



**COMILLAS**

UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS  
INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

OPTIMIZACIÓN ECONÓMICA DEL HIDRÓGENO  
VERDE: ESTRATEGIAS PARA LA REDUCCIÓN DE  
COSTES EN SU PRODUCCIÓN Y APLICACIÓN  
INDUSTRIAL

Autor: Álvaro Aragón Pérez

Director: Jaime Navarro Ocón

Madrid

Noviembre de 2025

### Declaración de originalidad

Declaro bajo mi responsabilidad que el Proyecto presentado con el título **OPTIMIZACIÓN ECONÓMICA DEL HIDRÓGENO VERDE: ESTRATEGIAS PARA LA REDUCCIÓN DE COSTES EN SU PRODUCCIÓN Y APLICACIÓN INDUSTRIAL** en la ETS de Ingeniería – ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el curso académico 2025-2026 es de mi autoría 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.

### Uso de Inteligencia Artificial<sup>1</sup>

Declaro bajo mi responsabilidad que (indicar la opción correcta):

- No he utilizado Inteligencia Artificial en la elaboración del presente documento.
- He utilizado Inteligencia Artificial en la elaboración del presente documento y/o del Anexo B siempre en las condiciones permitidas por la Universidad Pontificia Comillas, es decir, aplicando el Nivel 2 de la [Escala de Evaluación de Perkins et al. \(2024\)](#): *“La IA puede utilizarse para actividades previas a la tarea, como la lluvia de ideas, la descripción y la investigación inicial. Este nivel se centra en el uso de la IA para la planificación, las síntesis y la generación de ideas, pero las evaluaciones deben hacer hincapié en la capacidad de desarrollar y refinar estas ideas de forma independiente”*. En concreto, la Inteligencia Artificial ha sido empleada para:

Servir como apoyo en fases previas del trabajo, principalmente en la generación y organización de ideas, la estructuración inicial de contenidos, la búsqueda de fuentes y la síntesis de información.

También se ha empleado como herramienta auxiliar en la traducción al inglés del resumen del proyecto.




Firmado (alumno): Álvaro Aragón Pérez

Fecha: 19/05/2026

<sup>1</sup> Esta declaración se refiere al uso de la Inteligencia Artificial generativa para realizar los documentos del Proyecto (Anexo B y Memoria). No aplica a Proyectos donde, por su naturaleza, deban emplear inteligencia artificial como parte de los mismos (aplicación de técnicas de aprendizaje automático, redes neuronales, análisis de datos...)

Autorización para la entrega del Proyecto

El Director del Proyecto	El co-Director del Proyecto (si aplica)
	
Fdo: Jaime Navarro Oca	Fdo:
Fecha: 20/5/2026	Fecha:





**COMILLAS**

UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

# GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

## OPTIMIZACIÓN ECONÓMICA DEL HIDRÓGENO VERDE: ESTRATEGIAS PARA LA REDUCCIÓN DE COSTES EN SU PRODUCCIÓN Y APLICACIÓN INDUSTRIAL

Autor: Álvaro Aragón Pérez

Director: Jaime Navarro Ocón

Madrid







# OPTIMIZACIÓN ECONÓMICA DEL HIDRÓGENO VERDE: ESTRATEGIAS PARA LA REDUCCIÓN DE COSTES EN SU PRODUCCIÓN Y APLICACIÓN INDUSTRIAL

**Autor: Aragón Pérez, Álvaro.**

Director: Navarro Ocón, Jaime.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

## RESUMEN DEL PROYECTO

En este estudio se desarrolla un modelo técnico económico en Python y Excel para optimizar el coste normalizado del hidrógeno (LCOH) analizando diferentes escenarios de producción industrial. Los resultados identifican al precio de la electricidad y al factor de carga como los parámetros más críticos, logrando reducir el LCOH desde 4,63 €/kg en el caso base hasta 2,15 €/kg en escenarios de ubicación privilegiada. Se concluye que la competitividad económica requiere de suministros eléctricos estables por debajo de 25-30 €/MWh y el aprovechamiento intensivo de la capacidad instalada con herramientas como la hibridación de renovables.

**Palabras clave:** Hidrógeno verde, Transición energética, LCOH, Electrólisis, Factor de carga, WACC, CAPEX

### 1. Introducción

La transición energética hacia fuentes de energía limpias representa un desafío global urgente para mitigar los efectos del cambio climático y eliminar la dependencia de combustibles fósiles. En este contexto, el hidrógeno verde se presenta como un vector energético estratégico capaz de descarbonizar sectores con huella de carbono difícil de eliminar, como el transporte pesado o industrias de alta intensidad energética (acero, cemento, vidrio).

Sin embargo, la adopción a gran escala de esta tecnología enfrenta un gran obstáculo, el elevado coste normalizado del hidrógeno verde (LCOH). Este es, actualmente, significativamente superior al del hidrógeno producido mediante métodos convencionales. Esta falta de competitividad en el ámbito económico, que lleva en muchos casos a retrasos y cancelaciones de proyectos relacionados con la tecnología, justifica la elaboración del presente trabajo.

### 2. Definición del proyecto

Este proyecto se define como un estudio analítico centrado en la optimización económica de la fase de producción del hidrógeno verde mediante electrólisis. La investigación parte de la necesidad de mitigar el cambio climático utilizando el hidrógeno como vector energético, abordando el elevado coste normalizado (LCOH) como la principal barrera que impide su despliegue industrial masivo frente a las alternativas fósiles.

El núcleo del trabajo consiste en el desarrollo de un modelo técnico económico determinista propio que, mediante un enfoque basado en el flujo de caja para considerar el cambio del valor del dinero con el paso del tiempo, está implementado de forma

paralela en Excel y Python. El objetivo general es analizar y comparar diferentes escenarios de producción para identificar las estrategias más efectivas de reducción de costes. El alcance del estudio está orientado a servir como una herramienta de apoyo en la toma de decisiones de inversión en fases preliminares, permitiendo jerarquizar los parámetros críticos mediante un análisis de sensibilidad detallado.

### 3. Descripción del modelo

La herramienta desarrollada consiste en un modelo técnico económico de naturaleza determinista diseñado para el cálculo del coste normalizado del hidrógeno. El modelo ha sido implementado de forma paralela en Excel y Python utilizando la misma formulación matemática para garantizar la coherencia y verificar los resultados.

El núcleo metodológico del modelo se basa en un enfoque de flujo de caja, lo que permite considerar la variación del valor del dinero en el tiempo. El sistema integra los siguientes componentes clave:

- Cálculo de producción: Determina la generación anual de hidrógeno a partir de la potencia nominal del electrolizador, el factor de carga (horas equivalentes) y el consumo específico de energía.
- Anualización de inversiones: El CAPEX inicial se distribuye a lo largo de la vida útil del proyecto mediante un factor de amortización basado en la tasa de descuento (WACC).
- Modelización del reemplazo del *stack*: El modelo prevé una reinversión específica para la sustitución de la pila (generalmente a las 75.000 horas), descontando dicho gasto futuro al presente para su posterior anualización.
- Estructura de OPEX: Los costes operativos incluyen el suministro eléctrico (LCOE), permitiendo la aplicación de una tasa de proyección para simular variaciones en el precio de la energía, y los gastos fijos de operación y mantenimiento.

Finalmente, el uso de Python, por medio de las librerías Pandas y Matplotlib, otorga al sistema una flexibilidad superior para la ejecución de análisis de sensibilidad univariantes y la representación visual de escenarios complejos.

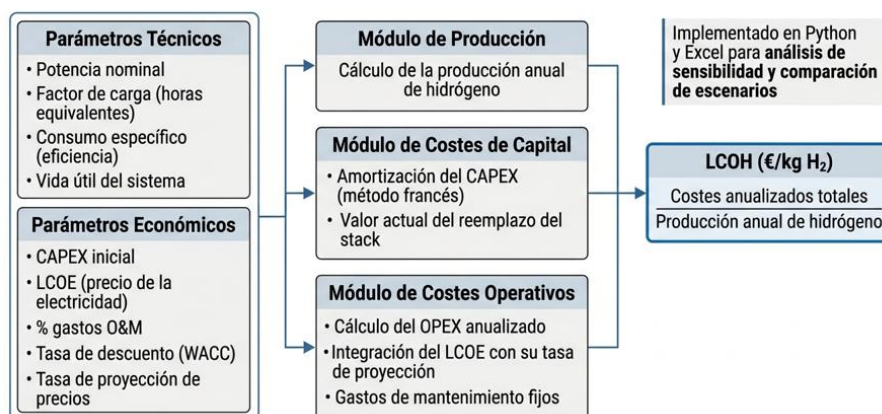


Ilustración 1 – Esquema de bloques del modelo desarrollado

## 4. Resultados

Los resultados obtenidos mediante el modelo técnico económico establecen un LCOH de 4,63 €/kg H<sub>2</sub> para el escenario base. El análisis de sensibilidad jerarquiza los parámetros de entrada, identificando al precio de la electricidad como el factor más crítico, seguido del factor de carga y del consumo específico. Se observa que la competitividad económica es altamente sensible a la intermitencia renovable, requiriendo factores de carga optimizados para distribuir los costes fijos entre una mayor producción anual. Finalmente, la comparativa de escenarios demuestra que, en ubicaciones con alto recurso renovable y condiciones financieras favorables, el LCOH puede reducirse hasta los 2,15 €/kg H<sub>2</sub>, aproximándose a la paridad de precios con el hidrógeno producido mediante combustibles fósiles.

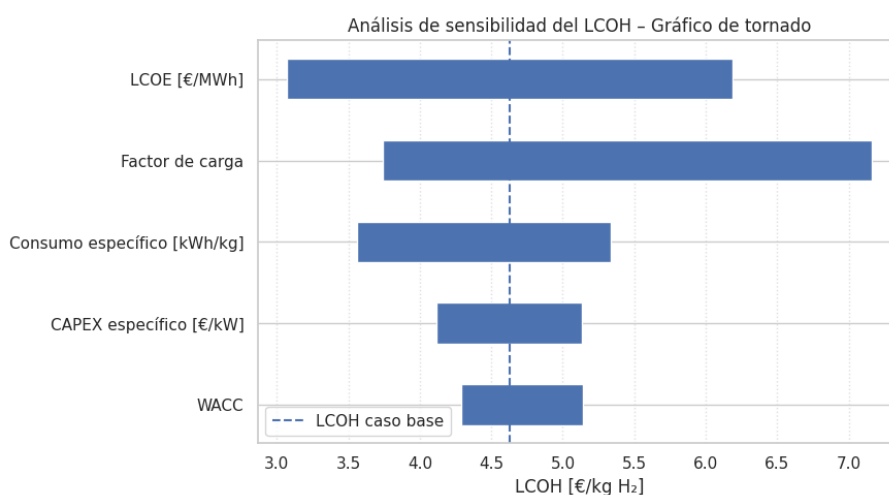


Ilustración 2 – Gráfico de tornado con los resultados del análisis de sensibilidad

## 5. Conclusiones

La investigación concluye que el hidrógeno verde puede alcanzar la competitividad económica, logrando un LCOH de 2,15 €/kg en escenarios con alto recurso renovable y bajo coste de capital. El modelo técnico económico desarrollado identifica al precio de la electricidad y al factor de carga como las palancas de optimización más críticas. Se establece que la paridad con alternativas fósiles requiere suministros eléctricos estables por debajo de los 25-30 €/MWh y un marco regulatorio que reduzca el riesgo financiero para los inversores.

# **ECONOMIC OPTIMIZATION OF GREEN HYDROGEN: STRATEGIES FOR COST REDUCTION IN ITS PRODUCTION AND INDUSTRIAL APPLICATION**

**Author: Aragón Pérez, Álvaro.**

Supervisor: Navarro Ocón, Jaime.

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

## **ABSTRACT**

This study develops a techno-economic model in Python and Excel to optimize the levelized cost of hydrogen (LCOH) by analyzing different industrial production scenarios. The results identify electricity price and capacity factor as the most critical parameters, reducing the LCOH from €4.63/kg in the base case to €2.15/kg under favorable location scenarios. It is concluded that economic competitiveness requires stable electricity supplies below €25–30/MWh and intensive utilization of installed capacity through strategies such as renewable energy hybridization.

**Keywords:** Green hydrogen, Energy transition, LCOH, Electrolysis, Capacity factor, WACC, CAPEX

## **1. Introduction**

The transition toward clean energy systems represents one of the most urgent global challenges in addressing climate change and reducing dependence on fossil fuels. In this context, green hydrogen is increasingly recognized as a strategic energy carrier with strong potential to decarbonize hard-to-abate sectors such as heavy-duty transport and energy-intensive industries including steel, cement, and glass production.

Despite this potential, the large-scale deployment of green hydrogen remains constrained by its high levelized cost (LCOH), which is still significantly higher than that of hydrogen produced through conventional fossil-based pathways. This lack of economic competitiveness has already contributed to delays and cancellations in several projects, highlighting the need for further analysis. These challenges provide the main motivation for the present study.

## **2. Project definition**

This work is conceived as an analytical study focused on the economic optimization of green hydrogen production via water electrolysis. The research addresses the role of hydrogen as a key energy carrier in climate-change mitigation strategies, with particular attention to the levelized cost of hydrogen (LCOH), currently the main barrier limiting its large-scale industrial deployment relative to fossil-based alternatives.

The core contribution of the study is the development of a deterministic techno-economic model based on a discounted cash-flow framework that explicitly accounts for the time value of money. The model has been implemented in parallel in both Excel and Python. Its main objective is to evaluate and compare different production scenarios in order to identify the most effective strategies for cost reduction. The scope of the model is

intended to support early-stage investment decision-making by enabling the identification and prioritization of the most influential parameters through detailed sensitivity analysis..

### 3. Description of the model

The proposed tool consists of a deterministic techno-economic model designed to estimate the levelized cost of hydrogen production. To ensure consistency and facilitate verification, the same mathematical formulation has been implemented independently in both Excel and Python.

The methodological framework is based on a discounted cash-flow approach, allowing the model to account explicitly for the evolution of monetary value over time. The model incorporates the following main components:

- Hydrogen production estimation: Annual hydrogen output is calculated from the electrolyzer’s nominal capacity, the capacity factor (expressed as equivalent operating hours), and the specific energy consumption.
- Capital cost annualization: The initial CAPEX is distributed over the project lifetime using an annuity factor derived from the weighted average cost of capital (WACC).
- Stack replacement modeling: The model includes a dedicated reinvestment term to account for electrolyzer stack replacement, typically after approximately 75,000 operating hours. This future expenditure is discounted to present value before being annualized within the cost structure.
- Operating expenditure structure: OPEX includes electricity supply costs (represented through LCOE), with the possibility of applying escalation rates to simulate future energy price variations, as well as fixed operation and maintenance costs.

In addition, the implementation in Python, using the Pandas and Matplotlib libraries, provides increased flexibility for performing univariate sensitivity analyses and for visualizing the results across multiple scenarios.

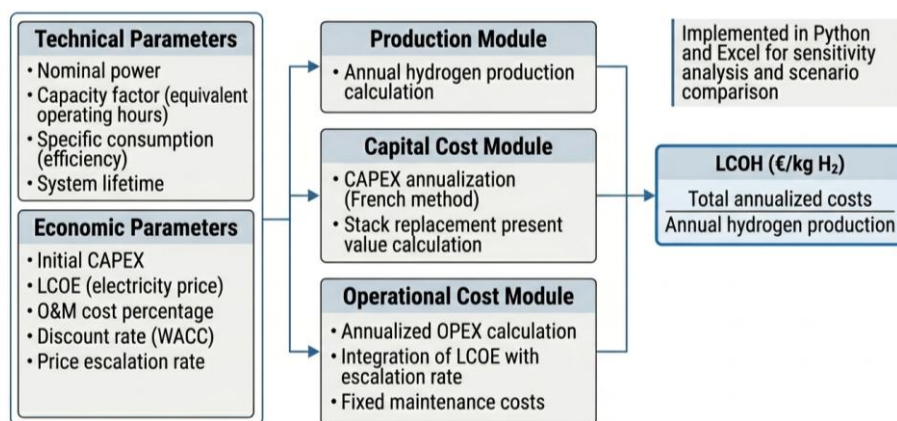


Ilustración 3 - Block diagram of the proposed model

## 4. Results

The results obtained using the techno-economic model yield an LCOH of €4.63/kg H<sub>2</sub> for the base-case scenario. The sensitivity analysis ranks the input parameters according to their influence on the final cost, identifying electricity price as the most critical factor, followed by the capacity factor and the specific energy consumption.

The analysis shows that economic competitiveness is highly sensitive to renewable intermittency, highlighting the need to maximize capacity factors in order to distribute fixed costs over higher annual hydrogen production levels. Furthermore, the comparison between scenarios demonstrates that, in locations with strong renewable resource availability and favorable financial conditions, the LCOH can be reduced to as low as €2.15/kg H<sub>2</sub>, approaching cost parity with hydrogen produced from fossil-based pathways.

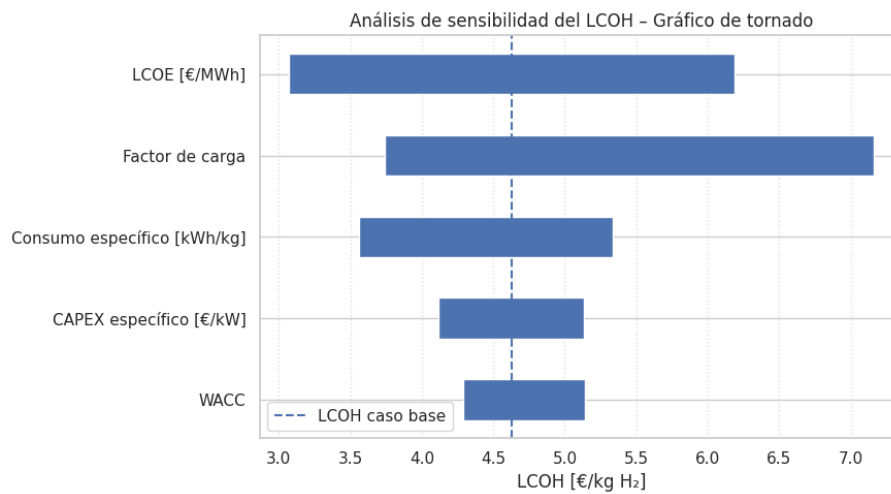


Ilustración 4 - Tornado chart showing the results of the sensitivity analysis

## 5. Conclusions

This study demonstrates that green hydrogen can achieve economic competitiveness under favorable operating and financing conditions, reaching an LCOH of €2.15/kg in scenarios characterized by high renewable resource availability and low capital costs. The techno-economic model developed in this work identifies electricity price and capacity factor as the most influential optimization levers for reducing production costs.

The results indicate that achieving cost parity with fossil-based alternatives requires access to stable electricity supplies below €25–30/MWh, together with a regulatory framework capable of reducing financial risk for investors and facilitating large-scale project deployment.

## Índice de la memoria

<b>Capítulo 1. Introducción</b> .....	<b>7</b>
1.1 Contexto de la transición energética.....	7
1.2 Rol del hidrógeno verde como vector energético.....	8
1.3 Justificación del trabajo y relevancia económica .....	9
1.4 El trabajo y los Objetivos de Desarrollo Sostenible .....	10
1.5 Planteamiento del proyecto .....	11
<b>Capítulo 2. Marco Teórico y Fundamentos del Hidrógeno Verde</b> .....	<b>12</b>
2.1 El hidrógeno y su clasificación por colores.....	12
2.1.1 Principales características del hidrógeno.....	12
2.1.2 La clasificación por colores .....	14
2.1.3 Evolución del papel estratégico del hidrógeno en la transición energética .....	15
2.2 Principales aplicaciones industriales .....	16
2.2.1 Industria química y de refinado.....	17
2.2.2 Industrias de alta intensidad energética: acero, cemento y vidrio.....	17
2.2.3 Aplicaciones en transporte pesado terrestre y marítimo.....	20
2.2.4 Portadores energéticos y usos indirectos: amoniaco, LOHC y e-combustibles.....	21
2.3 La cadena de valor del hidrógeno verde.....	24
2.3.1 Producción .....	24
2.3.2 Almacenamiento .....	27
2.3.3 Transporte y distribución .....	31
2.3.4 Consumo y usos finales .....	33
<b>Capítulo 3. Estado de la Cuestión</b> .....	<b>36</b>
3.1 Introducción: alcance y enfoque del estado de la cuestión.....	36
3.2 Factores determinantes del coste del hidrógeno verde .....	37
3.2.1 Coste de la electricidad renovable (LCOE) .....	37
3.2.2 CAPEX del electrolizador .....	39
3.2.3 Factor de carga .....	40
3.2.4 Eficiencia y vida útil.....	40
3.2.5 Coste del capital (WACC) .....	41
3.3 Retrasos y cancelaciones en proyectos reales de hidrógeno verde.....	42

3.3.1 Ejemplos de proyectos cancelados o retrasados .....	42
3.3.2 Principales causas identificadas en la literatura .....	43
3.4 Síntesis del estado de la cuestión.....	44
<b>Capítulo 4. Definición del Trabajo .....</b>	<b>46</b>
4.1 Justificación.....	46
4.2 Objetivos .....	47
4.3 Metodología.....	48
4.4 Alcance y limitaciones .....	49
<b>Capítulo 5. Modelo Desarrollado.....</b>	<b>51</b>
5.1 Planteamiento general del modelo.....	51
5.2 Formulación del coste normalizado del hidrógeno .....	51
5.3 Cálculo de la producción anual de hidrógeno .....	53
5.4 Modelización de los costes de inversión .....	53
5.4.1 Inversión inicial en el electrolizador.....	53
5.4.2 Reemplazo del stack .....	54
5.5 Costes operativos.....	55
5.5.1 Coste de la electricidad.....	55
5.5.2 Costes de operación y mantenimiento .....	57
5.6 Implementación.....	58
<b>Capítulo 6. Resultados y Análisis Económico .....</b>	<b>59</b>
6.1 Introducción al capítulo.....	59
6.2 Definición y resultados del caso base.....	59
6.2.1 Objetivo y filosofía del caso base.....	59
6.2.2 Definición del caso base.....	60
6.2.3 Resultados del caso base.....	64
6.3 Análisis de sensibilidad.....	66
6.3.1 Objetivo y metodología del análisis de sensibilidad .....	66
6.3.2 Sensibilidad al precio de la electricidad .....	67
6.3.3 Sensibilidad al factor de carga.....	69
6.3.4 Sensibilidad al consumo específico .....	71
6.3.5 Sensibilidad a la tasa de descuento o WACC.....	74
6.3.6 Sensibilidad al CAPEX específico.....	76

6.3.7 <i>Síntesis del análisis de sensibilidad</i> .....	79
6.4 Análisis de escenarios .....	81
6.4.1 <i>Enfoque metodológico del análisis de escenarios</i> .....	81
6.4.2 <i>Escenario A – Despliegue industrial optimizado</i> .....	81
6.4.3 <i>Escenario B – Mercado eléctrico sin PPA</i> .....	83
6.4.4 <i>Escenario C – Ubicación Privilegiada en el hemisferio sur u Oriente Medio</i> .....	85
6.4.5 <i>Síntesis del análisis de escenarios</i> .....	88
<b>Capítulo 7. Conclusiones y Trabajos Futuros</b> .....	<b>90</b>
7.1 Recapitulación y cumplimiento de objetivos .....	90
7.2 Discusión de los resultados y aportaciones principales.....	91
7.2.1 <i>Conclusiones técnicas</i> .....	91
7.2.2 <i>Recomendaciones estratégicas para la reducción del LCOH</i> .....	92
7.3 Reflexión crítica sobre las limitaciones.....	93
7.4 Líneas de trabajo futuro.....	94
<b>Capítulo 8. Bibliografía</b> .....	<b>95</b>

## *Índice de figuras*

Figura 1: Porcentaje de producción de hidrógeno por fuente de energía en 2023 [9].....	14
Figura 2: Desglose del LCOH en el caso base .....	64
Figura 3: Sensibilidad del LCOH al precio de la electricidad .....	68
Figura 4: Sensibilidad del LCOH al factor de carga .....	70
Figura 5: Sensibilidad del LCOH al consumo específico .....	73
Figura 6: Sensibilidad del LCOH a la tasa de descuento .....	75
Figura 7: Sensibilidad del LCOH al CAPEX específico .....	78
Figura 8: Gráfico de tornado resultante del análisis de sensibilidad .....	80
Figura 9: Comparativa de desgloses de los costes en los diferentes escenarios de producción .....	88

## *Índice de tablas*

Tabla 1: Comparativa de las densidades aproximadas del hidrógeno y la gasolina [6], [7], [8] .....	13
Tabla 2: Comparativa de los tipos de electrolizadores [8], [31], [32], [33] .....	26
Tabla 3: Valores asignados a los parámetros de entrada en el caso base .....	63
Tabla 4: Contribución de cada coste al LCOH del caso base de forma absoluta y porcentual .....	65
Tabla 5: Desglose de los costes del escenario A .....	83
Tabla 6: Desglose de los costes del escenario B .....	85
Tabla 7: Desglose de los costes del escenario C .....	87

## *Índice de ecuaciones*

Ecuación 1: Fórmula para el cálculo del LCOH.....	52
Ecuación 2: Cálculo de la producción anual de hidrógeno .....	53
Ecuación 3: Cálculo del factor de amortización .....	54
Ecuación 4: Cálculo del coste normalizado de la inversión inicial .....	54
Ecuación 5: Cálculo del coste normalizado de la inversión asociada al reemplazo del stack .....	55
Ecuación 6: Cálculo del coste inicial de la energía .....	56
Ecuación 7: Cálculo del factor k.....	56
Ecuación 8: Cálculo del término anual de amortización del coste de la electricidad por kilogramo producido .....	57
Ecuación 9: Cálculo del término de amortización anual de los gastos de operación y mantenimiento .....	58

## **Capítulo 1. INTRODUCCIÓN**

El presente Trabajo de Fin de Grado tiene como objetivo explorar y plantear diferentes estrategias y recomendaciones que contribuyan a la optimización económica de la fase de producción del hidrógeno verde. Las diferentes razones que justifican la elaboración del proyecto se incluyen en los apartados sucesivos.

### ***1.1 CONTEXTO DE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA***

El cambio climático representa un desafío global para la humanidad, constituyendo una problemática social y medioambiental cuyos efectos son claramente apreciables en el presente. El derretimiento de los polos y la subsecuente elevación del nivel del mar, o el aumento de la frecuencia de las catástrofes naturales, como la DANA de Valencia, son algunos de los ejemplos de las consecuencias negativas del incremento de las temperaturas a nivel planetario. Dicho incremento se cifra en torno a los 1,55 °C para el año 2024 en comparación con la época preindustrial [1]. De hecho, en el año 2019, el número de muertes atribuibles a las altas temperaturas se sitúa en 150.000 [2], dato que se ha visto superado en el último lustro.

En la última década, como consecuencia de la creciente concienciación científica y social acerca de los efectos negativos del cambio climático, instituciones y organismos internacionales han promovido iniciativas para combatir esta problemática. Entre ellos destaca el Acuerdo de París, que, adoptado en 2015, impone una serie de objetivos para limitar el calentamiento mundial a una cifra inferior a los 2 grados respecto a las estadísticas preindustriales [3].

Con el objetivo de limitar el cambio climático, resulta fundamental reducir e incluso eliminar las emisiones de gases de efecto invernadero derivados de procesos industriales. Es por ello

por lo que aparece el concepto de transición energética. El cambio gradual de la dependencia de combustibles fósiles y contaminantes, como el petróleo, el carbón o el gas, hacia fuentes de energía limpias y renovables, supone un desafío tecnológico de gran envergadura al que se enfrenta la humanidad.

## ***1.2 ROL DEL HIDRÓGENO VERDE COMO VECTOR ENERGÉTICO***

El hidrógeno es el elemento más común en el universo. Este aspecto, sumado a que presenta múltiples usos, como la posibilidad de ser empleado como combustible o materia prima, entre otros, lo ha convertido en una auténtica referencia para buena parte de la comunidad científica. Muchos de sus miembros lo han llegado a calificar como el portador de energía más prometedor del futuro.

Actualmente, existen muchos tipos de hidrógeno, que, clasificados principalmente por la tecnología empleada en su producción, se explicarán en más detalle en apartados posteriores. De todos ellos es el verde el que tiene mayor potencial de contribución en la lucha contra el cambio climático. La justificación de esto radica en que, al ser este hidrógeno producido empleando fuentes limpias y renovables, al utilizarse como combustible puede reducir la dependencia de los combustibles fósiles en la industria. Dicha reducción de la dependencia podría alcanzar la sustitución, lo que permitiría descarbonizar sectores cuya huella de carbono sería difícilmente eliminable por otros métodos, como el transporte pesado, la construcción, o el suministro eléctrico. Cabe destacar que el 73% de los gases de efecto invernadero emitidos a la atmósfera como consecuencia de la actividad humana derivan del uso de combustibles fósiles, lo que sustenta la necesidad de una descarbonización inmediata [4].

La posibilidad de almacenar hidrógeno en tanques durante largos periodos de tiempo, sumado a la capacidad de ser convertido en energía eléctrica, principalmente por medio de

pilas de combustible, convierte al hidrógeno verde en una alternativa sostenible y tecnológicamente viable para corregir la intermitencia de las renovables.

El uso del hidrógeno como materia prima presenta múltiples aplicaciones tanto en la industria química (fertilizantes, amoníaco, productos petroquímicos), como en la producción de acero, concentrando este último la mayor inversión comprometida en usos finales del hidrógeno verde [5].

### ***1.3 JUSTIFICACIÓN DEL TRABAJO Y RELEVANCIA ECONÓMICA***

A pesar de todas las ventajas que presenta el hidrógeno verde en lo que a la transición energética respecta, no es este el tipo de hidrógeno más utilizado en las aplicaciones mencionadas en el apartado anterior. El motivo que se esconde detrás de esta realidad es el elevado LCOH, o coste normalizado del hidrógeno, asociado al hidrógeno verde.

Este elevado LCOH convierte al hidrógeno verde en una tecnología muy poco competitiva económicamente, lo que lleva a cancelaciones de proyectos ambiciosos y disuade a potenciales inversores de apostar por esta vía de descarbonización. Todo ello resulta en el no aprovechamiento de los beneficios de este tipo de hidrógeno, que se ve superado en volumen de uso por sus homólogos gris y azul, los cuales presentan evidentes huellas de carbono en su producción.

La necesidad imperiosa por parte de la humanidad de lograr una transición energética rápida y eficiente, y los potenciales beneficios del hidrógeno verde como alternativa para la descarbonización, sumado a la poca competitividad de la misma en términos económicos, justifican la elaboración del presente Trabajo de Fin de Grado.

## ***1.4 EL TRABAJO Y LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE***

Interconectados entre sí y adoptados por las Naciones Unidas en 2015, los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) sirven como referencia para perseguir un futuro mejor frente a las diferentes amenazas y problemas que enfrenta la humanidad. El presente proyecto, debido a su naturaleza y objeto de estudio, tiene como meta contribuir a la consecución de los siguientes ODS:

- **Objetivo 7: Energía asequible y no contaminante.**

El proyecto tiene como objetivo contribuir a favorecer la integración del hidrógeno verde en la industria, tratando de aportar soluciones a la gran problemática que dicho objetivo entraña, el elevado coste. El hidrógeno verde, con sus ventajas comentadas en apartados anteriores, representa una vía para fomentar el acceso a energía de forma asequible y sostenible.

- **Objetivo 9: Industria, innovación e infraestructuras.**

Instalaciones sostenibles e innovadoras son necesarias para poder integrar a gran escala el hidrógeno verde en los diferentes sistemas energéticos. Este proyecto, que pretende fomentar la viabilidad de esta tecnología y, por tanto, contribuir a la necesidad de desarrollar nuevas instalaciones, se alinea con este objetivo.

- **Objetivo 13: Acción por el clima.**

La posibilidad de electrificar sectores difícilmente descarbonizables es uno de los grandes beneficios que tiene el uso del hidrógeno verde. La reducción de la emisión de gases de efecto invernadero, así como el empleo de renovables, representa una gran contribución para mitigar los efectos del cambio climático. El hecho de que el proyecto trate de optimizar económicamente esta tecnología representa un claro alineamiento con este objetivo

## ***1.5 PLANTEAMIENTO DEL PROYECTO***

Para alcanzar los objetivos planteados al comienzo del capítulo, se procederá a la elaboración de modelos económicos mediante Excel y Python, con los que se obtendrá el valor del LCOH en diferentes escenarios. Los resultados se mostrarán por medio de representaciones visuales obtenidas mediante ambas herramientas, y se incluirá un estudio final acerca de la sensibilidad de los resultados obtenidos frente a diferentes variables de entrada del modelo.

En lo que a los escenarios respecta, se plantearán casos diferenciados por el nivel de optimismo en las proyecciones futuras de los costes, así como por las variedades regionales existentes, pues en geografías diferentes los costes son distintos. Los datos empleados han sido obtenidos mediante la revisión de literatura existente, con el objetivo de llegar a resultados lo más próximos a la realidad posible.

Finalmente, se obtendrán conclusiones a partir de los resultados. De dichas conclusiones se derivarán recomendaciones futuras.

## **Capítulo 2. MARCO TEÓRICO Y FUNDAMENTOS DEL HIDRÓGENO VERDE**

### **2.1 EL HIDRÓGENO Y SU CLASIFICACIÓN POR COLORES**

#### **2.1.1 PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DEL HIDRÓGENO**

El hidrógeno es un gas incoloro que lleva décadas siendo considerado como un portador de energía clave para la transición energética. Su capacidad de almacenar energía y liberarla en varias formas, como electricidad y calor, sin liberar ningún tipo de gas de efecto invernadero, justifica el interés de la comunidad científica.

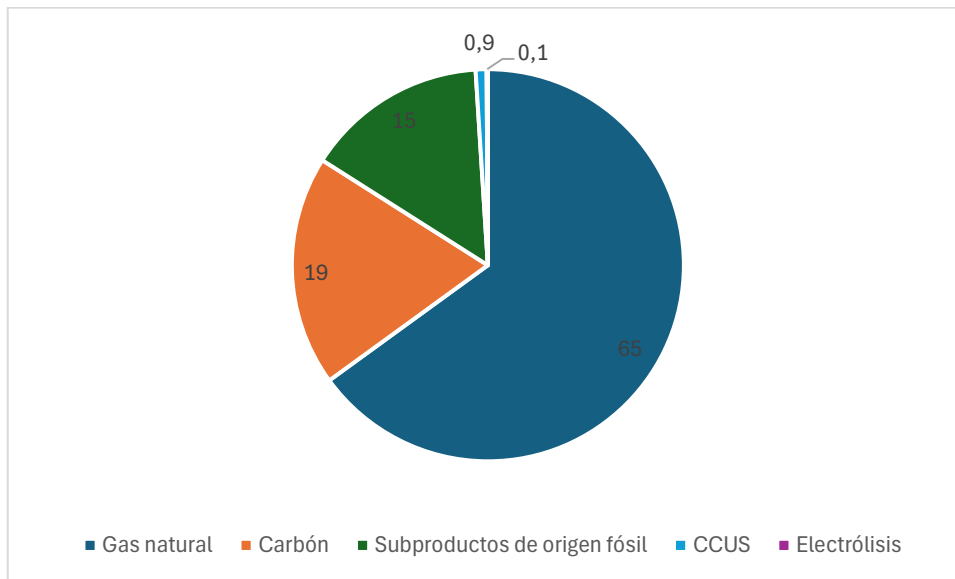
Uno de los datos que hacen al hidrógeno especialmente atractivo es su densidad energética gravimétrica, esto es, la cantidad de energía almacenada o liberada por unidad de masa de hidrógeno. Situándose en torno a los 120 MJ/kg, supera ampliamente los datos de combustibles tradicionales como la gasolina, 44 MJ/kg, o el metano, 56 MJ/kg [6]. Sin embargo, en lo que a la densidad energética volumétrica respecta, el valor para el hidrógeno es comparativamente bajo, con tan solo 8 MJ/L en estado líquido, frente a los 32 MJ/L de la gasolina [7]. En el caso del hidrógeno en forma de gas, este número es aún menor, pues a temperatura ambiente (20°C) y presión atmosférica, la densidad volumétrica no alcanza los 0,01 MJ/L, valor que se obtiene al multiplicar el valor de la densidad gravimétrica (independiente del estado) por la densidad del hidrógeno a esas condiciones, 0,08238 kg/m<sup>3</sup> [8]. Esto da lugar a desafíos tecnológicos en el almacenamiento, pues para almacenar una energía equivalente a la de un hidrocarburo en forma de hidrógeno, se necesitan tanques de volúmenes muy superiores.

Con el objetivo de sintetizar la información contenida en este apartado y facilitar la lectura del documento, se ilustra la Tabla 1:

	Densidad gravimétrica (MJ/kg)	Densidad volumétrica (MJ/L)
Hidrógeno líquido	120	8
Hidrógeno gaseoso (20°C, presión atmosférica)	120	$\left(120 \frac{MJ}{kg} * 0,08238 \frac{kg}{m^3} * \frac{1 m^3}{1000 L}\right)$ $= 0,0099$
Gasolina	44	32

*Tabla 1: Comparativa de las densidades aproximadas del hidrógeno y la gasolina [6], [7], [8]*

A pesar de que el hidrógeno es considerado como el elemento más abundante en el universo, este no se encuentra libre en la naturaleza. Para producirlo, se ha de obtener descomponiendo compuestos en los que se encuentra presente, siendo ejemplos el metano (CH<sub>4</sub>) o el agua (H<sub>2</sub>O). Dicha descomposición se puede llevar a cabo haciendo uso de numerosas fuentes de energía. A partir de los datos obtenidos del informe titulado *Global Hydrogen Review 2024* publicado por la Agencia Internacional de la Energía [9], IEA por sus siglas en inglés, se obtiene la Figura 1, que muestra el porcentaje de hidrógeno producido por cada fuente en el año 2023.



*Figura 1: Porcentaje de producción de hidrógeno por fuente de energía en 2023 [9]*

Como se puede apreciar en el gráfico, la producción de bajas emisiones, que aglutina los hidrógenos producidos mediante electrólisis y CCUS (combustibles fósiles con captura, utilización y almacenamiento de carbono) representa tan solo el 1% de la producción mundial de hidrógeno. Si la humanidad desea incrementar el uso del hidrógeno por sus grandes ventajas, al mismo tiempo que reducir la huella de carbono y avanzar en la transición energética, se ha de optar por fuentes alternativas para la producción del elemento. La electrólisis del agua con electricidad procedente de fuentes renovables (hidrógeno renovable o verde) se postula como la gran alternativa.

### **2.1.2 LA CLASIFICACIÓN POR COLORES**

Además de la diferenciación mencionada, existe una clasificación alternativa y más exhaustiva. En ella se asigna un color distinto a cada uno de los tipos de hidrógeno en función del proceso y la fuente de energía que se hayan empleado en su producción [10]:

- Hidrógeno verde: Producido a partir de la electrólisis del agua empleando electricidad procedente de fuentes renovables. Es el tipo de hidrógeno alrededor de cuya viabilidad se estructura el presente trabajo.
- Hidrógeno rosa: También conocido como hidrógeno sintético, se produce por medio de la electrólisis del agua alimentada mediante energía nuclear.
- Hidrógeno amarillo: Se produce mediante electrólisis usando electricidad proveniente directamente de la red. Por ello, las emisiones de carbono varían en función de la composición energética de la electricidad de la red en cada momento.
- Hidrógeno gris: Es obtenido mediante el reformado de gas natural, proceso que emite dióxido de carbono.
- Hidrógeno azul: Muy similar al gris en cuanto a la producción, aunque se diferencia en el hecho de que en este caso se emplean mecanismos para la captura y almacenamiento de emisiones.
- Hidrógeno negro: Se obtiene mediante la combustión del carbón, por lo que es altamente contaminante.
- Hidrógeno marrón: Presenta emisiones similares a las del negro, aunque en este caso se produce mediante la combustión de lignito.
- Hidrógeno blanco: Se encuentra de forma natural como gas libre en algunos puntos de formaciones rocosas y regiones geológicas.

### **2.1.3 EVOLUCIÓN DEL PAPEL ESTRATÉGICO DEL HIDRÓGENO EN LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA**

A pesar de las ventajas que presenta el hidrógeno verde como vector energético, comentadas en el Capítulo 1 de la presente memoria, la realidad del mercado a nivel mundial, así como los desafíos económicos y de implementación asociados a la tecnología, han llevado a instituciones internacionales a reevaluar sus expectativas. Un ejemplo es la Agencia Internacional de Energías Renovables, conocida como IRENA por sus siglas en inglés, que, en su último informe titulado “*The potential for green hydrogen and related commodities*

*trade*”, propone un cambio de narrativa. Mientras que en años anteriores se concebía el hidrógeno verde como un portador de energía amplio capaz de sustituir a los combustibles fósiles en la totalidad del sistema energético, actualmente se entiende como una solución estratégica para la descarbonización de “última milla” en sectores difícilmente descarbonizables por otros métodos, o como materia prima limpia que actúe de puente entre la electricidad renovable y aquellos procesos industriales intensivos en carbono [11].

El cambio de visión explicado en el apartado anterior no elimina la necesidad de continuar invirtiendo en esta tecnología. Esto queda justificado al reconocer que, aunque de una forma más limitada de lo que se creía inicialmente, el hidrógeno verde sigue siendo un aliado fundamental para alcanzar los objetivos de descarbonización que se ha impuesto la humanidad precisamente por su aplicabilidad en sectores concretos. Adicionalmente, IRENA atribuye varias ventajas adicionales al comercio internacional de los derivados del hidrógeno verde, que son productos o usos finales desarrollados para esos sectores que presentan dificultades técnicas para su electrificación, como el amoníaco o el e-metanol. Esas ventajas son, entre otras, la mejora de la seguridad energética y la resiliencia de los sistemas energéticos más dependientes de combustibles fósiles; y un desarrollo económico justo, pues puede permitir a los países en vías de desarrollo y ricos en recursos alcanzar un crecimiento sostenible y descarbonizar sus industrias a la par de las economías desarrolladas [11].

## **2.2 PRINCIPALES APLICACIONES INDUSTRIALES**

El hidrógeno verde puede ser utilizado como un elemento fundamental para reducir las emisiones en múltiples sectores, entre los que destacan los incluidos en apartados sucesivos.

### **2.2.1 INDUSTRIA QUÍMICA Y DE REFINADO**

El hidrógeno verde, empleado como una materia prima limpia, se postula como la gran alternativa para reducir las emisiones de carbono de la industria química y de refinado.

La producción química convencional de metanol, empleado extensamente en la industria como materia prima para, a su vez, fabricar otros productos químicos como el formaldehído, presenta una eficiencia energética baja y altas emisiones de dióxido de carbono. La integración del hidrógeno verde en la producción de metanol, junto con el CO<sub>2</sub> producido a partir del carbón, han dado lugar en una serie de pruebas a un incremento del 124,67% en la producción, a una eficiencia energética un 10,52% superior, a una reducción de las emisiones de dióxido de carbono del 85,64%, y a la disminución del 23,95% de los costes de producción; si se compara con el proceso tradicional [12].

En agricultura, el uso de amoníaco verde, producido a partir de hidrógeno verde y nitrógeno atmosférico siguiendo el proceso de síntesis de Haber-Bosch, podría reducir entre un 3 y un 8% las emisiones asociadas a los productos alimenticios de consumo. En Iowa, Estados Unidos, la empresa Greenfield Nitrogen ha invertido 400 millones de dólares en una planta de amoníaco verde para producir 96.000 toneladas de fertilizante con emisiones nulas de carbono [13].

En la industria del refinado, se proyecta un incremento de la demanda de hidrógeno en la próxima década, que puede llegar a alcanzar las 41 millones de toneladas métricas al año. En caso de que dicha demanda fuese abastecida con hidrógeno verde, se podría producir un gran avance hacia la descarbonización del sector [12].

### **2.2.2 INDUSTRIAS DE ALTA INTENSIDAD ENERGÉTICA: ACERO, CEMENTO Y VIDRIO**

Las industrias de alta intensidad energética son una de las aplicaciones más reconocidas y relevantes del hidrógeno verde. El uso intensivo de combustibles fósiles por parte de estas

industrias, que implica más del 30% de las emisiones globales de CO<sub>2</sub> [14], lleva a un gran potencial de reducción de emisiones.

### **2.2.2.1 La industria siderúrgica**

En lo que al acero se refiere, se ha de tener en cuenta que la producción de hierro y acero representa la mayor fuente industrial de emisiones de CO<sub>2</sub> a nivel mundial [15], significando de forma aproximada el 7% de las emisiones totales de CO<sub>2</sub> [16].

El enfoque que a priori se postula como el más viable es la Reducción Directa de Mineral de Hierro con Hidrógeno (*Hydrogen-based Direct Reduced Iron (H<sub>2</sub>-DRI)*) acoplada a un Horno de Arco Eléctrico (EAF). En este proceso, el hidrógeno reemplaza al coque, un combustible sólido, poroso y de alto contenido en carbono, que se ha utilizado tradicionalmente como agente reductor en los altos hornos [17]. Diversas fuentes consultadas citan el potencial del hidrógeno verde de reducir las emisiones globales del sector en 2.3 gigatoneladas de CO<sub>2</sub> al año [17]. Adicionalmente y poniendo el foco en la Unión Europea, se estima que la tecnología H<sub>2</sub>-DRI-EAF podría disminuir en un 35% las emisiones derivadas de la producción de acero, las cuales se sitúan actualmente en torno a los 295 kg CO<sub>2</sub>/MWh [17].

De forma alternativa, aunque estrechamente relacionada, el amoníaco verde (NH<sub>3</sub>), derivado del propio hidrógeno verde, puede emplearse también en el proceso DRI-EAF al descomponerse en hidrógeno. Su uso es tan efectivo cinemáticamente como el H<sub>2</sub>, ofreciendo además el beneficio adicional de la nitruración *in situ* del hierro puro, lo que le aporta dureza exterior al aplicar una capa de nitrógeno en la superficie. Las reducciones de las emisiones totales equivalentes de CO<sub>2</sub> se estiman entre el 69.5% y el 84.5% [16].

### ***2.2.2.2 La industria del cemento***

La industria cementera, otra de las industrias pesadas por excelencia, es la segunda mayor fuente de emisiones globales de CO<sub>2</sub>, tan solo por detrás de la siderúrgica. La quema de combustibles fósiles representa el 35% de las emisiones totales del sector. De forma similar a la industria del acero, el empleo del hidrógeno verde es de gran utilidad para sustituir a los combustibles intensivos en carbono en los hornos de cemento, lo que podría llevar a la reducción del 44% de las emisiones de dióxido de carbono [14]. La aplicación del hidrógeno verde a los equipos actuales es considerada como relativamente fácil y sencilla, requiriéndose tan solo la sustitución de los elementos relacionados con la quema de los combustibles tradicionales [18].

De nuevo, el amoniaco verde es una alternativa que se ha de tener en cuenta, pues varios estudios cifran una disminución de entre el 23 y el 55% en la esta industria [19].

### ***2.2.2.3 La industria del vidrio***

Finalmente, la industria del vidrio es otra de las principales industrias susceptibles de ser objeto de intentos de descarbonización. Esto se justifica porque se estima que es responsable de unas 130 Mt de emisiones equivalentes de CO<sub>2</sub> al año [18]. Principalmente, el hidrógeno verde se puede emplear para reducir o eliminar la dependencia de combustibles tradicionales en la fase de fusión y afinado, que es la etapa más intensiva en energía de todo el proceso de producción [18]. La industria está llevando a cabo diversas investigaciones acerca de cómo el uso del hidrógeno puro (H<sub>2</sub>) y mezclas de hidrógeno puro y amoniaco pueden servir como combustibles alternativos [19]. Se estima que el empleo de amoniaco verde en el lugar de los combustibles tradicionales puede llevar a una reducción de las emisiones situada entre el 59 y el 75% [18].

## **2.2.3 APLICACIONES EN TRANSPORTE PESADO TERRESTRE Y MARÍTIMO**

### ***2.2.3.1 El transporte pesado por carretera***

El transporte pesado por carretera es uno de los sectores que están considerados como más difícilmente electrificables. El motivo de ello es que las alternativas de electrificación, como los vehículos eléctricos de baterías o BEVs, están muy limitados por el peso y la autonomía. Esto las convierte en opciones actualmente no viables para reemplazar los vehículos de servicio pesado o HDVs, como los camiones Clase 8, que hacen uso de combustibles fósiles [20].

El hidrógeno verde se presenta como la gran alternativa para descarbonizar este sector. Su aplicación puede dividirse en dos grandes grupos, el uso directo y el indirecto.

Por un lado, el hidrógeno verde puede emplearse de forma directa en celdas de combustible o motores de combustión interna. La primera es la alternativa más desarrollada hasta la fecha, pues los vehículos pesados de celda de combustible de hidrógeno (FCEV) se están empleando actualmente en varias aplicaciones. La alta densidad energética gravimétrica del hidrógeno ofrece tiempos de recarga más rápidos, así como una mayor autonomía, si se compara con los BEVs [21]. En rutas de larga distancia esto se traduce en un menor número de paradas, menor tiempo de repostaje, y un mayor espacio disponible para la carga [22]. Sin embargo, se ha de tener en cuenta que el uso directo del hidrógeno en celdas de combustible es significativamente menos eficiente (16.3%-23%) que la batería eléctrica (65.5%-70.9%) [20].

Por otro lado, la síntesis del e-diésel permite utilizar el hidrógeno verde de forma indirecta. Esta aplicación tiene sus ventajas, como puede ser la necesidad de un cambio menor en la infraestructura de los vehículos existentes, pues el e-diésel se podría emplear como reemplazo directo de los combustibles fósiles. A pesar ello, el e-diésel ve limitada su aplicabilidad al presentar una baja eficiencia energética, pues las pérdidas significativas en la electrólisis y la síntesis darían lugar a la necesidad de entre 7 y 9.5 unidades de electricidad renovable por unidad de energía entregada a las ruedas [20].

### ***2.2.3.2 El transporte marítimo***

El transporte marítimo es responsable del 3% de las emisiones globales de gases de efecto invernadero [23]. De forma similar al transporte por carretera, el hidrógeno verde se postula como la gran alternativa para descarbonizar las embarcaciones de gran tamaño y distancia, aquellas para las que las baterías no resultan ser viables como consecuencia de la escala de energía requerida [20].

Los derivados del hidrógeno, como pueden ser el e-metanol o el amoníaco verde, son hoy en día los principales candidatos para la reducción de la dependencia de los combustibles tradicionales. Estos combustibles verdes son especialmente atractivos debido a que eliminan el esfuerzo asociado a almacenar hidrógeno criogénico (en estado líquido) a lo largo del tránsito y también en el repostaje. A modo de ejemplo, el metanol permite la posibilidad de ser almacenado a temperatura y presión ambiente. Se considera que la eficiencia a lo largo de toda la cadena de suministro de emplear hidrógeno líquido en una celda de combustible, frente a la de hacer uso de metanol o amoníaco en motores, es bastante similar en las aplicaciones marinas, ubicándose esta en torno al 15% [20].

### **2.2.4 PORTADORES ENERGÉTICOS Y USOS INDIRECTOS: AMONIACO, LOHC Y E-COMBUSTIBLES**

Tal y como se ha comentado en apartados anteriores del presente documento, el hidrógeno verde está reconocido como un vector energético prometedor, el cual se espera que sea crucial para contribuir a la descarbonización del planeta. Sin embargo, sus propiedades físicas, como su baja densidad volumétrica a pesar de su alta densidad gravimétrica, obstaculizan un uso amplio de esta tecnología. Con el objetivo de superar estas limitaciones, diversos portadores energéticos derivados del hidrógeno han sido desarrollados para almacenar, transportar y liberar hidrógeno de forma mucho más eficiente, haciendo uso de

la infraestructura existente a gran escala. Existen pronósticos que cifran la reducción de los costes de transporte en, como mínimo, un tercio [23].

Los principales derivados del hidrógeno son el amoniaco, los portadores líquidos orgánicos del hidrógeno (LOHC) y los e-combustibles (metanol verde, CH<sub>3</sub>OH).

#### ***2.2.4.1 El amoniaco verde (NH<sub>3</sub>)***

El amoniaco es un hidruro no metálico y sin carbono. Está considerado como uno de los portadores de hidrógeno más prometedores debido a las diversas ventajas que ofrece [24].

En lo que a sus principales propiedades respecta, el amoniaco presenta una capacidad de almacenamiento de hidrógeno notable, de hasta el 17,7% en peso [25]. Su densidad volumétrica es de 108 kg H<sub>2</sub>/m<sup>3</sup>, lo que es cuatro veces mayor que la de los hidruros metálicos [24]. Adicionalmente, se trata de un compuesto que resulta fácil de almacenar y transportar, pues existe en estado líquido bajo condiciones suaves [25].

El amoniaco verde presenta varias ventajas que se explican a continuación. Como consecuencia de haber sido empleado de forma amplia por casi un siglo en la industria de fertilizantes, existe una infraestructura madura y extensa a nivel mundial dedicada a su producción, transporte y distribución [24]. Además de esto, el amoniaco es bastante más seguro en términos de explosividad, con un rango explosivo en el aire de entre el 16 y el 25% del volumen, que el hidrógeno puro, el cual presenta un rango explosivo mucho más amplio, entre el 18,3 y el 59% [26]. La ausencia de CO o CO<sub>2</sub> generados en la descomposición del amoniaco para generar hidrógeno, suponen un nuevo aspecto positivo que justifica su utilización [27].

Sin embargo, el amoniaco verde también presenta sus limitaciones. Por un lado, se trata de un gas muy tóxico, que presenta una descomposición lenta y demandante de temperaturas elevadas, entre los 600 y los 700°C [24]. Su combustión directa puede generar emisiones de

óxidos de nitrógeno,  $\text{NO}_x$ , gases contaminantes que contribuyen a fenómenos como la lluvia ácida, el ozono troposférico y problemas respiratorios en humanos [26].

#### ***2.2.4.2 Los portadores líquidos orgánicos de hidrógeno (LOHC)***

Los portadores líquidos orgánicos de hidrógeno (LOHC) son generalmente líquidos en condiciones ambientales cuya liberación de hidrógeno se produce por medio de una deshidrogenación, que es un tipo de reacción fuertemente endotérmica. Su contenido de  $\text{H}_2$  se encuentra mayoritariamente comprendido entre el 6 y el 8% del peso [28].

Entre sus principales ventajas destacan una alta densidad energética y el hecho de que ofrece un almacenamiento seguro de hidrógeno a temperatura ambiente. El hidrógeno que liberan es considerado como puro y, además, son compatibles con la infraestructura existente dedicada al transporte de hidrocarburos, como oleoductos o camiones cisterna [27] [28].

Las limitaciones de este tipo de portadores radican en el tipo de reacción requerida para la liberación de hidrógeno, pues es termodinámicamente desfavorable, requiere altas temperaturas, necesita un elevado aporte energético y los catalizadores son muy costosos [27] [28].

#### ***2.2.4.3 Los e-combustibles***

Los e-combustibles, también considerados como combustibles sintéticos, son hidrocarburos obtenidos mediante la reacción del hidrógeno verde con una fuente de carbono, como puede ser el  $\text{CO}_2$  conseguido mediante una tecnología de captura [23].

En lo referente a sus ventajas, se puede destacar el hecho de que, al igual que el amoníaco, existe una infraestructura de producción y distribución madura, además de que su almacenamiento y transporte resulta físicamente más simple que la criogenia del hidrógeno

líquido [25]. Están considerados como LOCH de características superiores, pues su densidad de H<sub>2</sub> es considerablemente más elevada y su entalpía de deshidrogenación es menor [27].

A pesar de sus ventajas, se ha de considerar también el hecho de que, al liberar hidrógeno, se produce monóxido de carbono, lo que daña el catalizador del ánodo de la pila de combustible de hidrógeno [27]. Adicionalmente, la combustión directa de estos combustibles, considerados como inflamables y tóxicos, libera dióxido de carbono a la atmósfera [26].

### **2.3 LA CADENA DE VALOR DEL HIDRÓGENO VERDE**

Con el objetivo de comprender de la mejor forma posible el estado actual y las previsiones futuras relacionadas con la tecnología analizada, conviene estudiar la cadena de valor en sus diferentes fases. Este estudio se elabora en los apartados sucesivos.

#### **2.3.1 PRODUCCIÓN**

La fase de producción del hidrógeno verde se fundamenta en una electrólisis del agua que emplea electricidad generada por fuentes renovables. Según la Agencia Internacional de la Energía, la producción de bajas emisiones, esto es, los hidrógenos azul y verde, representó menos del 1% de la demanda mundial de hidrógeno en el año 2024, que alcanzó las 100 millones de toneladas. Estos datos se mantiene prácticamente inalterados si se compara con sus equivalentes en 2023, situándose la producción mundial de hidrógeno electrolítico en las 100 kilotoneladas [29]. De acuerdo con IRENA, con el objeto de alcanzar los objetivos mundiales establecidos para frenar o desacelerar el cambio climático, la producción global de hidrógeno se espera que como mínimo se quintuple para 2050 respecto a los valores actuales, lo que se correspondería con el 14% de la demanda de energía en el planeta. De esa producción, el 94% del hidrógeno y sus derivados deberían ser producidos mediante fuentes renovables, lo que llevaría aparejada la necesidad de alcanzar una capacidad instalada de electrolizadores de 5.722 GW, cifra muy lejana a los valores actuales [30].

### ***2.3.1.1 Tipos de electrolizadores***

En lo relativo a las tecnologías de electrólisis, actualmente existen cuatro tipos de electrolizadores, siendo los tres primeros los que se encuentran a la vanguardia en lo que a implementación industrial se refiere.

En primer lugar, la electrólisis alcalina (AEL) es la tecnología más madura y comercialmente disponible. Operando a temperaturas ubicadas en un rango que comprende desde los 60°C a los 80°C y con eficiencias de entre el 50% y el 78%, hace uso de electrodos generalmente compuestos por níquel o hierro, evitando así una dependencia de metales nobles que incrementaría de forma significativa el coste de inversión inicial [8] [31] [32].

En segundo lugar, la electrólisis PEM (membrana de intercambio de protones) destaca por una elevada densidad de corriente y una respuesta rápida, lo que le permite ser una solución ideal para la intermitencia de las energías solar o eólica. Su eficiencia oscila entre el 50% y el 83% y es capaz de producir hidrógeno de muy alta pureza. A pesar de esto, depende de materiales críticos y caros como el iridio y el platino, lo que actualmente impide su despliegue a gran escala [32].

En tercer lugar, la electrólisis de Óxido Sólido (SOEC) se caracteriza por operar a elevadas temperaturas, que, situadas entre los 700°C y los 1000°C, permiten obtener eficiencias cercanas al 89% al aprovechar el calor residual industrial. El factor que limita su uso y, por tanto, el aprovechamiento de su eficiencia, es la rápida degradación térmica de sus materiales [32] [33].

Por último, la electrólisis AEM (membrana de intercambio de aniones) se postula como una vía emergente que tiene como objetivo combinar el bajo coste de los electrolizadores alcalinos con la flexibilidad de la tecnología PEM [8] [32].

La Tabla 2, de elaboración propia a partir de literatura científica reciente, resume las principales características técnicas de las tecnologías mencionadas actualmente en

desarrollo, lo que permite una comparación directa de su rendimiento en parámetros relevantes.

Tecnología	Temperatura de Operación	Eficiencia (%)	Materiales clave	Nivel de madurez
AEL	60-80 °C	50-78	Ni-Fe	Alto
PEM	50-80 °C	50-83	Pt, Ir	Alto
SOEC	700-1000 °C	Hasta ~89	Cerámicos	Medio
AEM	20-80 °C	57-59	No nobles	Bajo

*Tabla 2: Comparativa de los tipos de electrolizadores [8], [31], [32], [33]*

### **2.3.1.2 Parámetros críticos**

Para que la producción de hidrógeno verde pueda ser viable, existen una serie de parámetros críticos que se han de considerar. Uno de los factores más determinantes es el precio de la electricidad renovable, pues representa una fracción representativa del coste normalizado del hidrógeno [8]. La eficiencia del sistema de generación, tanto del electrolizador como de los subsistemas asociados y conocidos como *Balance of Plant* (BoP), medida en energía consumida por kilogramo de hidrógeno producido, es también fundamental. Para alcanzar los objetivos de 2050, se estima que la eficiencia debería mejorarse pasando de los 47-66 kWh/kg a valores por debajo de 42 kWh/kg [8]. En lo que al factor de carga se refiere, esto es, la relación entre la producción real de hidrógeno en un periodo determinado y la producción que podría haberse obtenido de haber operado el sistema a plena capacidad en ese periodo, se ha de considerar su gran impacto en el coste final del producto. Un factor de carga superior al 35-50% es generalmente requerido para que un electrolizador sea competitivo [8]. Finalmente, los recursos hídricos y la disponibilidad de suelo intervienen de forma clave en la producción. En términos generales, entre 9 y 12 litros de agua purificada

son requeridos por kilogramo de hidrógeno generado [8] [30]. La necesidad, principalmente, de integrar instalaciones de generación renovable asociadas a la producción del hidrógeno verde conlleva el requerimiento de una mayor superficie total que las plantas convencionales de reformado de metano [32].

### ***2.3.1.3 Rutas emergentes***

En los últimos años han aparecido métodos de producción alternativos que podrían permitir una diversificación de la producción, lo que a su vez podría resultar en una mayor escalabilidad de la tecnología. Soluciones biológicas como la fermentación oscura, la fotofermentación, o la biofotólisis todavía representan desafíos relacionados con la escalabilidad y los bajos rendimientos. Otras alternativas relevantes con la fotoelectrólisis y fotocatalisis, y los procesos termoquímicos de alta temperatura [29] [31] [32].

### ***2.3.1.4 Principales retos futuros***

La fase de la producción de hidrógeno verde enfrenta una serie de retos que ha de superar para permitir la viabilidad de la tecnología. Entre ellos destacan la reducción del CAPEX (conjunto de costes de inversión inicial para adquirir, instalar y poner en funcionamiento la instalación), la escalabilidad industrial y financiera, y la solución de los problemas asociados a la intermitencia de las renovables, como el sobredimensionamiento de las instalaciones o la degradación de componentes [29] [32].

## **2.3.2 ALMACENAMIENTO**

El almacenamiento constituye un eslabón crítico en la cadena de valor del hidrógeno verde, pues es la fase que permite convertir un gas volátil en un recurso energético utilizable.

Tal y como se ha comentado en secciones anteriores de la presente memoria, el gran desafío del almacenamiento de hidrógeno radica en su baja densidad volumétrica en condiciones ambientales, lo que lleva a la necesidad de hacer uso de contenedores muy grandes para almacenar poca energía. A modo de ejemplo, para almacenar 5 kilogramos de hidrógeno, lo que podría ser la carga típica de un coche, sería necesario un volumen de 60 metros cúbicos [8].

Un beneficio clave que permite un almacenamiento eficiente, y que a su vez justifica el interés de la comunidad científica en su desarrollo, es el hecho de que puede actuar como un amortiguador necesario para garantizar un suministro eléctrico estable, especialmente en periodos de baja generación o de demanda fluctuante o aleatoria en aquellos sistemas eléctricos dominados por la producción renovable.

### ***2.3.2.1 Opciones principales de almacenamiento***

El hidrógeno comprimido es la metodología de almacenamiento más establecida en la actualidad. Esta somete al elemento a presiones en una horquilla de 200-700 bar con el objetivo de incrementar su densidad ( $\sim 40 \text{ kg/m}^3$  a 700 bar frente a los  $23 \text{ kg/m}^3$  a 350 bar), lo que varía en función del recipiente de alta presión utilizado [34]. Existen varios tipos de recipientes, siendo el constituido por acero de Tipo I el más limitado y el de Tipo IV con revestimientos poliméricos y de fibra de carbono el más empleado en vehículos [33].

La licuefacción del hidrógeno, que consiste en enfriar el hidrógeno hasta su punto de ebullición, a  $-253 \text{ }^\circ\text{C}$ , es otra alternativa. Permite obtener un líquido con una densidad de, aproximadamente,  $70,9 \text{ kg/m}^3$ , significativamente superior a la del gas a 700 bar. A pesar de ello, las barreras económicas, técnicas y de eficiencia energética limitan su viabilidad a aplicaciones específicas de gran escala en la actualidad [8] [34].

Los ya mencionados portadores químicos en la memoria son otro método muy empleado. El amoniaco licuado a  $-33 \text{ }^\circ\text{C}$  es más denso en hidrógeno por volumen que el propio hidrógeno líquido [34]. Los portadores líquidos orgánicos del hidrógeno (LOCH) posibilitan un

almacenamiento sin pérdidas por evaporación, en un proceso que incluye dos partes fundamentales designadas como carga o hidrogenación, y descarga o deshidrogenación [8] [34]. Esta última se caracteriza por imponer una penalización energética elevada, de entre el 35 y el 40% del valor energético original [30].

Finalmente, el uso de hidruros metálicos, como  $MgH_2$  o  $NaAlH_4$ , permite almacenar hidrógeno de forma sólida, segura y compacta. La lentitud de las cinéticas de carga y descarga actúa como uno de los principales desincentivadores del uso de esta técnica [35].

### ***2.3.2.2 Criterios de comparación***

A la hora de valorar el tipo de método a emplear para almacenar hidrógeno, se ha de analizar una serie de criterios que permiten una comparación transversal.

En primer lugar, el tener la capacidad de alcanzar la mayor densidad energética, o lo que es lo mismo, la mayor densidad de hidrógeno en el recipiente, es siempre deseado en una tecnología de almacenamiento. Tal y como se ha comentado, los portadores químicos como el amoníaco superan en este aspecto al hidrógeno líquido, que a su vez ofrece una mayor densidad volumétrica que el gas comprimido.

En segundo lugar, las pérdidas energéticas asociadas con el almacenamiento constituyen un parámetro de evidente relevancia. Mientras que el almacenamiento comprimido consume entre el 13 y el 18% de la energía del hidrógeno en el proceso [8], este valor asciende hasta superar el 30% en el proceso de licuefacción, mucho más intensivo en este aspecto [30]. De forma adicional, el hidrógeno líquido sufre pérdidas por evaporación que pueden alcanzar el 1% diario [34]. Como se comentó en la sección anterior, la deshidrogenación es muy intensiva, lo que actúa como elemento preventivo de una mayor aplicabilidad de los portadores químicos.

En tercer lugar, debido a ciertas características del hidrógeno, como el hecho de que es incoloro, inodoro y altamente inflamable, la seguridad es un aspecto que también se ha de

tener en cuenta. Los tanques han de ser capaces de resistir elevadas tensiones, así como gestionar el calor exotérmico liberado durante la fase de carga o llenado del recipiente. La fragilización por hidrógeno, proceso por el cual el gas penetra en metales y polímeros degradando sus propiedades mecánicas y causando grietas, representa un desafío técnico relevante [33] [34].

Para finalizar, en el uso de todo tipo de tecnología inciden tanto el coste como la madurez. El gas comprimido es la tecnología más madura y barata en aplicaciones pequeñas, mientras que la licuefacción requiere de inversiones masivas en plantas criogénicas. El almacenamiento en estado sólido es todavía costoso y lento en los procesos de carga y descarga [33].

### ***2.3.2.3 Principales retos futuros***

La fase de almacenamiento del hidrógeno afronta una serie de desafíos que deberá superar si se desea avanzar en la viabilidad del hidrógeno verde como tecnología. El primero de ellos es el consumo energético, como el que afecta a los procesos de compresión y licuefacción, que llevan a la reducción de la eficiencia global del sistema. En el ámbito de la seguridad, resulta imperativo desarrollar una serie de normativas y estándares internacionales que permitan la detección de fugas, protocolos de repostaje, y distancias de seguridad entre instalaciones industriales y de carácter público. Finalmente, para almacenamientos a gran escala y a largo plazo, resulta conveniente avanzar en el almacenamiento de hidrógeno subterráneo en cavernas de sal o yacimiento de gas agotados, que ofrecen capacidades que pueden en muchos casos alcanzar los teravatios-hora, valores muy lejanos de los accesibles para tanques convencionales [29] [34].

### **2.3.3 TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN**

La fase de transporte y distribución es el eslabón de la cadena de valor del hidrógeno verde que actúa como conexión entre las instalaciones de producción y los consumidores, siendo su optimización por tanto fundamental para poder aspirar a una economía global del hidrógeno. Debido a las propiedades fisicoquímicas propias del elemento, el transporte del hidrógeno afronta desafíos técnicos mucho más complejos que los asociados a la distribución de los combustibles fósiles tradicionales.

#### ***2.3.3.1 Escalas de transporte***

En las etapas actuales de desarrollo del hidrógeno verde, el consumo del mismo es mayoritariamente local, esto es, el consumo del hidrógeno se produce a poca distancia de la instalación de producción. Para este transporte, el método más utilizado es el uso de camiones cisterna que distribuyen el hidrógeno a alta presión [34].

En un futuro cercano, existen proyecciones que implican el desarrollo de la limitada infraestructura de redes de tuberías para conectar los centros de producción masiva con la demanda industrial a nivel regional, permitiendo así un suministro estable y de alto volumen [29].

Para 2050, IRENA espera que el 25% de la demanda mundial de hidrógeno se comercie internacionalmente, con un 55% de esa demanda transportada como hidrógeno puro a través de tuberías transfronterizas de gas natural adaptadas, y el 45% restante por transporte marítimo, fundamentalmente en forma de amoniaco verde [30].

#### ***2.3.3.2 Opciones tecnológicas para el transporte***

El uso de tuberías o gaseoductos para el transporte de hidrógeno en largas distancias es una de las opciones más valoradas por la comunidad científica internacional. Reflejo de ello es que para 2035 se han anunciado proyectos que suman 37.000 km de gaseoductos de

hidrógeno, aunque menos del 6% de esa distancia está representada por proyectos que han alcanzado una decisión final de inversión [29]. Una opción altamente competitiva y recurrentemente mencionada es el reacondicionamiento de tuberías de gas natural, pues presenta costes de inversión situados entorno al 20% de aquellos asociados a la construcción de tuberías nuevas [29]. Sin embargo, aspectos como la fragilización por hidrógeno, un mayor riesgo de pérdidas y fugas respecto al gas natural, o la incompatibilidad de mezclar hidrógeno en redes de gas actuales que puede perjudicar el rendimiento mecánico del sistema, representan los desafíos que plantea esta alternativa [34].

El transporte por carretera, principalmente mediante los previamente mencionados tanques de tipo IV para un hidrógeno comprimido a 700 bar, es muy utilizado para distancias cortas. El transporte de hidrógeno líquido por carretera es más eficiente en capacidad. A pesar de ello, se ha de tener en cuenta que la fabricación y mantenimiento de los camiones cisterna criogénicos es altamente costoso [34].

Finalmente, el transporte marítimo, de imperante relevancia para el comercio internacional, tiene varias opciones en consideración. El hidrógeno líquido, aún con sus limitaciones mencionadas en la sección referida al almacenamiento, es una de ellas. La otra es el uso de portadores químicos, especialmente el amoniaco por su mayor densidad energética y por el hecho de contar con una infraestructura portuaria global establecida [30].

### ***2.3.3.3 Principales retos futuros***

Del mismo modo que las fases de producción y almacenamiento, el eslabón de la cadena referido al transporte y distribución del hidrógeno verde enfrenta una serie de retos. El primero de ellos es la necesidad de una elevada inversión en infraestructuras para garantizar la viabilidad técnica y económica de una economía global del hidrógeno, como para el reacondicionamiento de tuberías de gas natural, la fabricación e instalación de tuberías diseñadas de forma específica para el hidrógeno, y la adaptación de los puertos a esta forma de energía. Se ha de continuar también la investigación y desarrollo tanto de nuevos

materiales como de aquellos existentes para combatir de forma efectiva la fragilización por hidrógeno, que amenaza la seguridad y, por tanto, viabilidad de los proyectos. Por último, si se desea alcanzar la mencionada escalabilidad internacional, se requiere de un volumen de amoniaco cuatro veces superior a la totalidad del amoniaco comercializado internacionalmente en la actualidad, lo que implica una expansión sin precedentes en clave logística [29].

En definitiva, el desarrollo del transporte y la distribución del hidrógeno verde constituye uno de los principales cuellos de botella en su potencial despliegue a gran escala. Por ello, se requieren avances tecnológicos, inversiones coordinadas y marcos regulatorios armonizados en el ámbito internacional.

#### **2.3.4 CONSUMO Y USOS FINALES**

La fase de consumo y usos finales representa el eslabón final de la cadena de valor del hidrógeno verde. Este es el destino en el que este vector energético materializa su potencial a la hora de sustituir parcial o totalmente a los combustibles fósiles en determinados sectores.

En sus aplicaciones, comentadas las principales de forma previa en la memoria, el hidrógeno se puede emplear de dos formas. Por un lado, el uso directo hace referencia a una situación en la que el hidrógeno es consumido en su forma molecular pura, como puede ser en el refinado de petróleo, en la industria siderúrgica, y en pilas de combustible para el transporte pesado por carretera. Por otro, el hidrógeno se puede emplear de forma indirecta mediante derivados, esto es, se transforma el elemento en otros compuestos químicos de mayor estabilidad o específicos para ciertas aplicaciones en determinados sectores. Ejemplos son el amoniaco, el metanol y los combustibles sintéticos o e-fuels.

#### ***2.3.4.1 Requisitos del consumidor***

Con el objetivo de obtener una mayor eficiencia, productividad y vida útil de sus equipos, los consumidores finales imponen una serie de condiciones técnicas estrictas, dominadas frecuentemente por los siguientes tres factores.

La pureza del hidrógeno representa un aspecto crítico en muchos casos, como es el ejemplo de las pilas de combustible tipo PEM, altamente sensibles a contaminantes como el monóxido de carbono (CO) o compuestos de azufre [34]. Existen estándares internacionales que exigen purzas de al menos el 99,97% para ciertas aplicaciones con necesidades concretas [31].

La presión y el caudal al que se entrega el producto es un factor también relevante, especialmente en procesos industriales o turbinas de gas. En estos, el hidrógeno ha de suministrarse a caudales y presiones específicas compatibles con los quemadores o reactores [34].

Para finalizar, la continuidad y fiabilidad del suministro es fundamental en industrias que operan de forma continua, como pueden ser las industrias química y siderúrgica.

#### ***2.3.4.2 Principales retos futuros***

En el ámbito del uso final del hidrógeno verde, al igual que en resto de eslabones de la cadena de valor, existen una serie de desafíos que conviene analizar.

En primer lugar, resulta de elevada relevancia el facilitar la integración del hidrógeno verde en la industria. Para ello, se necesita llevar a cabo una adaptación de los procesos industriales, como puede ser la reutilización de refinerías y plantas de amoníaco existentes y adaptadas a las particularidades del hidrógeno, o el pasar de altos hornos a sistemas DRI en la industria siderúrgica, lo que supone un cambio tecnológico de gran envergadura. Adicionalmente, se ha de fomentar una mejor coordinación entre producción y logística, pues, según la IEA en su informe *Global Hydrogen Review 2025*, existe un problema por el

cual los consumidores no invierten en equipos sin suministro asegurado, mientras que los productores no llegan a la decisión final de inversión sin contratos de compra firmados [29].

El precio del hidrógeno verde, evaluado en su LCOH, es considerablemente superior al de otros tipos de hidrógeno, lo que impide a muchos consumidores adquirirlo, impactando negativamente en la escalabilidad y en la adopción temprana de este vector energético.

Por último, la ausencia de mercados estables, consecuencia de la falta de una regulación internacional armonizada y de certificaciones de origen robustas, dificulta el comercio global y genera incertidumbre entre los inversores [29].

## **Capítulo 3. ESTADO DE LA CUESTIÓN**

### ***3.1 INTRODUCCIÓN: ALCANCE Y ENFOQUE DEL ESTADO DE LA CUESTIÓN***

El hidrógeno verde ha sido el causante de una auténtica revolución en la comunidad científica y en la industria. Dicha revolución es consecuencia de las múltiples ventajas que presenta como tecnología en el contexto de la lucha contra el cambio climático. Reflejo de todo ello es la inmensa cantidad de literatura centrada en su papel potencial en la transición energética, así como de su viabilidad en términos económicos, fundamental en su aplicabilidad a gran escala. La cantidad de publicaciones científicas que abordan esta cuestión ha experimentado un incremento significativo, pasando de los 10 artículos por año entre 2011 y 2017, a los 32,5 entre 2017 y 2023 [36]. Buena parte de estos estudios se centran en evaluaciones macroeconómicas, escenarios de mercado o previsiones a largo plazo, siendo estos por tanto aspectos que ya han sido ampliamente analizados por organismos internacionales y trabajos previos.

En el contexto mencionado, el presente capítulo no tiene como objetivo elaborar un nuevo análisis exhaustivo del contexto económico del hidrógeno verde, sino llevar a cabo una revisión crítica de la literatura existente con objeto de identificar las principales medidas y estrategias propuestas para la reducción de los costes de producción.

Se pretende con este capítulo establecer una base conceptual sobre la que se asienta el desarrollo del presente trabajo, permitiendo así contextualizar y justificar las propuestas de optimización que se incluirán posteriormente.

## **3.2 FACTORES DETERMINANTES DEL COSTE DEL HIDRÓGENO VERDE**

El coste del hidrógeno verde se encuentra representado por el coste normalizado del hidrógeno (LCOH por sus siglas en inglés). Dicho coste normalizado hace referencia al coste promedio por unidad de hidrógeno, medido en euros o dólares por kilogramo producido, a lo largo de toda la vida útil de una planta o sistema de producción.

El LCOH del hidrógeno verde, influido por diferentes parámetros que se comentarán posteriormente, es la principal barrera para la aplicación a gran escala de esta tecnología y, por tanto, responsable de la baja producción de este tipo de hidrógeno comentada en capítulos previos. A modo de comparación, mientras que el coste normalizado del hidrógeno verde se sitúa en términos generales en un rango de 3,5 a 6 \$/kg, el del hidrógeno gris se ubica entre 1.5 y 2.5 \$/kg y el del azul entre 2 y 3,5 \$/kg. Esta diferencia da lugar a que los hidrógenos azul y verde sean mucho más utilizados en la actualidad a pesar de sus efectos adversos contra el medioambiente [37].

De acuerdo con la literatura analizada, los factores que más influencia tienen en el valor final del coste normalizado del hidrógeno verde son los incluidos en los siguientes subapartados.

### **3.2.1 COSTE DE LA ELECTRICIDAD RENOVABLE (LCOE)**

En la mayoría de los casos, debido a que la electrólisis es un proceso altamente intensivo en términos energéticos, el precio de la electricidad renovable es el factor más crítico. Este representa habitualmente entre el 50 y el 70% del valor final del LCOH [38]. El valor del LCOH es altamente sensible a cualquier variación del precio de la energía renovable. Existen estimaciones que sugieren que, para que el hidrógeno verde alcance una paridad de precios con el producido mediante combustibles fósiles, el precio de la electricidad renovable debería de caer por debajo de los 30 \$/MWh [37].

La influencia del LCOE en el LCOH no es idéntica en todas las geografías, pues el precio de las energías renovables experimenta grandes variaciones en función de la región. En términos generales, aquellos territorios con elevado recurso solar o eólico, como países del sur de Europa, Oriente Medio o Australia, presentan LCOH menores que aquellos que no disponen de condiciones tan favorables en este ámbito.

A nivel mundial, el precio de la energía renovable ha experimentado bajadas drásticas en las últimas décadas como consecuencia de, entre otros factores, una mayor madurez tecnológica apoyada por continuas innovaciones y una aplicación a gran escala. A modo de ejemplo, en Alemania el LCOE de la electricidad eólica terrestre bajó de 113 a 62 \$/MWh entre 2000 y 2017, mientras que el de la solar fotovoltaica cayó de 500 a 67 \$/MWh en ese mismo período [39]. Además, el coste de los módulos solares ha disminuido más de un 80% en la última década, lo que ha contribuido a consolidar a la solar fotovoltaica como la tecnología de generación eléctrica renovable más competitiva en lugares de elevada irradiación [38]. La IEA estima que los rangos de LCOE para proyectos de gran tamaño se sitúan entre 20 y 110 \$/MWh para solar fotovoltaica y entre 25 y 100 \$/MWh para eólica terrestre [29].

A pesar de lo comentado, se ha de tener en cuenta que disminuir únicamente el LCOE no baja necesariamente el valor del LCOH. Los precios de la energía pequeños han de ir acompañados de factores de carga elevados para disminuir de forma efectiva el LCOH, lo que demuestra la interdependencia entre ambos parámetros [37], [40].

La literatura existente ofrece varias estrategias para reducir el coste de la electricidad. En primer lugar, los PPAs (*Power Purchase Agreements*), acuerdos de compra de energía a largo plazo, resultan esenciales para garantizar un suministro eléctrico constante y a bajo coste, que permita evitar los riesgos asociados a la volatilidad de los precios del mercado diario [37]. En segundo lugar, la hibridación del suministro renovable, esto es, combinar, por ejemplo, plantas eólicas y solares, permite suavizar la curva de generación, lo que puede llevar en algunos casos a incrementar el factor de carga en al menos un 33% respecto a instalaciones de una sola fuente [40]. Finalmente, el sobredimensionamiento renovable, es decir, el instalar una capacidad de generación superior a la potencia nominal del

electrolizador, puede llevar a un incremento del tiempo que el electrolizador funciona a pleno rendimiento y disminuir así el LCOH [38].

### **3.2.2 CAPEX DEL ELECTROLIZADOR**

En el contexto de la producción electrolítica del hidrógeno verde, el CAPEX se define como el sumatorio de gastos efectuados al comienzo del proyecto con el objetivo de adquirir, construir y poner en marcha la planta de electrólisis. Estos gastos de capital se dividen en componentes internos y externos.

Los internos hacen referencia al *stack* o pila, el cual, a pesar de ser considerado como el núcleo tecnológico de la planta, constituye tan solo entre el 15 y el 20% del total del CAPEX [29], aunque esta proporción puede variar significativamente en función del tipo de electrolizador empleado y la escala del proyecto. Estos componentes son los que presentan el mayor potencial de reducción de costes en el futuro, pues se espera que innovaciones en los próximos años reduzcan su precio.

Los componentes externos, que incluyen el *Balance of Plant* (BoP) y el EPC (*Engineering, Procurement and Construction*) representan generalmente más del 80% del coste de la planta, siendo además estos factores con un menor potencial de reducción de costes [29].

Las economías de escala en proyectos de hidrógeno verde, esto es, la reducción del coste medio por kilogramo de hidrógeno producido consecuencia de distribuir unos similares costes fijos entre un mayor volumen de producción, juegan un papel importante. Se estima que las instalaciones de gran escala, como puede ser una planta electrolítica de 100 MW, tienen el potencial de reducir el CAPEX hasta en un 40% si se compara con las de 1 MW [37].

Con el objetivo de reducir el valor del CAPEX de las instalaciones electrolíticas, ciertos fabricantes como ITM Power han diseñado y comercializado soluciones modulares, es decir, módulos estandarizados prefabricados y probados en fábrica, lo que tiene como resultado la

reducción del tiempo y de los costes de construcción en el lugar de operación [29]. Adicionalmente, el desarrollo de economías de escala en el ámbito de la fabricación de los electrolizadores podría llevar a una reducción drástica del coste de la pila. Por ejemplo, se estima que, para los electrolizadores PEM, el alcanzar una producción de 1.000 nuevas unidades de 1 MW cada una al año podría permitir una reducción del 50% en el coste de la pila [41].

### **3.2.3 FACTOR DE CARGA**

El factor de carga es la relación entre la producción real de hidrógeno en un periodo determinado y la producción que podría haberse obtenido de haber operado el sistema a plena capacidad en ese periodo. Un mayor valor de este parámetro, esto es, un mayor tiempo con el electrolizador funcionando a pleno rendimiento y, por tanto, produciendo más hidrógeno, da lugar a un valor del LCOH menor, pues se está distribuyendo un mismo coste fijo entre un mayor número de unidades de producto producidas. La intermitencia de las fuentes renovables, como la solar o la eólica, fuerza generalmente a operar los electrolizadores con factores de carga bajos si se compara con otras instalaciones industriales. Dicho factor de carga podría elevarse mediante el uso de sistemas de almacenamiento como baterías, o mediante configuraciones híbridas de generación eléctrica como una mezcla de eólica y solar [42].

### **3.2.4 EFICIENCIA Y VIDA ÚTIL**

La eficiencia referida al consumo específico de energía, esto es, la cantidad de kWh requeridos por kilogramo de hidrógeno producido, es considerado en varios casos como el parámetro técnico que mayor afecta al valor final del LCOH. La eficiencia puede verse afectada por la degradación de las celdas, pues esta puede provocar un incremento del consumo eléctrico del 10% en el final de la vida útil de la pila [43].

En lo relativo a la vida útil, este es un parámetro que presenta amplias variaciones en función del proyecto, el tipo de electrolizador y las condiciones de operación. El hecho de que la pila ha de ser cambiada cada cierto tiempo, pues generalmente presenta una vida útil inferior a la de la planta, supone una reinversión de capital significativa que afecta al coste del proyecto [42].

Un desarrollo tecnológico futuro en el campo del diseño y fabricación de los electrolizadores, como puede ser el incremento de la densidad de corriente o la reducción de la degradación y el aumento de la vida útil, permitiría un incremento de la eficiencia y una disminución del LCOH [41].

### **3.2.5 COSTE DEL CAPITAL (WACC)**

El coste medio ponderado del capital, WACC por sus siglas en inglés, es una tasa de descuento que hace referencia al coste mínimo de rentabilidad que debe generar un proyecto para ser considerado económicamente viable. Conforme aumenta esta tasa de descuento, el LCOH se ve incrementado. La WACC se ve influenciada por múltiples aspectos, como puede ser el riesgo país, el marco regulatorio vigente, la madurez de la tecnología, las condiciones del mercado o la financiación del proyecto, lo que significa que un mismo proyecto puede ser competitivo en una región determinada o en un contexto concreto, e inviable en otra situación. Para proyectos relacionados con tecnologías emergentes como el hidrógeno verde, el riesgo percibido habitualmente es elevado, lo que da lugar a un valor alto de la WACC y, por tanto, incrementa el LCOH y perjudica a la viabilidad de muchos proyectos [37].

### ***3.3 RETRASOS Y CANCELACIONES EN PROYECTOS REALES DE HIDRÓGENO VERDE***

A pesar del gran interés que el hidrógeno verde despierta como tecnología a nivel institucional e industrial, numerosos proyectos anunciados en los últimos años se han visto sometidos a retrasos, redimensionamientos o incluso cancelaciones. De hecho, la tasa de éxito en la implementación de proyectos anunciados para 2022 se sitúa tan solo en torno al 2% [44]. El análisis de algunos de estos casos, muchos de ellos motivados por la inviabilidad económica de los mismos, resulta relevante para comprender cómo afectan en la realidad los factores teóricos comentados en el apartado anterior.

#### **3.3.1 EJEMPLOS DE PROYECTOS CANCELADOS O RETRASADOS**

El proyecto sueco FlagshipONE de la empresa Ørsted, uno de los más ambiciosos en Europa basado en la construcción de la mayor planta de metanol ecológico del continente para descarbonizar el transporte marítimo, fue cancelado después de alcanzar la decisión final de inversión. El motivo es la falta de contratos de compraventa a largo plazo del combustible que se iba a producir como consecuencia del estancamiento de este mercado [29].

En el sur de Australia, un proyecto fundamentado en la construcción de una planta de energía de turbina de gas de 200 MW que funcionaría con hidrógeno verde tuvo que ser aplazado. Las causas que se atribuyen son la lenta evolución en la reducción de costes en el sector, e incertidumbres relacionadas con el contexto regulatorio y político [29].

En España, la multinacional Repsol anunció la cancelación previa a la decisión final de inversión de un proyecto con el que se pretendía acometer la construcción de una planta de generación de hidrógeno verde en Puertollano. La empresa justificó su decisión argumentando una “inviabilidad técnica y económica” [45].

### **3.3.2 PRINCIPALES CAUSAS IDENTIFICADAS EN LA LITERATURA**

De acuerdo con diferentes informes y literatura relacionada, las causas que motivan la cancelación de proyectos relacionados con el hidrógeno verde no suelen ser aisladas, sino más bien una combinación de factores estructurales y de mercado. A continuación, se enuncian y explican las principales causas detrás de las mencionadas cancelaciones.

En primer lugar, las barreras regulatorias y la dificultad para conseguir permisos son, según la IEA, responsables de en torno al 44% de las cancelaciones de proyectos en el mundo [29]. Las diferentes regulaciones impuestas por diferentes organismos internacionales, como las directivas de la Unión Europea o la legislación por parte del Departamento de Energía (DOE) de los Estados Unidos, generan a menudo incertidumbres relacionadas con las definiciones legales de conceptos como el “hidrógeno renovable” [29]. Esto, sumado a que muchos proyectos sufren de grandes dificultades para obtener los permisos requeridos para su puesta en marcha, ha paralizado múltiples inversiones.

En segundo lugar, el 28% de las cancelaciones se relacionan con desafíos económicos y falta de financiación [29]. En cuanto a los primeros, el alto CAPEX afectado además por una inflación elevada en muchas geografías sumado a un incremento generalizado de los tipos de interés han obligado a modificar los modelos económicos originales disminuyendo la rentabilidad esperada de muchos proyectos y menguando las inversiones [44]. Adicionalmente, la ausencia o escasez de financiación y apoyo público en muchos casos ha desincentivado la elaboración de muchos proyectos [44].

En tercer lugar y para finalizar, la falta de contratos de compra a largo plazo, esto es, la ausencia de compradores de hidrógeno verde como consecuencia, en muchos casos, de su elevado coste o de la falta de infraestructura necesaria para gestionar grandes cantidades de generación, ha forzado la cancelación o retraso del 9% de las iniciativas propuestas [29].

Las causas mencionadas son un reflejo acerca de cómo las cancelaciones y los retrasos no son consecuencia únicamente de un factor, sino de un conjunto de aspectos técnicos,

económicos y regulatorios que condicionan el estado actual del hidrógeno verde como tecnología.

### **3.4 SÍNTESIS DEL ESTADO DE LA CUESTIÓN**

El análisis de la literatura elaborado y presentado en el presente capítulo refleja la problemática que supone el elevado coste normalizado del hidrógeno verde para su despliegue a gran escala. Este coste se encuentra determinado por una serie de parámetros, entre los que destacan el coste de la electricidad renovable para la electrólisis, el CAPEX del electrolizador, el factor de carga, el rendimiento y vida útil, y el coste del capital traducido en la WACC. Adicionalmente, las fuentes consultadas muestran una clara interdependencia entre estos factores, de modo que la optimización de tan solo uno de ellos no garantiza por sí sola una disminución del LCOH y, por tanto, una mayor viabilidad económica del proyecto.

Las cancelaciones y retrasos sufridos por diferentes proyectos relacionados con el hidrógeno verde en distintas geografías ponen de manifiesto las dificultades prácticas existentes, muchas de ellas directamente relacionadas con las limitaciones identificadas en el plano teórico. Las barreras regulatorias, los desafíos económicos, la dificultad para conseguir inversiones, la incertidumbre regulatoria, y la ausencia de contratos de compraventa a largo plazo, son los principales motivos que, estrechamente asociados a la inmadurez tecnológica del hidrógeno verde, justifican las dificultades que enfrentan muchos proyectos.

Aunque es cierto que existen estudios en la literatura que llevan a cabo análisis en los que se incluyen de una forma integrada y exhaustiva los factores que determinan el coste del hidrógeno verde, la heterogeneidad de metodologías, hipótesis o supuestos, y contextos dificulta en algunos casos la comparación directa de resultados y su aplicación a escenarios específicos. Es por ello por lo que resulta conveniente contribuir a la literatura existente con

herramientas que permitan la comparación de escenarios distintos bajo un marco metodológico común.

## Capítulo 4. DEFINICIÓN DEL TRABAJO

### 4.1 JUSTIFICACIÓN

El hidrógeno verde representa la gran alternativa para descarbonizar los sectores más difícilmente electrificables, sirviendo como una herramienta que se espera sea fundamental en las estrategias actuales de mitigación del cambio climático. Sin embargo, esta tecnología revolucionaria sufre de la existencia de una barrera que impide su despliegue a gran escala, el elevado coste normalizado, que limita la viabilidad económica de muchos proyectos.

Tal y como se ha comentado en el capítulo anterior, el interés que suscita el hidrógeno verde en múltiples sectores de la sociedad ha dado lugar a la elaboración de una literatura extensa y completa. Existen múltiples artículos científicos independientes e informes institucionales que abordan desde diferentes perspectivas la problemática mencionada, analizando los factores que influyen en el LCOH, métrica que se ha establecido como común, y ofreciendo análisis tecno económicos de distintos proyectos. Estos análisis, la inmensa mayoría de ellos bien fundamentados, se encuentran generalmente centrados en casos de estudio concretos, regiones específicas o supuestos fijos, empleándose habitualmente herramientas y metodologías diferentes. Como consecuencia de esto, habitualmente aparecen dificultades a la hora de hacer comparaciones de resultados entre distintos estudios, lo que da lugar a la necesidad de poder llevar a cabo evaluaciones de escenarios bajo criterios homogéneos.

El presente trabajo no tiene como objetivo contradecir ni desacreditar la literatura existente, sino integrar el conocimiento presente en los artículos e informes analizados. Para ello, se propone la evaluación del impacto relativo de cada parámetro en el LCOH mediante un modelo de elaboración propia diseñado bajo un marco metodológico de aplicabilidad transversal, esto es, a múltiples proyectos. Mediante dicho modelo y a partir del análisis teórico elaborado, se pretende recomendar medidas que favorezcan la disminución del coste normalizado del hidrógeno. Con ello, se desea contribuir al apoyo en la toma de decisiones

en la fase preliminar del desarrollo de proyectos, de modo que se pueda evaluar la viabilidad económica de los proyectos de forma previa a la decisión final de inversión.

## **4.2 OBJETIVOS**

El proyecto presenta una serie de objetivos tanto en un aspecto más general como en un plano específico.

En lo relativo al objetivo general del proyecto, este se fundamenta en analizar y comparar diferentes escenarios de producción de hidrógeno verde desde una visión técnico económica para identificar formas de reducir el LCOH.

En cuanto a los objetivos específicos, diseñados para alcanzar el objeto final del proyecto enunciado en el párrafo anterior, se pretende conseguir lo siguiente. En primer lugar, se ha de elaborar una revisión extensa de la literatura existente para conocer el estado actual tanto de la tecnología en general, como de la cuestión analizada en particular. Esto se ha incluido en capítulos anteriores de la presente memoria. En segundo lugar, se va a desarrollar un modelo propio para el cálculo del coste normalizado del hidrógeno por medio de herramientas presentadas en apartados sucesivos. Posteriormente, se realizará un análisis de sensibilidad para comprender cuáles son los parámetros que más influyen en el valor final del LCOH, de modo que se puedan concretar cuáles son las medidas que más urgencia requiere tomar. Una vez conseguido esto, se pretende llevar a cabo una evaluación de distintos escenarios de producción. Finalmente, se compararán los resultados con la literatura y se extraerán conclusiones orientadas a la reducción de costes y a la mejora de la viabilidad económica.

### **4.3 METODOLOGÍA**

Para conseguir alcanzar los objetivos del proyecto mencionados en el apartado anterior, se han de seguir una serie de pasos que se especifican en esta sección. Cabe destacar que, tal y como habrá podido identificar el lector, el enfoque de este proyecto es fundamentalmente técnico económico, lo que se pretende mantener durante toda la memoria.

La revisión de la literatura relacionada con la cuestión a tratar, esto es, la situación actual y previsiones futuras de la producción del hidrógeno verde en materia económica, ha permitido obtener datos reales sobre los valores típicos que adquieren los parámetros involucrados en el LCOH de la fase inicial de la cadena de valor.

Tal y como se ha comentado, se va a elaborar un modelo económico para calcular el LCOH en la fase de producción, para lo que se va a definir esa métrica como la principal del proyecto. Esto se corresponde con la realidad analizada, ya que en escenarios reales sirve como un buen medidor de la viabilidad económica de un proyecto. Una vez identificada la variable de salida del modelo, se han de definir los parámetros de entrada. Estos serán el coste de la electricidad o LCOE medido en €/MWh, la potencia del electrolizador en MW, la inversión inicial en el mismo (CAPEX) en €, la vida útil del sistema de generación en años, el factor de carga con el que se definirán las horas de operación al año, el consumo del electrolizador que, determinado por la eficiencia del mismo, se medirá en kWh/kg H<sub>2</sub>, la tasa nominal de proyección del precio de la electricidad, y la WACC o tasa de descuento. Adicionalmente, se incluirán el porcentaje del CAPEX relacionado con el coste de la pila y el porcentaje del CAPEX que refleje aproximadamente los gastos en operación y mantenimiento de la planta.

Las herramientas escogidas para abordar la elaboración del modelo serán, por un lado, el programa Excel desarrollado por Microsoft, y, por otro, Python, lenguaje de programación de código abierto ampliamente usado a nivel multisectorial. Con la primera herramienta se llevará a cabo el cálculo base del LCOH y la representación visual de los resultados obtenidos. Por su parte, Python ofrece múltiples librerías de gran utilidad, como Pandas para

el tratamiento de datos, NumPy para el cálculo del LCOH, y Matplotlib y Seaborn para obtener representaciones gráficas. Será con esta herramienta con la que se elaborará el análisis de sensibilidad debido a una mayor flexibilidad en la automatización de escenarios y en la generación de gráficas. El modelo a implementar en ambas herramientas será el mismo, lo que permitirá evaluar la coherencia de los resultados y la utilidad de ambas herramientas para este tipo de análisis.

Una vez desarrollado el modelo, se procederá a la definición de una serie de escenarios, comenzando por uno base y siguiendo por varios alternativos, para identificar cómo el alterar los parámetros de entrada del modelo afecta a la variable de salida. Los escenarios alternativos se obtendrán mediante la variación de los datos de entrada siguiendo casuísticas reales y proyecciones futuras, que vendrán determinados por la revisión realizada. La variación de los precios de la electricidad, la modificación de la escala o expectativas relacionadas con la innovación tecnológica serán aspectos considerados en los escenarios.

Finalmente, se efectuará un análisis de los resultados que, tras comparar los diferentes escenarios y elaborar un estudio de sensibilidad, permitirá obtener conclusiones de las que se derivarán recomendaciones. Tanto los resultados como las conclusiones se mostrarán en la presente memoria.

#### **4.4 ALCANCE Y LIMITACIONES**

El análisis que se va a efectuar mediante la elaboración del modelo y estudio de los resultados se centra en la fase de producción del hidrógeno verde mediante electrólisis. Para ello, se emplearán escenarios genéricos, estando el estudio orientado a fases tempranas de desarrollo de proyectos.

En lo relativo a las limitaciones, no se va a realizar ingeniería de detalle de instalaciones reales, ni se incluirán análisis financieros completos de proyectos concretos. Los impactos sociales o ambientales detallados quedan también fuera del alcance del trabajo. Los

resultados obtenidos mediante el modelo dependen de hipótesis y de datos obtenidos de la literatura pues, como se ha comentado, tanto los datos específicos adquiridos por los parámetros de entrada como las variaciones incluidas en los escenarios alternativos son consecuencia de la revisión bibliográfica realizada, como es habitual en estudios de este tipo.

Como consideraciones finales, se aclara que el modelo no pretende en ningún caso sustituir a otros estudios de viabilidad completos, y que se presenta como una herramienta que pueda servir de apoyo en la toma de decisiones de inversión o diseño de proyectos.

## **Capítulo 5. MODELO DESARROLLADO**

### **5.1 PLANTEAMIENTO GENERAL DEL MODELO**

El modelo elaborado tiene como objetivo el cálculo del coste normalizado asociado a la producción del hidrógeno verde. Dicho modelo, de naturaleza determinista, recibe una serie de parámetros de entrada, cuyos valores se asignarán en función de la revisión de literatura elaborada y que estarán relacionados con el estado y previsiones de la técnica y de la economía, lo que fundamenta el enfoque tecno económico del mismo.

Con el modelo mencionado se pretende proponer un marco metodológico común con el que se pueda comparar con facilidad distintos escenarios posibles en el ámbito de la producción, manteniendo la coherencia con los estudios previos y el estado actual de la cuestión objeto de análisis.

### **5.2 FORMULACIÓN DEL COSTE NORMALIZADO DEL HIDRÓGENO**

El coste normalizado del hidrógeno, o LCOH, representa el coste promedio por kilogramo de hidrógeno producido a lo largo de la vida útil de una planta, estando por tanto generalmente expresado en \$/kg o €/kg. La finalidad principal de dicho coste es determinar el precio mínimo al que se tendría que vender el hidrógeno para que el proyecto se pueda considerar viable en términos económicos.

Con el objetivo de conseguir un modelo utilizable en análisis rigurosos de viabilidad industrial, se ha optado por hacer uso de un enfoque basado en el flujo de caja. Este enfoque garantiza que el modelo tiene en cuenta la variación del valor del dinero en función del tiempo. Así, la fórmula general empleada en el modelo para obtener el coste normalizado

del hidrógeno consistirá en el cociente entre el sumatorio de los costes anualizados y descontados y la producción anual de hidrógeno.

Como aspecto fundamental del modelo elaborado, se supone una producción anual constante de hidrógeno. Esto implica que se desprecian las consecuencias derivadas de la degradación estructural progresiva de los componentes, que conlleva un empeoramiento de la eficiencia y, por tanto, una disminución en la producción. Esta simplificación es habitual en modelos tecno económicos asociados a la fase temprana de proyectos, como es el caso del presente estudio, en los que el objetivo es llevar a cabo un análisis acerca del impacto relativo de cada parámetro de entrada en el LCOH. Adicionalmente, se puede considerar que el impacto en el coste normalizado del hidrógeno de la degradación mencionada queda parcialmente incluido en el modelo. Esto se hace mediante el uso de consumos específicos moderados y teniendo en cuenta la reinversión de capital asociada al reemplazo de la pila o *stack*. La degradación, fuertemente dependiente de la tecnología empleada en el electrolizador y del modo de operación del mismo, queda fuera del alcance del proyecto y se considera como una posible línea de trabajo futuro.

Por todo lo comentado, la ecuación fundamental del LCOH que se emplea en el modelo desarrollado y cuyas variables se explican en más detalle en apartados sucesivos es la Ecuación 1:

$$LCOH \left[ \frac{\text{€}}{\text{kg } H_2} \right] = \frac{\Sigma \text{ Costes anualizados}}{\text{Producción anual de hidrógeno}}$$

*Ecuación 1: Fórmula para el cálculo del LCOH*

Los costes anualizados incluidos en el numerador serán la inversión inicial en electrolizador (CAPEX inicial), las reinversiones de capital asociadas al reemplazo del *stack* y los costes de operación (OPEX), que estarán separados en los asociados al precio de la electricidad y los referidos a la operación y mantenimiento de la planta de producción.

### 5.3 CÁLCULO DE LA PRODUCCIÓN ANUAL DE HIDRÓGENO

La producción anual de hidrógeno se calcula a partir de la potencia nominal del electrolizador, el factor de carga y la eficiencia. Esta última queda determinada por el consumo específico.

El factor de carga se emplea para obtener el número de horas equivalentes de operación anual a potencia nominal, lo que permite reflejar en el modelo la intermitencia de las fuentes renovables. El producto de las horas equivalentes y la potencia nominal refleja la energía eléctrica consumida al año, que, dividida entre el consumo específico, permite obtener la producción anual de hidrógeno verde en kilogramos. Se muestra en la Ecuación 2:

$$\begin{aligned}
 & \text{Producción anual } \left[ \frac{\text{kg } H_2}{\text{año}} \right] \\
 &= \frac{\text{Potencia del electrolizador [MW]} * \text{Factor de carga} * \text{Horas al año } \left[ \frac{\text{h}}{\text{año}} \right]}{\text{Consumo específico del electrolizador } \left[ \frac{\text{kWh}}{\text{kg } H_2} \right]} \\
 & * 1000
 \end{aligned}$$

*Ecuación 2: Cálculo de la producción anual de hidrógeno*

### 5.4 MODELIZACIÓN DE LOS COSTES DE INVERSIÓN

#### 5.4.1 INVERSIÓN INICIAL EN EL ELECTROLIZADOR

La inversión inicial en el electrolizador o CAPEX, que incluye *stack*, BoP y EPC, se ha de anualizar para reflejar la distribución en el tiempo de esta salida de capital. Para ello, se va a emplear un factor de amortización que, calculado mediante la vida útil y la tasa de descuento o WACC en la Ecuación 3, permite obtener términos de amortización constantes

siguiendo el método francés. Dichos términos de amortización se denominan coste normalizado de la inversión y matemáticamente se obtienen mediante la Ecuación 4:

$$f_a = \frac{i * (1 + i)^N}{(1 + i)^N - 1}$$

*Ecuación 3: Cálculo del factor de amortización*

$$A_{CAPEX} \left[ \frac{\text{€}}{\text{año}} \right] = CAPEX [\text{€}] * f_a \left[ \frac{1}{\text{año}} \right]$$

*Ecuación 4: Cálculo del coste normalizado de la inversión inicial*

En las ecuaciones,  $A_{CAPEX}$  representa el coste normalizado de la inversión,  $f_a$  es el factor de amortización,  $i$  hace referencia a la tasa de descuento o WACC, y  $N$  es la vida útil del sistema en años.

#### **5.4.2 REEMPLAZO DEL STACK**

El *stack* es una parte fundamental del electrolizador, que se degrada a una velocidad mayor que el resto del sistema, lo que obliga a cambiarlo antes de alcanzar el final de la vida útil de la planta. Aunque la frecuencia de cambio varía en función de aspectos como la tecnología del electrolizador o el modo de operación, en la mayoría de casos se considera que la pila se ha de sustituir una o dos veces [38], [46].

Con el objetivo de reflejar esta inversión en el modelo, resultado del producto del % del CAPEX referido al *stack* y el propio CAPEX, se considera un único reemplazo que tiene lugar cuando el sistema alcanza las 75.000 horas de funcionamiento, ya que este es un valor promedio de la vida útil de este componente para los electrolizadores de tecnología alcalina

y PEM [43]. Para ello, se emplea la WACC para descontar el valor de la inversión futura y trasladarlo al presente. Después, por medio del factor de amortización en la Ecuación 5 se obtienen los costes normalizados de la inversión, esto es, el gasto que se incurre por año en la operación financiera equivalente:

$$A_{stack} \left[ \frac{\text{€}}{\text{año}} \right] = CAPEX [\text{€}] * \text{Porcentaje del stack en el CAPEX} \\ * \frac{1}{(1+i)^{\left( \frac{75000 h}{365 \frac{\text{días}}{\text{año}} * 24 \frac{h}{\text{día}} * \text{Factor de carga} \right)}} * f_a \left[ \frac{1}{\text{año}} \right]$$

*Ecuación 5: Cálculo del coste normalizado de la inversión asociada al reemplazo del stack*

## 5.5 COSTES OPERATIVOS

Como costes de operación, OPEX, el presente modelo considera los relacionados con el coste de la electricidad y los asociados a la operación y al mantenimiento del sistema. El resto de los costes, como el consumo de agua desmineralizada, quedan fuera del alcance del modelo debido a su impacto marginal en el LCOH en comparación con el coste de la electricidad, tal y como se recoge de forma consistente en la literatura.

### 5.5.1 COSTE DE LA ELECTRICIDAD

El coste de la electricidad se introduce en el modelo mediante el LCOE, o coste normalizado de la electricidad, y se mide en €/MWh. El producto de este parámetro y del consumo específico del electrolizador, tal y como se muestra en la Ecuación 6 proporciona el coste energético por cada kilogramo de hidrógeno producido. Este último valor representa el coste

de producir un kilogramo de hidrógeno verde al inicio, lo que permite, mediante el uso de la WACC, conocer lo que va a costar el producir un kilogramo de producto cada año. Adicionalmente, el modelo incluye la posibilidad de añadir una tasa de nominal de proyección. Esta tasa, que se obtiene a partir de la inflación y las proyecciones de encarecimiento o abaratamiento del precio de la electricidad, proporciona mayor complejidad al modelo, asemejándose así más a la realidad y permitiendo analizar escenarios en los que el precio de la energía evoluciona con el paso del tiempo.

Si se calcula el gasto en electricidad para todos los años y se acumula, se puede obtener el valor del coste total de la electricidad al inicio del proyecto. Del mismo modo que para la inversión inicial en el electrolizador, se puede emplear el factor de amortización para anualizar este coste.

Por todo lo comentado, el método matemático que sigue el modelo es el que se muestra a continuación:

$$\text{Coste inicial de la energía} \left[ \frac{\text{€}}{\text{kg H}_2} \right] = \frac{\text{LCOE} \left[ \frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right] * \text{Consumo específico} \left[ \frac{\text{kWh}}{\text{kg H}_2} \right]}{1000}$$

*Ecuación 6: Cálculo del coste inicial de la energía*

$$k_x^j = \left( \frac{1 + r_x}{1 + i} \right)^j$$

*Ecuación 7: Cálculo del factor k*

Donde  $k_x^j$  en la Ecuación 7 es un factor que permite calcular el coste de la electricidad descontado  $j$  años. La WACC está representada por la  $i$ , mientras que  $r_x$  hace referencia a la tasa nominal de proyección.

Finalmente, se obtiene el valor acumulado al inicio y se amortiza en la Ecuación 8:

$$A_{\text{electricidad}} \left[ \frac{\text{€}}{\text{kg H}_2 * \text{año}} \right]$$

$$= \text{Coste inicial de la energía} \left[ \frac{\text{€}}{\text{kg H}_2} \right] * \frac{k_x * (1 - k_x^N)}{1 - k_x} * f_a \left[ \frac{1}{\text{año}} \right]$$

*Ecuación 8: Cálculo del término anual de amortización del coste de la electricidad por kilogramo producido*

$A_{\text{electricidad}}$  representa el coste equivalente anual de la electricidad por kilogramo de hidrógeno producido, incorporando tanto la evolución temporal del precio de la energía como el efecto del valor temporal del dinero.

Como caso particular, si la tasa nominal de proyección es nula, esto es, el precio de la energía no cambia conforme avanza el tiempo, el coste inicial de la energía es igual que el término de amortización anual del coste de la electricidad. Además, si la WACC y la tasa de amortización nominal son iguales, es decir,  $k_x$  es 1, el factor por el que se multiplica el coste inicial de la energía, además del factor de amortización, en la última ecuación, es igual al número de años de vida útil del electrolizador. Estos casos son también considerados por el modelo, lo que le aporta mayor robustez ante estas casuísticas.

## 5.5.2 COSTES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

Este tipo de costes operacionales se incluyen en el modelo como un coste fijo, a través de un porcentaje de la inversión inicial en el electrolizador. Esta forma de incluir este gasto en el modelo es recurrente en la literatura analizada [38], [39], [46].

Para calcular el gasto en operación y mantenimiento anualizado que se designará como  $A_{OyM}$ , se multiplica la inversión inicial en el electrolizador (CAPEX) por el porcentaje escogido, tal y como se muestra en la Ecuación 9:

$$A_{OyM}[\text{€}] = \text{CAPEX} [\text{€}] * \text{Porcentaje del CAPEX para OyM}$$

*Ecuación 9: Cálculo del término de amortización anual de los gastos de operación y mantenimiento*

## **5.6 IMPLEMENTACIÓN**

El modelo descrito en el presente capítulo ha sido implementado de forma paralela en un libro de Excel y en un *script* de Python, empleándose en ambos la misma formulación matemática. Esta dualidad permite verificar la coherencia de los resultados obtenidos, reduciéndose así las posibilidades asociadas a potenciales errores de cálculo.

Para el análisis de escenarios y de sensibilidad, así como para parte de las representaciones gráficas, se ha empleado el modelo en Python por los motivos técnicos comentados en el capítulo anterior. En cuanto al modelo base, los resultados obtenidos por medio de ambas herramientas coinciden, lo que valida la correcta implementación del mismo.

## **Capítulo 6. RESULTADOS Y ANÁLISIS ECONÓMICO**

### **6.1 INTRODUCCIÓN AL CAPÍTULO**

El presente capítulo se elabora con el objetivo de presentar y analizar los resultados obtenidos por medio del modelo técnico económico desarrollado, que es el que se explica en el capítulo anterior de la memoria. Para ello, se presentará en un primer lugar un caso base que actuará como escenario de referencia. A continuación, se efectuará un análisis de sensibilidad para, variando uno a uno los parámetros de entrada, identificar aquellos que resultan ser más críticos. Finalmente, se procederá a la evaluación de diferentes escenarios de producción alternativos. Dichos escenarios serán en todo momento coherentes con la literatura existente y con las previsiones de evolución de la tecnología.

Los resultados obtenidos se expresarán en términos de LCOH, siendo esta, como se ha comentado en apartados previos de la memoria, la variable fundamental del estudio. Se pretende llevar a cabo un análisis enfocado en el impacto relativo de los diferentes costes para, identificando la influencia de las diferentes variables técnicas y económicas, alcanzar una mayor comprensión acerca del estado y proyecciones de la cuestión objeto de estudio. Dicha comprensión será la fuente a partir de la cual se derivarán las conclusiones incluidas en el capítulo final del documento.

### **6.2 DEFINICIÓN Y RESULTADOS DEL CASO BASE**

#### **6.2.1 OBJETIVO Y FILOSOFÍA DEL CASO BASE**

El caso base representa una planta de electrólisis común operando bajo condiciones realistas actuales o de corto plazo. Los valores de los parámetros de entrada que se mostrarán posteriormente han sido seleccionados a partir de un análisis riguroso de la tecnología

existente, especialmente de aquella enfocada en escenarios con valores medios o conservadores con el fin de evitar conclusiones excesivamente optimistas. El caso base se elabora con el objetivo de servir como objeto de comparación de resultados con otros estudios, así como de actuar como punto de partida para el análisis que se va a efectuar.

## **6.2.2 DEFINICIÓN DEL CASO BASE**

### ***6.2.2.1 Aspectos técnicos del caso base***

La tecnología de electrólisis que servirá como referencia para el escenario base de producción será la alcalina, pues constituye la opción más madura y disponible en el mercado.

La potencia nominal del electrolizador se fija en 10 MW, pues es un valor representativo y característico de plantas industriales de tamaño medio. Esto permite reflejar el estado actual de muchos proyectos que actualmente se encuentran en fase de despliegue comercial, evitando incluir configuraciones poco habituales en el mercado. Adicionalmente, este valor de potencia nominal se sitúa en un rango en el que parte de los efectos de las economías de escala se encuentran implícitos en los valores asociados a los costes indicados en la literatura [29], [37], [38].

En lo que al consumo específico se refiere, el valor de este se ha establecido en los 52 kWh/kg H<sub>2</sub>, lo que es coherente con el rendimiento típico de sistemas alcalinos comerciales, así como con la inclusión de consumos auxiliares relacionados con el *Balance of Plant* (BoP) [47], [48].

El factor de carga escogido es de 0,45 (45%). Con el valor escogido se pretende representar tanto la intermitencia de las renovables como un grado moderado de aprovechamiento anual de la instalación. Este valor o similar es considerado como característico de aquellas plantas de producción que carecen de estrategias avanzadas de almacenamiento, sobredimensionamiento renovable o hibridación del suministro eléctrico [29], [40], [43].

Finalmente, la vida útil de la instalación será de 25 años. Esto implica que, si se tiene en cuenta el factor de carga escogido, el sistema modelado operará un total de 98.550 horas a potencia nominal a lo largo de todos los años. Debido a que los *stacks* de los electrolizadores alcalinos actuales presentan una vida media inferior a las 80.000 horas, se requiere un reemplazo de este elemento para que la instalación pueda alcanzar el final de la vida útil [43].

### **6.2.2.2 Aspectos económicos del caso base**

En primer lugar, en lo que a la inversión inicial (CAPEX) se refiere, se ha escogido un valor de 12 millones de euros. Esta cantidad aglutina el coste del *stack*, el BoP y el EPC. Haciendo uso de la potencia nominal del electrolizador, 10 MW, se obtiene un CAPEX específico de 1.200 €/kW, valor típico de instalaciones industriales de producción del tamaño mencionado y recientes que emplean la tecnología alcalina [37], [38].

El *stack* va a representar el 20% del CAPEX, esto es, un total de 2,4 millones de euros [29]. Esta cifra será reinvertida cuando el sistema alcance las 75.000 horas de funcionamiento a potencia nominal, lo que se obtiene mediante el factor de carga escogido. Para el escenario base, dicha reinversión se producirá al final del año diecinueve.

En lo que a la tasa de descuento o WACC respecta, esta se fija en el 8%. Este valor es característico de proyectos industriales energéticos similares, así como de inversiones relacionadas con un riesgo tecnológico y de mercado moderado. Como se ha comentado, la tecnología alcalina ha sido objeto de décadas de desarrollo y se encuentra presente en múltiples proyectos de hidrógeno verde distribuidos a nivel internacional. Esto, sumado a que se va a suponer que la planta de producción se instala en un país desarrollado con seguridad jurídica y estabilidad política, especialmente en lo que al marco regulatorio e incentivos asociados a la transición energética se refiere, justifica el tipo de riesgo seleccionado [29], [44], [46].

Finalmente, se establecen los valores asociados a los costes operativos (OPEX) del caso base. Por un lado, el coste de la electricidad se fija en 50 €/MWh con una tasa de proyección nula, esto es, en el caso base se asume que el coste de la electricidad va a ser constante a lo largo de la vida útil del proyecto. Se asume por tanto que se ha obtenido un PPA o similar, por el que se fija de antemano el precio al que se compra esta electricidad. Los 50 €/MWh se encuentra dentro de un rango razonable y habitual en estudios similares, especialmente aquellos relacionados con proyectos de energías renovables a gran escala en el contexto europeo [37]. Por otro lado, los costes de operación y mantenimiento incurridos cada año de la vida útil del proyecto serán el 3% del CAPEX, esto es, 360.000 € [38], [40], [44], [46]. Estos costes incluyen, entre otros, el mantenimiento preventivo y correctivo, los costes de operación de la planta y la mano de obra y servicios auxiliares.

### **6.2.2.3 Tabla resumen**

La Tabla 3 muestra los valores escogidos para los parámetros de entrada del modelo en el escenario base objeto de análisis.

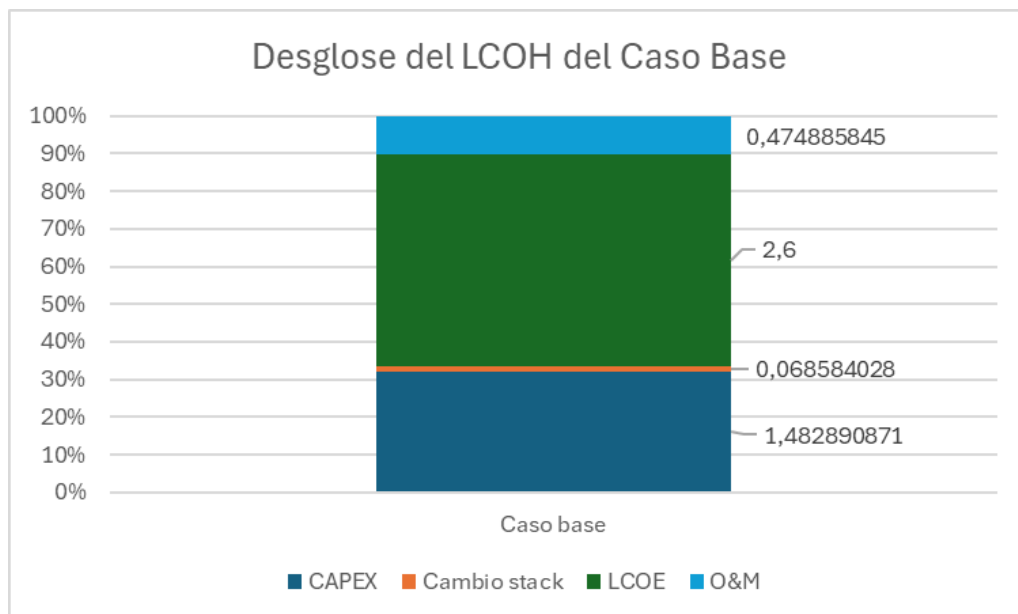
Parámetro	Valor	Justificación/Fuente
Potencia nominal	10 MW	[29], [37], [38]
Consumo específico	52 kWh/kg H <sub>2</sub>	[47], [48]
Factor de carga	0,45	[29], [40], [43]
Vida útil	25 años	[43]
CAPEX específico	1.200 €/kW	[37], [38]
CAPEX	12.000.000 €	-
% del CAPEX correspondiente al <i>stack</i>	20%	[29]
Inversión en el <i>stack</i>	2.400.000 €	-
WACC	8%	[29], [44], [46]
Coste de la electricidad	50 €/MWh	[37]
% fijo del CAPEX a gastos de operación y mantenimiento	3%	[38], [40], [44], [46]
Gasto anual en operación y mantenimiento	360.000 €	-

*Tabla 3: Valores asignados a los parámetros de entrada en el caso base*

### 6.2.3 RESULTADOS DEL CASO BASE

Una vez asignados en el modelo los valores incluidos en el apartado anterior a los parámetros de entrada, se obtiene un resultado del coste normalizado del hidrógeno para el caso base de 4,63 €/kg H<sub>2</sub>. Este valor se encuentra dentro de los rangos habituales incluidos en la literatura consultada para escenarios similares, esto es, proyectos de producción mediante tecnología alcalina, con un factor de carga moderado, un precio eléctrico competitivo pero adecuado a la actualidad europea, y en ausencia de ayudas o escenarios especialmente optimistas.

A continuación, se va a desarrollar un desglose de los diferentes costes que contribuyen al valor del LCOH obtenido. Para ello, en la Figura 2 Figura 2: Desglose del LCOH en el caso base se representa gráficamente la contribución relativa de cada término, mientras que la Tabla 4 recoge de forma detallada el peso de cada coste en términos absolutos y porcentuales.



*Figura 2: Desglose del LCOH en el caso base*

Coste	Aportación en €/kg H <sub>2</sub>	% de contribución al LCOH
CAPEX anualizado	1,483	32,05
Reemplazo del stack	0,069	1,48
Coste de la electricidad	2,6	56,2
Gastos de operación y mantenimiento	0,475	10,26
Total	4,626	100

*Tabla 4: Contribución de cada coste al LCOH del caso base de forma absoluta y porcentual*

Como se puede apreciar, el coste de la electricidad constituye el factor dominante en la estructura del LCOH con un peso del 56,2%. Esto es un aspecto frecuente en la mayoría de la literatura dedicada al análisis del coste normalizado del hidrógeno en escenarios de producción, que habitualmente sitúa a este coste entre el 50 y el 70% del valor final del LCOH [37], [38].

El CAPEX anualizado es el segundo coste en términos de contribución al coste normalizado del hidrógeno, con un peso de prácticamente un tercio. Se encuentra influenciado en gran medida por el valor de la WACC, la vida útil y el tamaño de la planta. Aunque con un peso financiero innegablemente significativo, la madurez de la tecnología alcalina ha contribuido de forma relevante a la disminución del coste de la inversión inicial.

En lo que a los costes de operación y mantenimiento respecta, aunque representan un coste por año bastante menor al coste de inversión inicial y al coste por la compra de electricidad, su carácter recurrente hace que su contribución acumulada a lo largo de la vida útil del proyecto sea relevante, alcanzando y superando el 10% del LCOH.

Finalmente, la inversión incurrida como consecuencia del reemplazo del *stack* es el coste de menor relevancia en el LCOH final, con una contribución inferior al 2%. Sin embargo, hay que tener en cuenta que el impacto de este coste depende fuertemente del régimen de operación modelado, así como de la intensidad del uso de electrolizador. Es por ello por lo que el caso base analizado, que representa un escenario de producción con un factor de carga moderado y una única sustitución, puede diferir de situaciones alternativas con condiciones de operación más exigentes.

Por todo lo comentado y con el objetivo de poder analizar con más detalle la influencia individual de los principales parámetros de entrada del modelo, se elabora un análisis de sensibilidad en los apartados sucesivos.

## **6.3 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD**

### **6.3.1 OBJETIVO Y METODOLOGÍA DEL ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD**

El presente apartado tiene como objetivo mostrar al lector los resultados derivados del análisis de sensibilidad realizado. Dicho análisis se elabora con el objetivo de evaluar la robustez del valor del coste normalizado del hidrógeno obtenido en el caso base. Se identificarán los parámetros de entrada con mayor influencia sobre la variable de salida del modelo, lo que permitirá comprender de forma más precisa los factores que condicionan la viabilidad económica de proyectos de electrólisis alcalina.

El tipo de análisis de sensibilidad que se va a adoptar va a ser univariante, esto es, se variará el valor de únicamente un parámetro de entrada, manteniendo el resto constantes. El punto de referencia a partir del que se elabora dicho análisis es el caso base, es decir, los parámetros que permanecen inalterados en cada iteración conservan los valores que les fueron asignados en el escenario base.

Para cada uno de los parámetros que se va a modificar en los siguientes subapartados, se han seleccionado unos rangos entre los que dichos parámetros variarán de forma continua. Estos rangos, seleccionados a partir de una revisión de la literatura científica reciente, representan escenarios realistas actuales o de corto plazo. Con ello se pretende evitar hipótesis excesivamente optimistas que pudieran dotar al presente trabajo de una falta de rigor técnico y económico.

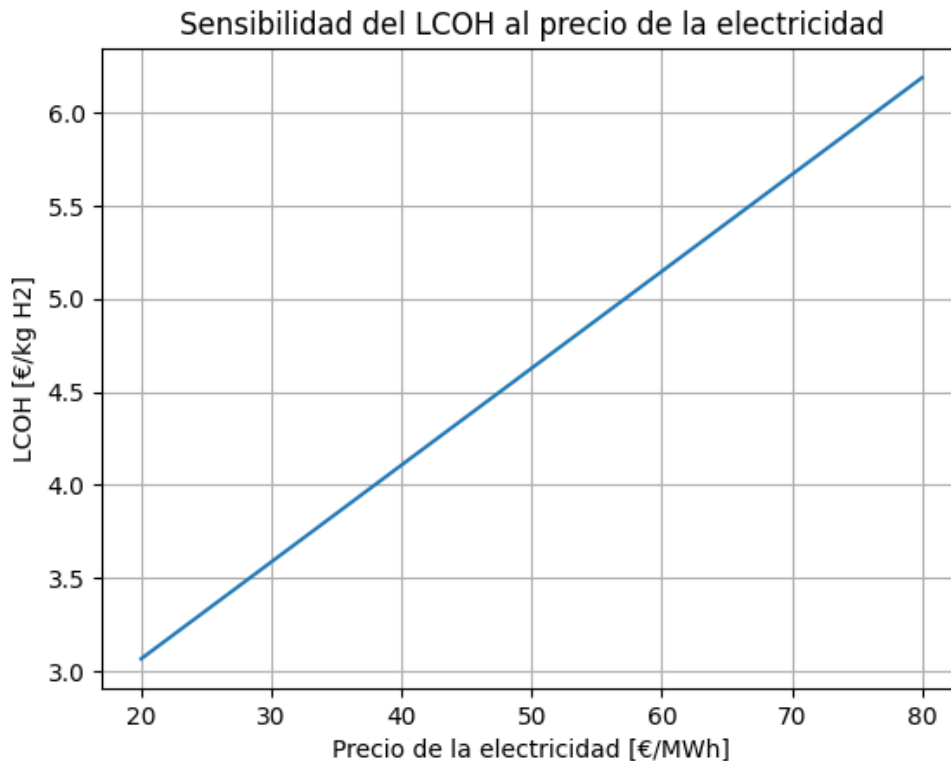
Como limitación del presente estudio, se va a asumir una independencia de parámetros. Esto permite elaborar el mencionado análisis de sensibilidad univariante y es una simplificación habitual en la literatura consultada.

### **6.3.2 SENSIBILIDAD AL PRECIO DE LA ELECTRICIDAD**

El precio de la electricidad es, con un peso superior al 56%, el mayor contribuyente al coste normalizado del hidrógeno en el caso base. La literatura analizada también reconoce al coste asociado con la electricidad renovable como el factor más influyente del LCOH. Por estos motivos, es este coste el analizado en primer lugar.

El rango de precios de la electricidad renovable seleccionado se encuentra comprendido entre 20 y 80 €/MWh. Con este intervalo se pretende abarcar un rango amplio de escenarios, desde aquellos altamente favorables, que pueden estar asociados con la firma de contratos PPA o con la localización en una zona rica en recursos renovables, hasta aquellos más desfavorables, que representan las condiciones actuales de muchos mercados eléctricos sin mecanismos de optimización específicos.

La Figura 3 ilustra la evolución del LCOH en función del coste de la electricidad para el rango considerado, manteniendo constantes el resto de los parámetros del caso base.



*Figura 3: Sensibilidad del LCOH al precio de la electricidad*

Los resultados revelan una relación prácticamente lineal entre el coste de la electricidad y el LCOH. Esto queda justificado por la realidad matemática del modelo, pues el coste asociado al precio de la electricidad es un sumando en la ecuación del LCOH que depende proporcionalmente de dicho precio y del consumo específico. Se observa una pendiente pronunciada, lo que pone de manifiesto la alta sensibilidad del LCOH a la variación en el coste analizado.

En términos cuantitativos, cuando el precio de la electricidad se encuentra en el extremo inferior del rango, esto es, 20 €/MWh, el LCOH adquiere un valor de 3,07 €/kg H<sub>2</sub>, lo que es bastante más competitivo que el LCOH del caso base. Por el contrario, para un precio de la electricidad de 80 €/MWh, el LCOH supera los 6 €/kg H<sub>2</sub>. En este escenario, el hidrógeno verde es muy poco competitivo frente a alternativas fósiles u otros tipos de hidrógeno.

El análisis refleja la importancia estratégica que supone el acceso a electricidad renovable a bajo coste, siendo dicho acceso una condición necesaria para la viabilidad económica de proyectos relacionados con la tecnología objeto de estudio. En el contexto analizado, mecanismos mencionados como los acuerdos de compra de electricidad a largo plazo (PPAs), la transición de los sistemas eléctricos hacia una mayor integración de las renovables que favorezca su abaratamiento en el tiempo, o la localización de los proyectos en regiones de abundante recurso renovable, pueden jugar un papel determinante en la reducción del coste normalizado del hidrógeno verde.

Como conclusión, el coste de la electricidad se confirma como el parámetro de entrada más influyente en el modelo. Esto justifica su inclusión en el presente análisis y sirve como referencia para la interpretación de los resultados obtenidos en apartados sucesivos.

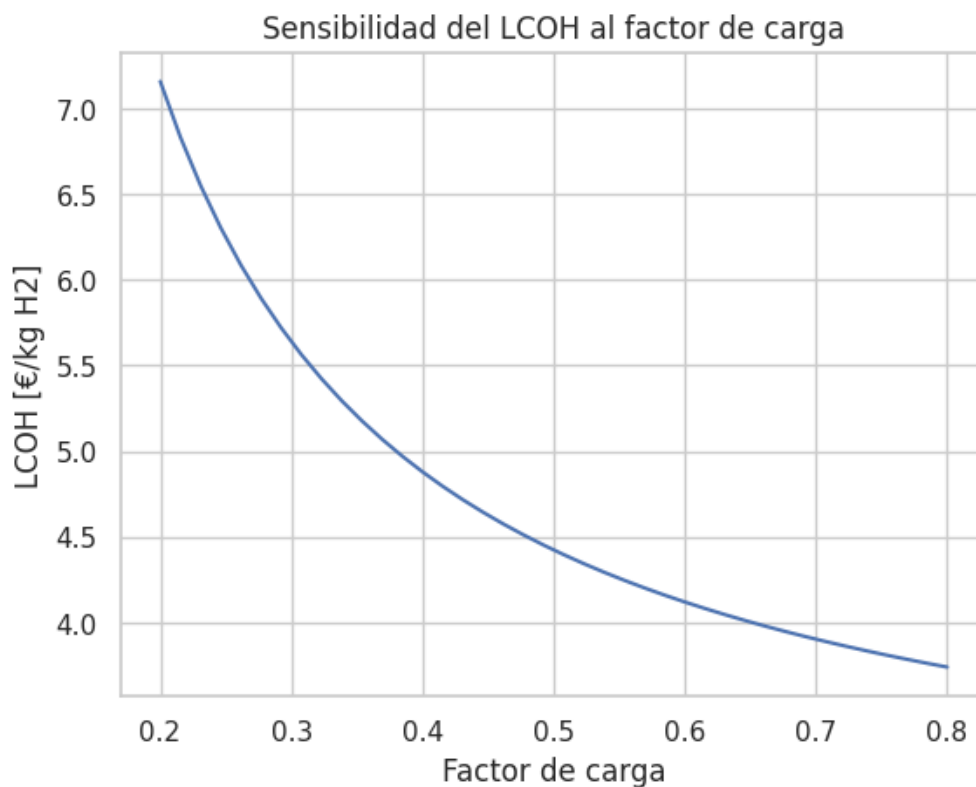
### **6.3.3 SENSIBILIDAD AL FACTOR DE CARGA**

El factor de carga es uno de los parámetros fundamentales en lo que al régimen de operación de la planta de producción respecta. Estableciendo la relación entre las horas efectivas de operación y las horas totales transcurridas en un periodo de tiempo concreto, afecta directamente al denominador del LCOH, esto es, a la cantidad anual de hidrógeno verde producido. A diferencia del precio de la electricidad, que se manifiesta en el modelo a través de un término que refleja un coste variable, el factor de carga presenta un efecto en la totalidad de los costes, tanto variables como fijos, que determinan el LCOH.

El rango seleccionado para efectuar el análisis de sensibilidad presenta un límite inferior de 0,2 (20%) y un límite superior de 0,8 (80%). Con el primer límite se pretende representar un escenario de producción desfavorable, como podría ser uno con una operación altamente intermitente y con una electrólisis acoplada directamente a fuentes renovables sin mecanismos de gestión. Con el segundo se modelan escenarios con acceso a una red renovable de intermitencia limitada, hibridación renovable o sometidos a estrategias de optimización, de modo que se representen también situaciones de mayor generación. El

intervalo escogido permite observar escenarios realistas en proyectos de electrólisis alcalina, evitando en todo momento recurrir a hipótesis o supuestos excesivamente optimistas.

La Figura 4 muestra la evolución del LCOH en función del factor de carga, manteniendo constantes el resto de los parámetros definidos en el caso base:



*Figura 4: Sensibilidad del LCOH al factor de carga*

Los resultados ponen de manifiesto una relación claramente decreciente entre el factor de carga y el coste normalizado del hidrógeno. Conforme aumentan las horas de operación al año, se ve incrementada la cantidad de hidrógeno producido, lo que distribuye los costes fijos entre una mayor producción y disminuye el coste por unidad. Se identifica también una evidente no linealidad, con una caída mucho más pronunciada en el LCOH para incrementos del factor de carga que implican el paso de un factor de carga bajo a uno intermedio. Conforme dicho factor evoluciona hacia valores más elevados, los beneficios marginales de

incrementos adicionales tienden a disminuir. El comportamiento analizado y descrito representa la naturaleza de los costes fijos del sistema, siendo coherente con la literatura analizada.

A nivel cuantitativo y a modo de comparación con el caso base, para un factor de carga de 0,2 el LCOH obtenido es superior a los 7 €/kg H<sub>2</sub>, valor muy poco competitivo frente a otras alternativas. Por el contrario, si se incrementan las horas de operación, esto es, se incrementa el factor de carga, hasta el límite superior analizado (0,8), el coste normalizado del hidrógeno disminuye hasta alcanzar los 3,74 €/ kg H<sub>2</sub>. Este resultado es claramente más competitivo que el caso base, poniendo así de manifiesto la necesidad de aprovechar de forma intensiva el electrolizador para incrementar el atractivo económico de proyectos relacionados con la producción de hidrógeno verde.

El análisis confirma al factor de carga como uno de los parámetros más relevantes en el estudio de los costes de este tipo de proyectos. Estrategias que conduzcan a un incremento de dicho factor, como la hibridación de fuentes renovables o la incorporación de sistemas de almacenamiento, pueden desempeñar un papel determinante en la aplicabilidad a gran escala de plantas de producción del elemento analizado.

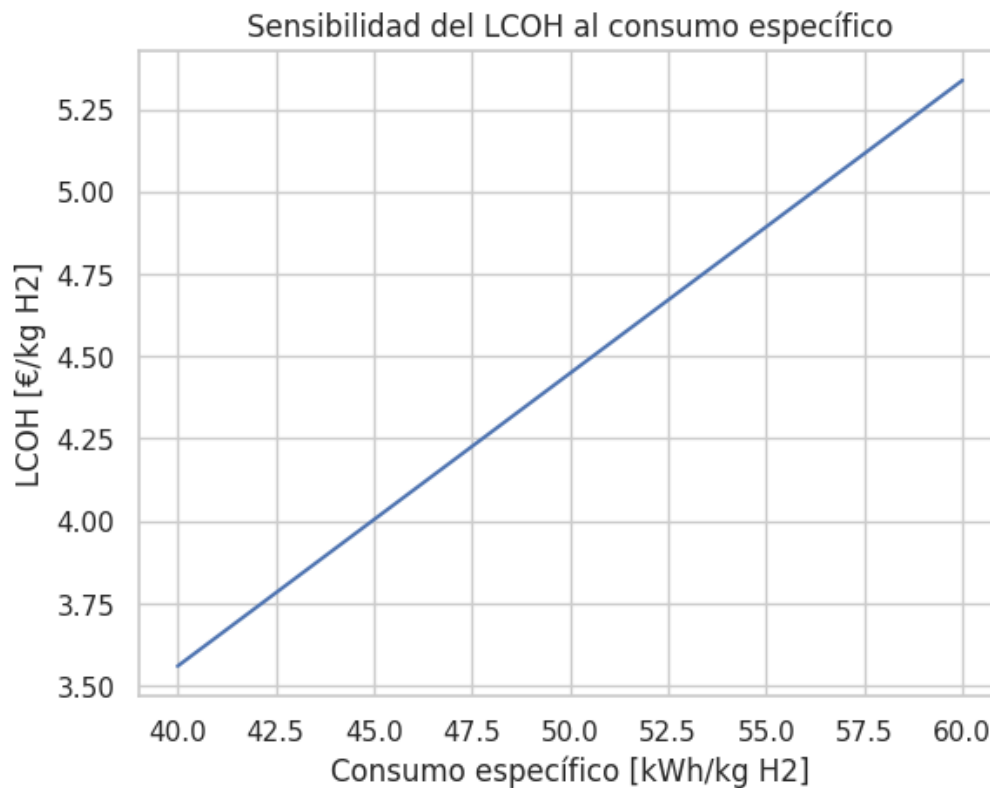
#### **6.3.4 SENSIBILIDAD AL CONSUMO ESPECÍFICO**

El consumo específico, medido en kWh/kg H<sub>2</sub>, se define como la cantidad de energía eléctrica requerida para producir una unidad de hidrógeno. Este es un parámetro técnico intrínseco al rendimiento del electrolizador, ligado estrechamente a aspectos como la eficiencia electroquímica, el estado de la madurez tecnológica y las condiciones de operación. Entre estas últimas destacan la corriente, la temperatura y la carga parcial. En el modelo empleado, el consumo específico actúa como factor de conversión entre la energía eléctrica anual consumida y la producción anual de hidrógeno, así como aspecto fundamental para la obtención del coste asociado al precio de la electricidad. Por ello, se trata de un parámetro con un doble efecto en el valor final del LCOH, influyendo tanto en la producción

anual de hidrógeno (denominador) como en el coste eléctrico unitario por kg de hidrógeno verde producido.

Para efectuar el análisis de sensibilidad, se ha escogido un rango para el consumo específico comprendido entre los 40 kWh/kg H<sub>2</sub> y los 60 kWh/kg H<sub>2</sub>. El límite inferior hace referencia a escenarios optimizados de electrolizadores alcalinos, operando en condiciones cercanas a la nominal y empleando las tecnologías actuales más avanzadas. Mediante el límite superior se representan situaciones más desfavorables y caracterizadas por equipos menos eficientes, operación a carga parcial y contemplando en mayor medida posibles efectos de la degradación. El caso base, para el que se designó un consumo específico de 52 kWh/kg H<sub>2</sub>, se encuentra dentro del intervalo escogido. Dicho intervalo permite evaluar escenarios realistas evitando supuestos extremos.

La Figura 5 muestra cómo el LCOH varía conforme se modifica el consumo específico si se mantienen el resto de parámetros constantes en los valores del caso base:



*Figura 5: Sensibilidad del LCOH al consumo específico*

Los resultados reflejan una relación creciente entre el consumo específico y el LCOH. La justificación de ello es que, a mayor consumo específico, menor cantidad de hidrógeno se produce para un mismo valor de energía eléctrica anual. Asimismo, el coste eléctrico por kilogramo producido aumenta de forma proporcional. La relación entre el parámetro de entrada objeto de estudio y la variable de salida es esencialmente lineal, lo que se justifica teniendo en cuenta que el consumo específico es inversamente proporcional a la cantidad de hidrógeno producido (denominador). Es, por tanto, directamente proporcional a los términos del LCOH referidos a los costes unitarios del CAPEX, reemplazo del *stack* y gastos de operación y mantenimiento. De forma análoga, el coste unitario de la electricidad depende linealmente del consumo específico, al ser resultado del producto entre este y el precio de la electricidad, que se mantiene constante.

Para un consumo específico de 40 kWh/kg H<sub>2</sub>, el LCOH es 3,56 €/kg H<sub>2</sub>, de nuevo considerablemente más competitivo que el caso base. Por el contrario, para un consumo específico de 60 €/kg H<sub>2</sub>, el LCOH supera los 5,33 €/kg H<sub>2</sub>. Aunque se observa una variabilidad relevante en el coste normalizado del hidrógeno para el rango escogido, la sensibilidad a este parámetro es menor que la observada para el precio de la electricidad y el factor de carga.

Por todo lo analizado, el incrementar la eficiencia de los electrolizadores y, por tanto, disminuir su consumo específico, tiene un impacto positivo en la viabilidad económica de este tipo de proyectos, siendo un parámetro tecnológico clave. Sin embargo, esto no elimina la necesidad de una electricidad barata y elevados factores de carga para reducir el LCOH hasta valores mucho más competitivos.

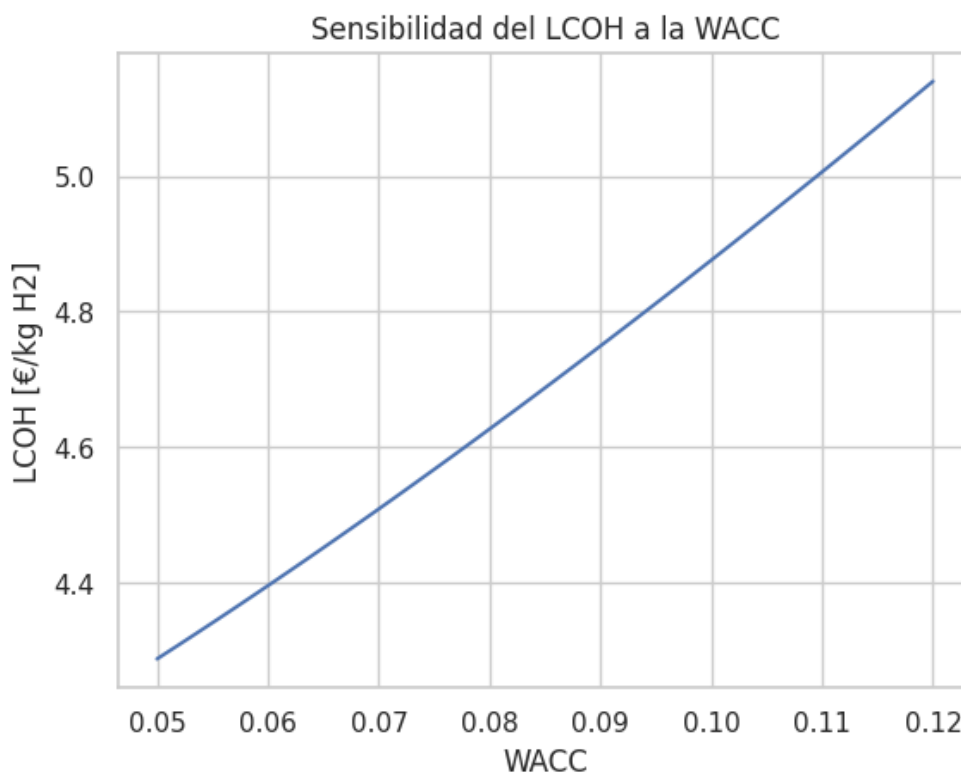
### **6.3.5 SENSIBILIDAD A LA TASA DE DESCUENTO O WACC**

En el modelo desarrollado, la WACC es la tasa de descuento empleada para, en primer lugar, trasladar al presente las inversiones y costes futuros, y, en segundo lugar, reflejar el coste medio ponderado del capital del proyecto. Este es un parámetro estrictamente económico-financiero que influye en el coste anual equivalente de los componentes intensivos en capital que constituyen el LCOH. Principalmente, la WACC afecta a la anualización tanto del CAPEX inicial como del coste incurrido por el reemplazo del *stack*.

En el análisis de sensibilidad elaborado, se ha considerado un rango para este parámetro comprendido entre 0,05 (5%) y 0,12 (12%). El límite inferior representa escenarios con un riesgo tecnológico bajo, como pueden ser aquellos que hagan uso de tecnología alcalina madura. También aquellos caracterizados por un acceso a financiación favorable, estabilidad regulatoria y un posible apoyo por parte instituciones públicas o financieras. El límite superior hace referencia a supuestos asociados con una mayor percepción de riesgo, ausencia de ayudas, incertidumbre de mercado o fases iniciales de despliegue comercial. El caso base,

con una tasa de descuento del 8%, se sitúa cerca del centro del intervalo, representando así un escenario prudente y alineado con el estado actual de proyectos relacionados en Europa.

A continuación, la Figura 6 ilustra la evolución del LCOH en función de la variación de la tasa de descuento manteniendo el resto de parámetros constantes y en los valores del caso base:



*Figura 6: Sensibilidad del LCOH a la tasa de descuento*

El gráfico muestra una relación claramente creciente entre la tasa de descuento y el coste normalizado del hidrógeno. En el rango analizado la relación es aproximadamente lineal, lo que se debe al incremento del factor de amortización con la WACC, que eleva el coste anual equivalente de la inversión inicial en el proyecto. Debido a que se ha considerado hasta ahora un precio de la electricidad constante, los costes variables asociados a la compra de suministro eléctrico renovable no se ven afectados por esta tasa, concentrándose así el efecto

de la variación del parámetro analizado en los costes fijos del modelo. Aunque la pendiente es apreciable, es digno de mención subrayar el hecho de que es moderada si se compara con la asociada al precio de la electricidad.

A nivel cuantitativo, para una WACC del 5% el LCOH obtenido es 4,29 €/kg H<sub>2</sub>, mientras que para una tasa de descuento del 12% el resultado es 5,14 €/kg H<sub>2</sub>. Las diferencias entre estos valores del LCOH con el caso base son considerablemente menores que las observadas para otros parámetros con sus respectivos rangos escogidos. A pesar de esto, la reducción de la tasa de descuento es una alternativa digna de consideración en lo que a la mejora de la viabilidad económica de este tipo de proyectos se refiere. La competitividad de muchos proyectos depende del valor de este parámetro, especialmente la de aquellos que requieran de una elevada inversión inicial.

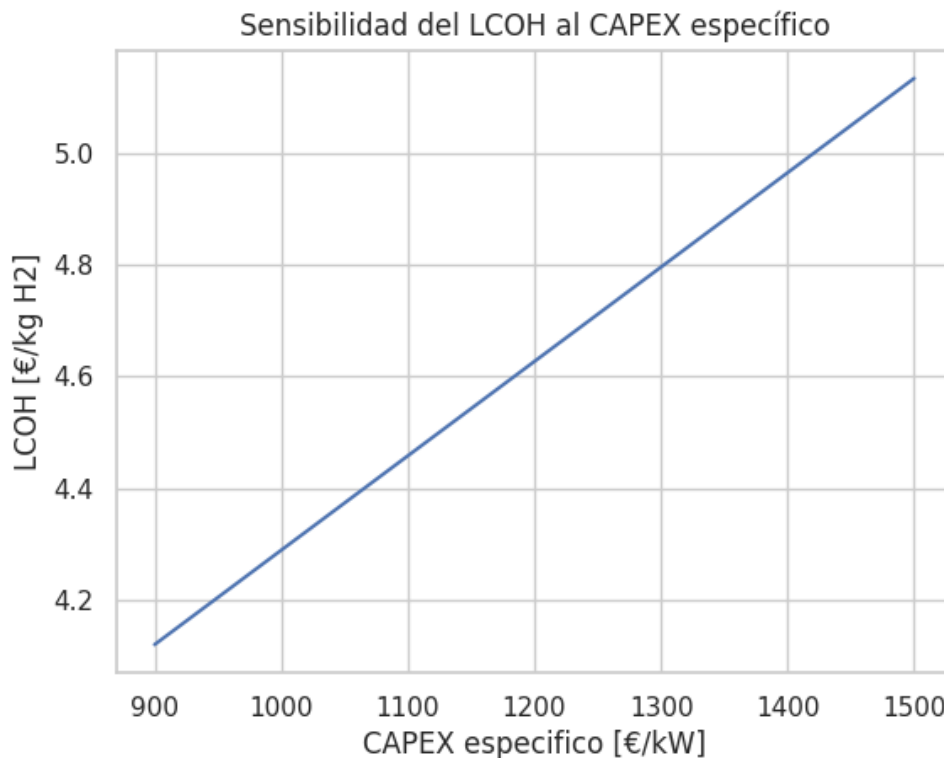
Para concluir, la WACC es un parámetro crítico para la viabilidad económica de proyectos relacionados con la producción de hidrógeno verde, aunque la mejora en el LCOH a partir de una disminución de la tasa de descuento es más limitada que la que se puede conseguir mediante el abaratamiento del coste de la electricidad o el incremento del factor de carga. Posibles soluciones como garantías públicas, contratos de venta de hidrógeno a largo plazo o financiación preferente podrían disminuir el riesgo asociado a estos proyectos y mejorar su atractivo.

### **6.3.6 SENSIBILIDAD AL CAPEX ESPECÍFICO**

El CAPEX específico se define como la inversión inicial por unidad de potencia instalada del electrolizador. Este parámetro está expresado en €/kW y aglutina los costes del *stack*, BoP y EPC, constituyendo así el principal componente del coste de inversión inicial del sistema. En el modelo realizado, el CAPEX específico afecta directamente al numerador del LCOH tanto a través el término de amortización del CAPEX inicial, como por medio del coste asociado al reemplazo de la pila, pues este último se modela como un porcentaje de la inversión inicial.

Con el objetivo de abarcar tanto escenarios realistas actuales como proyecciones en el corto plazo, se ha escogido un rango comprendido entre los 900 €/kW y los 1500 €/kW para el análisis de sensibilidad. El límite inferior tiene como objetivo incluir a proyectos de mayor tamaño beneficiados por las economías de escala, con condiciones de mercado favorables, como las observadas en regiones con una cadena de suministro altamente desarrollada (por ejemplo, algunos mercados asiáticos), o con reducciones de costes por aprendizaje tecnológico. El límite superior representa proyectos de menor escala o en etapas tempranas de despliegue, con mayor incertidumbre en costes de ingeniería e integración, o con condiciones menos favorables por una cuestión de mercado o localización. El caso base, situado en un punto intermedio del intervalo, pretende modelar un escenario prudente, conservador y alineado con la literatura existente y estado actual de proyectos en fase de despliegue comercial.

La variación del LCOH en función de la modificación del CAPEX específico, manteniendo el resto de parámetros constantes en sus valores de referencia, se muestra en la Figura 7:



*Figura 7: Sensibilidad del LCOH al CAPEX específico*

Los resultados arrojan una evidente relación lineal creciente entre el CAPEX específico y el LCOH. Esta linealidad es fácilmente justificable atendiendo a la realidad matemática del modelo elaborado. Por un lado, el CAPEX entra de forma proporcional en el término de amortización anual referido a la inversión inicial. Por otro lado, el coste de reemplazo del *stack* también escala linealmente con el CAPEX. Dado que no existen efectos no lineales asociados al CAPEX específico en el modelo, queda justificada la relación descrita. Observando la pendiente, se puede concluir que, aunque con un efecto menor al del precio de la electricidad, la variación de este parámetro influye en mayor medida que la modificación de la WACC en los intervalos analizados.

Numéricamente hablando, el LCOH adquiere un valor de 4,12 €/kg H<sub>2</sub> cuando el CAPEX específico vale 900 €/kW, mientras que asciende a los 5,13 €/kg H<sub>2</sub> cuando el parámetro alcanza los 1500 €/kW. Aún menores que para el coste de la electricidad, se aprecian

diferencias considerables con el resultado obtenido para el caso base, lo que permite observar la relevancia del parámetro en cuanto a la viabilidad económica de este tipo de proyectos.

Por todo lo comentado en relación al análisis de sensibilidad del CAPEX específico, se concluye que una reducción en el valor de dicho parámetro puede tener una influencia relevante en el coste normalizado del hidrógeno, aunque insuficiente por sí sola para garantizar la competitividad del proceso. Aspectos como el desarrollo de economías de escala, el aprendizaje tecnológico o la estandarización de los componentes resultan fundamentales, especialmente si se combinan con estrategias orientadas a reducir el coste de la electricidad y a incrementar el factor de carga.

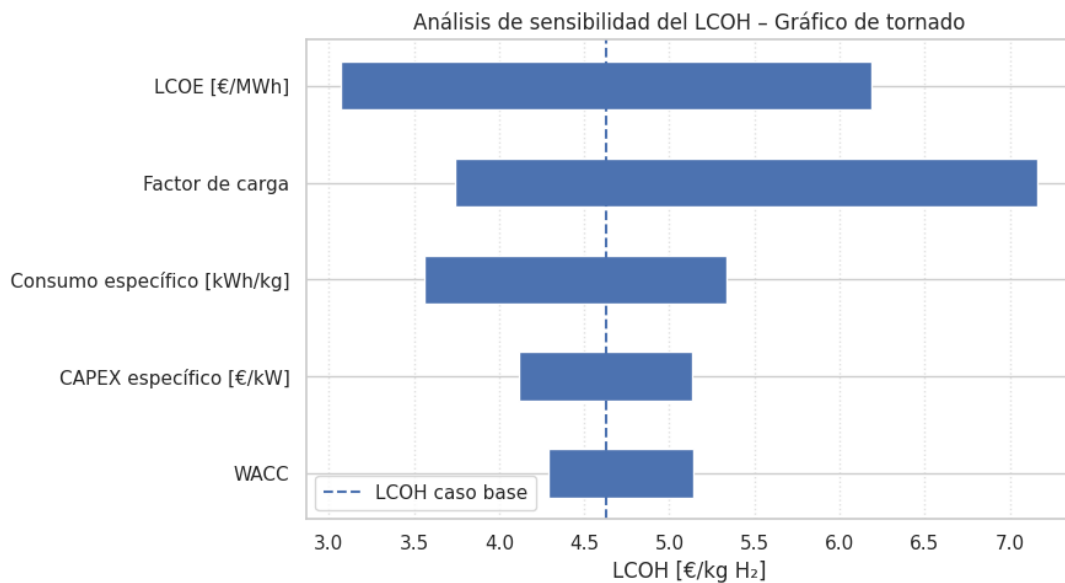
### **6.3.7 SÍNTESIS DEL ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD**

El análisis de sensibilidad desarrollado en los apartados anteriores permite, tomando como referencia el caso base, evaluar la influencia individual de los principales parámetros técnicos y económicos sobre el coste normalizado del hidrógeno. Los resultados obtenidos y explicados reflejan una diversidad relevante en el impacto de las diferentes variables en el LCOH, lo que pone de manifiesto la diferencia en cuanto a relevancia económica de los distintos parámetros.

El coste asociado a la compra de electricidad renovable y el factor de carga se identifican como los parámetros más influyentes, pues dan lugar a las variaciones más significativas en el LCOH en los rangos analizados. De acuerdo con los resultados, parámetros de carácter técnico como el consumo específico del electrolizador o el CAPEX específico son los siguientes en cuanto a relevancia, presentando una influencia relevante, aunque de menor magnitud. Finalmente, la tasa de descuento o WACC muestra un impacto más moderado en el coste normalizado del hidrógeno, pese a que se trata de un parámetro clave en el ámbito financiero de los proyectos.

Con el objetivo de sintetizar de forma visual los resultados obtenidos en el análisis de sensibilidad univariante, se muestra en la Figura 8 un gráfico de tornado. Este tipo de

diagrama permite comparar de forma directa el impacto relativo de cada parámetro sobre el LCOH, ordenándolos en función de la variación absoluta del LCOH dentro de los rangos analizados y tomando como referencia el valor correspondiente del caso base. Por ello, este gráfico facilita la identificación inmediata de los principales factores que condicionan la viabilidad económica de la producción de hidrógeno verde en el contexto analizado.



*Figura 8: Gráfico de tornado resultante del análisis de sensibilidad*

No obstante, el análisis de sensibilidad elaborado se fundamenta en la variación aislada de cada parámetro, asumiendo la independencia de cada uno respecto al resto. En la realidad, aspectos como cambios tecnológicos, económicos o regulatorios suelen implicar modificaciones en varios parámetros del sistema de forma simultánea. Por este motivo, y con el objetivo de aproximarse de forma más realista a posibles escenarios de mercado y desarrollo tecnológico, en el siguiente apartado se procede a elaborar un análisis de escenarios en el que se combinan de forma coherente diferentes hipótesis de operación y coste.

## **6.4 ANÁLISIS DE ESCENARIOS**

### **6.4.1 ENFOQUE METODOLÓGICO DEL ANÁLISIS DE ESCENARIOS**

En el presente apartado del capítulo dedicado al estudio de los resultados, se procede a elaborar un análisis de escenarios. En este, partiendo del escenario de referencia definido mediante el caso base, se va a combinar la variación de varios parámetros de forma simultánea atendiendo a hipótesis coherentes entre sí. Dichas hipótesis consideran la diversidad en cuanto a contextos geográficos, el grado de madurez tecnológica, las condiciones de financiación y la evolución del mercado eléctrico. En algunos de los escenarios analizados se introduce una tasa de proyección para el precio de la electricidad renovable, lo que permite modelar escenarios sin PPA, el efecto de un contexto inflacionario y la influencia de la volatilidad del coste de la electricidad en la viabilidad económica de proyectos relacionados con la producción de hidrógeno verde. Los siguientes subapartados representan los distintos escenarios analizados con las justificaciones teóricas correspondientes.

### **6.4.2 ESCENARIO A – DESPLIEGUE INDUSTRIAL OPTIMIZADO**

Este escenario representa una situación de producción caracterizada por el impacto en la reducción de costes de las economías de escala y del aprendizaje tecnológico. La producción en masa de electrolizadores ligada a una fabricación estandarizada de componentes y a costes de ingeniería más bajos, son aspectos que contribuyen a la disminución del LCOH en geografías como China, que aglutina el 60% de la capacidad mundial de fabricación de electrolizadores [29]. Otros aspectos propios de este mercado como el acceso a financiación pública estratégica, una electricidad renovable competitiva y una demanda interna considerable que reduce el riesgo, incentivan la puesta en marcha de proyectos de producción del hidrogeno verde al dar lugar a un LCOH muy competitivo.

Tomando como referencia la realidad de China se procede a modelar el escenario objeto de análisis. El CAPEX específico se fija en 900 €/kW, considerablemente menor que el del caso base como consecuencia del efecto de la escala y el desarrollo tecnológico, así como unos costes de ingeniería, materiales y personal más bajos. El consumo específico será ligeramente mayor, pues diversas fuentes identifican la eficiencia de los electrolizadores chinos, inferior a los estándares internacionales promedios, como uno de los principales desafíos que enfrenta su sector energético [29]. Esto va a introducir un efecto compensatorio parcial en el modelo sobre la reducción en CAPEX, reflejando la disyuntiva entre priorizar un bajo coste de fabricación o buscar la eficiencia tecnológica. El consumo se ubicará en los 56 kWh/kg H<sub>2</sub>. En lo que a la tasa de descuento se refiere, la existencia de una demanda interna consolidada que alcanza casi un tercio de la demanda global, así como aspectos como la financiación pública o una política energética planificada, contribuyen a una disminución considerable de la WACC, alcanzando el 4% en proyectos relacionados y siendo este el valor que adoptará el parámetro en el modelo [29]. El precio de la electricidad se fija en los 40 €/MWh, con una tasa de proyección nula como consecuencia de asumir la existencia de contratos de compra a largo plazo y por la planificación de la política energética por parte del Estado. El factor de carga se establece en 0,55, lo que es superior al valor del caso base como consecuencia de asumir una mayor intensidad en el régimen de operación para incrementar la viabilidad. El resto de los parámetros de entrada se mantienen constantes en los valores del escenario de referencia.

La Tabla 5: Desglose de los costes del escenario A muestra el desglose de los diferentes costes, así como el valor del LCOH final para el escenario descrito.

Coste	Aportación en €/kg H <sub>2</sub>	% de contribución al LCOH
CAPEX anualizado	0,670	20,31
Reemplazo del stack	0,073	2,21
Coste de la electricidad	2,240	67,96
Gastos de operación y mantenimiento	0,314	9,52
Total	3,296	100

*Tabla 5: Desglose de los costes del escenario A*

El resultado se encuentra dentro del rango establecido por la IEA para el precio del hidrógeno verde producido en China en 2024 [29]. De forma coherente con la literatura analizada, el precio de la electricidad continúa representando la mayor parte del coste normalizado del hidrógeno verde, confirmando el carácter estructuralmente intensivo en electricidad del proceso de producción. Si se compara con el LCOH obtenido en el caso base, que toma como referencia el estado actual del mercado energético europeo, se observa un decremento del 28,7%. Esto permite comprender la magnitud de la influencia de las políticas públicas y los menores costes de fabricación de la planta de producción, entre otros, en la competitividad de proyectos relacionados con la producción renovable de hidrógeno.

### **6.4.3 ESCENARIO B – MERCADO ELÉCTRICO SIN PPA**

El escenario B tiene como objetivo representar un proyecto de producción de hidrógeno verde en un mercado eléctrico europeo liberalizado. En dicho proyecto, el promotor adquiere la electricidad directamente del mercado mayorista sin un contrato PPA que establezca los precios. No existe integración vertical con generación renovable propia y el riesgo asociado

a la evolución del precio eléctrico es asumido por el promotor. Es por todo ello por lo que este apartado pretende modelar proyectos *merchant* puros o iniciativas privadas sin un respaldo público relevante.

Para modelar el presente escenario, se va a introducir la tasa de proyección del precio de la electricidad, mencionada en apartados previos de la memoria. Dicha tasa de proyección va a ser positiva y va a adquirir un valor del 1,5%, esto es, va a haber una subida ligera de los precios en el tiempo. A pesar de que diversos estudios proyectan una tendencia decreciente en el coste de la electricidad renovable [44], [49], la subida de los costes asociados a la integración en la red, la subida de peajes e impuestos asociados a la transición energética, la existente incertidumbre regulatoria y la inflación en la economía, hacen que el precio medio impuesto al consumidor en el mercado mayorista se vea levemente incrementado o se mantenga constante en diversas previsiones. El valor seleccionado no pretende reflejar una crisis energética como la de 2022, sino una tendencia estructural moderada de crecimiento medio, introduciendo así una hipótesis conservadora que permita capturar el riesgo intertemporal asociado a proyectos sin cobertura contractual.

La tasa de descuento o WACC se va a fijar en el 9,5%, lo que es ligeramente superior al 8% del caso base. La justificación de esta decisión radica en el mayor riesgo que supone la ausencia de un PPA en el proyecto y la consecuente exposición a la volatilidad del mercado, lo que da lugar a una mayor exigencia en el retorno de la inversión por parte de los inversores.

El resto de los parámetros se van a mantener constantes respecto al caso base, pues se pretende modelar un escenario de riesgo de mercado y no de cambio industrial.

La Tabla 6 incluye los valores adoptados por los diferentes costes que componen el LCOH, así como el coste normalizado del hidrógeno resultante:

Coste	Aportación en €/kg H <sub>2</sub>	% de contribución al LCOH
CAPEX anualizado	1,677	32,36
Reemplazo del stack	0,060	1,15
Coste de la electricidad	2,971	57,32
Gastos de operación y mantenimiento	0,475	9,16
Total	5,183	100

*Tabla 6: Desglose de los costes del escenario B*

El valor del LCOH obtenido refleja un incremento del coste normalizado del hidrógeno respecto al caso base, lo que es coherente con una mayor exposición a la volatilidad del mercado eléctrico y al riesgo financiero asociado a la ausencia de contratos de suministro a largo plazo. La inclusión de un valor positivo para la tasa de proyección relacionada con el precio de la electricidad implica un aumento progresivo del coste eléctrico a lo largo de la vida útil del proyecto, lo que repercute de forma directa en el componente dominante del LCOH. Adicionalmente, el ligero incremento de la WACC contribuye a elevar el coste anual equivalente de la inversión inicial. Todo ello refuerza la idea de que la competitividad de proyectos de hidrógeno verde depende en gran medida de la estabilidad y previsibilidad del precio de la energía.

#### **6.4.4 ESCENARIO C – UBICACIÓN PRIVILEGIADA EN EL HEMISFERIO SUR U ORIENTE MEDIO**

Con este escenario se pretende modelar un potencial proyecto ubicado en una geografía de abundante recurso solar y eólico, lo que da lugar a una electricidad renovable muy barata y,

por tanto, a la posibilidad de disminuir drásticamente el LCOH. Adicionalmente, se va a emplear un factor de carga elevado, lo que queda justificado teóricamente al asumir una hibridación entre fuentes solares y eólicas en el suministro de energía.

Diversos fragmentos de la literatura existente reflejan estimaciones que postulan a países ubicados en el hemisferio sur y Oriente Medio como actores fundamentales en la adopción del hidrógeno verde a escala mundial. Sus condiciones ambientales, muy favorables para el desarrollo de amplia infraestructura dedicada a la generación renovable, permiten aspirar a valores muy bajos del coste de la electricidad, algunos estando muy por debajo de los habituales en economías desarrolladas de Europa o del norte de América. Ejemplos de ello son Omán y Camboya. En el primer caso, existen diversas estimaciones que proyectan un coste normalizado de la electricidad solar fotovoltaica de 16,3 €/MWh en 2050, lo que, sumado a un coste de capital muy bajo, lo que es una gran ventaja frente a otras regiones en vías de desarrollo, y un elevado número de horas equivalentes a plena carga para sistemas fotovoltaicos, otorgan al Sultanato la posibilidad de convertirse en un referente regional y mundial en cuanto a generación de hidrógeno renovable [29], [50]. En el caso de Camboya, en subastas acontecidas en 2021, el país del sudeste asiático llegó a alcanzar valores del precio de la electricidad solar fotovoltaica tan bajos como 26 USD/MWh, lo que le otorga una gran ventaja frente a países vecinos como Tailandia o Filipinas, pues estos mantienen costes de electricidad elevados que rondan los 70 USD/MWh [29]. Sin embargo, el principal problema de Camboya es la financiación, pues diversos factores industriales y políticos dan lugar a un elevado coste de capital, siendo al menos el doble que en economías desarrolladas o China [29]. Adicionalmente, IRENA ubica, como consecuencia de una elevada calidad de las condiciones eólicas y solares, a las regiones del África subsahariana y Latinoamérica como los principales exportadores netos de energía verde hacia 2050 [11].

Como consecuencia de todo lo comentado, los valores a modificar respecto del caso base para modelar este escenario son los que se mencionan a continuación. En primer lugar, se va a fijar un coste de la electricidad de 20 €/MWh, en línea con el que se puede esperar en las geografías más favorables con contratos de suministro a largo plazo. El factor de carga se establece en el 0,7, lo que queda justificado al asumir hibridación renovable y recurso natural

abundante. Como consecuencia de la escala y suponiendo que alguna de estas regiones o países se convierta en un referente en la generación de hidrógeno renovable en un plazo razonable, se va a establecer un CAPEX específico de 1000 €/kh, lo que es ligeramente inferior al del caso base.

Entre los valores que conservan su valor destaca la tasa de descuento, pues se va a asumir un coste de capital similar al que existe actualmente en los países desarrollados, situación que se da en Oriente Medio.

El desglose de los diferentes costes se ilustra en la Tabla 7, así como el valor del LCOH final para el escenario descrito.

Coste	Aportación en €/kg H <sub>2</sub>	% de contribución al LCOH
CAPEX anualizado	0,794	36,94
Reemplazo del stack	0,062	2,88
Coste de la electricidad	1,040	48,35
Gastos de operación y mantenimiento	0,254	11,83
Total	2,151	100

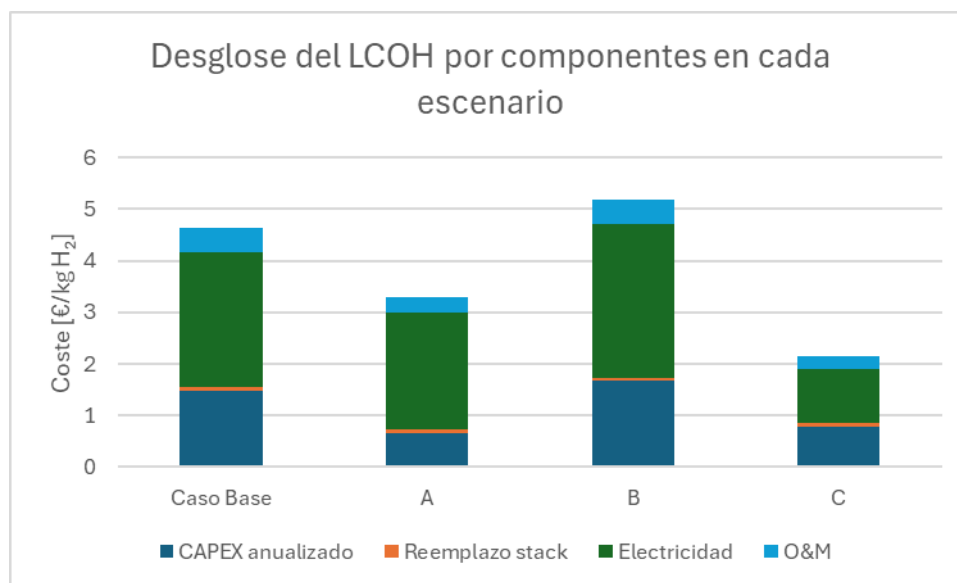
*Tabla 7: Desglose de los costes del escenario C*

El resultado obtenido refleja una clara disminución del coste normalizado del hidrógeno verde, lo que lo acerca a los valores característicos de los hidrógenos gris y azul en ciertos contextos energéticos. Este descenso se explica principalmente por el bajo coste de la electricidad renovable y por el elevado factor de carga asumido, que permiten maximizar la producción anual del electrolizador y reducir el peso relativo de los costes de inversión. A pesar de ello, el coste eléctrico continúa siendo el principal contribuyente al LCOH, lo que

confirma nuevamente su papel determinante en la competitividad del hidrógeno verde. Este análisis muestra la relevancia que los países con las condiciones ambientales más favorables en lo que a la generación renovable se refiere pueden tener en la adopción a gran escala del vector energético objeto de estudio, así como la ausencia de homogeneidad en la competitividad del hidrógeno verde a escala global.

#### 6.4.5 SÍNTESIS DEL ANÁLISIS DE ESCENARIOS

La Figura 9 ilustra una comparativa gráfica entre los desgloses por componentes en cada uno de los escenarios estudiados:



*Figura 9: Comparativa de desgloses de los costes en los diferentes escenarios de producción*

El análisis de escenarios desarrollado en apartados anteriores muestra la relación de dependencia entre la competitividad económica de la producción de hidrógeno verde y el contexto tecnológico, financiero y geográfico del proyecto. El escenario A ilustra la relevancia de las economías de escala, el desarrollo industrial y el acceso a financiación favorable en la reducción del coste normalizado del hidrógeno, mientras que el escenario B

refleja el impacto negativo que supone la exposición a la volatilidad del mercado eléctrico consecuencia de la ausencia de contratos de suministro a largo plazo. Por su parte, el escenario C muestra la relevancia que geografías con abundante recurso renovable, elevados factores de carga y bajos costes de financiación pueden tener en el mercado energético del futuro, lo que da lugar a un gran potencial de crecimiento económico en las regiones en vías de desarrollo que cumplan con estas características. Si se analiza el conjunto de los resultados, se concluye que la reducción del precio de la electricidad y el incremento de las horas equivalentes de funcionamiento a pleno rendimiento constituyen los factores más determinantes para alcanzar valores de LCOH renovable competitivos frente a otras alternativas de producción de hidrógeno. Además, la idea de que el despliegue de hidrógeno verde no es ni será homogéneo a escala global queda reforzada, estando este condicionado por la disponibilidad de recurso renovable a bajo coste, el grado de madurez industrial y el marco financiero y regulatorio de cada región.

## Capítulo 7. CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

### 7.1 RECAPITULACIÓN Y CUMPLIMIENTO DE OBJETIVOS

El presente Trabajo de Fin de Grado ha abordado uno de los desafíos más complejos que enfrenta la transición energética actual: la viabilidad económica del hidrógeno verde que permita una aplicación a escala global. A lo largo del proceso de investigación que culmina mediante la redacción de esta memoria, se ha elaborado un análisis teórico general con el objetivo de comprender el estado actual y previsiones futuras de la cuestión tratada. Tras ello, se he construido una herramienta de cálculo específica que permite transformar las diferentes variables macroeconómicas y del estado de la tecnología en costes de producción reales.

En lo que a los objetivos que fueron planteados al comenzar el proyecto, se puede concluir lo siguiente:

- **Desarrollo de un modelo técnico económico para el cálculo del LCOH:** Se ha desarrollado e implementado una herramienta robusta en Python y Excel. Esta herramienta, debido a la versatilidad que ofrece a la hora de introducir los parámetros de entrada, así como a la teoría financiera incorporada, permite proyectar escenarios futuros y dota al trabajo de utilidad práctica para la evaluación de proyectos de inversión.
- **Identificación de los parámetros críticos mediante el análisis de sensibilidad:** Partiendo de un escenario de referencia al que se ha denominado “caso base”, se ha logrado aislar y jerarquizar el impacto que cada uno de los parámetros de entrada presenta en la variable de salida. Gracias a esto, se ha confirmado que el precio de la electricidad y el factor de carga al que opera la planta de producción son los aspectos cuya optimización presenta el mayor potencial de reducción del LCOH.
- **Análisis de escenarios:** Se han evaluado con éxito tres escenarios distintos, con los que se ha logrado representar el impacto que las diferencias geográficas,

tecnológicas, o de condiciones de mercado, tienen en la competitividad económica del hidrógeno verde.

## **7.2 DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS Y APORTACIONES PRINCIPALES**

### **7.2.1 CONCLUSIONES TÉCNICAS**

Una de las aportaciones fundamentales de este Trabajo de Fin de Grado reside en la cuantificación del impacto cruzado de las variables. A partir de los resultados obtenidos y presentados en capítulos anteriores, se extraen las siguientes conclusiones técnicas:

- 1- La hegemonía del coste eléctrico y el umbral de competitividad:** El análisis de sensibilidad y el estudio de los escenarios demuestran que el precio de la electricidad representa entre el 50% y el 80% del LCOH. Se concluye que, para que el hidrógeno verde pueda competir con su homólogo gris en ausencia de subsidios masivos, se requeriría un suministro estable de electricidad renovable a un precio por debajo de los 25-30 €/MWh. Esto sitúa a las regiones de elevado recurso solar y eólico, y con capacidad de firmar contratos PPA y un bajo coste de capital, como las mejor posicionadas para liderar el mercado energético del futuro.
- 2- La importancia del equilibrio en el factor de carga:** Una conclusión relevante es la relación no lineal entre el factor de carga y el LCOH. Se ha observado que, si bien aumentar las horas de funcionamiento reduce el coste normalizado del hidrógeno, intentar alcanzar valores cercanos al 100% suele disparar los costes debido al efecto conjunto del precio de la electricidad y de una reducción marginal decreciente del LCOH frente a un aumento del factor de carga. Resulta por tanto conveniente encontrar un punto de equilibrio para este factor, que se suele ubicar entre el 40% y el 60%.

- 3- El impacto del aprendizaje tecnológico:** Si se analiza el escenario A, que refleja una situación similar a la actual en China, se observa que una reducción del CAPEX es necesaria pero no suficiente para disminuir el LCOH. Aunque en el país asiático se ha logrado una disminución agresiva de los costes de inversión inicial de los electrolizadores alcalinos, la baja eficiencia de los mismos da lugar a un coste operativo (OPEX eléctrico) elevado, diluyendo así de forma parcial la aparente ventaja competitiva.

## 7.2.2 RECOMENDACIONES ESTRATÉGICAS PARA LA REDUCCIÓN DEL LCOH

Teniendo en consideración los resultados del modelo y la revisión de la industria, se proponen las siguientes líneas de actuación para optimizar la competitividad del hidrógeno verde:

- 1- Priorización de contratos de suministro a largo plazo (PPAs):** Debido a la gran relevancia que el coste de la electricidad tiene en el LCOH, la exposición a la volatilidad en los precios del mercado diario es inviable para proyectos de producción industrial. Se recomienda la firma de contratos PPA renovables que aseguren precios bajos de forma estable.
- 2- Hibridación de fuentes renovables y almacenamiento:** El apostar por plantas híbridas (eólica y solar) combinadas con sistemas de almacenamiento intermedio permite mitigar el efecto de la intermitencia renovable y optimizar el factor de carga, lo que puede dar lugar a reducciones drásticas del LCOH.
- 3- Modularidad y economías de escala en el CAPEX:** Aunque el *stack* es el núcleo tecnológico, generalmente el 80% del CAPEX reside en los sistemas auxiliares (BoP y EPC). Se recomienda el uso de soluciones modulares estandarizadas, como las de ITM Power mencionadas en el estudio, para reducir los tiempos y costes de construcción. Asimismo, el despliegue de plantas de gran escala es esencial para capturar reducciones de hasta el 40% en el CAPEX específico por efecto de escala.

- 4- **Optimización del binomio Eficiencia-Coste:** Tal y como se ha observado en el primero de los escenarios analizados, en ocasiones es preferible aceptar un consumo específico ligeramente superior si esto se traduce en una reducción drástica del coste de inversión inicial. La recomendación para los promotores de este tipo de proyectos es ejecutar un análisis de compromiso basado en el modelo desarrollado, priorizando la eficiencia únicamente en aquellas regiones con costes de la electricidad especialmente elevados.
- 5- **Fomento de la certidumbre regulatoria y financiera:** El peso de la tasa de descuento o WACC en la anualización de los diferentes costes es significativo. Resulta fundamental el reducir la incertidumbre regulatoria y asegurar marcos de financiación pública, como los existentes en China, para reducir el coste del capital y, por tanto, fomentar la viabilidad económica de proyectos de hidrógeno verde al disminuir el LCOH.

### **7.3 REFLEXIÓN CRÍTICA SOBRE LAS LIMITACIONES**

El autor del presente trabajo reconoce que el modelo, aunque representa una base sólida en línea con estudios y análisis similares, presenta límites que se han de tener en cuenta:

- **Volatilidad del mercado y creciente inestabilidad geopolítica:** El enfoque determinista del modelo asume precios constantes o proyectados de forma uniforme en el tiempo. En un escenario real, la volatilidad horaria de los precios de la electricidad, así como la creciente inestabilidad política a nivel mundial que puede afectar al suministro eléctrico, podrían alterar los resultados del LCOH.
- **Exclusión de fases de la cadena de valor:** El estudio finaliza una vez terminada la fase de producción del hidrógeno verde. Sin embargo y por lo que se ha comentado en capítulos anteriores, el transporte y el almacenamiento suponen también desafíos en cuanto a la aplicabilidad a gran escala de este vector energético se refiere. Los costes asociados a estas fases pueden añadir costes que eleven de manera

significativa el LCOH, lo que a su vez podría, tanto modificar la jerarquía de los escenarios analizados, como dificultar el despliegue global del hidrógeno verde.

## **7.4 LÍNEAS DE TRABAJO FUTURO**

Este TFG abre la puerta a, entre otras, las siguientes investigaciones futuras:

- **Modelado estocástico:** Integrar simulaciones de Montecarlo para evaluar el riesgo financiero ante la volatilidad de los precios de la energía.
- **Análisis de la cadena de valor completa:** Extender el modelo de optimización para incorporar las fases de almacenamiento, transporte y aplicación directa en la industria.
- **Evaluación de incentivos:** Analizar el impacto real de mecanismos como el Banco Europeo del Hidrógeno en la reducción de la prima o sobreprecio verde para los consumidores finales.

## Capítulo 8. BIBLIOGRAFÍA

- [1] «La Organización Meteorológica Mundial confirma que 2024 fue el año más cálido jamás registrado al superar en cerca de 1,55 °C los niveles preindustriales», Organización Meteorológica Mundial. Accedido: 29 de diciembre de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://wmo.int/es/news/media-centre/la-organizacion-meteorologica-mundial-confirma-que-2024-fue-el-ano-mas-calido-jamas-registrado-al>
- [2] J.-D. Zhang *et al.*, «Burden of non-communicable diseases attributable to high temperature in a changing climate from 1990 to 2019: a global analysis», *BMC Public Health*, vol. 24, n.º 1, p. 2475, sep. 2024, doi: 10.1186/s12889-024-19947-z.
- [3] «ADOPTION OF THE PARIS AGREEMENT - Paris Agreement text English». Accedido: 29 de diciembre de 2025. [En línea]. Disponible en: [https://unfccc.int/sites/default/files/english\\_paris\\_agreement.pdf](https://unfccc.int/sites/default/files/english_paris_agreement.pdf)
- [4] H. Zhang, P. Xiong, S. Yang, y J. Yu, «Renewable energy utilization, green finance and agricultural land expansion in China», *Resour. Policy*, vol. 80, p. 103163, ene. 2023, doi: 10.1016/j.resourpol.2022.103163.
- [5] J. Sampson, «Hydrogen Insights 2024», Hydrogen Council. Accedido: 29 de diciembre de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://hydrogencouncil.com/en/hydrogen-insights-2024/>
- [6] S. O. Akpasi, I. M. Smarte Anekwe, E. K. Tetteh, U. O. Amune, S. I. Mustapha, y S. L. Kiambi, «Hydrogen as a clean energy carrier: advancements, challenges, and its role in a sustainable energy future», *Clean Energy*, vol. 9, n.º 1, pp. 52-88, feb. 2025, doi: 10.1093/ce/zkae112.
- [7] A. I. Osman *et al.*, «Hydrogen production, storage, utilisation and environmental impacts: a review», *Environ. Chem. Lett.*, vol. 20, n.º 1, pp. 153-188, feb. 2022, doi: 10.1007/s10311-021-01322-8.
- [8] J. Gómez, R. Castro, J. Gómez, y R. Castro, «Green Hydrogen Energy Systems: A Review on Their Contribution to a Renewable Energy System», *Energies*, vol. 17, n.º 13, jun. 2024, doi: 10.3390/en17133110.

- [9] International Energy Agency (IEA), «Global Hydrogen Review 2024. Paris, France: IEA, 2024». [En línea]. Disponible en: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2024>.
- [10] J. M. M. Arcos, D. M. F. Santos, J. M. M. Arcos, y D. M. F. Santos, «The Hydrogen Color Spectrum: Techno-Economic Analysis of the Available Technologies for Hydrogen Production», *Gases*, vol. 3, n.º 1, pp. 25-46, feb. 2023, doi: 10.3390/gases3010002.
- [11] International Renewable Energy Agency (IRENA), «Analysis of the potential for green hydrogen and related commodities trade». Abu Dhabi, United Arab Emirates: IRENA, 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.irena.org/Publications/2025/Jun/Analysis-of-the-potential-for-green-hydrogen-and-related-commodities-trade>.
- [12] A. bin Jumah, «A comprehensive review of production, applications, and the path to a sustainable energy future with hydrogen», *RSC Adv.*, vol. 14, n.º 36, pp. 26400-26423, ago. 2024, doi: 10.1039/D4RA04559A.
- [13] McKinsey & Company, «From green ammonia to lower-carbon foods», 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www.mckinsey.com/industries/agriculture/our-insights/from-green-ammonia-to-lower-carbon-foods>
- [14] J. A. Jibrán y C. Mahat, «Application of green hydrogen for decarbonization of cement manufacturing process: A technical review», *J. Phys. Conf. Ser.*, vol. 2629, n.º 1, p. 012027, nov. 2023, doi: 10.1088/1742-6596/2629/1/012027.
- [15] Y. Ma *et al.*, «Hierarchical nature of hydrogen-based direct reduction of iron oxides», *Scr. Mater.*, vol. 213, p. 114571, may 2022, doi: 10.1016/j.scriptamat.2022.114571.
- [16] A. Devlin, J. Kossen, H. Goldie-Jones, y A. Yang, «Global green hydrogen-based steel opportunities surrounding high quality renewable energy and iron ore deposits», *Nat. Commun.*, vol. 14, n.º 1, p. 2578, may 2023, doi: 10.1038/s41467-023-38123-2.
- [17] A. Bhaskar, M. Assadi, H. N. Somehsaraei, A. Bhaskar, M. Assadi, y H. N. Somehsaraei, «Decarbonization of the Iron and Steel Industry with Direct Reduction of Iron Ore with Green Hydrogen», *Energies*, vol. 13, n.º 3, feb. 2020, doi: 10.3390/en13030758.

- [18] J. Leicher, A. Giese, C. Wieland, J. Leicher, A. Giese, y C. Wieland, «Electrification or Hydrogen? The Challenge of Decarbonizing Industrial (High-Temperature) Process Heat», *J*, vol. 7, n.º 4, pp. 439-456, oct. 2024, doi: 10.3390/j7040026.
- [19] J. El-Kadi, K. V. Kinhal, L. Liedtke, J. L. Pinzón-Ramírez, C. Smith, y L. Torrente-Murciano, «The potential of green ammonia in the de-fossilization of the steel, glass and cement industries», *Philos. Trans. R. Soc. Math. Phys. Eng. Sci.*, vol. 382, n.º 2282, p. 20230270, sep. 2024, doi: 10.1098/rsta.2023.0270.
- [20] T. J. Wallington *et al.*, «Green hydrogen pathways, energy efficiencies, and intensities for ground, air, and marine transportation», *Joule*, vol. 8, n.º 8, pp. 2190-2207, ago. 2024, doi: 10.1016/j.joule.2024.07.012.
- [21] M. de las N. Camacho, D. Jurburg, y M. Tanco, «Hydrogen fuel cell heavy-duty trucks: Review of main research topics», *Int. J. Hydrog. Energy*, vol. 47, n.º 68, pp. 29505-29525, ago. 2022, doi: 10.1016/j.ijhydene.2022.06.271.
- [22] P. D. Larson, R. V. Parsons, D. Kalluri, P. D. Larson, R. V. Parsons, y D. Kalluri, «Zero-Emission Heavy-Duty, Long-Haul Trucking: Obstacles and Opportunities for Logistics in North America», *Logistics*, vol. 8, n.º 3, jun. 2024, doi: 10.3390/logistics8030064.
- [23] N. Salmon y R. Bañares-Alcántara, «Green ammonia as a spatial energy vector: a review», *Sustain. Energy Fuels*, vol. 5, n.º 11, pp. 2814-2839, jun. 2021, doi: 10.1039/D1SE00345C.
- [24] M. Portarapillo, A. Bellucci Sessa, D. Russo, y A. di Benedetto, «Ammonia as a Hydrogen Carrier: Energetic Assessment of Processes Integrated with Fuel Cells for Power Generation», *Energy Fuels*, vol. 39, n.º 5, pp. 2843-2853, feb. 2025, doi: 10.1021/acs.energyfuels.4c04626.
- [25] R. Li, H. Kawanami, R. Li, y H. Kawanami, «A Recent Review of Primary Hydrogen Carriers, Hydrogen Production Methods, and Applications», *Catalysts*, vol. 13, n.º 3, mar. 2023, doi: 10.3390/catal13030562.
- [26] C. Cao *et al.*, «A comprehensive comparison of green ammonia and green methanol from a full chain: production, transportation, storage and utilization», *Carbon Neutral Syst.*, vol. 1, n.º 1, p. 8, jun. 2025, doi: 10.1007/s44438-025-00009-9.

- [27] Y. Ni, Z. Han, Y. Chai, G. Wu, y L. Li, «Catalytic hydrogen storage in liquid hydrogen carriers», *EES Catal.*, vol. 1, n.º 4, pp. 459-494, jul. 2023, doi: 10.1039/D3EY00076A.
- [28] L. Ndhlozi, A. A. Khumalo, A. O. C. Iroegbu, O. Zinyemba, y R. Meijboom, «Cyclic liquid organic hydrogen carriers for efficient hydrogen storage using mesoporous catalytic systems», *Discov. Energy*, vol. 5, n.º 1, p. 18, jul. 2025, doi: 10.1007/s43937-025-00082-8.
- [29] International Energy Agency (IEA), «Global Hydrogen Review 2025. Paris, France: IEA, 2025». [En línea]. Disponible en: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2025>.
- [30] International Renewable Energy Agency (IRENA), «Shaping sustainable international hydrogen value chains». Abu Dhabi, United Arab Emirates: IRENA, 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.irena.org/Publications/2024/Sep/Shaping-sustainable-international-hydrogen-value-chains>.
- [31] J. G. Segovia-Hernández, S. Hernández, E. Cossío-Vargas, M. Juárez-García, y E. Sánchez-Ramírez, «Green hydrogen production for sustainable development: a critical examination of barriers and strategic opportunities», *RSC Sustain.*, vol. 3, n.º 1, pp. 134-157, ene. 2025, doi: 10.1039/D4SU00630E.
- [32] T. Brahim y A. Jemni, «Green hydrogen production: A review of technologies, challenges, and hybrid system optimization», *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 225, p. 116194, ene. 2026, doi: 10.1016/j.rser.2025.116194.
- [33] J. Pereira *et al.*, «Hydrogen Production, Transporting and Storage Processes—A Brief Review», *Clean Technol.*, vol. 6, n.º 3, pp. 1260-1313, sep. 2024, doi: 10.3390/cleantechnol6030061.
- [34] D. Haoxin *et al.*, «A comprehensive review on renewable power-to-green hydrogen-to-power systems: Green hydrogen production, transportation, storage, re-electrification and safety», *Appl. Energy*, vol. 390, p. 125821, jul. 2025, doi: 10.1016/j.apenergy.2025.125821.
- [35] R. Boukhchina, M. Hamdi, S. E. Alimi, R. Boukhchina, M. Hamdi, y S. E. Alimi, «Power-to-hydrogen: A review of applications, market development, and policy landscape», *AIMS Energy*, vol. 13, n.º 3, pp. 696-731, 2025, doi: 10.3934/energy.2025025.

- [36] P. Fernández-Arias *et al.*, «On Green Hydrogen Generation Technologies: A Bibliometric Review», *Appl. Sci.*, vol. 14, n.º 6, mar. 2024, doi: 10.3390/app14062524.
- [37] E. Curcio, «Techno-economic analysis of hydrogen production: Costs, policies, and scalability in the transition to net-zero», *Int. J. Hydrog. Energy*, vol. 128, pp. 473-487, may 2025, doi: 10.1016/j.ijhydene.2025.04.013.
- [38] M. C. Arcos-Presedo, A. Arcos-Vargas, M. C. Arcos-Presedo, y A. Arcos-Vargas, «Optimizing Green Hydrogen Cost with PV Energy and Storage», *Energies*, vol. 18, n.º 21, oct. 2025, doi: 10.3390/en18215765.
- [39] B. Steffen, M. Beuse, P. Tautorat, y T. S. Schmidt, «Experience Curves for Operations and Maintenance Costs of Renewable Energy Technologies», *Joule*, vol. 4, n.º 2, pp. 359-375, feb. 2020, doi: 10.1016/j.joule.2019.11.012.
- [40] M. Shahabuddin, M. A. Rhamdhani, G. A. Brooks, M. Shahabuddin, M. A. Rhamdhani, y G. A. Brooks, «Technoeconomic Analysis for Green Hydrogen in Terms of Production, Compression, Transportation and Storage Considering the Australian Perspective», *Processes*, vol. 11, n.º 7, jul. 2023, doi: 10.3390/pr11072196.
- [41] «Cost-competitive green hydrogen: how to lower the cost of electrolyzers?», Oxford Institute for Energy Studies. Accedido: 2 de enero de 2026. [En línea]. Disponible en: <https://www.oxfordenergy.org/publications/cost-competitive-green-hydrogen-how-to-lower-the-cost-of-electrolysers/>
- [42] A. Franco, C. Giovannini, A. Franco, y C. Giovannini, «Recent and Future Advances in Water Electrolysis for Green Hydrogen Generation: Critical Analysis and Perspectives», *Sustainability*, vol. 15, n.º 24, dic. 2023, doi: 10.3390/su152416917.
- [43] T. Roeder, A. Rosenstiel, N. Monnerie, y C. Sattler, «Impact of expected cost reduction and lifetime extension of electrolysis stacks on hydrogen production costs», *Int. J. Hydrog. Energy*, ago. 2024, doi: 10.1016/j.ijhydene.2024.08.015.
- [44] A. Odenweller y F. Ueckerdt, «The green hydrogen ambition and implementation gap», *Nat. Energy*, vol. 10, n.º 1, pp. 110-123, ene. 2025, doi: 10.1038/s41560-024-01684-7.

- [45] B. Valdehita, «Repsol cancela su planta de hidrógeno verde en Puertollano», Hidrogeno verde. Accedido: 2 de enero de 2026. [En línea]. Disponible en: <https://hidrogeno-verde.es/repsol-cancela-planta-hidrogeno-verde-puertollano/>
- [46] S. Shanian y O. Savadogo, «Techno economic analysis of electrolytic hydrogen production by alkaline and PEM electrolyzers using MCDM methods», *Discov. Energy*, vol. 4, n.º 1, p. 23, oct. 2024, doi: 10.1007/s43937-024-00036-6.
- [47] R. Louli, S. Giurgea, I. Salhi, S. Laghrouche, y A. Djerdir, «A Critical Review of Green Hydrogen Production by Electrolysis: From Technology and Modeling to Performance and Cost», *Energies*, vol. 19, n.º 1, dic. 2025, doi: 10.3390/en19010059.
- [48] International Renewable Energy Agency (IRENA), «Renewable Technology Innovation Indicators: Mapping progress in costs, patents and standards». Abu Dhabi, United Arab Emirates: IRENA, 2022. [En línea]. Disponible en: <https://www.irena.org/Publications/2022/Mar/Renewable-Technology-Innovation-Indicators>.
- [49] B. Herczeg y É. Pintér, «The Nexus between Wholesale Electricity Prices and the Share of Electricity Production from Renewables: An Analysis with and without the Impact of Time of Distress», *Energies*, vol. 17, n.º 4, feb. 2024, doi: 10.3390/en17040857.
- [50] D. Franzmann *et al.*, «Green hydrogen cost-potentials for global trade», *Int. J. Hydrog. Energy*, vol. 48, n.º 85, pp. 33062-33076, oct. 2023, doi: 10.1016/j.ijhydene.2023.05.012.