las curvas del LCOH frente al porcentaje de sobredimensionamiento de la planta.

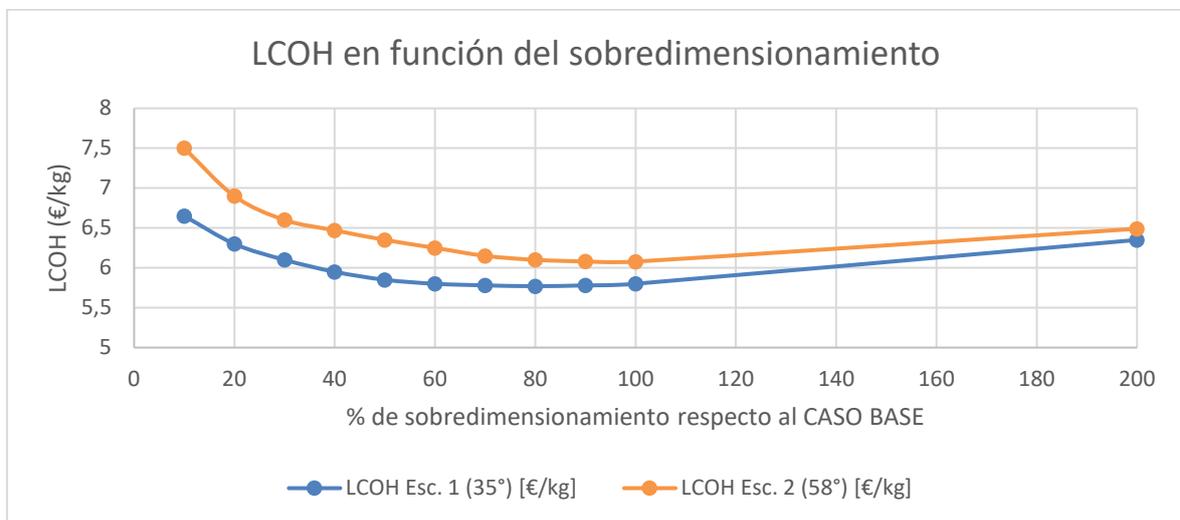


Ilustración 7: Curvas de LCOH frente al porcentaje de sobredimensionamiento de la planta con respecto al caso base

El valor mínimo del LCOH no se alcanza en el mismo punto para ambos escenarios: mientras que en el caso de 35° se obtiene con un 90 % de sobredimensionamiento (5,796 €/kg H₂), en

el escenario de 58° se alcanza con un 70 % (5,82 €/kg H₂). Aunque ambos valores son próximos, las condiciones en las que se obtienen presentan diferencias significativas. El escenario de 35° permite alcanzar un LCOH ligeramente inferior, pero requiere una mayor potencia instalada y, por tanto, mayores vertidos de energía. Por el contrario, el caso de 58°

consigue un rendimiento muy similar con una menor inversión adicional, lo que indica un mejor alineamiento entre la generación solar y el perfil de funcionamiento del electrolizador. Estos resultados muestran cómo el diseño geométrico de la planta fotovoltaica influye de forma directa en la eficiencia global del sistema. Una inclinación mayor tiende a repartir mejor la generación solar a lo largo del día, reduciendo los picos de producción y disminuyendo los vertidos, lo que puede traducirse en una mayor eficiencia económica con menor sobredimensionamiento.

En estos puntos óptimos, la inversión inicial se reparte sobre una mayor cantidad de hidrógeno producido, lo que reduce su coste unitario y mejora temporalmente la rentabilidad. Para realizar una comparación entre ambos escenarios, se presenta el siguiente gráfico que muestra las curvas del LCOH en función de las horas de funcionamiento del electrolizador.

Ilustración 8: Curvas de LCOH en función de las horas de funcionamiento del electrolizador para el caso de sobredimensionamiento

El escenario de 35° de inclinación muestra un mejor comportamiento económico, con un LCOH mínimo más bajo que el de 58°. Esta primera configuración resulta más eficiente para el aprovechamiento global del recurso solar en el emplazamiento analizado.

A pesar del sobredimensionamiento, no se alcanzan niveles elevados de utilización del electrolizador, lo que limita la rentabilidad del sistema. Esto justifica la necesidad de analizar un tercer modelo con almacenamiento energético, que permita desplazar parte de la energía excedente y mejorar la eficiencia operativa del sistema de hidrógeno.

En la siguiente gráfica, al compararse las horas de funcionamiento frente al porcentaje de sobredimensionamiento de la planta, se observa lo comentado. Es decir, a partir de cierto punto, cada incremento adicional de potencia instalada aporta un aumento marginal cada vez menor, debido a la saturación horaria del perfil solar. Esto es debido a que la curva es creciente y tiende asintóticamente a un valor máximo de horas de funcionamiento, de alrededor de 3500 horas. La viabilidad económica de este sobredimensionamiento dependerá, por tanto, del precio de venta del hidrógeno y del LCOH alcanzado en cada caso, ya que solo si el margen entre ambos es suficiente se justificaría la inversión adicional.

Ilustración 9: Horas de funcionamiento del modelo de sobredimensionamiento frente a porcentaje de sobredimensionamiento

5.4 APLICACIÓN Y RESULTADOS DEL MODELO 3 – ALMACENAMIENTO

Con el objetivo de incrementar significativamente las horas de funcionamiento del electrolizador, se plantea un tercer modelo basado en la incorporación de un sistema de almacenamiento energético. Este enfoque permite aprovechar los excedentes de producción fotovoltaica que no pueden ser utilizados en el momento en que se generan, almacenándolos para ser empleados posteriormente cuando la planta no produce o lo hace por debajo de la potencia nominal del electrolizador.

Frente a los modelos anteriores, donde los vertidos limitaban el aprovechamiento energético, la implementación del almacenamiento permite alcanzar regímenes de operación mucho más estables y prolongados, lo que se traduce en una mejora significativa en el reparto del CAPEX y en la eficiencia global del sistema.

Se han evaluado distintos escenarios en función del número de horas de funcionamiento del electrolizador, desde 2.893 hasta 8.004 horas anuales, manteniendo constante la potencia del inversor en 20 MW. Para cada caso, se ha calculado el LCOE ajustado y, a partir de él, el LCOH asociado.

Los resultados se presentan en la siguiente tabla y en el gráfico:

Tabla 7: Datos resultantes del modelo del caso con almacenamiento

Ilustración 10: Curvas de LCOH en el modelo con almacenamiento para ambos escenarios

A medida que aumentan las horas de funcionamiento del electrolizador gracias al almacenamiento, el LCOH disminuye de forma progresiva.

Esta relación no es lineal: en una primera fase (hasta aproximadamente 4.000 horas), el descenso es moderado, pero a partir de ese umbral las mejoras se vuelven más pronunciadas. Esto se debe a que los costes fijos del proyecto (principalmente el CAPEX del electrolizador y del sistema fotovoltaico) se reparten entre una producción de hidrógeno significativamente mayor, mejorando así la eficiencia económica del conjunto. En otras palabras, al aumentar las horas útiles de operación anuales, la inversión inicial se amortiza de forma más efectiva, lo que se traduce en una pendiente más acusada de reducción del LCOH.

El escenario de 58° de inclinación muestra en este caso un comportamiento ligeramente más favorable que el de 35°, obteniendo un LCOH mínimo de 4,43 €/kg con 8.004 horas de funcionamiento, frente a 4,45 €/kg en el escenario de 35°. Esto indica que, con almacenamiento, la configuración de 58° permite una integración solar más eficiente a lo largo del año.

5.5 COMPARACIÓN DE LOS RESULTADOS ENTRE LOS MODELOS

En este apartado, se comentarán los resultados de los modelos estudiados.

En primer lugar, al comparar los resultados obtenidos para los distintos modelos, se observa que en el caso base, donde no se incorpora ni sobredimensionamiento ni almacenamiento, es la configuración de 35° de inclinación la que presenta un LCOH más bajo en el punto de operación analizado.

Sin embargo, esta situación cambia al introducir sobredimensionamiento del parque fotovoltaico. En este segundo modelo, la configuración de 35° pasa a ofrecer mejores resultados para prácticamente todos los escenarios analizados, tanto en función del porcentaje de sobredimensionamiento como de las horas anuales de funcionamiento. Esto se justifica porque una menor inclinación permite maximizar la producción global de energía a lo largo del año, lo que, al incrementarse la potencia pico instalada, se traduce en un mayor aprovechamiento. En este contexto, la prioridad ya no es suavizar la curva de generación, sino aumentar el volumen total de energía útil que puede alimentar al electrolizador durante más horas.

En el tercer modelo, basado en el uso de almacenamiento energético, las diferencias entre ambas configuraciones se reducen considerablemente. Al permitir desplazar la energía

excedente a momentos en los que el electrolizador no está recibiendo generación directa, el modelo con baterías elimina en gran medida las limitaciones asociadas a la coincidencia temporal entre producción solar y demanda del electrolizador. En consecuencia, la configuración óptima depende del punto de operación considerado: para ciertos rangos de horas de funcionamiento, la inclinación de 58° resulta ligeramente más favorable, mientras que en otros la de 35° ofrece mejores resultados.

Esto responde a un trade-off técnico entre el perfil horario de producción solar y el papel del almacenamiento. Puede entenderse como el equilibrio entre dos efectos:

- Una inclinación de 35° maximiza la captación solar anual, especialmente durante los meses de verano. Esto genera picos de generación que pueden ser mayores que la demanda instantánea del electrolizador, obligando a almacenar más energía para poder utilizarla posteriormente.
- Una inclinación de 58° , en cambio, ofrece una producción solar más repartida a lo largo del año, con mejor desempeño en invierno y menor estacionalidad. Esto facilita una operación más constante del electrolizador con menor necesidad de almacenamiento.

Ambas configuraciones, por tanto, presentan ventajas en distintos escenarios de operación. Mientras que 35° puede ser más eficaz si se dispone de suficiente capacidad de almacenamiento para absorber los picos de producción, 58° puede ser preferible cuando se busca reducir la inversión en almacenamiento manteniendo una alta tasa de utilización del electrolizador.

El modelo muestra que, una vez incorporado el almacenamiento, no existe una configuración claramente dominante. La inclinación óptima dependerá de factores como el perfil solar local, el dimensionamiento del sistema y el objetivo de operación (máxima producción o máxima regularidad).

- LCOE óptimo frente horas de utilización

En este subapartado se realizará una recopilación del coste de la energía óptimo para todas las horas de funcionamiento del electrolizador planteadas en los distintos modelos. Se representará en una gráfica, a continuación, la curva resultante de estos puntos de operación.

La curva de LCOE óptimo refleja la evolución del coste nivelado de la energía (LCOE) en función de las horas anuales de funcionamiento del electrolizador, incorporando diferentes configuraciones con almacenamiento energético.

La línea de tendencia ajustada a la curva de LCOE óptimo es:

$$\text{LCOE}=0,00385 \cdot \text{Horas}+23,48$$

La relación es ligeramente creciente, con una pendiente de 0,00385 €/MWh por hora, según el ajuste lineal realizado. Este comportamiento sugiere que el coste energético tiende a aumentar con la mayor exigencia operativa, aunque lo hace de manera moderada. El ajuste presenta un coeficiente de determinación $R^2=0,967$, que confirma que existe una fuerte relación lineal entre ambas variables en el rango analizado.

El punto de partida de la curva, en torno a 1899 horas y 30,41 €/MWh, corresponde al denominado CASO BASE, que representa la configuración más simple desde el punto de vista del dimensionamiento: una planta fotovoltaica sin almacenamiento, ajustada a la potencia del electrolizador para evitar excedentes y, por tanto, vertidos a la red. Esta situación define el nivel mínimo de horas útiles anuales en las que puede operar el electrolizador sin necesidad de ampliar la infraestructura.

A partir de este punto, los distintos escenarios integran sistemas de baterías que permiten ampliar las horas de funcionamiento del electrolizador, ya que son los que presentan menor LCOE de los modelos. Aunque esto implica un incremento del CAPEX, también eleva significativamente la producción anual de hidrógeno, lo que diluye el coste fijo por unidad producida.

En lugar de buscar únicamente el menor LCOE, el análisis sugiere que puede ser más eficiente adoptar configuraciones ligeramente más costosas si permiten maximizar la producción y mejorar la utilización de activos clave como el electrolizador. En otras palabras, el objetivo no es minimizar costes absolutos, sino optimizar el coste por cada hora adicional de operación viable dentro de los límites técnicos y económicos del sistema.

Llama la atención el cambio de pendiente que se produce en torno a las 4.000 horas anuales de funcionamiento. Este “codo” en la curva del LCOE óptimo coincide con el punto a partir del cual, en el modelo con almacenamiento, la reducción del LCOH se vuelve más acusada. Esta coincidencia refuerza la idea de que, superado ese umbral, cada hora adicional de operación del electrolizador no solo permite repartir mejor el coste energético, sino que mejora de forma significativa el aprovechamiento económico del sistema.

- Puntos óptimos de operación de cada modelo

A continuación, se presentarán en una tabla los puntos de operación óptimos resultantes para cada uno de los modelos.

Tabla 8: Casos óptimos y resultados correspondientes para cada uno de los modelos

Como se observa, existe una correlación directa entre el número de horas de funcionamiento del electrolizador y el coste nivelado del hidrógeno. En el caso base, con un funcionamiento limitado exclusivamente a las horas solares sin excedentes, el LCOH alcanza valores superiores a los 6 €/kg. Con el modelo de sobredimensionamiento, aunque se aumenta la producción útil y se reduce parcialmente el coste.

Es el modelo con almacenamiento el que permite una reducción considerable del LCOH. En su punto óptimo, se alcanzan más de 8.000 horas anuales de funcionamiento y un LCOH de 4,43 €/kg en el escenario de 58° de inclinación. Este valor representa una reducción del 40 % respecto al caso base, y se sitúa por debajo del precio de referencia del hidrógeno verde publicado por MIBGAS, en diciembre de 2024 que fue de 5,85 €/kg según el boletín oficial del operador del mercado gasista (MIBGAS) [4].

Esta diferencia entre el valor del caso óptimo obtenido y el valor establecido en el mercado, no solo valida la viabilidad técnica del modelo con almacenamiento, sino que también pone de manifiesto su potencial competitivo en el contexto real del mercado energético.

- Descomposición de los factores asociados al LCOH

Como parte del análisis, se ha llevado a cabo un estudio de descomposición del LCOH con el objetivo de determinar qué proporción del coste total del hidrógeno corresponde al CAPEX del sistema y qué parte se debe al coste energético. Para ello, se ha aplicado una metodología basada en el cálculo del LCOH bajo la hipótesis de un coste de electricidad nulo ($LCOE = 0 \text{ €/MWh}$). Este supuesto no elimina todos los costes, sino que permite aislar el impacto conjunto del CAPEX y de los costes operativos no energéticos (OPEX fijos, seguros, impuestos, etc.), obteniendo así un LCOH que refleja el peso estructural del sistema más allá del consumo eléctrico.

Posteriormente, este valor se ha restado al LCOH total calculado para cada escenario real, de modo que la diferencia obtenida se interpreta como el componente energético dentro del coste total del hidrógeno.

Este enfoque permite contrastar de forma directa lo señalado en un artículo publicado en El Economista de abril de 2025, donde se advierte que “la electricidad renovable puede suponer más del 50 % del coste del hidrógeno verde” [2]. Los resultados del modelo desarrollado no solo respaldan esta afirmación, sino que muestran un porcentaje incluso mayor al mencionado en el artículo: en el caso óptimo del modelo con almacenamiento (escenario de 58° de inclinación), se obtiene un LCOH total de 4,43 €/kg, del cual 3,16 €/kg (el 71 %) corresponden al componente energético, y 1,27 €/kg (el 29 %) al CAPEX.

Además, resulta relevante analizar cómo varía la contribución relativa del CAPEX y del coste energético dentro del LCOH a medida que se incrementan las horas anuales de funcionamiento del electrolizador. La siguiente gráfica muestra para el Escenario 2 del modelo con almacenamiento, la descomposición del LCOH en función de las horas de operación, diferenciando claramente la parte fija estructural del sistema en azul y la correspondiente al componente energético en naranja.

Ilustración 11: Descomposición del LCOH en función de las horas de funcionamiento

Se observa que el LCOH asociado al CAPEX disminuye de forma significativa conforme aumentan las horas de uso del electrolizador. Esto se debe a que la inversión inicial se reparte

entre una mayor producción de hidrógeno, lo que reduce su peso unitario dentro del coste total.

En cambio, el componente energético crece con las horas de funcionamiento. Esto se debe a que está directamente vinculado al LCOE, que tiende a incrementarse cuando se aumentan las horas de operación como se observa en los resultados de los modelos.

Esta evolución tiene una clara implicación en el diseño óptimo del sistema: maximizar las horas de funcionamiento permite minimizar el impacto del CAPEX, pero también hace más evidente la sensibilidad del LCOH al coste de la electricidad renovable.

A partir de aproximadamente 5.500-6.000 horas de funcionamiento, el componente energético pasa a representar más del 60-70 % del LCOH, consolidándose como el factor dominante en el coste total del hidrógeno.

5.6 CONSIDERACIONES FINALES

- Los resultados anteriores nos permiten estimar la función $LCOE=f(h)$, considerando las configuraciones y tecnologías que proporcionan el mínimo valor de coste para cada número de horas de utilización de energía.
- Los casos sin almacenamiento permiten un número limitado de horas de funcionamiento del electrolizador, lo que se traduce en valores de LCOH significativamente superiores al modelo que sí incorpora almacenamiento.
- Dado el peso del CAPEX del electrolizador en el LCOH total, las soluciones óptimas se alcanzan al aumentar las horas de funcionamiento. El LCOH se comporta como una función continuamente decreciente con las horas de utilización.
- La configuración que permite una mayor utilización del electrolizador, y, por tanto, un menor LCOH, corresponde a una planta fotovoltaica de 105,63 MW_p, con un inversor de 46,42 MW_n y un sistema de almacenamiento de 252,61 MW_p, empleando módulos con una inclinación de 58°. Esta inclinación (tilt) reduce significativamente las necesidades de almacenamiento, ya que, aunque genera menos energía, lo hace de forma más equilibrada a lo largo del año. En este caso óptimo, con 8.004 horas de operación, el LCOH alcanza los 4,43 €/kg, lo que representa un 76 % del precio de referencia esperado en el mercado nacional [4]. Estos valores del

LCOH el 71% corresponde a la contribución del coste energético, mientras que el 29% restante corresponde a los costes del equipo del electrolizador.

Capítulo 6. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Con el objetivo de analizar la influencia de los principales parámetros económicos en el coste nivelado del hidrógeno (LCOH), se ha realizado un estudio de sensibilidad en cuatro escenarios. En cada uno de ellos se ha aplicado una reducción del 10 %, 20 % y 30 % sobre el parámetro analizado, y se ha evaluado su efecto sobre el LCOH mediante el modelo financiero. Se ha adoptado el criterio de solamente considerar situaciones más favorables a lo que se refiere al coste de los equipos y la eficiencia, ya que se asume que el progreso tecnológico y los efectos derivados de la implantación masiva de estas tecnologías, solo puede hacer que se reduzcan los costes y mejoren la eficiencia.

De los cuatro parámetros considerados que afectan exclusivamente al funcionamiento del electrolizador (CAPEX electrolizador y consumo eléctrico específico de H₂). Mientras que los asociados a los costes de la planta generadora afectan al coste de la energía modificando el LCOE, y por lo tanto, indirectamente al LCOH (CAPEX planta y CAPEX almacenamiento).

Tabla 9: Resultados de los parámetros tras el análisis de sensibilidad sobre el caso óptimo

Los resultados se resumen en la tabla anterior. Para facilitar su interpretación, se ha calculado la variación relativa del LCOH por cada tramo de reducción del 10 % aplicado sobre cada parámetro, lo que permite estimar la sensibilidad media de forma comparable. En el caso del consumo eléctrico específico del hidrógeno, se observa la mayor sensibilidad: el LCOH disminuye en torno a un 7,5 % por cada 10 % de mejora en este parámetro. Le sigue el CAPEX de la planta fotovoltaica, cuya reducción implica una disminución media del LCOH del 3,4 % por cada 10 %. El CAPEX del electrolizador presenta una elasticidad algo más moderada, de aproximadamente 2,9 % por tramo del 10 %. Por último, el CAPEX del sistema de almacenamiento es el que presenta el menor efecto relativo, con una reducción media del LCOH del 1,1 % por cada 10 % de descenso.

Las curvas correspondientes, representadas en el siguiente gráfico, presentan las mayores pendientes descendentes.

Ilustración 12: Análisis de sensibilidad del LCOH

En primer lugar, se observa que el consumo eléctrico específico del hidrógeno (kWh/kg) es el parámetro con mayor sensibilidad sobre el LCOH. Su curva presenta la pendiente más pronunciada, lo que indica que pequeñas reducciones en este valor se traducen en una bajada significativa del coste del hidrógeno producido. Este parámetro es inversamente proporcional al rendimiento del electrolizador, de modo que cuanto menor es el consumo energético, mayor es la cantidad de hidrógeno producida a partir de la misma energía eléctrica. Dado que la electricidad representa una parte sustancial del coste total de producción, mejorar la eficiencia energética del electrolizador se posiciona como la palanca más efectiva para reducir el LCOH. Además, al tratarse de un parámetro que incide directamente en los costes operativos (OPEX), sus beneficios se acumulan año tras año a lo largo de toda la vida útil del proyecto.

En segundo lugar, en lo que respecta a los costes de capital (CAPEX), el análisis revela que el CAPEX de la planta fotovoltaica muestra una sensibilidad relativa elevada sobre el LCOH. Sin embargo, este impacto debe interpretarse con cautela: al modelarse el coste de la electricidad suministrada al electrolizador a partir del LCOE, el CAPEX de la planta FV está incidiendo indirectamente en el OPEX del electrolizador durante toda la vida útil del

proyecto. Esta relación refuerza la importancia del consumo eléctrico específico como uno de los factores clave en la optimización del LCOH.

Además, la sensibilidad del LCOH al CAPEX depende también del número de horas de funcionamiento anual del electrolizador. A menor número de horas, el peso relativo de las inversiones fijas aumenta, incrementando así la sensibilidad del LCOH ante variaciones en el CAPEX. Por último, aunque la fotovoltaica es una tecnología madura y ha experimentado fuertes reducciones de coste en la última década, se espera que dichas bajadas sean más limitadas en el corto y medio plazo.

Por el contrario, el CAPEX del sistema de almacenamiento muestra la menor sensibilidad directa sobre el LCOH, lo que sugiere que, en términos relativos, una reducción de su coste no aporta grandes beneficios económicos inmediatos. Sin embargo, al tratarse de una tecnología aún en fase de desarrollo y expansión, su coste unitario es elevado, pero también es uno de los que presenta mayor margen de mejora tecnológica y económica. En otras palabras, aunque su sensibilidad actual sea baja, es uno de los elementos con mayor potencial de transformación futura, especialmente si la evolución de los precios sigue la tendencia observada en otras tecnologías limpias. A esto se suma su papel fundamental en la flexibilización de la operación del electrolizador, permitiendo extender sus horas de funcionamiento y, por tanto, mejorar la utilización de activos.

En cuarto lugar, el CAPEX del electrolizador presenta una sensibilidad intermedia. Aunque su reducción no impacta tanto como la eficiencia energética, sigue siendo relevante por su peso dentro de la inversión total y porque una disminución de este coste permite escalar la capacidad instalada sin comprometer la rentabilidad del proyecto.

Por último, conviene subrayar que una misma reducción porcentual no implica el mismo esfuerzo económico ni técnico en todos los casos. El grado de madurez tecnológica, los costes actuales y la curva de aprendizaje de cada componente son factores clave a la hora de evaluar la viabilidad de una mejora. Por ejemplo, reducir un 10 % el consumo energético de un electrolizador puede requerir una inversión significativa o el uso de tecnología aún en fase piloto, mientras que una reducción similar en el CAPEX del almacenamiento puede

lograrse mediante economías de escala o ayudas recibidas. Por ello, no basta con analizar la sensibilidad técnica, sino que es esencial considerar también la factibilidad y el coste marginal de implementar dichas mejoras en un entorno real.

6.1 CONSIDERACIONES FINALES

- Para el punto de funcionamiento óptimo hallado, mejorar la eficiencia del electrolizador (reduciendo el consumo eléctrico específico) es la vía más efectiva para reducir el LCOH, con un impacto medio del $-7,5\%$ por cada 10% de mejora.
- El almacenamiento presenta un impacto económico más limitado en el corto plazo, aunque su menor grado de madurez tecnológica le otorga un mayor margen de mejora futura.
- No todas las reducciones porcentuales implican el mismo esfuerzo técnico ni económico; es fundamental valorar la viabilidad real de cada mejora según su curva de aprendizaje y su contexto de desarrollo.

Capítulo 7. DISCUSIÓN

7.1 *DISCIPLINAS INVOLUCRADAS*

Este Trabajo Fin de Máster ha sido el resultado de un proceso formativo que comenzó durante el Grado en Ingeniería en Tecnologías Industriales y que se ha consolidado a lo largo del Máster Universitario en Ingeniería Industrial. Ambos ciclos han sido fundamentales para adquirir una base técnica sólida y una visión analítica, pero ha sido especialmente durante el máster donde he desarrollado las competencias necesarias para abordar con autonomía y criterio un proyecto de estas características.

El trabajo ha exigido la integración de múltiples enfoques: desde la comprensión técnica de los sistemas energéticos y la planificación de instalaciones, hasta el análisis económico de la viabilidad del proyecto. A lo largo de su desarrollo he aplicado herramientas de cálculo, análisis financiero, estructuración de modelos y evaluación de escenarios con sentido crítico, siempre guiado por una visión técnica orientada a la toma de decisiones.

En definitiva, este TFM representa la síntesis del aprendizaje acumulado en los últimos años donde he reforzado mis capacidades como ingeniero con una perspectiva transversal que combina la eficiencia técnica, la viabilidad económica y el compromiso con la sostenibilidad.

7.2 *OPORTUNIDADES Y BARRERAS DEL PROYECTO*

7.2.1.1 *Oportunidades*

- Proyecto replicable y adaptable a distintos entornos:

Su diseño escalable permite adaptarlo fácilmente a otras localizaciones con mayor recurso solar, menores costes de inversión o precios de hidrógeno más competitivos.

- Integración con sectores difíciles de descarbonizar:

El hidrógeno generado en este tipo de plantas no tiene por qué limitarse a la venta como fuente de energía. También puede utilizarse en sectores como la industria o el transporte pesado, donde electrificar directamente no siempre es viable. Esto abre la puerta a nuevas oportunidades para diversificar el uso del hidrógeno y aumentar su impacto positivo en la transición energética.

- Aprovechamiento de incentivos y mecanismos de financiación verde:

El desarrollo del hidrógeno renovable se encuentra actualmente en el centro de múltiples programas europeos y nacionales de financiación, con lo que el coste de producción podría ser aun menor manteniendo la rentabilidad de la empresa.

7.2.1.2 Barreras

- Alta inversión inicial:

Uno de los principales retos del proyecto es el coste elevado que supone poner en marcha toda la infraestructura necesaria. Además, el análisis muestra que los resultados económicos son bastante sensibles a estos costes, por lo que será clave seguir buscando formas de reducirlos, ya sea a través de mejoras tecnológicas o producciones a mayor escala. Sin algún tipo de apoyo financiero, puede resultar difícil que el proyecto sea rentable desde el inicio.

- Incertidumbre normativa:

Actualmente, la normativa en torno al hidrógeno verde todavía no está del todo clara. Muchos aspectos importantes, como las condiciones para certificar su origen renovable o su integración en los mercados energéticos, siguen en desarrollo. Esta falta de claridad puede hacer que los inversores duden a la hora de apostar por estos proyectos, especialmente en sectores con márgenes ajustados

7.3 FUTURAS INVESTIGACIONES

De cara a futuras extensiones de este trabajo o investigaciones complementarias, se proponen las siguientes líneas con el objetivo de aumentar el valor estratégico del proyecto, explorar nuevas oportunidades de optimización y adaptarlo a contextos reales de mercado:

- Evaluar el papel de la regulación:

Dado que las normas sobre hidrógeno verde están en constante evolución, sería interesante estudiar cómo podrían afectar al proyecto distintos cambios regulatorios. Esto ayudaría a anticiparse a posibles riesgos y aprovechar oportunidades de apoyo público.

- Explorar nuevas formas de vender el hidrógeno:

Analizar distintos modelos de negocio, como la venta directa a empresas o acuerdos con operadores energéticos, permitiría adaptar mejor el proyecto a distintos contextos comerciales y aumentar su viabilidad a largo plazo.

- Analizar la integración con otras fuentes energéticas:

Una línea prometedora sería estudiar la hibridación con energía eólica o la posibilidad de complementar el funcionamiento del electrolizador con electricidad de red. Estas opciones permitirían ampliar las horas de operación más allá de la disponibilidad solar, mejorando la utilización del sistema y reduciendo el LCOH en escenarios con menor radiación.

Capítulo 8. CONCLUSIONES

Este Trabajo Fin de Máster ha tenido como objetivo optimizar el coste de producción del hidrógeno verde (LCOH) a partir de una planta fotovoltaica dedicada, mediante el análisis comparativo de distintas configuraciones técnicas y económicas. Para ello, se ha desarrollado una metodología replicable que permite evaluar el impacto del diseño de la instalación sobre la eficiencia operativa y la viabilidad económica del sistema.

El estudio se ha aplicado a un caso real en Sevilla, caracterizado por una elevada irradiación solar y proximidad a industrias potencialmente consumidoras de hidrógeno. Se han construido tres modelos progresivos:

- Un caso base (sin vertidos ni almacenamiento)
- Un modelo de sobredimensionamiento (con vertido de excedentes)
- Un modelo con almacenamiento energético (que maximiza el aprovechamiento solar).

Sobre estos modelos, se ha aplicado un cálculo completo del coste nivelado de energía (LCOE), un modelo financiero de cálculo del LCOH, y un análisis de sensibilidad de los parámetros clave.

8.1 CASO ÓPTIMO

El caso óptimo identificado en este estudio presenta las siguientes características:

- Modelo: Con almacenamiento energético.
- Inclinación de los paneles: 58°.
- Horas anuales de funcionamiento del electrolizador: 8.004 horas.
- LCOH alcanzado: 4,43 €/kg de hidrógeno.
- Componentes técnicos requeridos:
 - Planta fotovoltaica: 105,63 MWp.
 - Sistema de almacenamiento: 252,61 MWh.
 - Inversor: 46,42 MWn.

8.2 VALIDACIÓN DE LA METODOLOGÍA Y RESULTADOS CLAVE

8.2.1 ¿CUÁL ES LA RELACIÓN ENTRE EL COSTE DE LA ENERGÍA (LCOE) Y LAS HORAS DE FUNCIONAMIENTO DEL ELECTROLIZADOR?

A lo largo del análisis se ha demostrado que existe una relación directamente proporcional entre el LCOE y las horas anuales de operación del electrolizador.

En el caso de la planta de Sevilla, se concluye que la función $LCOE = f(h)$, se aproxima razonablemente a una función lineal ($R^2 = 0.92$) cuyo valor aumenta 3.85 € el MWh por cada 1000 horas adicionales de suministro, ya que hay que aumentar las unidades de almacenamiento. De esta manera, se obtiene la función creciente que se intuía.

Cabe destacar que la inclinación de los módulos (tilt) de mínimo coste no corresponde en general con la de máxima energía (35°), sino con la de máxima regularidad (58°), ya que, aunque la producción es menor, reduce las necesidades de almacenamiento, y por lo tanto su coste.

8.2.2 ¿CUÁL ES EL NÚMERO DE HORAS DE FUNCIONAMIENTO ANUALES DEL ELECTROLIZADOR QUE MINIMIZA EL COSTE TOTAL DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO (LCOH)?

Para realizar la estimación del coste del hidrogeno verde (LCOH), se ha adaptado el modelo financiero de Lazard, encontrando que para el caso de estudio presenta un mínimo de 4,43 €/kg, para lo que necesario explotar la planta algo más de 8000 horas de utilización (91% del año), lo que resulta razonable y deja espacio al mantenimiento programado de la planta. Con la configuración propuesta, y el programa de operación seleccionado, el coste energético resulta es más relevante, superando el 70% del total.

8.2.3 ¿QUÉ CONFIGURACIÓN PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ES LA ÓPTIMA? ¿CÓMO EVOLUCIONA EL COSTE DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO?

La configuración óptima para el sistema es la indicada en el punto anterior, 8.1 Caso Óptimo.

- Modelo: Con almacenamiento energético.
- Inclinación de los paneles: 58°.
- Horas anuales de funcionamiento del electrolizador: 8.004 horas.
- LCOH alcanzado: 4,43 €/kg de hidrógeno.
- Componentes técnicos requeridos:
 - o Planta fotovoltaica: 105,63 MWp.
 - o Sistema de almacenamiento: 252,61 MWh.
 - o Inversor: 46,42 MWn.

Para el análisis de sensibilidad, se han analizado la influencia sobre los costes de reducciones proporcional (-10%, -20%, y -30%) del CAPEX electrolizador (M€), consumo eléctrico específico de H₂ (kWh/kg), CAPEX Planta PV (M€), y del CAPEX Almacenamiento (M€), resultando el que presentaría un mayor impacto es el consumo específico, por lo que mejorar la eficiencia de los electrolizadores debe ser un objetivo prioritario de los programas de investigaciones energéticas.

A la vista de lo anterior, se puede afirmar que el trabajo ha alcanzado los objetivos propuestos, que debe resultar de interés para académicos y empresarios dada su potencial de desarrollo de negocios, y para el medio ambiente, ya que hará viable y accesible la sustitución por hidrogeno verde otros tipos de hidrogeno menos respetuosos con el medioambiente, permitiendo al mismo tiempo su uso como vector energético.

Capítulo 9. BIBLIOGRAFÍA

- [1] C. Europea, «A Hydrogen Strategy for a climate neutral Europe,» July 2020. [En línea]. Available: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/api/files/attachment/865942/EU_Hydrogen_Strategy.pdf.
- [2] E. Economista, «Los retos de España para liderar la producción de hidrógeno verde en Europa,» 24 Abril 2025. [En línea]. Available: <https://www.economista.es/opinion/noticias/13332563/04/25/los-retos-de-espana-para-liderar-la-produccion-de-hidrogeno-verde-en-europa.html>.
- [3] IEA, «Global Hydrogen Review 2024,» Octubre 2024. [En línea]. Available: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/89c1e382-dc59-46ca-aa47-9f7d41531ab5/GlobalHydrogenReview2024.pdf>.
- [4] MIBGAS, «MIBGAS IBHYX, el primer índice ibérico del precio del hidrógeno renovable,» [En línea]. Available: <https://greenenergy.mibgas.es>.
- [5] IEA, «World Energy Outlook 2023,» 2023. [En línea]. Available: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/86ede39e-4436-42d7-ba2a-edf61467e070/WorldEnergyOutlook2023.pdf>.
- [6] D. Responsable, «Europa apuesta fuerte por el hidrógeno verde,» Mayo 2025. [En línea]. Available: <https://diarioresponsable.com/noticias/38076-europa-apuesta-fuerte-por-el-hidrogeno-verde>.
- [7] Ormazabal, «Hidrógeno verde, ¿qué es?,» [En línea]. Available: <https://www.ormazabal.com/hidrogeno-verde-que-es/>.
- [8] E. Innovation, «Hydrogen Policy’s Narrow Path: Delusions And Solutions,» [En línea]. Available: <https://energyinnovation.org/report/hydrogen-policys-narrow-path-delusions-and-solutions/>.
- [9] ACCIONA, «EL HIDRÓGENO VERDE: LA ENERGÍA DEL FUTURO CLAVE EN LA DESCARBONIZACIÓN,» [En línea]. Available: <https://www.acciona.com/es/>

hidrogeno-verde#6.

- [10] I. I. d. I. E. d. España, «El hidrógeno verde puede almacenar y transportar energía renovable,» [En línea]. Available: <https://www.iies.es/single-post/el-hidrogeno-verde-puede-almacenar-y-transportar-energia-renovable>.
- [11] MITERD, «Hoja de Ruta del Hidrógeno,» Octubre 2020. [En línea]. Available: https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/ministerio/planes-estrategias/hidrogeno/hojaruta-hidrogenorenovable_tcm30-525000.PDF.
- [12] E. P. d. I. Energía, «El hidrógeno enfrenta barreras de costo, infraestructura y tecnología para su adopción marítima generalizada,» [En línea]. Available: <https://elperiodicodelaenergia.com/el-hidrogeno-enfrenta-barreras-de-costo-infraestructura-y-tecnologia-para-su-adopcion-maritima-generalizada/>.
- [13] F. Renovables, «Proyectos de H₂: ¿El tamaño importa?,» marzo 2025. [En línea]. Available: <https://fundacionrenovables.org/documento/proyectos-de-h%E2%82%82-el-tamano-importa/>.
- [14] G. d. España, «INFORME DE PROGRESO La implementación de la AGENDA 2030 en España,» [En línea]. Available: <https://www.exteriores.gob.es/es/ServiciosAlCiudadano/PublicacionesOficiales/INFORME%20DE%20PROGRESO.%20LA%20IMPLEMENTACIÓN%20DE%20LA%20AGENDA%202030%20EN%20ESPAÑA.pdf>.
- [15] P. Magazine, «Análisis de optimización de costes y competitividad en hidrógeno verde: factores críticos y variables determinantes,» mayo 2025. [En línea]. Available: <https://www.pv-magazine.es/2025/05/15/analisis-de-optimizacion-de-costes-y-competitividad-en-hidrogeno-verde-factores-criticos-y-variables-determinantes/>.
- [16] COMILLAS, «INFORME ANUAL CÁTEDRA DE ESTUDIOS SOBRE EL HIDRÓGENO,» Febrero 2025. [En línea]. Available: <https://files.griddo.comillas.edu/20250312-informe-anual-catedra-hidrogeno.pdf>.
- [17] W. E. Council, «El trilema energético,» 2021. [En línea]. Available: <https://www.worldenergy.org/assets/downloads/Trilema-Energ%C3%A9tico-2012-Espanol.pdf>.
- [18] E. H. Observatory, «Levelised Cost of Hydrogen Calculator,» 2024. [En línea].

- Available: <https://observatory.clean-hydrogen.europa.eu/tools-reports/levelised-cost-hydrogen-calculator>.
- [19] Agora, «Levelised Cost of Hydrogen Calculator,» [En línea]. Available: <https://www.agora-energiewende.org/data-tools/levelised-cost-of-hydrogen-calculator>.
- [20] LAZARD, «LCOE LEVELIZED COST OF ENERGY,» [En línea]. Available: https://www.lazard.com/media/xemfey0k/lazards-lcoeplus-june-2024-_vf.pdf.
- [21] «PV-GIS,» [En línea]. Available: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html.
- [22] IRENA, «RENEWABLE POWER GENERATION COSTS IN 2021,» 2021. [En línea]. Available: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Jul/IRENA_Power_Generation_Costs_2021.pdf.
- [23] NREL, «2024 Electricity ATB Technologies and Data Overview,» 2024. [En línea]. Available: <https://atb.nrel.gov/electricity/2024/index>.
- [24] IEA, «Projected Costs of Generating Electricity,» 2020. [En línea]. Available: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/ae17da3d-e8a5-4163-a3ec-2e6fb0b5677d/Projected-Costs-of-Generating-Electricity-2020.pdf>.
- [25] G. d. España, «INFORME DE PROGRESO - La implementación de la AGENDA 2030 en España,» [En línea]. Available: <https://www.exteriores.gob.es/es/ServiciosAlCiudadano/PublicacionesOficiales/INFORME%20DE%20PROGRESO.%20LA%20IMPLEMENTACIÓN%20DE%20LA%20AGENDA%202030%20EN%20ESPAÑA.pdf>.
- [26] P. d. R. -. G. d. España, «Pedro Sánchez destaca la apuesta de España por el Hidrógeno Renovable: "Nos lo jugamos todo al verde",» Enero 2025. [En línea]. Available: <https://planderecuperacion.gob.es/noticias/Pedro-Sanchez-destaca-apuesta-Espana-Hidrogeno-verde-renovable-perte-erha-prtr>.
- [27] D. Esposito, «Energy Innovation,» 27 Agosto 2024. [En línea]. Available: <https://energyinnovation.org/report/hydrogen-policys-narrow-path-delusions-and-solutions/>.

ANEXO I

- Código de MATLAB para el cálculo de la configuración de menor desviación

```
% Lista de archivos de 0 a 90 grados en pasos de 5
```

```
grados = 0:5:90;
```

```
% Días por mes en 2023 (enero-diciembre)
```

```
dias_por_mes = [31, 28, 31, 30, 31, 30, 31, 31, 30, 31, 30, 31];
```

```
nombres_meses = {'Enero', 'Febrero', 'Marzo', 'Abril', 'Mayo', 'Junio', 'Julio', 'Agosto',  
'Septiembre', 'Octubre', 'Noviembre', 'Diciembre'};
```

```
% Carpeta donde están los archivos
```

```
input_folder = '/Users/cucaarcos/Desktop/TFM/Producción diaria'; % Ajusta la ruta si es  
necesario
```

```
output_folder = input_folder; % Guardará en la misma carpeta
```

```
% Vector para almacenar la desviación típica de cada ángulo
```

```
desviaciones = zeros(length(grados), 3); % Columna 1: Grado, Columna 2: Desviación  
típica, Columna 3: Producción Anual
```

```
for idx = 1:length(grados)
```

```
    g = grados(idx);
```

```
    % Construir el nombre del archivo
```

```
    filename = fullfile(input_folder, sprintf('%d_grados.xlsx', g));
```

```
    % Verificar si el archivo existe
```

```
    if ~isfile(filename)
```

```
        warning('No se encontró el archivo: %s. Saltando...', filename);
```

```
        continue;
```

end

% Cargar datos

data = readtable(filename);

P = str2double(string(data.P)); % Convertir a número

P(isnan(P)) = 0; % Reemplazar NaN con 0

% --- CÁLCULO DE PRODUCCIÓN DIARIA ---

num_days = floor(length(P) / 24);

daily_production = zeros(num_days + 1, 1);

for i = 1:num_days

 daily_production(i) = sum(P((i-1)*24 + 1 : i*24));

end

daily_production(end) = sum(P(num_days*24 + 1 : end)); % Último grupo con 23 horas

% Crear tabla con días

dias = (1:length(daily_production))';

daily_table = table(dias, daily_production, 'VariableNames', {'Dia',
'Produccion_Diaria'});

% Guardar producción diaria en Excel

daily_filename = fullfile(output_folder, sprintf('%d_grados_produccion_diaria.xlsx', g));

writetable(daily_table, daily_filename, 'FileType', 'spreadsheet');

% --- CÁLCULO DE PRODUCCIÓN MENSUAL ---

monthly_production = zeros(12, 1);

start_idx = 1;

for month = 1:12

 end_idx = start_idx + dias_por_mes(month) - 1;

ICAI ICADE CIHS

```
if end_idx > length(daily_production)
    end_idx = length(daily_production);
end
monthly_production(month) = sum(daily_production(start_idx:end_idx));
start_idx = end_idx + 1;
end

% Crear tabla con meses
monthly_table = table(nombres_meses', dias_por_mes', monthly_production,
'VariableNames', {'Mes', 'Dias', 'Produccion_Mensual'});

% Guardar producción mensual en Excel
monthly_filename = fullfile(output_folder,
sprintf('%d_grados_produccion_mensual.xlsx', g));
writetable(monthly_table, monthly_filename, 'FileType', 'spreadsheet');

% --- CÁLCULO DE PRODUCCIÓN ANUAL ---
produccion_anual = sum(monthly_production);

% --- CÁLCULO DE DESVIACIÓN TÍPICA ---
desviacion_tipica = std(monthly_production);

% Guardar resultados
desviaciones(idx, :) = [g, desviacion_tipica, produccion_anual];

% Confirmación en consola
fprintf('Procesado %d_grados: Producción diaria, mensual, anual y desviación típica.\n',
g);
end

% Identificar el ángulo con mayor y menor desviación típica
```

```
[max_desviacion, max_idx] = max(desviaciones(:, 2));  
[min_desviacion, min_idx] = min(desviaciones(:, 2));
```

```
% Agregar información adicional al Excel
```

```
desviaciones_table = array2table(desviaciones, 'VariableNames', {'Grados',  
'Desviacion_Tipica', 'Produccion_Anual'});  
desviaciones_table.Mayor_Desviacion = desviaciones(:, 2) == max_desviacion;  
desviaciones_table.Menor_Desviacion = desviaciones(:, 2) == min_desviacion;
```

```
desviaciones_filename = fullfile(output_folder, 'desviaciones_tipicas.xlsx');  
writetable(desviaciones_table, desviaciones_filename, 'FileType', 'spreadsheet');
```

```
disp('¡Todos los archivos han sido procesados correctamente!');
```

- Cálculo de la configuración de máxima producción

```
% Cargar los datos sin modificar nombres de variables
```

```
data = readtable('datos_generacion.xlsx', 'Sheet', 'Hoja1', 'VariableNamingRule', 'preserve');  
irradiance_data = readtable('datos_generacion.xlsx', 'Sheet', 'Hoja2', 'VariableNamingRule',  
'preserve');
```

```
% Mostrar nombres de las columnas para verificar
```

```
disp(irradiance_data.Properties.VariableNames);
```

```
% Verificar el nombre correcto de la columna de tiempo
```

```
time_column = 'Time (UTC)'; % Nombre exacto de la columna en el archivo Excel  
if ~any(strcmp(irradiance_data.Properties.VariableNames, time_column))  
    error('La columna de tiempo no se encontró en los datos.');
```

```
end
```

```
% Convertir la columna de tiempo a formato datetime
```

```
irradiance_data.(time_column) = datetime(irradiance_data.(time_column), 'InputFormat',
'HH:mm');
```

```
% Asegurar que la columna del mes está en formato categórico
```

```
month_column = 'Month';
```

```
irradiance_data.(month_column) = categorical(irradiance_data.(month_column), ...
```

```
{'January', 'February', 'March', 'April', 'May', 'June', 'July', ...
```

```
'August', 'September', 'October', 'November', 'December'}, 'Ordinal', true);
```

```
% Identificar la columna de irradiancia
```

```
temp_col_names = irradiance_data.Properties.VariableNames;
```

```
irradiance_column = temp_col_names{contains(temp_col_names, 'Global Irradiance (Gb(i))')}; %
```

```
Nombre exacto de la columna en el archivo Excel
```

```
% Definir los límites de la inclinación
```

```
inclination_lb = 0; inclination_ub = 90;
```

```
% Definir la función objetivo para la optimización por hora
```

```
fun = @(inclination, row) -sum(calculate_hourly_generation(inclination, 0, row,
irradiance_column));
```

```
% Optimización para encontrar la inclinación óptima por hora
```

```
options = optimset('Display', 'iter', 'TolX', 1e-2, 'TolFun', 1e-2, 'MaxIter', 50);
```

```
optimal_inclination = zeros(height(irradiance_data), 1);
```

```
for i = 1:height(irradiance_data)
```

```
row = irradiance_data(i, :);
```

```
% Verificar si hay irradiancia antes de optimizar
```

```
if row.(irradiance_column) > 0
```

```
initial_guess = 30 + 30 * cosd(hour(row.(time_column)) * 15); % Estimación inicial dinámica
```

```
optimal_inclination(i) = fminsearch(@(inclination) fun(inclination, row), initial_guess,
```

```
options);
```

```
else
```

```
optimal_inclination(i) = 0; % Sin irradiancia, sin inclinación
```

```
end  
  
end  
  
% Mostrar los ángulos óptimos obtenidos  
disp('Primeros ángulos óptimos calculados:');  
disp(optimal_inclination(1:10));  
  
% Calcular la generación mensual con ángulo fijo (40 grados)  
months = categories(irradiance_data.Month);  
fixed_generation_monthly = zeros(12,1);  
optimal_generation_monthly = zeros(12,1);  
  
for m = 1:12  
    month_filter = irradiance_data.Month == months{m};  
    fixed_generation_monthly(m) = sum(arrayfun(@(i) calculate_hourly_generation(40, 0,  
irradiance_data(i,:), irradiance_column), find(month_filter)));  
    optimal_generation_monthly(m) = sum(arrayfun(@(i)  
calculate_hourly_generation(optimal_inclination(i), 0, irradiance_data(i,:), irradiance_column),  
find(month_filter)));  
end  
  
% Mostrar los primeros valores de generación  
disp('Generación mensual con ángulo fijo:');  
disp(fixed_generation_monthly);  
disp('Generación mensual óptima:');  
disp(optimal_generation_monthly);  
  
% Graficar las curvas de generación anual  
figure;  
plot(1:12, fixed_generation_monthly, 'b', 'LineWidth', 2, 'Marker', 'o');  
hold on;  
plot(1:12, optimal_generation_monthly, 'r', 'LineWidth', 2, 'Marker', 's');  
xlabel('Meses del Año');  
ylabel('Generación Mensual (kWh)');
```

```
legend('Generación con ángulo fijo', 'Generación óptima');
```

```
title('Comparación de generación mensual');
```

```
grid on;
```

```
xticks(1:12);
```

```
xticklabels(months);
```

```
% Función para calcular la generación horaria
```

```
function generation = calculate_hourly_generation(inclination, azimuth, irradiance_row,  
irradiance_column)
```

```
    % Ajustar irradiancia efectiva según la inclinación y acimut
```

```
    effective_irradiance = irradiance_row.(irradiance_column) .* cosd(inclination) .* cosd(azimuth);
```

```
    % Asegurar que los valores sean válidos
```

```
    effective_irradiance(effective_irradiance < 0) = 0;
```

```
    effective_irradiance(isnan(effective_irradiance) | isinf(effective_irradiance)) = 0;
```

```
    % Calcular la generación horaria con el ajuste por inclinación
```

```
    generation = effective_irradiance;
```

```
end
```

- Código de MATLAB para cálculo de los días representativos

```
% Cargar vector de irradiación horaria anual
```

```
load('irradiacion_anual.mat'); % debe contener variable "Irr" (8760x1)
```

```
if length(Irr) ~= 8760
```

```
    error('El vector debe tener 8760 valores (1 por hora durante un año).');
```

```
end
```

```
% Parámetros base
```

```
dias_por_mes = [31,28,31,30,31,30,31,31,30,31,30,31];
```

```
meses_nombres = {'Enero','Febrero','Marzo','Abril','Mayo','Junio',...
```

```
    'Julio','Agosto','Septiembre','Octubre','Noviembre','Diciembre'};
```

```

irr_mensual_total = zeros(12,1);
representative_days = zeros(24, 2); % 2 columnas: mínimo y máximo

% Procesamiento
hora_idx = 1;
curvas_mensuales = {};
dias_validos_mensuales = {};

for m = 1:12
    ndias = dias_por_mes(m);
    datos_mes = Irr(hora_idx : hora_idx + ndias*24 - 1);
    datos_mes = reshape(datos_mes, 24, ndias); % 24 horas x días

    % Filtrar días con baja irradiación total
    prod_diaria = sum(datos_mes, 1);
    umbral = prctile(prod_diaria, 10); % elimina el 10% más bajo
    datos_filtrados = datos_mes(:, prod_diaria > umbral);

    % Guardar para análisis posterior
    curvas_mensuales{m} = datos_filtrados;
    dias_validos_mensuales{m} = find(prod_diaria > umbral);

    % Total mensual (sin días filtrados)
    irr_mensual_total(m) = sum(prod_diaria(prod_diaria > umbral));

    hora_idx = hora_idx + ndias * 24;
end

% Mes de máxima y mínima generación
[~, idx_max] = max(irr_mensual_total);
[~, idx_min] = min(irr_mensual_total);

% Función para encontrar el día más representativo (más cercano a la media)
find_representative_day = @(datos) datos(:, argmin(sum((datos - mean(datos,2)).^2)));

```

```
% Día representativo del mes de máxima generación
rep_max = find_representative_day(curvas_mensuales{idx_max});
rep_min = find_representative_day(curvas_mensuales{idx_min});

% Guardar resultados
representative_days(:,1) = rep_min;
representative_days(:,2) = rep_max;

% Mostrar resultados
figure;
plot(0:23, representative_days(:,1), '-s', 'LineWidth', 2); hold on;
plot(0:23, representative_days(:,2), '-o', 'LineWidth', 2);
xlabel('Hora del día'); ylabel('Irradiación (W/m²)');
legend(meses_nombres{idx_min}, meses_nombres{idx_max}, 'Location', 'northwest');
title('Días representativos de mínima y máxima generación');
grid on;

% Guardar si deseas
% save('dias_representativos.mat', 'representative_days');
```

ANEXO II

- Modelo financiero para el cálculo del LCOH

DECLARACIÓN SOBRE EL USO DE INTELIGENCIA ARTIFICIAL GENERATIVA

En la elaboración de este trabajo se ha utilizado la herramienta ChatGPT (OpenAI) para las siguientes tareas:

- Búsqueda y recopilación de documentación relevante.
- Apoyo en la redacción de textos en español e inglés.
- Traducción de fragmentos del contenido.
- Maquetación de figuras y gráficos para mejorar la presentación visual.

En ningún caso se ha empleado la inteligencia artificial para tomar decisiones académicas, definir la estructura conceptual principal ni diseñar modelos teóricos o metodológicos. Todas las decisiones clave, análisis y conclusiones son responsabilidad exclusiva del autor.