



MÁSTER EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE MÁSTER OPTIMIZACIÓN ECONÓMICA DEL HIDRÓGENO VERDE

Autor: Marta Álvarez Coedo

Director: Jaime Navarro Ocón

Madrid

Julio de 2026

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título

Optimización económica del hidrógeno verde

en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el

curso académico 2025/26 es de mi autoría, original e inédito y

no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos.

El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido

tomada de otros documentos está debidamente referenciada.

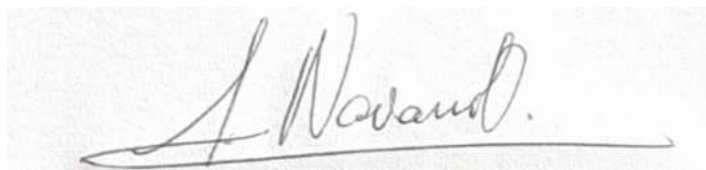


Fdo.: Marta Álvarez Coedo

Fecha: 24 / 06 / 2026

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO



Fdo.: Jaime Navarro Ocón

Fecha: 25 / 06 / 2026



MÁSTER EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE MÁSTER OPTIMIZACIÓN ECONÓMICA DEL HIDRÓGENO VERDE

Autor: Marta Álvarez Coedo
Director: Jaime Navarro Ocón

Madrid
Julio de 2026

Agradecimientos

Quisiera expresar mi más sincero agradecimiento a todas las personas que han contribuido al desarrollo de este proyecto y me han acompañado a lo largo de esta etapa.

En primer lugar, deseo agradecer a mi director de trabajo de fin de máster por su orientación, disponibilidad y valiosos consejos durante todo el proceso de investigación. Su apoyo y dedicación han sido fundamentales para la realización de este trabajo. Asimismo, me gustaría agradecer a los profesores y al personal de ICAI por la formación recibida durante estos años, que ha sido clave para mi desarrollo tanto académico como personal.

Gracias especialmente mi familia por su apoyo incondicional, su confianza y su cariño.

Por último, gracias a mis amigos y compañeros, tanto en España como en Italia, por acompañarme durante esta etapa, compartir los buenos y los difíciles momentos, y hacer de esta experiencia un camino mucho más enriquecedor.

OPTIMIZACIÓN ECONÓMICA DE LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO VERDE

Autor: Álvarez Coedo, Marta.

Director: Navarro Ocón, Jaime.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

Este trabajo desarrolla un modelo de optimización tecno-económica de la cadena de valor del hidrógeno verde en España con horizonte 2030, cubriendo producción por electrólisis, logística multimodal y asignación sectorial entre ocho sectores demandantes. El modelo obtiene un LCOH base de 3,71 €/kg para electrólisis alcalina y un mínimo de 3,04 €/kg para electrólisis de óxido sólido en su punto de operación óptimo. En el escenario base 2030, la brecha de competitividad con el hidrógeno gris se reduce a 0,32 €/kg, con un valor socioeconómico total del sistema de 295,6 M€/año y 3,0 Mt de CO₂ evitadas anualmente.

Palabras clave: hidrógeno verde, electrólisis, LCOH, optimización tecno-económica, España 2030, logística multimodal, asignación sectorial.

1. Introducción

El hidrógeno verde, producido mediante electrólisis del agua con electricidad renovable, es un vector energético con huella de carbono nula en el uso final, con aplicaciones en sectores de difícil descarbonización directa (refinería, química, siderurgia y transporte pesado). En 2024, la demanda mundial de hidrógeno alcanzó casi 100 Mt, pero más del 96 % proviene de combustibles fósiles. [1] El plan REPowerEU (2022) establece un objetivo de producción de 10 Mt/año de H₂ renovable en la UE para 2030. [2] España ocupa una posición favorable en este contexto por su elevado recurso solar (1.800–2.200 kWh/m²/año en el sur peninsular) y precios de PPA solar de 28–40 €/MWh en 2024. [3] La Hoja de Ruta del Hidrógeno Renovable (MITECO, 2020) fija el objetivo de 4 GW de capacidad de electrólisis y 300 kt/año de H₂ verde para 2030. [4] Sin embargo, la brecha de competitividad entre el LCOH actual del H₂ verde (3–7 €/kg) y el H₂ gris (2–3 €/kg) sigue siendo el principal obstáculo para el despliegue a escala. [1]

2. Definición del Proyecto

El objetivo general es desarrollar un modelo de optimización tecno-económica integrado que cubra la cadena de valor completa del H₂ verde en España (producción, logística y asignación sectorial) y permita cuantificar el LCOH bajo escenarios realistas, identificar óptimos económicos y formular recomendaciones de política pública verificables. Se definen seis objetivos específicos (OE1–OE6): (OE1) caracterizar el LCOH base por tecnología; (OE2) optimizar el factor de carga CF*; (OE3) evaluar tres escenarios 2030; (OE4) seleccionar el modo de transporte óptimo por distancia; (OE5) asignar la producción disponible entre sectores demandantes maximizando el valor socioeconómico; y (OE6) formular recomendaciones de política cuantificadas. El alcance comprende cuatro tecnologías de electrólisis (AEL, PEM, AEM, SOEC), una planta de referencia de 100 MW, cuatro modos logísticos y ocho sectores demandantes, con horizonte 2026–2030.

3. Descripción del modelo/sistema/herramienta

El modelo se implementa en una hoja de cálculo Excel con parámetros centralizados en la hoja, cinco módulos de optimización encadenados y un dashboard de resultados. La arquitectura se muestra en la Figura 1.



Figura 1. Arquitectura del modelo de optimización (OPT-1 a OPT-5). Todos los módulos comparten la hoja 1_INPUTS.

El módulo OPT-1 formula el LCOH como suma de CAPEX anualizado (CRF), OPEX fijo, coste de reposición del stack y coste eléctrico, modelizando este último mediante una función merit-order $P_e(CF)=P_{\min}+\Delta P \cdot CF^{\alpha}$ que captura la convexidad de la curva de duración de precios del mercado ibérico (OMIE 2024). OPT-2 extiende el análisis a un análisis de sensibilidad tipo tornado y tres escenarios 2030 (conservador, base, optimista). OPT-3 selecciona el modo de transporte de menor coste para cada par (distancia, volumen) entre cuatro modos: camión GH₂, tubería nueva, tubería reconvertida y NH₃ marítimo. OPT-4 resuelve la asignación óptima de 300 kt/año entre ocho sectores mediante la maximización de $\text{MAX } \sum_i [\text{Margen}_i + \lambda \cdot \text{CO}_2_i] \cdot Q_i$ sujeto a restricciones de demanda máxima y producción disponible, con λ igual al precio del EU-ETS (65 €/t en el escenario base). OPT-5 integra los resultados anteriores obteniendo el LCOH entregado end-to-end para siete rutas de suministro.

4. Resultados

La Figura 2 recoge los resultados cuantitativos principales del modelo.

Indicador / Tecnología	AEL	PEM	AEM	SOEC
LCOH base CF=0,50 (€/kg)	3,713	3,906	4,186	3,472
CF* óptimo	0,55	0,60	0,60	0,65

LCOH* en CF* (€/kg)	3,241	3,408	3,665	3,035
LCOH base 2030 (€/kg)	3,467	3,617	4,060	3,337
LCOH optimista 2030 (€/kg)	1,737	2,509	2,838	2,351
RESULTADOS INTEGRADOS DEL SISTEMA (AEL, escenario base)				
LCOH entregado mínimo (R1 on-site)	4,213 €/kg		CO₂ evitado (300 kt H₂)	3,0 Mt/año
Valor socioeconómico total	295,6 M€/año		Subsidio necesario (base)	96 M€/año

Figura 2. Resultados principales del modelo por tecnología y escenario

El resultado metodológico más relevante es el óptimo interior de SOEC: con $CF^*=0,65$ se obtiene $LCOH^*=3,035$ €/kg, inferior al que resultaría de operar al máximo técnico ($CF=0,75 \rightarrow 3,073$ €/kg). Este resultado, imposible de detectar con modelos de precio de electricidad fijo, tiene implicaciones directas sobre el diseño de plantas y los contratos PPA. [5] En el análisis de escenarios, la brecha de competitividad con el H₂ gris efectivo con EU-ETS (3,15 €/kg) se reduce a 0,32 €/kg en el escenario base 2030, que se puede cerrar con primas Hydrogen Bank de 0,32 €/kg (96 M€/año). En el escenario optimista, el LCOH de AEL alcanza 1,74 €/kg, por debajo del objetivo europeo de 2 €/kg. [2] La asignación sectorial óptima concentra el 47 % de la producción en refinería y química (140 kt/año) por su alta demanda, reservando el 12 % a movilidad (transporte pesado + ferroviario) por su mayor margen unitario. El valor socioeconómico total asciende a 295,6 M€/año, de los cuales 173,9 M€ corresponden al valor climático de los 2,676 Mt CO₂ evitados anualmente. En logística, la tubería reconvertida desde la red de gas natural de Enagás domina en todo el territorio doméstico (hasta ~950 km) con un coste de 0,05 €/kg·100 km, frente al camión (0,30 €/kg·100 km). [3]

5. Conclusiones

El modelo demuestra que el H₂ verde en España es técnica y económicamente viable en el escenario base 2030, con una brecha de competitividad de 0,32 €/kg que puede cerrarse con instrumentos ya disponibles (Hydrogen Bank, EU-ETS) y sin necesidad de apoyo estructural permanente. Las tres recomendaciones de mayor impacto son: (1) facilitar el acceso a PPAs solares directos con exención de peajes de red, dado que el precio de la electricidad es el parámetro de mayor impacto (0,52 €/kg por cada 10 €/MWh); (2) acelerar la reconversión de la red de gasoductos de Enagás hacia el H₂, que ofrece una ventaja logística de 6:1 sobre el camión; y (3) fijar la prima Hydrogen Bank en 0,32 €/kg (96 M€/año para 300 kt), calibrada al escenario base para maximizar el volumen adjudicado a proyectos españoles en las subastas europeas. La contribución original de este trabajo respecto a la literatura es la combinación de tres elementos: un modelo integrado con trazabilidad completa de cada parámetro, la identificación del CF^* interior de SOEC mediante el modelo merit-order de precio eléctrico, y la formulación de la asignación sectorial como problema de maximización del valor socioeconómico ponderado por el precio del carbono.

6. Referencias

- [1] IEA. Global Hydrogen Review 2025. Paris, 2025.
- [2] European Commission. REPowerEU Plan, COM(2022) 230. Brussels, 2022.
- [3] Enagás. Plan de Transición OTH. Madrid, diciembre 2025.
- [4] MITECO. Hoja de Ruta del Hidrógeno Renovable en España. Madrid, 2020.
- [5] JRC. Water electrolysis and hydrogen in the EU: Status Report 2024. JRC138243. Luxembourg, 2024.
- [6] ACER. European Hydrogen Markets 2025. Ljubljana, 2025.
- [7] AeH2. Informe Censo de Proyectos de Hidrógeno Renovable en España. Madrid, 2023.

ECONOMIC OPTIMISATION OF GREEN HYDROGEN PRODUCTION

Author: Álvarez Coedo, Marta

Supervisor: Navarro Ocón, Jaime

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

ABSTRACT

This work develops a techno-economic optimisation model for the green hydrogen value chain in Spain with a 2030 horizon, covering electrolysis-based production, multimodal logistics and sectoral allocation across eight demand sectors. The model yields a base LCOH of 3.71 €/kg for alkaline electrolysis and a minimum of 3.04 €/kg for solid oxide electrolysis at its optimal operating point. Under the 2030 base scenario, the competitiveness gap with grey hydrogen narrows to 0.32 €/kg, with a total socioeconomic value of 295.6 M€/year and 3.0 Mt of CO₂ avoided annually.

Keywords: green hydrogen, electrolysis, LCOH, techno-economic optimisation, Spain 2030, multimodal logistics, sectoral allocation.

1. Introduction

Green hydrogen, produced by water electrolysis using renewable electricity, is an energy vector with zero carbon footprint at the point of use, with applications in sectors that are difficult to decarbonise directly; refining, chemicals, steelmaking and heavy transport. In 2024, global hydrogen demand reached nearly 100 Mt, but more than 96% comes from fossil fuels. [1] The REPowerEU plan (2022) sets a target of 10 Mt/year of renewable H₂ production in the EU by 2030. [2] Spain is well positioned in this context due to its high solar resource (1,800–2,200 kWh/m²/year in the southern peninsula) and solar PPA prices of 28–40 €/MWh in 2024. [3] The Renewable Hydrogen Roadmap (MITECO, 2020) sets a target of 4 GW of electrolysis capacity and 300 kt/year of green H₂ by 2030. [4] However, the competitiveness gap between the current LCOH of green H₂ (3–7 €/kg) and grey H₂ (2–3 €/kg) remains the main barrier to large-scale deployment. [1]

2. Project definition

The overall objective is to develop an integrated techno-economic optimisation model covering the full green H₂ value chain in Spain (production, logistics and sectoral allocation) enabling quantification of the LCOH under realistic scenarios, identification of economic optima and the formulation of verifiable policy recommendations. Six specific objectives are defined (SO1–SO6): (SO1) characterise the base LCOH by technology; (SO2) optimise the capacity factor CF*; (SO3) evaluate three 2030 scenarios; (SO4) select the optimal transport mode by distance; (SO5) allocate available production across demand sectors maximising socioeconomic value; and (SO6) formulate quantified policy recommendations. The scope covers four electrolysis technologies (AEL, PEM, AEM, SOEC), a 100 MW reference plant, four logistics modes and eight demand sectors, over the 2026–2030 horizon.

3. Model description

The model is implemented in an Excel spreadsheet with parameters centralised, five chained optimisation modules and a results dashboard. The architecture is shown in Figure 1.

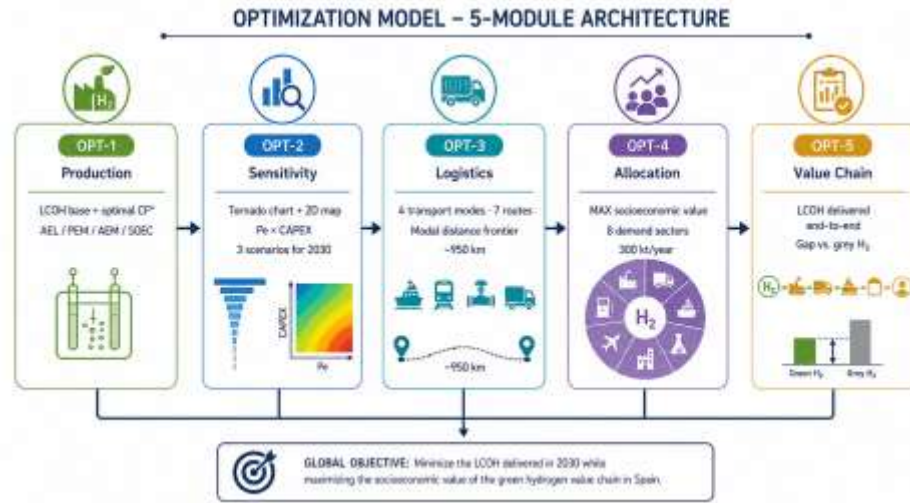


Figure 1. Optimisation model architecture (OPT-1 to OPT-5)

Module OPT-1 formulates the LCOH as the sum of annualised CAPEX (CRF), fixed OPEX, stack replacement cost and electricity cost, modelling the latter through a merit-order function $P_e(CF) = P_{\min} + \Delta P \cdot CF^\alpha$ that captures the convexity of the price duration curve of the Iberian electricity market (OMIE 2024). OPT-2 extends the analysis to a tornado-type sensitivity analysis and three 2030 scenarios (conservative, base, optimistic). OPT-3 selects the lowest-cost transport mode for each (distance, volume) pair across four modes: compressed GH_2 truck, new dedicated pipeline, repurposed pipeline and maritime NH_3 . OPT-4 solves the optimal allocation of 300 kt/year across eight sectors by maximising $\text{MAX } \sum_i [\text{Margin}_i + \lambda \cdot \text{CO}_2_i] \cdot Q_i$ subject to maximum demand and available production constraints, with λ equal to the EU-ETS carbon price (65 €/t in the base scenario). OPT-5 integrates the preceding results to obtain the end-to-end delivered LCOH for seven supply routes.

4. Resultados

Figure 2 summarises the main quantitative results of the model.

Indicator / Technology	AEL	PEM	AEM	SOEC
Base LCOH CF=0.50 (€/kg)	3,713	3,906	4,186	3,472
Optimal CF*	0,55	0,60	0,60	0,65
LCOH* at CF* (€/kg)	3,241	3,408	3,665	3,035
Base 2030 LCOH (€/kg)	3,467	3,617	4,060	3,337
Optimistic 2030 LCOH (€/kg)	1,737	2,509	2,838	2,351
Integrated system results (AEL, base scenario)				
Minimum delivered LCOH (R1 on-site)	4,213 €/kg		CO ₂ avoided (300 kt H ₂)	3,0 Mt/year
Total socioeconomic value	295,6 M€/year		Required subsidy (base)	96 M€/year

Figure 2. Main model results by technology and scenario

The most relevant methodological result is the interior optimum of SOEC: at CF*=0.65 a LCOH* of 3.035 €/kg is obtained, lower than the value resulting from operating at the technical maximum (CF=0.75; 3.073 €/kg). This result, undetectable with fixed electricity price models, has direct implications for plant design and PPA contracts. [5] In the scenario analysis, the competitiveness gap with effective grey H₂ including EU-ETS (3.15 €/kg) narrows to 0.32 €/kg in the 2030 base scenario, closable with Hydrogen Bank premiums of 0.32 €/kg (96 M€/year). In the optimistic scenario, the AEL LCOH reaches 1.74 €/kg, below the European target of 2 €/kg. [2] The optimal sectoral allocation concentrates 47% of production in refining and chemicals (140 kt/year) for their high demand capacity, reserving 12% for mobility (heavy transport + rail) for their higher unit margin. Total socioeconomic value amounts to 295.6 M€/year, of which 173.9 M€ corresponds to the climate value of the 2.676 Mt CO₂ avoided annually. In logistics, the repurposed pipeline from Enagás's natural gas network dominates across the entire domestic territory (up to ~950 km) at a cost of 0.05 €/kg·100 km, compared to 0.30 €/kg·100 km for truck. [3]

5. Conclusions

The model demonstrates that green H₂ in Spain is technically and economically viable in the 2030 base scenario, with a competitiveness gap of 0.32 €/kg that can be closed using instruments already available (Hydrogen Bank, EU-ETS) without the need for

permanent structural support. The three highest-impact recommendations are: (1) facilitating access to direct solar PPAs with network tariff exemptions, given that electricity price is the highest-impact parameter (0.52 €/kg per 10 €/MWh); (2) accelerating the repurposing of the Enagás pipeline network for H₂, which offers a 6:1 logistics cost advantage over truck transport; and (3) setting the Hydrogen Bank premium at 0.32 €/kg (96 M€/year for 300 kt), calibrated to the base scenario to maximise the volume awarded to Spanish projects in European auctions. The original contribution of this work relative to the existing literature lies in the combination of three elements: an integrated model with complete parameter traceability, the identification of the interior CF* optimum for SOEC through the merit-order electricity price model, and the formulation of sectoral allocation as a socioeconomic value maximisation problem weighted by the carbon price.

6. Referencias

- [1] IEA. Global Hydrogen Review 2025. Paris, 2025.
- [2] European Commission. REPowerEU Plan, COM(2022) 230. Brussels, 2022.
- [3] Enagás. Plan de Transición OTH. Madrid, diciembre 2025.
- [4] MITECO. Hoja de Ruta del Hidrógeno Renovable en España. Madrid, 2020.
- [5] JRC. Water electrolysis and hydrogen in the EU: Status Report 2024. JRC138243. Luxembourg, 2024.
- [6] ACER. European Hydrogen Markets 2025. Ljubljana, 2025.
- [7] AeH2. Informe Censo de Proyectos de Hidrógeno Renovable en España. Madrid, 2023.

Índice de la memoria

Capítulo 1. Introducción	8
1.1 Motivación del proyecto.....	8
Capítulo 2. Estado del arte	12
2.1 Visión global del sector del hidrógeno bajo en carbono	12
2.2 Tecnologías de electrólisis: madurez, rendimiento y tendencias	13
2.2.1 Electrólisis alcalina (AEL).....	13
2.2.2 Membrana de intercambio de protones (PEM).....	14
2.2.3 Membrana de intercambio aniónico (AEM).....	15
2.2.4 Electrólisis de óxido sólido (SOEC).....	16
2.3 Costes y viabilidad económica: LCOH y sus determinantes.....	16
2.4 Infraestructura logística y modos de transporte.....	18
2.5 Demanda sectorial y mercados emergentes en España y Europa	19
2.6 Marco regulatorio: REPowerEU, Hydrogen Bank y normativa española.....	20
2.7 Síntesis crítica: brechas en la literatura y contribución original de este TFM.....	22
Capítulo 3. Objetivos y metodología.....	24
3.1 Objetivos específicos (OE1–OE6)	24
3.2 Descripción general de la metodología de optimización.....	25
3.3 Arquitectura del modelo: módulos OPT-1 a OPT-5.....	27
3.4 Fuentes de datos y parámetros de entrada	28
3.4.1 Parámetros tecnológicos de electrolizadores.....	28
3.4.2 Parámetros económicos del proyecto.....	29
3.4.3 Parámetros logísticos y de demanda.....	30
3.5 Supuestos y limitaciones del modelo	31
3.6 Plan de trabajo (Diagrama de Gantt).....	32
Capítulo 4. Modelo de optimización: Producción (opt-1).....	34
4.1 Formulación del Coste Nivelado del Hidrógeno (LCOH).....	34
4.1.1 CAPEX anualizado y Capital Recovery Factor (CRF)	36
4.1.2 OPEX fijo y coste de reposición de stack.....	37
4.1.3 Coste eléctrico: modelo merit-order de precio en función del CF.....	38

4.2	LCOH base por tecnología (CF de referencia = 0,50).....	39
4.3	Optimización del factor de carga (CF*): búsqueda del óptimo interior	40
4.3.1	Curva LCOH(CF) por tecnología	40
4.3.2	Resultados: CF* y LCOH* óptimos	41
4.3.3	El óptimo interior de SOEC: interpretación económica	43
4.4	Descomposición del LCOH por componente de coste	44
4.5	Indicadores climáticos: CO ₂ evitado y coste de abatimiento	45
Capítulo 5.	Análisis de sensibilidad y análisis 2030.....	48
5.1	Variables críticas: análisis univariante de sensibilidad	48
5.2	Mapa de sensibilidad bidimensional: precio de electricidad × CAPEX.....	50
5.3	Umbral de competitividad frente al hidrógeno gris	52
5.4	Análisis de escenarios 2030	53
5.4.1	Escenario conservador.....	53
5.4.2	Escenario base 2030.....	54
5.4.3	Escenario optimista.....	54
5.5	Cumplimiento de la restricción de CO ₂ por escenario	56
5.6	Implicaciones para la política de incentivos: Hydrogen Bank y CfD	57
Capítulo 6.	Logística OPT-3.....	60
6.1	Modos de transporte considerados y parámetros de coste.....	60
6.1.1	Camión GH ₂ comprimido (350 bar).....	61
6.1.2	Gasoducto nuevo dedicado a hidrógeno	62
6.1.3	Gasoducto reconvertido desde red de gas natural.....	62
6.1.4	Transporte marítimo como amoníaco (NH ₃)	62
6.2	Función de coste logístico en función de la distancia	63
6.3	Frontera de cambio modal: distancia de equilibrio	64
6.4	LCOH entregado por ruta y modo.....	65
6.5	Comparativa de las siete rutas de suministro modelizadas.....	66
6.6	Implicaciones para la localización óptima de plantas en España	68
Capítulo 7.	Asignación opt-4.....	70
7.1	Sectores demandantes y sus parámetros económicos.....	70
7.2	Función objetivo: maximización del valor neto socioeconómico	72
7.3	Restricciones del problema	72

7.3.1 Restricción de demanda máxima.....	73
7.3.2 Restricción de producción disponible	73
7.3.3 Compatibilidad tecnológica y pureza.....	73
7.4 Resultados de la asignación óptima.....	73
7.4.1 Sectores de alta prioridad: transporte, acero y ferroviario.....	75
7.4.2 Sectores industriales volumétricos: refinería y química	75
7.4.3 Sectores con margen negativo: exportación y generación.....	75
7.5 CO ₂ evitado total y valor climático de la asignación	76
7.6 Sensibilidad de la asignación al precio del CO ₂ (EU-ETS)	77
7.7 Discusión integrada: implicaciones de la asignación óptima	78
Capítulo 8. Cadena de valor.....	80
8.1 Síntesis de resultados de producción: los cuatro electrolizadores.....	80
8.2 LCOH entregado end-to-end por ruta de suministro	81
8.3 Comparativa por escenario tecno-económico	83
8.4 Brecha de competitividad con el hidrógeno gris y precio sombra del carbono.....	85
8.5 Discusión integrada: producción + logística + sector + cadena de valor	86
Capítulo 9. Discusión y recomendaciones estratégicas.....	89
9.1 Síntesis de resultados y hallazgos principales	89
9.2 Posición competitiva de España en el contexto europeo	91
9.3 Recomendaciones de política pública	92
9.3.1 Priorización tecnológica: AEL a corto plazo, SOEC como vector de largo plazo	94
9.3.2 Diseño de mecanismos de apoyo a la demanda	94
9.3.3 Planificación de infraestructura logística.....	95
9.4 Limitaciones del estudio y líneas de investigación futura.....	95
9.5 Alineación con los ODS 7, 9, 11, 12 y 13	96
Capítulo 10. Conclusiones.....	98
10.1 Conclusiones respecto a cada objetivo específico	98
10.2 Reflexión final.....	100
Capítulo 11. Bibliografía.....	102
1. ANEXO I.....	104

Índice de figuras

Figura 1: Esquema de electrólisis alcalina	14
Figura 2: Esquema de electrólisis de membrana de intercambio de protones.....	15
Figura 3: Esquema de electrólisis de membrana de intercambio aniónico.....	15
Figura 4: Esquema electrólisis de óxido sólido	16

Índice de tablas

Tabla 1: Objetivos específicos del TFM y capítulo en el que se desarrollan.	24
Tabla 2: Arquitectura del modelo de optimización: módulos OPT-1 a OPT-5.....	27
Tabla 3: Parámetros tecnológicos de referencia por tecnología de electrólisis (escenario 2026 conservador)	29
Tabla 4: Diagrama de Gantt del TFM (diciembre 2025 a mayo 2026)	32
Tabla 5: Nomenclatura y definición de variables del módulo OPT-1	34
Tabla 6: Resultados del LCOH base para las cuatro tecnologías de electrólisis ($CF_{ref} = 0,50$, $P = 100$ MW, $WACC = 7\%$)	39
Tabla 7: Factor de carga óptimo (CF^*), LCOH mínimo ($LCOH^*$) y precio eléctrico asociado (P_e^*) por tecnología.....	42
Tabla 8: . Descomposición del LCOH por componente (%) en $CF_{ref} = 0,50$ y CF^* para las cuatro tecnologías	44
Tabla 9: Indicadores climáticos por tecnología: CO_2 evitado anual y coste de abatimiento ($CF_{ref} = 0,50$ y CF^*).....	46
Tabla 10: Análisis de sensibilidad tipo tornado: impacto de cada parámetro sobre el LCOH de AEL ($CF_{ref} = 0,50$). Verde: $LCOH < 3,15$ €/kg (competitivo con EU-ETS actual). Rojo: $LCOH > 3,50$ €/kg (no competitivo sin subsidio significativo)	48
Tabla 11: Mapa bidimensional de sensibilidad del LCOH de AEL (€/kg) en función del precio de electricidad y el CAPEX ($CF = 0,50$, $WACC = 7\%$). Verde: $LCOH < 3,15$ €/kg (competitivo con EU-ETS a 65 €/t CO_2). Amarillo: 3,15–3,50 €/kg (brecha pequeña, cierra con EU-ETS 2030). Rojo: $> 3,50$ €/kg (requiere subsidio adicional)	50
Tabla 12: Parámetros de los tres escenarios 2030 para España.....	53
Tabla 13: LCOH resultante por tecnología y escenario 2030, y evaluación de competitividad frente al H_2 gris efectivo (con EU-ETS). Verde: competitivo sin subsidio. Amarillo: brecha marginal. Rojo: requiere subsidio.....	55
Tabla 14: Verificación de la restricción climática de CO_2 y cuantificación del subsidio necesario por escenario.....	56

Tabla 15: Instrumentos de política pública y su implicación cuantitativa para el hidrógeno verde en España según el modelo OPT-2.....	57
Tabla 16: Parámetros logísticos del modelo OPT-3.....	60
Tabla 17: Coste de transporte por modo (€/kg) en función de la distancia.....	63
Tabla 18: LCOH entregado (€/kg) para AEL y PEM en función de la distancia, utilizando el modo de transporte óptimo en cada caso.....	65
Tabla 19: Siete rutas de suministro: descomposición del LCOH entregado (€/kg) por componente.....	67
Tabla 20: Parámetros de demanda y margen bruto por sector	70
Tabla 21: Asignación sectorial óptima de los 300 kt/año de H ₂ verde disponibles. El valor climático se calcula con $P_{CO_2} = 65$ €/t (EU-ETS base 2024).....	74
Tabla 22: Sensibilidad del valor total y la asignación óptima al precio del EU-ETS, para los sectores con margen económico negativo	77
Tabla 23: LCOH base (CF=0,50) y LCOH óptimo (CF*) para las cuatro tecnologías.....	80
Tabla 24: Descomposición del LCOH entregado (€/kg) por componente para las siete rutas de suministro. Ordenadas de menor a mayor LCOH entregado.....	81
Tabla 25: LCOH entregado (€/kg) por ruta y escenario.....	83
Tabla 26: Brecha de competitividad por ruta frente al H ₂ gris y precio sombra del carbono necesario para igualar la paridad calculado sobre el escenario base 2026	85
Tabla 27: Síntesis de resultados por objetivo específico (OE1–OE6)	89
Tabla 28: Posicionamiento competitivo de España frente al norte de Europa en producción de H ₂ verde. Fuentes: resultados del modelo (España), JRC 2024 e IEA GHR 2025 (resto de Europa)	91
Tabla 29: Recomendaciones estratégicas cuantificadas, impacto LCOH derivado del análisis de sensibilidad del modelo	92
Tabla 30: Alineación del TFM con los ODS.....	97
Tabla 31: Parámetros tecnológicos del electrolizador (escenario 2026 - conservador)	104
Tabla 32: Parámetros económicos generales del proyecto.....	106
Tabla 33: Parámetros logísticos de transporte y almacenamiento.....	108
Tabla 34: Parámetros de demanda sectorial - España 2030	110

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

En 2024, la demanda mundial de hidrógeno alcanzó casi 100 millones de toneladas, con un crecimiento del 2% respecto al año anterior impulsado principalmente por usos industriales consolidados: refinado de petróleo, producción de amoníaco y síntesis de metanol. Sin embargo, más del 96% de esa producción proviene del reformado de gas natural o la gasificación de carbón, lo que conlleva una huella de carbono estimada en torno a 900 millones de toneladas de CO₂ anuales [1].

Esta situación plantea una tensión relevante para la política energética y climática. El hidrógeno es una materia prima de amplio uso industrial, y un vector con potencial para descarbonizar sectores difíciles de electrificar directamente, como la siderurgia, la química de alta temperatura o el transporte pesado de largo recorrido, pero su producción actual es mayoritariamente de origen fósil.

El hidrógeno verde, que es el producido mediante electrólisis del agua con electricidad renovable, ofrece una alternativa de huella de carbono nula en el uso final, pero a un coste de producción todavía superior al del hidrógeno convencional. Reducir esa diferencia de coste y cuantificar en qué condiciones es viable hacerlo en España es el objeto de este Trabajo de Fin de Máster.

1.1 MOTIVACIÓN DEL PROYECTO

El hidrógeno verde, ofrece una solución técnicamente madura para romper la dependencia del hidrógeno fósil. Su huella de carbono en el uso final es cero, su energía específica (120 MJ/kg) supera a la de cualquier combustible fósil, y puede transportarse por gasoductos, almacenarse a gran escala y suministrarse a sectores industriales que no pueden electrificarse directamente [2]. Los llamados sectores “difíciles de electrificar” (refinado de petróleo, producción de amoníaco, siderurgia, transporte pesado de larga distancia) representan en torno al 30% de las emisiones globales de CO₂ y no tienen una vía de descarbonización

profunda sin el hidrógeno verde. No es una alternativa entre muchas, en muchos casos, es la única.

Sin embargo, la promesa del hidrógeno verde choca con una realidad económica incómoda. El Coste Nivelado del Hidrógeno (LCOH) de producción por electrólisis se sitúa actualmente entre 3 y 7 €/kg en Europa, dependiendo del recurso renovable disponible y el coste del capital, mientras que el hidrógeno gris cuesta entre 2 y 3 €/kg [2]. Esta brecha de 1 a 4 €/kg puede parecer pequeña en términos relativos, pero a escala industrial supone cientos de millones de euros de diferencia anual; suficientes para que ningún inversor privado asuma el riesgo sin garantías adicionales. La producción de hidrógeno renovable creció un 10% en 2024, pero sigue representando menos del 1% del total global [1]. El *gap* entre las ambiciones declaradas y la realidad desplegada es enorme.

España se encuentra en una posición singular ante este reto. Con una irradiación solar media de 1.800 a 2.200 kWh por metro cuadrado al año en el sur peninsular (entre las más altas de Europa continental) y precios de contratos PPA de energía solar que ya alcanzan los 28 - 40 €/MWh en 2024, el país reúne las condiciones necesarias para producir hidrógeno verde a costes competitivos en el contexto europeo. [14] No es una ventaja marginal: el diferencial de coste estimado frente al norte de Europa oscila entre 0,8 y 1,5 €/kg, suficiente para convertir a España en un potencial exportador neto de energía limpia hacia el centro del continente. A ello se añade una posición geográfica estratégica, puerta de entrada a Europa desde el Atlántico y el Mediterráneo, y una red de gasoductos de 11.000 km gestionada por Enagás que podría reconvertirse para transportar hidrógeno a bajo coste. [11]

La Hoja de Ruta del Hidrógeno Renovable del Gobierno español (MITECO, 2020) traza un camino ambicioso: 4 GW de capacidad de electrólisis instalada y 300.000 toneladas anuales de hidrógeno renovable para 2030, una inversión pública y privada estimada de 9.000 a 11.000 millones de euros. A nivel europeo, el plan REPowerEU (2022) establece objetivos más ambiciosos: 10 millones de toneladas anuales de producción propia en la UE y otras 10 millones de importación para 2030. El Hydrogen Bank europeo ya ha celebrado su primera

subasta en 2024, asignando 720 millones de euros para apoyar 1,58 millones de toneladas de hidrógeno verde durante diez años.

Sin embargo, existe una distancia significativa entre los objetivos declarados en los planes estratégicos y la situación real del despliegue. En 2024, la capacidad de electrólisis instalada en España no superaba los 50 MW, muy por debajo del objetivo de 4 GW fijado por la Hoja de Ruta del Hidrógeno de 2020 [9] (elevado posteriormente a 11 GW en la actualización del PNIEC 2023-2030), y a escala europea la IEA estima que solo el 12% de los proyectos con objetivo 2030 tienen ya una Decisión Final de Inversión asegurada. [1] Los planes citan rangos de LCOH de 1,5 a 2,5 €/kg para 2030 que son teóricamente alcanzables pero que asumen simultáneamente una caída del CAPEX de electrolizadores del 50 - 70%, precios de PPA solares de 20 - 25 €/MWh y un coste de capital del 5%: tres condiciones optimistas que podrían no materializarse al mismo tiempo y al mismo ritmo. [2]

Ante este panorama, la pregunta que impulsa este proyecto es: ¿cuánto cuesta realmente producir, transportar y entregar hidrógeno verde al consumidor industrial en España, bajo parámetros realistas y verificables de mercado, y cómo se puede optimizar esa cadena de valor para maximizar el beneficio económico y climático por euro invertido? Esa es la pregunta que necesitan responder los inversores, los reguladores y las empresas industriales para tomar decisiones en los próximos 24 meses.

La motivación de fondo es, por tanto, triple. En primer lugar, económica: la industria española (refinerías, plantas químicas, siderurgia emergente) necesita saber si el hidrógeno verde puede ser competitivo sin subsidio permanente y en qué condiciones, para poder firmar contratos de suministro que den viabilidad a las plantas de producción. En segundo lugar, climática: la sustitución de 300.000 toneladas anuales de hidrógeno gris por hidrógeno verde del orden de 2,7 - 3,0 Mt de CO₂ al año (según se asuma un factor de 9 kg CO₂/kg H₂, valor de la Hoja de Ruta española [9], o de 10 kg, referencia JRC [2]), contribuyendo directamente a los compromisos de España bajo el Acuerdo de París y el paquete *Fit for 55* de la UE. Y en tercer lugar, metodológica: la literatura académica carece de modelos integrados que combinen en un único marco consistente la optimización de la producción, la logística

multimodal y la asignación sectorial del hidrógeno para el caso español, un aspecto que este proyecto aborda.

Existe además un hallazgo metodológico que hace este problema especialmente interesante desde el punto de vista de la ingeniería de optimización. Si el precio de la electricidad no es fijo, sino una función creciente del nivel de utilización del electrolizador (curva *merit-order*), entonces existe un factor de carga óptimo CF^* para cada tecnología que minimiza el LCOH.

Para abordar estas preguntas, se ha desarrollado un modelo de optimización tecno-económico en cinco módulos encadenados, denominados OPT-1 a OPT-5, implementado en una hoja de cálculo Excel con parámetros centralizados y trazabilidad completa de cada fórmula a su fuente bibliográfica. El modelo cubre cuatro tecnologías de electrólisis (AEL, PEM, AEM y SOEC), cuatro modos de transporte (camión, tubería nueva, tubería reconvertida y amoníaco marítimo), ocho sectores demandantes y tres escenarios para el horizonte 2030. Los resultados, que se desarrollan en detalle en los Capítulos 4 a 9 permiten responder con precisión cuantitativa a las preguntas planteadas.

El presente capítulo enmarca el trabajo en su contexto económico, tecnológico y regulatorio. El Capítulo 2 desarrolla el estado del arte de las tecnologías de electrólisis, los costes de referencia publicados en la literatura y el marco logístico y de demanda. El Capítulo 3 formaliza la metodología de los cinco módulos de optimización y los parámetros de entrada del modelo. Los Capítulos 4 a 8 presentan los resultados de cada módulo, y el Capítulo 9 integra los hallazgos en recomendaciones de política pública cuantificadas. Las conclusiones se recogen en el Capítulo 10.

Capítulo 2. ESTADO DEL ARTE

2.1 VISIÓN GLOBAL DEL SECTOR DEL HIDRÓGENO BAJO EN CARBONO

El hidrógeno es el elemento más abundante del universo, pero en la Tierra apenas existe en estado libre: prácticamente toda la producción actual se obtiene a partir de combustibles fósiles mediante reformado de gas natural (SMR) o gasificación de carbón. En 2024, la demanda mundial de hidrógeno alcanzó casi 100 millones de toneladas, con un crecimiento del 2% respecto a 2023, impulsado principalmente por usos tradicionales: refinado de petróleo, producción de amoníaco y metanol. [1] Esta cifra ilustra la magnitud del sector, no obstante, refleja una realidad relevante: más del 96% de esa producción es de origen fósil, con una huella de carbono estimada en 900 Mt de CO₂ equivalente al año. [4]

Los nuevos usos energéticos (transporte pesado, siderurgia, generación eléctrica) representan todavía menos del 1% de la demanda mundial, [1] lo que indica que la adopción en sectores emergentes se encuentra todavía en etapas iniciales. Sin embargo, la producción de hidrógeno renovable o de baja emisión creció un 10% en 2024, aunque sigue representando menos del 1% de la producción global [1]: Este contraste entre el dinamismo de los anuncios y la lentitud del despliegue real caracteriza el momento actual del sector.

Existen señales positivas: el número de proyectos que superan la Decisión Final de Inversión (FID) aumenta progresivamente, y los costes de electrolizadores han caído entre un 40% y un 60% en la última década gracias a las economías de escala y la maduración tecnológica. [3] No obstante, también se ha producido recientemente una ola de retrasos y cancelaciones de proyectos en Europa y América del Norte, motivada por la incertidumbre en la demanda, marcos regulatorios incompletos y costes de capital más elevados de lo previsto. [1] La IEA (2025) estima que, si solo se materializan los proyectos con FID asegurado, la capacidad de hidrógeno renovable en 2030 cubriría únicamente un 12 % de los objetivos globales declarados. [1]

China domina la fabricación y el despliegue: concentra el 65% de la capacidad global instalada o en construcción de electrolizadores y produjo 36,5 Mt de hidrógeno en 2024, aunque casi en su totalidad a partir de carbón. [1] En Europa, el contexto es diferente: la regulación es más ambiciosa (REPowerEU, Hydrogen Bank, Delegated Acts de la Comisión Europea sobre RFNBO) pero la brecha entre los objetivos declarados y la capacidad efectivamente instalada es considerable: en 2024 se instalaron 308 MW de electrólisis en la UE, frente a los 40 GW previstos para 2030. [10] Cerrar esa brecha requiere acelerar tanto la inversión privada como el desarrollo de mercados de demanda garantizada.

2.2 TECNOLOGÍAS DE ELECTRÓLISIS: MADUREZ, RENDIMIENTO Y TENDENCIAS

La electrólisis del agua es el proceso central para la producción de hidrógeno verde. Consiste en descomponer el agua (H_2O) en hidrógeno (H_2) y oxígeno (O_2) mediante electricidad. La reacción global es: $H_2O \rightarrow H_2 + \frac{1}{2}O_2$ ($\Delta H = +286$ kJ/mol en condiciones estándar). El rendimiento energético del proceso depende críticamente de la tecnología de membrana, la temperatura de operación y la densidad de corriente aplicada. A continuación, se revisan las cuatro tecnologías consideradas en este TFM.

2.2.1 ELECTRÓLISIS ALCALINA (AEL)

La electrólisis alcalina es la tecnología más madura y con mayor historial de operación industrial, con instalaciones a gran escala desde la década de 1920. Utiliza un electrolito líquido de KOH o NaOH (20 - 30% en peso) y opera típicamente entre 60 °C y 90 °C. Su TRL (*Technology Readiness Level*) es 9, lo que significa que está plenamente comercializada. [2] El consumo eléctrico específico se sitúa en torno a 50 - 55 kWh/kg H_2 en sistemas actuales de gran escala, con proyecciones de mejora hasta 45 - 48 kWh/kg para 2030. [2]

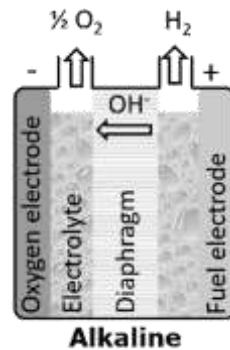


Figura 1: Esquema de electrólisis alcalina

Sus principales ventajas son el menor coste de CAPEX (en torno a 800 - 1.200 €/kW en instalaciones >100 MW en 2024), la ausencia de metales nobles en los electrodos y la larga vida útil del *stack* (>70.000 horas). [3] Sus limitaciones incluyen una respuesta dinámica más lenta que PEM, lo que dificulta el seguimiento directo de fuentes renovables variables, y la necesidad de purificación del hidrógeno producido para alcanzar las purificaciones requeridas en movilidad (>99,97 %). [5] En España, la mayoría de los proyectos de gran escala (>100 MW) optan por AEL precisamente por su madurez y su menor coste unitario. [10]

2.2.2 MEMBRANA DE INTERCAMBIO DE PROTONES (PEM)

Los electrolizadores PEM utilizan una membrana polimérica sólida (típicamente Nafion®) como electrolito y operan a temperaturas entre 50 °C y 80 °C. Su TRL es también 9, con una penetración comercial significativa en aplicaciones de pequeña y mediana escala. [2] El consumo eléctrico específico es ligeramente más bajo que AEL en condiciones óptimas: 48 - 52 kWh/kg H₂, con objetivos de 43 - 45 kWh/kg para 2030 según el DOE. [4]

Las ventajas de PEM son su excelente capacidad de respuesta dinámica (puede seguir fluctuaciones de potencia de segundos), su alta pureza de salida (>99,999 %) y su mayor densidad de potencia, que resulta en un menor *footprint* físico. [2] Sus inconvenientes son el mayor coste de CAPEX (1.000 - 1.400 €/kW en 2024) por el uso de catalizadores de platino e iridio, y una vida útil del *stack* algo menor (50.000 - 60.000 horas) frente a AEL. [3] PEM

domina en instalaciones medianas y en aplicaciones que requieren acoplamiento directo con generación solar o eólica variable. [10]

2.2.3 MEMBRANA DE INTERCAMBIO ANIÓNICO (AEM)

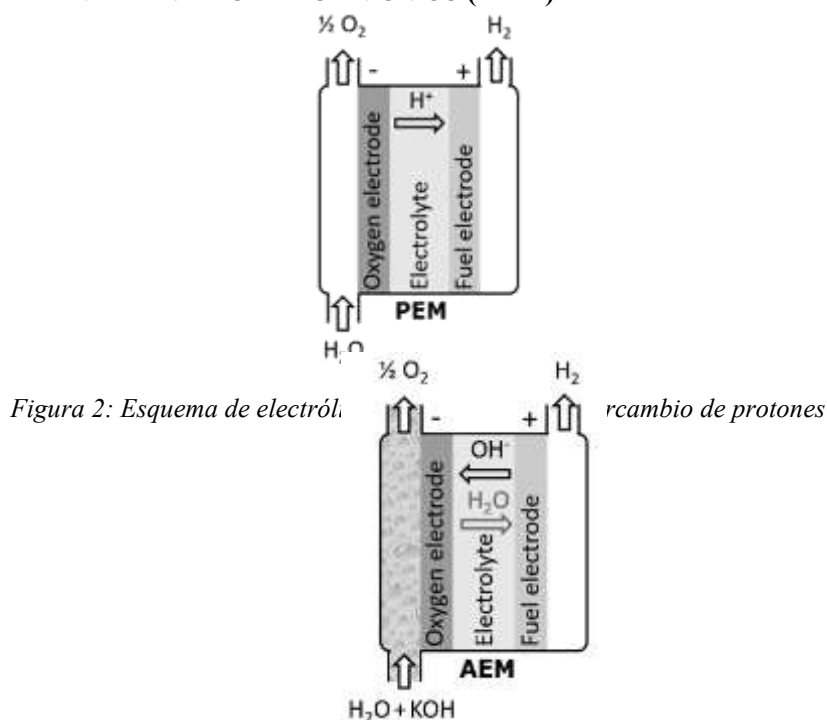


Figura 3: Esquema de electrolisis de membrana de intercambio aniónico

La electrolisis AEM representa una tecnología híbrida que combina la ausencia de metales nobles de AEL con la arquitectura de membrana sólida y la respuesta dinámica de PEM. Opera con membranas de intercambio aniónico y puede funcionar con agua pura o soluciones diluidas de álcali. [2] Su TRL actual es 5 - 6, situándose en fase de demostración y primeros proyectos piloto comerciales. [5]

El consumo eléctrico estimado es de 50 - 55 kWh/kg H₂, comparable a AEL, y el CAPEX potencial a largo plazo podría ser inferior al de PEM al no requerir materiales nobles. [4] Sin embargo, la durabilidad de las membranas AEM sigue siendo un desafío: la degradación de la membrana bajo operación alcalina limita la vida útil del *stack* a valores actuales de 30.000 - 35.000 horas, [2] frente a las 60.000 - 70.000 horas de AEL. La literatura técnica reciente

apunta a AEM como la tecnología con mayor potencial de reducción de costes a largo plazo, si se resuelven los problemas de durabilidad de membrana. [5]

2.2.4 ELECTRÓLISIS DE ÓXIDO SÓLIDO (SOEC)

La electrólisis de óxido sólido opera a alta temperatura (700 - 900 °C), aprovechando el calor industrial disponible para reducir el consumo eléctrico específico hasta valores de 34 - 40 kWh/kg H₂, notablemente inferiores a las tecnologías de baja temperatura. [5] Su TRL es 7, con proyectos piloto demostrativos en operación (Haldor Topsoe, Sunfire) y primeras instalaciones comerciales a pequeña escala. [5]

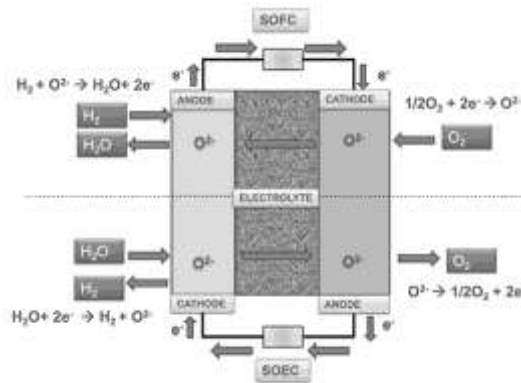


Figura 4: Esquema electrólisis de óxido sólido

La ventaja energética de SOEC es relevante: al operar a alta temperatura, parte de la energía necesaria para la disociación del agua puede aportarse en forma de calor (más barato que la electricidad), mejorando la eficiencia eléctrica del sistema. [3] El CAPEX actual es elevado (1.200 - 1.500 €/kW en 2024) y la vida útil del *stack* es aún corta (25.000 - 35.000 horas) por la degradación térmica de los materiales cerámicos. [2] No obstante, su integración con procesos industriales de alta temperatura (como plantas de acero, refinerías o reactores nucleares de IV generación) ofrece sinergias que ninguna otra tecnología puede replicar. [5]

2.3 COSTES Y VIABILIDAD ECONÓMICA: LCOH Y SUS DETERMINANTES

El Coste Nivelado del Hidrógeno (LCOH, por sus siglas en inglés *Levelized Cost of Hydrogen*) es el indicador estándar para comparar la competitividad de diferentes vías de producción. Se define como el cociente entre la suma de todos los costes actualizados

(CAPEX, OPEX, electricidad, reposición de *stack*) y la producción total actualizada de H₂ a lo largo de la vida del proyecto: [2]

$$\text{LCOH} = (\text{CAPEX} \cdot \text{CRF} + \text{OPEX}_{\text{fijo}} + C_{\text{eléctrico}} + C_{\text{stack}}) / \text{Producción}_{\text{anual}}$$

Los dos determinantes principales del LCOH en electrólisis son el precio de la electricidad ($C_{\text{eléctrico}}$) y el CAPEX del sistema. La contribución relativa de cada uno varía con el factor de carga (CF): a bajos factores de utilización (<25 - 30%), la amortización del CAPEX domina; a utilizaciones altas, el coste eléctrico (principal componente del OPEX variable) se vuelve preponderante. [2] Esta dinámica es central para la optimización del CF* que se desarrolla en este TFM.

En términos de costes actuales, el observatorio CETO del JRC estima que el LCOH del hidrógeno renovable en Europa osciló entre 3,1 €/kg (escenarios favorables con eólica barata en el norte de Europa) y 4,4 €/kg (solar PV en el sur, con condiciones óptimas) durante 2022-2024, con una media europea cercana a 6 - 7 €/kg al considerar el conjunto de proyectos reales. [2] Estas cifras contrastan con el objetivo de la Comisión Europea de alcanzar un LCOH de 2 €/kg para 2030, lo que subraya el desafío tecnológico y económico que se afronta. [7]

Los costes de CAPEX de electrolizadores a escala (100 - 200 MW) se sitúan en 2024 entre 1.050 €/kW (AEL) y 1.400 €/kW (SOEC) para sistemas completos, incluyendo *Balance of Plant* (BoP). [2] Un análisis de proyectos reales en Países Bajos (esquema SDE++) publicado por el JRC mostró costes CAPEX de 2.630-3.050 €/kW en 2022, [2] muy superiores a los supuestos optimistas de algunos planes estratégicos, evidenciando que las economías de escala aún no se han materializado plenamente. Las trayectorias de aprendizaje publicadas por IEA y IRENA proyectan reducciones del 30 - 60% en CAPEX entre 2024 y 2030, condicionadas a que los volúmenes de despliegue aumenten significativamente. [3]

El precio de la electricidad es el factor de mayor impacto en proyectos con alto CF. En España, los contratos PPA (*Power Purchase Agreement*) con energía solar se sitúan en 2024 entre 28 y 45 €/MWh, y los PPAs eólicos entre 30 y 50 €/MWh. [10] El precio *spot* medio

del mercado ibérico (OMIE) fue de aproximadamente 55 - 60 €/MWh en 2024, aunque con alta volatilidad estacional. [14] Estos rangos son los que se emplean como parámetros de referencia en el análisis de sensibilidad del Capítulo 5.

La perspectiva a medio plazo es favorable. IEA (2025), IRENA (2024) y el Hydrogen Council coinciden en que el LCOH del hidrógeno renovable podría converger con el del hidrógeno gris en regiones con excelente recurso renovable (incluyendo el sur de España) hacia 2030 - 2035, siempre que se consoliden los mecanismos de apoyo a la demanda. [1] [3] El Hydrogen Bank europeo, cuya primera subasta en 2024 asignó 720 M€ para apoyar 1,58 Mt de H₂ verde durante 10 años, es el instrumento más relevante para acelerar este proceso. [6]

2.4 INFRAESTRUCTURA LOGÍSTICA Y MODOS DE TRANSPORTE

El hidrógeno es un gas de baja densidad energética volumétrica (3 kWh/Nm³ a condiciones estándar, frente a 10 kWh/Nm³ del gas natural), lo que plantea desafíos logísticos sustanciales. A diferencia de los combustibles fósiles, no existe una infraestructura de transporte consolidada para el hidrógeno a gran escala. Las principales opciones disponibles o en desarrollo son cuatro: camiones de hidrógeno comprimido, gasoductos nuevos dedicados, reconversión de gasoductos existentes de gas natural y transporte marítimo como vector derivado (principalmente amoníaco). [15]

El transporte en camión cisterna de hidrógeno comprimido (GH₂, 350 bar) es hoy la opción más extendida para volúmenes moderados y distancias cortas. Su coste ronda los 0,20-0,50 €/kg por cada 100 km recorridos, con una capacidad típica por camión de 300-500 kg de H₂. [15] Para distancias superiores a 200-300 km o volúmenes >50 t/día, la economía del camión se deteriora rápidamente frente al gasoducto. [12]

Los gasoductos dedicados de hidrógeno representan la opción más eficiente para grandes volúmenes y largas distancias. El coste de transporte varía entre 0,10 y 0,40 €/kg/100 km según el diámetro y el nivel de utilización del gasoducto. [15] Europa ya planifica una red troncal de hidrógeno (European Hydrogen Backbone, EHB), que prevé 53.000 km de

gasoductos de H_2 para 2040, el 60 % de ellos reconvertidos desde infraestructura de gas natural existente. [12] El proyecto H2Med, corredor de hidrógeno entre la Península Ibérica y Francia mediante una conexión submarina entre Barcelona y Marsella (BarMar), previsto para 2030, contribuiría a posicionar a España como exportador de hidrógeno verde hacia el centro de Europa [13]

La reconversión de gasoductos de gas natural existentes es una opción de menor coste de inversión (estimado en 10 - 30% del coste de un gasoducto nuevo de igual capacidad), aunque requiere modificaciones en compresores, sellos y materiales para evitar la fragilización por hidrógeno (*hydrogen embrittlement*). [12] Enagás, gestor de la red de transporte de gas natural en España, ha publicado su Plan de Transición para evaluar la viabilidad técnica y económica de reconvertir su red de 11.000 km para su uso con hidrógeno. [11]

El transporte marítimo de hidrógeno resulta viable cuando se convierte previamente a un vector derivado de mayor densidad energética. El amoníaco verde (NH_3) es actualmente el candidato preferido para rutas de exportación intercontinentales: puede transportarse en buques criogénicos convencionales (ya empleados para amoníaco fósil) y reconvertirse a H_2 en el destino o utilizarse directamente como combustible en navegación o generación eléctrica. [3] El coste total del ciclo de conversión-transporte-reconversión de H_2 a NH_3 y de vuelta a H_2 añade entre 1,0 y 2,5 €/kg al LCOH de producción, dependiendo de la distancia. [15]

2.5 DEMANDA SECTORIAL Y MERCADOS EMERGENTES EN ESPAÑA Y EUROPA

La demanda actual de hidrógeno en Europa se concentra mayoritariamente en sectores industriales tradicionales: refino de petróleo (~56% del consumo europeo), producción de amoníaco (~24%), metanol y otros productos químicos (~12%) y usos menores en industrias de alimentos, vidrio y electrónica. [2] Todos ellos consumen hidrógeno de origen fósil y son, por tanto, candidatos inmediatos a la sustitución por hidrógeno renovable.

En España, el consumo de hidrógeno se sitúa en torno a 500.000 t/año, empleadas casi íntegramente como materia prima en refinerías y plantas químicas. [10] La Hoja de Ruta del Hidrógeno Renovable del Gobierno español (2020) identifica 17 proyectos industriales como candidatos prioritarios: el 67% orientado a refino y petroquímica, el 15 % a producción de amoníaco y el resto a vidrio, cerámica, alimentación y combustibles sintéticos. [10] Si los proyectos en cartera se materializaran en su totalidad, se podrían generar ~300.000 t/año de H₂ renovable a partir de 2026, equivalentes al 60% del consumo actual de hidrógeno gris en España. [10]

Más allá de los usos industriales consolidados, emergen mercados nuevos con elevada incertidumbre de demanda. El transporte pesado (camiones de largo recorrido, autobuses, trenes) es el sector con mayor tracción regulatoria a corto plazo: la Hoja de Ruta española prevé 150 autobuses de hidrógeno y al menos 100 hidrogeneras operativas para 2030. [10] El transporte ferroviario ya cuenta con proyectos piloto activos (Renfe, CAF) en líneas no electrificadas, y la siderurgia (producción de acero mediante reducción directa de hierro, DRI-H₂) es el sector con mayor potencial de descarbonización profunda, dado que el acero convencional mediante horno de arco o alto horno emite ~1,8 t CO₂/t acero. [3]

La incertidumbre de la demanda es el riesgo sistémico más mencionado en la literatura, pues muchas industrias están en fases de prueba con H₂, pero no han comprometido consumos a gran escala. [2] Este desajuste entre oferta potencial creciente y demanda asegurada justifica la intervención regulatoria, cuotas de uso obligatorio (RFNBO en la Directiva de Energías Renovables RED III), contratos por diferencia (CfD) del Hydrogen Bank, y también la necesidad de un modelo de asignación sectorial como el que se desarrolla en el Capítulo 7 de este TFM, que permita priorizar económicamente los usos de mayor valor socioeconómico. [7]

2.6 MARCO REGULATORIO: REPOWEREU, HYDROGEN BANK Y NORMATIVA ESPAÑOLA

El marco regulatorio europeo ha evolucionado rápidamente en los últimos años, constituyendo uno de los principales determinantes del atractivo inversor en hidrógeno

renovable. Los elementos clave son: el plan REPowerEU (2022), que elevó el objetivo de producción de H₂ renovable en la UE a 10 Mt/año para 2030 más otras 10 Mt de importación; [7] los Reglamentos Delegados (*Delegated Acts*) de la Comisión Europea sobre combustibles renovables de origen no biológico (RFNBO), que establecen los criterios de adicionalidad, correlación temporal y correlación geográfica que debe cumplir la electricidad empleada para que el H₂ resultante sea calificado como renovable; [7] y la Directiva revisada sobre energías renovables RED III (Directiva 2023/2413), que fija cuotas obligatorias de uso de RFNBO en industria (42 % para 2030) y transporte. [7]

El Hydrogen Bank europeo, gestionado por el Banco Europeo de Inversiones (BEI), es el instrumento de apoyo a la demanda más relevante. Su primer mecanismo de subasta competitiva (2024) asignó 720 M€ para apoyar 1,58 Mt de H₂ verde durante 10 años, con un precio medio de prima de 0,48 €/kg. [11] Una segunda subasta de 1.200 M€ fue anunciada para finales de 2024. [11] Estos mecanismos actúan como un CfD implícito: garantizan al productor la diferencia entre el LCOH real y el precio de mercado del H₂, reduciendo el riesgo de demanda y facilitando la financiación.

En el ámbito español, la Hoja de Ruta del Hidrógeno Renovable (2020) y el PNIEC 2021-2030 establecen un objetivo de 4 GW de capacidad instalada de electrólisis para 2030, con una inversión pública y privada estimada de 8.900-10.800 M€. [11] Enagás, como gestor de la red de transporte, tiene un papel central en la planificación de infraestructura de H₂ y en la participación española en el Proyecto de Interés Común Europeo H2Med. [11] El Real Decreto 376/2022 sobre criterios de sostenibilidad y reducción de emisiones de GEI transpone parcialmente los *Delegated Acts* de la Comisión y establece el marco de certificación del H₂ renovable producido en España. [11]

Un elemento regulatorio de creciente importancia es el sistema EU-ETS (régimen de comercio de derechos de emisión de la UE). El precio del carbono en 2024 se situó entre 55 y 70 €/t CO₂, con proyecciones de la IEA para 2030 en el rango de 80 - 100 €/t CO₂ bajo el escenario de Emisiones Netas Cero (NZE). [1] A esos niveles de precio de carbono, la competitividad del H₂ renovable frente al hidrógeno gris (sin CCS) mejora sustancialmente,

ya que el SMR emite aproximadamente 10 kg CO₂/kg H₂, lo que equivale a un coste de carbono implícito de 0,55-1,00 €/kg H₂ a los precios actuales y proyectados del ETS. [2]

2.7 SÍNTESIS CRÍTICA: BRECHAS EN LA LITERATURA Y CONTRIBUCIÓN ORIGINAL DE ESTE TFM

La revisión del estado del arte permite identificar varias brechas que este TFM se propone cubrir:

- Integración de la cadena de valor completa en un único modelo. La literatura existente sobre LCOH optimizado (IEA, JRC, IRENA) se centra típicamente en la producción, o bien en la logística, o bien en la asignación sectorial, pero raramente articula los tres eslabones en un modelo consistente y verificable. Este TFM desarrolla cinco módulos de optimización encadenados (OPT-1 a OPT-5) que comparten los mismos parámetros de entrada centralizados, garantizando la coherencia interna de los resultados.
- Aplicación al contexto específico de España con horizonte 2030. La mayor parte de los análisis de referencia emplean parámetros europeos medios que no capturan las condiciones particulares de España: precios PPA de electricidad solar y eólica, estructura de la red de gasoductos de Enagás, demanda industrial por regiones y los objetivos concretos de la Hoja de Ruta española. Este TFM calibra todos los parámetros con fuentes específicas del mercado español.
- Optimización explícita del factor de carga con modelo *merit-order* de precio eléctrico. La mayoría de los análisis de LCOH asumen un precio de electricidad fijo o un coste medio anual. Este TFM modela el precio de electricidad como función creciente y convexa del factor de carga (curva *merit-order*), lo que permite identificar

el factor de carga óptimo (CF^*) para cada tecnología como un problema de minimización bien planteado.

- Asignación sectorial como problema de optimización con función objetivo socioeconómica. Frente a los análisis cualitativos o de ranking simple, este TFM formula la asignación de H_2 entre sectores como un problema de programación que maximiza el valor neto socioeconómico (margen económico más valor climático asociado al CO_2 evitado), sujeto a restricciones de capacidad y demanda máxima.
- Transparencia y reproducibilidad del modelo.

Capítulo 3. OBJETIVOS Y METODOLOGÍA

Este capítulo establece el marco formal del TFM: los objetivos específicos que guían el trabajo, la lógica metodológica que articula los cinco módulos de optimización, los parámetros de entrada del modelo y las hipótesis asumidas. Se incluye también el plan de trabajo temporal mediante un diagrama de Gantt.

3.1 OBJETIVOS ESPECÍFICOS (OE1–OE6)

El objetivo general de este TFM es desarrollar un modelo de optimización tecno-económica de la cadena de valor del hidrógeno verde en España con horizonte 2030, que permita identificar las condiciones óptimas de producción, transporte y asignación sectorial y extraer recomendaciones de política pública cuantitativas. Este objetivo general se desglosa en seis objetivos específicos (OE) articulados de forma secuencial, cada uno alimentando al siguiente:

Tabla 1: Objetivos específicos del TFM y capítulo en el que se desarrollan.

OE	Nombre	Descripción	Capítulo
OE1	Línea base cuantitativa	Caracterizar el estado tecnológico y económico actual del H ₂ verde en España: tecnologías disponibles, rangos de LCOH, capacidades instaladas y consumo por sector.	Cap. 2 y 4
OE2	Modelo de optimización de producción	Desarrollar y validar el módulo OPT-1 de minimización del LCOH en función del factor de carga y la tecnología de electrólisis, incorporando un modelo merit-order de precio eléctrico.	Cap. 4

OE3	Escenarios 2030 y sensibilidad	Evaluar la viabilidad económica del H ₂ verde bajo tres escenarios (conservador, base, optimista) y analizar la sensibilidad del LCOH a los parámetros críticos (precio de electricidad, CAPEX, WACC).	Cap. 5
OE4	Optimización logística multimodal	Determinar el modo de transporte de H ₂ óptimo (camión, gasoducto nuevo, reconversión, NH ₃ marítimo) en función de la distancia y el volumen, obteniendo el LCOH entregado para las rutas relevantes en España.	Cap. 6
OE5	Asignación sectorial óptima	Resolver el problema de asignación de la producción disponible entre sectores demandantes, maximizando el valor neto socioeconómico ponderado por el CO ₂ evitado.	Cap. 7
OE6	Recomendaciones estratégicas	Formular recomendaciones de política pública y estrategia industrial alineadas con los ODS y el marco regulatorio europeo, a partir de los resultados integrados de los módulos OPT-1 a OPT-5.	Cap. 9

La secuencia OE1 a OE6 es deliberada: la caracterización tecnológica y la modelización de producción son el cimiento sobre el que se construyen el análisis logístico y la asignación sectorial. No es posible calcular el LCOH entregado (OE4) sin haber calculado primero el LCOH de producción (OE2) y el coste de transporte por modo (OE4). Del mismo modo, las recomendaciones estratégicas (OE6) sólo son defendibles si están respaldadas por el análisis cuantitativo integrado de OE2 a OE5.

3.2 DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA METODOLOGÍA DE OPTIMIZACIÓN

La metodología de este TFM es de naturaleza tecno-económica analítica, implementada en un modelo de optimización basado en hoja de cálculo Excel. Se adopta un enfoque de optimización paramétrica discreta: en lugar de resolver un único problema de programación matemática con todas las variables simultáneamente, el modelo se estructura en módulos

secuenciales que resuelven subproblemas bien definidos, cuyos outputs se transfieren como inputs al módulo siguiente. Esta arquitectura modular tiene tres ventajas prácticas para un TFM de estas características:

- Transparencia y auditabilidad: cada fórmula es visible, documentada y verificable por el tribunal.
- Flexibilidad paramétrica: modificar un input en la hoja centralizada (1_INPUTS) se propaga automáticamente a todos los módulos, facilitando el análisis de escenarios.
- Extensibilidad: es posible añadir nuevos módulos (por ejemplo, análisis de ciclo de vida o restricciones de agua) sin reescribir el modelo completo.

El problema de optimización central de cada módulo se formula como sigue:

En OPT-1, el subproblema es de minimización continua del LCOH(CF) respecto al factor de carga $CF \in [CF_{\min}, CF_{\max}]$, donde $CF_{\max}$ es la restricción técnica de cada tecnología. La función objetivo es convexa en el dominio de interés (consecuencia de la estructura cuadrática del modelo *merit-order* de precio eléctrico), lo que garantiza la existencia de un único mínimo global. Se resuelve mediante búsqueda en tabla con paso $\Delta CF = 0,05$.

En OPT-3, el subproblema es de selección discreta del modo de transporte de menor coste total para un par (distancia, volumen) dado, resolviendo $\min_m \{C_{\text{transporte}_m(d, Q)}\}$ para $m \in \{\text{camión, gasoducto nuevo, gasoducto reconvertido, NH}_3 \text{ marítimo}\}$.

En OPT-4, el subproblema es de programación lineal entera que maximiza el valor neto socioeconómico: $\text{MAX } \sum_i (\text{Margen}_i + \lambda \cdot \text{CO}_2_{\text{evitado}_i}) \cdot Q_i$ sujeto a $Q_i \leq D_i^{\max}$ (demanda máxima del sector i) y $\sum_i Q_i \leq Q_{\text{total}}$ (producción disponible). Se resuelve mediante la regla greedy de mérito decreciente (equivalente al óptimo de la programación lineal cuando los márgenes son constantes y las restricciones no son binding simultáneamente), con verificación de la restricción de capacidad total.

Los datos de partida provienen íntegramente de fuentes primarias de referencia internacional (JRC, IEA, IRENA, DOE, Oeko-Institut, ACER, Enagás) y se actualizan al año 2024 como año de referencia, con proyecciones para 2030 donde la literatura las ofrece. Los parámetros se centralizan en la hoja 1_INPUTS del modelo, desde la cual todas las demás hojas extraen sus valores mediante vínculos directos, garantizando la consistencia interna y la trazabilidad de cada cálculo.

3.3 ARQUITECTURA DEL MODELO: MÓDULOS OPT-1 A OPT-5

El modelo se implementa en un libro Excel de 10 hojas. La hoja 0_PORTADA documenta el propósito del modelo, la versión y el control de cambios. La hoja 1_INPUTS centraliza todos los parámetros de entrada. Las hojas 2 a 9 implementan los módulos de optimización y el dashboard de resultados. La tabla siguiente resume la función de cada módulo:

Tabla 2: Arquitectura del modelo de optimización: módulos OPT-1 a OPT-5

Módulo	Nombre	Función	Inputs clave	Output principal
OPT-1	LCOH base y CF óptimo	Minimiza el LCOH para cada tecnología en función del CF, con modelo merit-order de $Pe(CF)$.	CAPEX, OPEX, Pe , WACC, CF	CF*, LCOH*, descomposición de costes
OPT-2	Escenarios y sensibilidad	Evalúa el LCOH bajo tres escenarios (conservador/base/optimista) y mapas 2D de sensibilidad.	Rangos CAPEX, Pe , WACC	Rangos de LCOH, umbral de competitividad
OPT-3	Logística multimodal	Selecciona el modo de transporte óptimo y calcula el coste logístico por ruta y distancia.	Distancia, volumen, costes por modo	LCOH entregado (€/kg) por ruta

OPT-4	Asignación sectorial	Maximiza el valor neto socioeconómico asignando la producción disponible entre sectores demandantes.	Precios de venta, demandas máx., LCOH entregado	Asignación óptima (kt/año), valor total (M€/año)
OPT-5	Cadena de valor completa	Integra los resultados de OPT-1 a OPT-4 para obtener el LCOH entregado end-to-end por ruta.	Outputs de OPT-1 a OPT-4	LCOH entregado total y brecha de competitividad

El flujo de información entre módulos sigue la lógica de la cadena de valor del hidrógeno: la producción (OPT-1) determina el LCOH de fábrica, la logística (OPT-3) añade el coste de transporte hasta el punto de consumo, y la asignación sectorial (OPT-4) decide cómo distribuir el hidrógeno disponible entre usos competidores para maximizar el valor generado. OPT-5 ensambla este flujo para obtener el LCOH entregado end-to-end por ruta.

3.4 FUENTES DE DATOS Y PARÁMETROS DE ENTRADA

La totalidad de los parámetros de entrada se documenta en la hoja 1_INPUTS del modelo, organizada en cuatro bloques: (A) parámetros tecnológicos de electrolizadores, (B) parámetros económicos generales, (C) parámetros logísticos y (D) parámetros de demanda sectorial. A continuación se describen los valores empleados y sus fuentes.

3.4.1 PARÁMETROS TECNOLÓGICOS DE ELECTROLIZADORES

Los parámetros tecnológicos determinan el rendimiento energético, la inversión requerida y los costes de operación de cada tecnología de electrólisis. Se emplean valores correspondientes al escenario conservador 2026 (instalaciones actualmente en diseño o construcción), con fuentes JRC 2024, IEA GHR 2025 y DOE 2024:

Tabla 3: Parámetros tecnológicos de referencia por tecnología de electrólisis (escenario 2026 conservador)

Parámetro	Unidad	AEL	PEM	AEM	SOEC
CAPEX sistema (2026)	€/kW	1.050	1.200	1.250	1.400
Fracción CAPEX del stack	—	0,35	0,38	0,36	0,40
OPEX fijo	% CAPEX/año	3,0 %	3,5 %	3,5 %	4,0 %
Consumo eléctrico	kWh/kg H ₂	52	50	51	38
Vida útil del stack	horas	70.000	60.000	35.000	30.000
Vida útil del sistema	años	20	20	15	15
CF máximo técnico	—	0,65	0,60	0,60	0,75
Coste reposición stack	% CAPEX_stack/evento	30 %	35 %	40 %	45 %

Siendo las fuentes: CAPEX y consumo eléctrico de JRC (2024) [10] y DOE (2024) [10]; vida útil del stack de IEA GHR (2025) [1] y Oeko-Institut (2025) [10]; fracción de stack y coste de reposición de JRC WP2024. [10] La potencia de referencia del electrolizador es 100 MW, escala consistente con los proyectos industriales identificados en España por AeH2 (2023). [10]

3.4.2 PARÁMETROS ECONÓMICOS DEL PROYECTO

Los parámetros económicos generales definen el entorno financiero y de mercado en el que opera la planta de producción:

- WACC real: 7 %, valor conservador para proyectos de hidrógeno renovable en España según IEA (2024). El rango analizado en sensibilidad es 4-10 %.

- Precio de electricidad base (P_e): 40 €/MWh, representativo de contratos PPA solar en España 2024 (rango 28-45 €/MWh según AleaSoft 2024). Para el modelo merit-order de OPT-1 se emplean $P_{\min} = 20$ €/MWh y $\Delta P = 40$ €/MWh con exponente $\alpha = 1,8$.
- Precio del CO₂ (EU-ETS): 65 €/t en el escenario base 2024, con proyecciones de 80-100 €/t para 2030 según IEA NZE.
- Factor de emisión del H₂ gris (SMR): 10 kg CO₂/kg H₂, valor de referencia JRC 2023.
- Precio del H₂ gris de referencia: 2,50 €/kg, nivel 2024 con gas natural a ~25-30 €/MWh. Empleado como benchmark de competitividad.
- Vida económica del proyecto: 20 años para AEL y PEM; 15 años para AEM y SOEC, coherente con las menores vidas útiles de sus *stacks* y con la práctica estándar de financiación de proyectos renovables en España.

3.4.3 PARÁMETROS LOGÍSTICOS Y DE DEMANDA

Los parámetros logísticos siguen la revisión de Solomon et al. (2024) para el coste del camión y los estudios del European Hydrogen Backbone (2024) y Enagás (2025) para los gasoductos:

- Camión GH₂ 350 bar: 0,30 €/kg·100 km de coste variable; coste fijo de 120.000 €/camión·año. Capacidad de 350 kg/camión.
- Gasoducto nuevo dedicado: coste de inversión de 1,5 M€/km para DN200 (diámetro nominal 200 mm); coste de transporte resultante de 0,08 - 0,15 €/kg/100 km a plena capacidad.
- Gasoducto reconvertido: inversión de conversión de 0,25 - 0,40 M€/km (20-30 % del coste de gasoducto nuevo), con costes operativos similares al gasoducto dedicado.
- Transporte como NH₃: coste de conversión H₂ a NH₃ de 0,30 €/kg H₂ equivalente; coste de transporte marítimo de 0,10 €/kg H₂ equivalente por 1.000 km; coste de reconversión NH₃ a H₂ en destino de 0,40 €/kg H₂.

Los parámetros de demanda sectorial se obtienen de la Hoja de Ruta española (MITECO 2020), el informe de AeH2 (2023) y la estimación propia del modelo para el año 2030:

- Producción total disponible: 300.000 t H₂/año, equivalente al 60% del consumo actual de H₂ gris en España y consistente con los proyectos en cartera según AeH2 (2023).
- Sectores modelizados: refinería (demanda máx. 250 kt/año), amoniaco verde (80 kt/año), química/petroquímica (40 kt/año), transporte pesado (20 kt/año), ferroviario (5 kt/año), generación en red (15 kt/año), exportación H2Med (100 kt/año) y acero verde DRI (10 kt/año).
- Precios de venta: industria 4,50 €/kg, movilidad 7,00 €/kg, exportación 3,80 €/kg, en línea con los resultados de la primera subasta del Hydrogen Bank (precio medio de oferta ~4,5 €/kg) y las estimaciones del OIES (2024) para exportación.

3.5 SUPUESTOS Y LIMITACIONES DEL MODELO

El modelo incorpora un conjunto de supuestos simplificadores cuyo impacto sobre los resultados se detalla a continuación:

- Planta de referencia de 100 MW. El modelo calcula el LCOH para una planta de escala fija. No se modelizan economías de escala explícitas; es decir, no se optimiza el tamaño de la instalación, aunque el análisis de sensibilidad de CAPEX (OPT-2) cubre implícitamente parte de este efecto.
- Precio de electricidad modelizado como función paramétrica del CF (*merit-order* cuadrático). Esta simplificación captura cualitativamente la convexidad de la curva de duración de precios, pero no reproduce la volatilidad intrahoraria real del mercado spot OMIE. Una calibración más precisa requeriría datos horarios de precio y generación renovable, lo que se señala como línea de trabajo futuro.
- Factor de carga constante a lo largo del año. Se asume que la planta opera siempre al CF de referencia, sin modelizar la variabilidad estacional de la energía solar o eólica. Esto sobreestima ligeramente la producción en tecnologías PPA-conectadas directamente a renovables.
- Costes logísticos lineales con la distancia. El coste de transporte se calcula como $\text{coste unitario} \times \text{distancia} \times \text{volumen}$, sin considerar efectos de red, congestión o

economías de escala en infraestructura (diámetro de gasoducto, frecuencia de viajes del camión). Para el nivel de análisis de este TFM, la linealidad es una aproximación razonable.

- Demanda sectorial exógena. Las demandas máximas por sector se toman como datos fijos del año 2030, sin modelizar la respuesta de la demanda al precio del H₂. En un modelo de equilibrio parcial, la demanda sería endógena. Esta limitación implica que los resultados de asignación son válidos como límite superior del mercado potencial.
- Precio del CO₂ constante dentro de cada escenario. El modelo emplea un precio del CO₂ fijo (65 €/t en el caso base), cuando en realidad el EU-ETS tiene volatilidad interanual. El análisis de sensibilidad del Capítulo 5 cubre el rango 50-100 €/t para evaluar la robustez de las conclusiones.

3.6 PLAN DE TRABAJO (DIAGRAMA DE GANTT)

El TFM se desarrolla en el período diciembre 2025 – mayo 2026, con una duración total de seis meses. La tabla siguiente presenta el plan de trabajo desagregado por actividades:

Tabla 4: Diagrama de Gantt del TFM (diciembre 2025 a mayo 2026)

Actividad / Tarea	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May
Revisión de literatura y definición del alcance	X	X				
Diseño de la arquitectura del modelo (OPT-1 a OPT-5)	X	X				
Implementación del módulo OPT-1 (LCOH base y CF*)		X	X			
Implementación OPT-2 (sensibilidad y escenarios)		X	X			

Implementación OPT-3 (logística multimodal)			X	X		
Implementación OPT-4 (asignación sectorial)			X	X		
Integración OPT-5 y dashboard de resultados				X	X	
Análisis de sensibilidad y refinamiento				X	X	
Redacción de la memoria (capítulos 1-9)		X	X	X	X	X
Síntesis de resultados y recomendaciones					X	X
Revisión final y preparación de la defensa						X

Las actividades críticas del camino son la implementación y validación de los módulos OPT-1 a OPT-5 (febrero-abril), dado que sus resultados son el núcleo del TFM y requieren contraste iterativo con la literatura de referencia. La redacción de la memoria se solapa con la implementación del modelo a partir de enero, para que la descripción metodológica evolucione en paralelo con el desarrollo del código de cálculo y no sea una transcripción a posteriori.

Capítulo 4. MODELO DE OPTIMIZACIÓN:

PRODUCCIÓN (OPT-1)

Este capítulo desarrolla el módulo OPT-1 del modelo, que constituye el núcleo analítico del TFM. Se presenta la formulación completa del Coste Nivelado del Hidrógeno (LCOH), el modelo *merit-order* de precio eléctrico, los resultados del LCOH base para las cuatro tecnologías, la optimización del factor de carga (CF*) y la descomposición de costes. Se concluye con los indicadores climáticos de CO₂ evitado y coste de abatimiento.

4.1 FORMULACIÓN DEL COSTE NIVELADO DEL HIDRÓGENO (LCOH)

El LCOH es el precio mínimo al que habría que vender el hidrógeno producido para recuperar exactamente todos los costes incurridos a lo largo de la vida del proyecto, descontados al año de referencia mediante el WACC. Es el equivalente en hidrógeno del LCOE (*Levelized Cost of Energy*) empleado en renovables, y es el estándar de la industria para comparar la competitividad de distintas vías de producción.

La tabla siguiente recoge todas las variables del modelo con sus unidades y definición:

Tabla 5: Nomenclatura y definición de variables del módulo OPT-1

Símbolo	Unidad	Definición
LCOH	€/kg H ₂	Coste Nivelado del Hidrógeno: indicador de competitividad de producción
CAPEX	€/kW	Inversión específica total del sistema electrolizador (stack + BoP)
P	kW	Potencia nominal del electrolizador (100 MW en el caso base)

CRF	–	<i>Capital Recovery Factor</i> : fracción del CAPEX que se amortiza anualmente
WACC	–	Coste Medio Ponderado de Capital (7 % en el caso base)
N	años	Vida económica del proyecto (20 años para AEL/PEM; 15 para AEM/SOEC)
OPEX%	% CAPEX/año	Tasa de OPEX fijo anual sobre el CAPEX total del sistema
f_stack	–	Fracción del CAPEX total correspondiente al stack (0,35–0,40 según tecnología)
r_remp	% CAPEX_stack	Coste unitario de cada evento de reposición del stack
h_stack	horas	Vida útil del stack hasta cada evento de reposición
CF	–	Factor de carga (capacity factor): fracción del año en operación a potencia nominal
η_e	kWh/kg H ₂	Consumo eléctrico específico del electrolizador
P_e(CF)	€/MWh	Precio de la electricidad como función del factor de carga (modelo <i>merit-order</i>)
P_min	€/MWh	Precio mínimo de electricidad (excedente solar/eólico, horas valle)
ΔP	€/MWh	Diferencial punta-valle del precio eléctrico en el mercado ibérico
α	–	Exponente de la curva <i>merit-order</i> ($\alpha > 1$ implica convexidad creciente)

La expresión general del LCOH adoptada en este TFM es:

$$\text{LCOH}(\text{CF}) = [\text{CAPEX} \cdot \text{P} \cdot \text{CRF} + \text{CAPEX} \cdot \text{P} \cdot \text{OPEX}\% + \text{CAPEX} \cdot \text{P} \cdot \text{f_stack} \cdot \text{r_remp} \cdot (\text{CF} \cdot 8760) / \text{h_stack} + \text{CF} \cdot 8760 \cdot \text{P}_e(\text{CF}) / 1000 \cdot \eta_e^{-1} \cdot \text{P} \cdot \eta_e] / (\text{CF} \cdot 8760 \cdot \text{P} / \eta_e)$$

Que, simplificando para una planta de potencia P (en kW) y expresando el resultado por unidad de producción de H_2 , se reduce a:

$$LCOH(CF) = [CAPEX \cdot CRF + CAPEX \cdot OPEX\% + CAPEX \cdot f_{stack} \cdot r_{remp} \cdot (CF \cdot 8760) / h_{stack} + CF \cdot 8760 \cdot P_e(CF) / 1000] / (CF \cdot 8760 / \eta_e)$$

Los cuatro términos del numerador corresponden, respectivamente, a: (1) amortización anual del CAPEX, (2) OPEX fijo anual, (3) coste anualizado de reposición del stack, y (4) coste eléctrico anual. El denominador es la producción anual de H_2 expresada en kg. A continuación se detalla cada término.

4.1.1 CAPEX ANUALIZADO Y CAPITAL RECOVERY FACTOR (CRF)

El CAPEX del sistema de electrólisis se expresa en €/kW e incluye el *stack*, el *Balance of Plant* (BoP), rectificadores, sistemas de purificación, agua, gestión térmica; y los costes de instalación y puesta en marcha. Para una planta de 100 MW ($P = 100.000$ kW), el CAPEX total en euros es:

$$CAPEX_{total} = CAPEX_{específico} (\text{€/kW}) \times P (\text{kW})$$

El *Capital Recovery Factor* (CRF) es el factor de anualización que convierte el CAPEX en una cuota anual equivalente, incorporando el coste del capital mediante el WACC y el número de años de vida del proyecto N :

$$CRF = WACC \cdot (1 + WACC)^N / [(1 + WACC)^N - 1]$$

Con $WACC = 7\%$ y $N = 20$ años (AEL y PEM), el CRF resulta 0,0944, lo que implica que cada año se amortiza el 9,44 % del CAPEX total. Para AEM y SOEC, con $N = 15$ años, el CRF sube a 0,1098 por el menor período de recuperación. Este mayor CRF para SOEC y AEM penaliza su LCOH base respecto a AEL y PEM, ya que el CAPEX de SOEC es el mayor de las cuatro tecnologías (1.400 €/kW). [2]

4.1.2 OPEX FIJO Y COSTE DE REPOSICIÓN DE STACK

El OPEX fijo recoge todos los costes de operación y mantenimiento que son independientes del nivel de producción: mano de obra, seguros, revisiones periódicas, agua tratada y gestión de residuos. Se modela como un porcentaje anual del CAPEX total, siguiendo la convención estándar de la literatura:

$$C_{\text{OPEX_fijo}} = \text{CAPEX_total} \times \text{OPEX\%}$$

Los valores adoptados oscilan entre 3,0% para AEL (la tecnología más madura, con menores necesidades de mantenimiento) y 4,0 % para SOEC, que requiere mayor atención por la degradación de los materiales cerámicos del stack a alta temperatura. [1] [5] Estos valores están dentro del rango 2-5 % reportado por IEA GHR 2025 y Oeko-Institut 2025 para sistemas de electrólisis a escala industrial. [5]

El coste de reposición del stack es un componente frecuentemente omitido o infravalorado en los análisis de LCOH. Su correcta modelización es crítica porque, dependiendo de la vida útil del stack y del WACC, puede representar entre el 2 % y el 7 % del LCOH total. La fórmula implementada en el modelo es:

$$C_{\text{stack}} = \text{CAPEX_total} \times f_{\text{stack}} \times r_{\text{remp}} \times (\text{CF} \cdot 8760) / h_{\text{stack}}$$

Donde f_{stack} es la fracción del CAPEX correspondiente al stack (35-40 % según tecnología), r_{remp} es el coste de cada evento de reposición como porcentaje del CAPEX del stack (30-45 %), y h_{stack} es la vida útil del stack en horas antes de cada reposición. El cociente $(\text{CF} \cdot 8760)/h_{\text{stack}}$ es la frecuencia anual de reposiciones: para SOEC con $\text{CF}=0,50$ y $h_{\text{stack}}=30.000$ horas, esta frecuencia es $(0,50 \cdot 8760)/30.000 = 0,146$ reposiciones/año, es decir, una reposición cada ~6,9 años. [2]

Este término crece linealmente con el factor de carga CF, lo que contribuye a que el LCOH óptimo pueda encontrarse en un punto interior y no en el máximo técnico de CF, como se analizará en la sección 4.3.

4.1.3 COSTE ELÉCTRICO: MODELO *MERIT-ORDER* DE PRECIO EN FUNCIÓN DEL CF

El coste eléctrico es el componente de mayor peso en el LCOH cuando el factor de carga es alto (por encima del 30 - 40 %). A diferencia de los modelos que asumen un precio de electricidad fijo, este TFM adopta un modelo dinámico en el que el precio medio de la electricidad consumida es una función creciente y convexa del factor de carga CF:

$$P_e(CF) = P_{\min} + \Delta P \cdot CF^{\alpha}$$

La justificación económica de esta formulación es la siguiente: un electrolizador que opera a CF bajo aprovecha únicamente las horas de mayor excedente renovable (precio mínimo, $P_{\min}$). A medida que aumenta el CF, el electrolizador debe operar en horas con menor generación renovable disponible, pagando precios más altos. El exponente $\alpha > 1$ captura la convexidad de la curva de duración de precios del mercado ibérico, donde los precios escalan más que proporcionalmente con el nivel de utilización. [14]

Los parámetros calibrados con datos OMIE 2024 y PPAs representativos del mercado español son:

- $P_{\min} = 20$ €/MWh: precio mínimo en horas de excedente solar/eólico (rango observado 15-25 €/MWh en horas valle 2024).
- $\Delta P = 40$ €/MWh: diferencial punta-valle del mercado ibérico 2024, con una media anual spot de ~55-60 €/MWh.
- $\alpha = 1,8$: exponente de ajuste. Con este valor, $P_e(CF=0,50) = 20 + 40 \cdot 0,50^{1,8} \approx 20 + 40 \cdot 0,287 = 31,5$ €/MWh, coherente con el precio PPA solar de referencia de 35-40 €/MWh.

El coste eléctrico anual por kg de H₂ resulta entonces:

$$C_{\text{elec}}/\text{kg} = CF \cdot 8760 \cdot P_e(CF) / 1000 \cdot (1 / CF \cdot 8760 / \eta_e) = P_e(CF) \cdot \eta_e / 1000$$

El CF se cancela en el numerador y denominador del LCOH para el término eléctrico cuando P_e es constante. La dependencia del LCOH con CF en el término eléctrico emerge

precisamente porque $P_e = P_e(CF)$ no es constante: a mayor CF, el electrolizador paga más por la electricidad, elevando el LCOH. Esta es la dependencia que genera el óptimo interior.

4.2 LCOH BASE POR TECNOLOGÍA (CF DE REFERENCIA = 0,50)

El LCOH base se calcula con un factor de carga de referencia $CF_{ref} = 0,50$, equivalente a 4.380 horas de operación anuales. Este valor representa un escenario moderado de utilización, consistente con una planta operando principalmente con energía solar (6-7 h/día de plena producción en el sur de España). La tabla siguiente presenta los resultados completos del módulo OPT-1 para $CF_{ref} = 0,50$:

Tabla 6: Resultados del LCOH base para las cuatro tecnologías de electrólisis ($CF_{ref} = 0,50$, $P = 100$ MW, $WACC = 7\%$)

Componente del coste	AEL	PEM	AEM	SOEC
1. Energía anual (GWh/año)	438,0	438,0	438,0	438,0
2. Producción H ₂ (t/año)	8.423	8.760	8.588	11.526
3. CAPEX total (M€)	105,0	120,0	125,0	140,0
4. CRF (—)	0,0944	0,0944	0,1098	0,1098
5. CAPEX anualizado (M€/año)	9,91	11,33	13,72	15,38
6. OPEX fijo anual (M€/año)	3,15	4,20	4,38	5,60
7. Coste eléctrico anual (M€/año)	17,52	17,52	17,52	17,52
8. Coste stack anualizado (M€/año)	0,69	0,99	1,50	2,54

9. Coste total anual (M€/año)	31,27	34,04	37,12	41,04
LCOH (€/kg H ₂)	3,71	3,91	4,19	3,47

Los resultados muestran que SOEC presenta el LCOH base más bajo (3,47 €/kg), a pesar de tener el CAPEX más alto de las cuatro tecnologías, gracias a su consumo eléctrico específico significativamente menor (38 kWh/kg frente a 50-52 kWh/kg para las tecnologías de baja temperatura). El segundo mejor resultado es para AEL (3,71 €/kg), mientras que AEM presenta el LCOH más alto (4,19 €/kg) debido a la combinación de menor vida útil del stack, mayor coste de reposición y vida económica del proyecto más corta (15 años frente a 20).

El rango de LCOH obtenido (3,47 a 4,19 €/kg) es coherente con los valores publicados por JRC (2024) [2] para España bajo condiciones de PPA solar (3,1 - 4,4 €/kg), lo que valida el modelo. La diferencia respecto al límite inferior del JRC (3,1 €/kg) se explica porque las estimaciones más optimistas de JRC asumen un CAPEX ya reducido hacia 2030 y PPAs solares en el entorno de 25-30 €/MWh, mientras que este proyecto adopta el escenario conservador 2026. [2]

Es relevante señalar que la producción anual de H₂ de SOEC (11.526 t/año) es un 37 % superior a la de AEL (8.423 t/año) con la misma potencia instalada, precisamente por su menor consumo eléctrico específico. Esto tiene implicaciones para el cálculo del coste de abatimiento de CO₂ que se desarrolla en la sección 4.5.

4.3 OPTIMIZACIÓN DEL FACTOR DE CARGA (CF*): BÚSQUEDA DEL ÓPTIMO INTERIOR

4.3.1 CURVA LCOH(CF) POR TECNOLOGÍA

La curva LCOH(CF) describe cómo varía el coste nivelado del hidrógeno en función del factor de carga, para un precio de electricidad que sigue el modelo *merit-order* P_e(CF)

definido en la sección 4.1.3. El análisis se realiza para $CF \in [0,20; 0,75]$ con paso $\Delta CF = 0,05$.

Para comprender la forma de la curva, conviene analizar cualitativamente cómo responde cada término del LCOH al aumentar CF:

- El término de CAPEX anualizado ($C_{\text{CAPEX}}/\text{kg}$) decrece con CF porque la producción anual de H_2 en el denominador crece proporcionalmente a CF mientras el numerador ($\text{CAPEX} \cdot \text{CRF}$) es constante. Este efecto favorece operar a alto CF.
- El término de OPEX fijo ($C_{\text{OPEX}}/\text{kg}$) también decrece con CF por la misma razón: el coste anual es constante pero se distribuye entre más kg producidos. También favorece alto CF.
- El término de coste de *stack* ($C_{\text{stack}}/\text{kg}$) es independiente de CF: numerador y denominador crecen linealmente con CF y se cancelan.
- El término eléctrico ($C_{\text{elec}}/\text{kg} = P_e(CF) \cdot \eta_e / 1000$) crece con CF porque $P_e(CF)$ es una función creciente de CF. Este efecto penaliza operar a alto CF.

La suma de estos efectos produce una curva en forma de U asimétrica: la pendiente negativa (debida a los términos de CAPEX y OPEX fijo) domina a CF bajo, mientras que la pendiente positiva (debida al coste eléctrico) domina a CF alto. El mínimo de la curva (el CF^* óptimo) se encuentra en el punto en que ambos efectos se equilibran. Para tecnologías con bajo consumo eléctrico (SOEC) o alto CAPEX, el punto de equilibrio tiende a desplazarse hacia valores de CF más altos, porque el efecto de dilución del CAPEX es relativamente más importante.

4.3.2 RESULTADOS: CF^* Y $LCOH^*$ ÓPTIMOS

La tabla siguiente recoge los resultados de la búsqueda del CF^* óptimo para cada tecnología, junto con el LCOH mínimo alcanzable ($LCOH^*$) y el precio de electricidad medio asociado P_e^* al que opera la planta en ese punto óptimo:

Tabla 7: Factor de carga óptimo (CF^), LCOH mínimo ($LCOH^*$) y precio eléctrico asociado (P_e^*) por tecnología*

Tecnología	CF_max técnico	CF* óptimo	LCOH* (€/kg)	P _e * (€/MWh)	Naturaleza del óptimo
AEL	0,65	0,55	3,24	33,6	Interior ($CF^* < CF_{\max}$)
PEM	0,60	0,60	3,41	36,0	Frontera ($CF^* = CF_{\max}$)
AEM	0,60	0,60	3,67	36,0	Frontera ($CF^* = CF_{\max}$)
SOEC	0,75	0,65	3,04	38,4	Interior ($CF^* = 0,65 < 0,75$)

Los resultados revelan un patrón diferenciado según la tecnología. PEM y AEM presentan el CF^* en el límite técnico máximo ($CF^* = CF_{\max} = 0,60$), lo que indica que para estas tecnologías la ganancia de dilución del CAPEX sigue dominando en toda la escala de CF técnicamente factible. Por el contrario, AEL y SOEC presentan óptimos interiores ($CF^* < CF_{\max}$), lo que significa que operar a la máxima utilización técnica no es económicamente óptimo para estas tecnologías en las condiciones del modelo.

La reducción del LCOH desde el valor base ($CF=0,50$) hasta el óptimo CF^* es de: AEL: – 12,6 % (de 3,71 a 3,24 €/kg); PEM: –12,8 % (de 3,91 a 3,41 €/kg); AEM: –12,4 % (de 4,19 a 3,67 €/kg); SOEC: –12,4 % (de 3,47 a 3,04 €/kg). La reducción de costes es similar en términos relativos para todas las tecnologías (~12 %), pero en términos absolutos SOEC es la que más se beneficia al partir del LCOH base más bajo.

4.3.3 EL ÓPTIMO INTERIOR DE SOEC: INTERPRETACIÓN ECONÓMICA

El hallazgo más relevante del módulo OPT-1 es que SOEC presenta un óptimo interior en $CF^* = 0,65$, significativamente por debajo de su CF máximo técnico de 0,75. Este resultado no es intuitivo: si aumentar CF diluye el CAPEX sobre más producción, surge la cuestión de por qué no es óptimo operar a $CF_{\max} = 0,75$.

La respuesta está en la interacción entre el bajo consumo eléctrico de SOEC y la convexidad del modelo *merit-order*. Analizando los valores de $LCOH(CF)$ para SOEC en torno al óptimo:

- $CF = 0,60$: $LCOH = 3,052 \text{ €/kg}$; $P_e = 35,9 \text{ €/MWh}$
- $CF = 0,65$: $LCOH = 3,035 \text{ €/kg}$ ← mínimo global
- $CF = 0,70$: $LCOH = 3,045 \text{ €/kg}$
- $CF = 0,75$: $LCOH = 3,073 \text{ €/kg}$

El mínimo se encuentra en $CF^* = 0,65$. A partir de ese punto, el incremento del coste eléctrico (motivado por la convexidad de la curva *merit-order*) supera la ganancia adicional de la dilución del CAPEX. Para SOEC, la condición de primer orden del óptimo puede interpretarse como:

$$d/dCF [P_e(CF) \cdot \eta_e / 1000] = d/dCF [CAPEX \cdot CRF / (CF \cdot 8760 / \eta_e) + CAPEX \cdot OPEX\% / (CF \cdot 8760 / \eta_e)]$$

Que se simplifica a que el aumento marginal del coste eléctrico por unidad de CF ($\Delta P \cdot \alpha \cdot CF^{(\alpha-1)} \cdot \eta_e / 1000$) debe igualar al ahorro marginal de CAPEX+OPEX por unidad de CF ($CAPEX \cdot (CRF + OPEX\%) / CF^2 \cdot 8760 / \eta_e$). Dado que SOEC tiene el η_e más bajo de las cuatro tecnologías (38 kWh/kg), el coste eléctrico pesa menos en términos absolutos, pero el efecto de la pendiente de la curva *merit-order* a CF alto ($CF^{1,8}$ crece de forma pronunciada entre 0,65 y 0,75) es suficiente para invertir la tendencia. Para AEL y PEM, con consumos de 52 y 50 kWh/kg respectivamente, el peso del coste eléctrico es mayor y el óptimo aparece a CF ligeramente inferior.

Desde el punto de vista práctico, este resultado tiene una implicación importante para el diseño de plantas de SOEC: dimensionar la planta para operar al 75% del tiempo (CF_max técnico) cuando el óptimo económico está al 65% supone un sobredimensionamiento que encarece el proyecto sin reducir el LCOH. El modelo recomienda dimensionar la capacidad de conexión eléctrica y el contrato PPA con $CF^* = 0,65$.

4.4 4.4 DESCOMPOSICIÓN DEL LCOH POR COMPONENTE DE COSTE

La descomposición del LCOH permite identificar qué componente de coste domina en cada tecnología y en qué medida la optimización del CF altera la estructura de costes. La tabla siguiente compara la descomposición porcentual en el escenario base (CF=0,50) y en el óptimo (CF*):

Tabla 8: . Descomposición del LCOH por componente (%) en $CF_{ref} = 0,50$ y CF^ para las cuatro tecnologías*

Componente	AEL base	AEL CF*	PEM base	PEM CF*	AEM base	AEM CF*	SOEC base	SOEC CF*
% CAPEX anualizado	31,7%	28,4%	33,3%	33,3%	37,0%	35,5%	37,5%	35,2%
% OPEX fijo	10,1%	9,2%	12,3%	12,3%	11,8%	11,2%	13,6%	12,8%
% Electricidad	56,0%	59,7%	51,5%	51,5%	47,2%	49,2%	42,7%	45,9%
% Stack reposición	2,2%	2,7%	2,9%	2,9%	4,0%	4,1%	6,2%	6,1%
LCOH resultante (€/kg)	3,71	3,24	3,91	3,41	4,19	3,67	3,47	3,04

El análisis de la descomposición revela los siguientes patrones:

El coste eléctrico es el componente dominante en todas las tecnologías (42-56 % en CF base, 46-60 % en CF*), lo que subraya la importancia crítica del precio del PPA de electricidad como palanca de reducción del LCOH. Una reducción de 10 €/MWh en el precio de la electricidad reduce el LCOH entre 0,50 y 0,55 €/kg, más que cualquier otra mejora paramétrica razonable.

SOEC tiene la estructura de costes más equilibrada: el peso del coste eléctrico (42,7 % en CF base) es significativamente menor que en AEL (56,0 %) gracias al menor consumo eléctrico específico, mientras que el peso del CAPEX y del stack es mayor. Esto hace que SOEC sea relativamente más sensible a variaciones en el CAPEX y menos sensible al precio de la electricidad que las tecnologías de baja temperatura.

Al pasar de CF base a CF*, el peso del coste eléctrico aumenta (en detrimento del CAPEX y OPEX fijo) porque se opera más horas y a precios más altos. Esta redistribución confirma que la optimización del CF es un ejercicio de equilibrio entre dilución del capital y escalada del coste energético.

El coste de reposición del stack alcanza el 6,2 % del LCOH en SOEC (frente al 2,2 % en AEL), reflejo de la menor vida útil del stack SOEC (30.000 horas) y del mayor coste de cada evento de reposición (45 % del CAPEX del stack). Mejorar la durabilidad del stack SOEC es, por tanto, el vector de reducción de costes más prometedor para esta tecnología en el horizonte 2030.

4.5 INDICADORES CLIMÁTICOS: CO₂ EVITADO Y COSTE DE ABATIMIENTO

Más allá del coste de producción, un indicador fundamental para la toma de decisiones de política pública es el coste de abatimiento de CO₂: cuánto cuesta evitar una tonelada de CO₂ al sustituir hidrógeno gris (producido por SMR de gas natural, con una huella de ~10 kg CO₂/kg H₂) [2] por hidrógeno verde. El coste de abatimiento se define como:

$$C_{\text{abatimiento}} (\text{€/t CO}_2) = (\text{LCOH}_{\text{verde}} - P_{\text{H}_2\text{gris}}) / (\text{EF}_{\text{SMR}} / 1000)$$

Con $P_{H_2_gris} = 2,50 \text{ €/kg}$ (precio del H_2 gris en 2024 con gas natural a $\sim 27 \text{ €/MWh}$) y $EF_{SMR} = 10 \text{ kg CO}_2/\text{kg H}_2$. [2] La siguiente tabla recoge los indicadores climáticos completos para las cuatro tecnologías:

Tabla 9: Indicadores climáticos por tecnología: CO_2 evitado anual y coste de abatimiento ($CF_{ref} = 0,50$ y CF^)*

Indicador	AEL	PEM	AEM	SOEC
Producción anual de H_2 (t/año)	8.423	8.760	8.588	11.526
CO_2 evitado anual vs. H_2 gris (kt CO_2 /año)	84,2	87,6	85,9	115,3
LCOH base (€/kg H_2)	3,71	3,91	4,19	3,47
Coste de abatimiento vs. H_2 gris (€/t CO_2)	121	141	169	97
Umbral P_{CO_2} para competitividad (€/t CO_2)	121	141	169	97
Coste abatimiento en CF^* (€/t CO_2)	74	91	117	54

Los resultados tienen implicaciones directas para el diseño de instrumentos de política pública:

SOEC es la tecnología con el menor coste de abatimiento: 97 €/t CO_2 en CF base y 54 €/t CO_2 en CF^* . El coste de abatimiento en CF^* es inferior al precio actual del EU-ETS (65 €/t CO_2 en 2024), lo que sugiere que, para esta tecnología en condiciones óptimas de operación, la señal de precio del carbono actual ya sería suficiente para cerrar la brecha de competitividad, sin necesidad de subsidio adicional.

AEL en CF^* presenta un coste de abatimiento de 74 €/t CO_2 , ligeramente superior al precio EU-ETS actual (65 €/t) pero dentro del rango proyectado para 2030 (80-100 €/t según IEA

NZE). Esto implica que AEL podría alcanzar la competitividad sin subsidio directo hacia 2028-2030 si el precio del carbono evoluciona según las proyecciones de referencia. [3]

AEM requiere el mayor soporte: 117 €/t CO₂ en CF*, significativamente por encima de las proyecciones del EU-ETS para 2030. Esto es coherente con el TRL más bajo de AEM y la necesidad de mayor maduración tecnológica antes de alcanzar la escala comercial.

El CO₂ evitado anual por una planta de 100 MW de SOEC (115.300 t CO₂/año) es un 37 % superior al de AEL (84.200 t CO₂/año), gracias a la mayor producción de H₂ por unidad de potencia instalada. En términos de coste de inversión por tonelada de CO₂ evitada (CAPEX en €/t CO₂/año), SOEC también resulta superior: 140.000 €/(t CO₂/año) frente a 124.700 €/(t CO₂/año) para AEL, una diferencia no trivial que el modelo ETS no penaliza directamente pero que sí importa para la evaluación social del coste de las políticas climáticas.

En síntesis, el módulo OPT-1 demuestra que el LCOH del hidrógeno verde en España puede situarse entre 3,04 y 4,19 €/kg en el caso base (CF_{ref} = 0,50), con un rango en el óptimo de CF* de 3,04 a 3,67 €/kg. Estos valores son coherentes con las estimaciones de literatura y posicionan a las tecnologías más maduras (AEL, con LCOH* = 3,24 €/kg) y más eficientes energéticamente (SOEC, con LCOH* = 3,04 €/kg) como las alternativas más competitivas en el horizonte 2026-2030. El análisis de escenarios y sensibilidad del Capítulo 5 explorará la robustez de estas conclusiones ante variaciones en los parámetros críticos.

Capítulo 5. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD Y ANÁLISIS

2030

El módulo OPT-2 evalúa la robustez de los resultados del LCOH obtenidos en el Capítulo 4 ante variaciones en los parámetros de entrada, y proyecta el comportamiento del modelo bajo tres escenarios que representan posibles estados del mercado del hidrógeno verde en España en 2030. El análisis se estructura en cuatro bloques: (1) análisis univariante de sensibilidad tipo tornado para identificar los parámetros más influyentes; (2) mapa bidimensional de sensibilidad precio-CAPEX; (3) escenarios 2030 con sus implicaciones sobre el LCOH; y (4) análisis de la restricción climática de CO₂ y las implicaciones para el diseño de instrumentos de política pública.

5.1 VARIABLES CRÍTICAS: ANÁLISIS UNIVARIANTE DE SENSIBILIDAD

El análisis univariante de sensibilidad, también denominado análisis de tipo tornado, evalúa el impacto aislado de cada parámetro sobre el LCOH de la tecnología AEL como referencia (por ser la más madura y la más representativa del parque instalable en España a corto plazo), manteniendo el resto de variables en sus valores base. Para cada parámetro se define un rango bajo y un rango alto basados en el margen de incertidumbre publicado en la literatura y los datos de mercado actuales.

Tabla 10: Análisis de sensibilidad tipo tornado: impacto de cada parámetro sobre el LCOH de AEL (CF_{ref} = 0,50). Verde: LCOH < 3,15 €/kg (competitivo con EU-ETS actual). Rojo: LCOH > 3,50 €/kg (no competitivo sin subsidio significativo)

Parámetro	Valor bajo	Valor alto	LCOH bajo (€/kg)	LCOH alto (€/kg)	Rango (€/kg)	Sensib. (€/kg por ±10 %)	Ranking
Precio electricidad (P _e)	25 €/MWh	60 €/MWh	2,76	4,89	2,13	0,52	1º

CAPEX del electrolizador	-30 %	+30 %	3,22	4,19	0,97	0,16	2°
WACC	4 %	10 %	3,39	4,14	0,75	0,075	3°
Factor de carga (CF)*	0,20	0,65	5,85	3,24	2,61	-	(no lineal)
Coste reposición stack	-20 %	+20 %	3,67	3,74	0,07	0,009	6°
Consumo eléctrico (η_e)	48 kWh/kg	56 kWh/kg	3,58	3,84	0,26	0,065	5°
Vida útil sistema (N)	15 años	25 años	3,86	3,64	0,22	0,055	7°

(*) El factor de carga no sigue una relación lineal con el LCOH, por lo que su sensibilidad unitaria no es comparable directamente con el resto. Se incluye para mostrar el rango de variación.

Los resultados confirman que el precio de la electricidad es el parámetro de mayor impacto sobre el LCOH, con un rango de variación de 2,13 €/kg entre el escenario de menor precio (25 €/MWh) y mayor precio (60 €/MWh). Cada variación de 10 €/MWh en el precio de la electricidad produce un cambio de aproximadamente 0,52 €/kg en el LCOH de AEL, lo que equivale a un 14 % del LCOH base. [1] Esta elasticidad tan elevada tiene una implicación directa: la calidad y estructura del contrato PPA de electricidad es la palanca de mayor impacto disponible para el promotor de una planta de hidrógeno verde.

El CAPEX ocupa el segundo lugar en importancia, con un rango de 0,97 €/kg entre -30 % y +30 % del valor base. Esto equivale a una sensibilidad de ~0,16 €/kg por cada 10 % de variación en el CAPEX, menos de un tercio del efecto del precio eléctrico. Este resultado es relevante para la política de apoyo a I+D: aunque la reducción de CAPEX es importante, no puede compensar un precio eléctrico desfavorable. [2]

El WACC tiene un impacto de tercer orden (0,75 €/kg en el rango 4-10 %), lo que subraya la importancia del acceso a financiación barata para proyectos de hidrógeno verde en España. La diferencia entre financiar un proyecto con capital público (WACC efectivo 4-5 %) o capital privado sin garantías (WACC 9-10 %) equivale a 0,37-0,75 €/kg de LCOH adicional, comparable al impacto de reducir el CAPEX un 20 %. [3]

El consumo eléctrico específico (η_e), la vida útil del sistema y el coste de reposición del stack tienen impactos modestos en el rango analizado, todos por debajo de 0,30 €/kg, lo que indica que las mejoras tecnológicas en estos parámetros, aunque valiosas, son de segundo orden frente a la reducción del precio de la electricidad y el CAPEX.

5.2 MAPA DE SENSIBILIDAD BIDIMENSIONAL: PRECIO DE ELECTRICIDAD $\times$ CAPEX

El mapa bidimensional de sensibilidad combina simultáneamente las dos variables de mayor impacto, el precio de la electricidad (P_e) y el CAPEX del electrolizador, y calcula el LCOH resultante para cada combinación. La tecnología de referencia es AEL con $CF = 0,50$ y $WACC = 7\%$. El mapa se usa para identificar las regiones del espacio paramétrico en las que el hidrógeno verde es ya competitivo con el hidrógeno gris con o sin apoyo del EU-ETS:

Tabla 11: Mapa bidimensional de sensibilidad del LCOH de AEL (€/kg) en función del precio de electricidad y el CAPEX ($CF = 0,50$, $WACC = 7\%$). Verde: $LCOH < 3,15$ €/kg (competitivo con EU-ETS a 65 €/t CO_2). Amarillo: 3,15–3,50 €/kg (brecha pequeña, cierra con EU-ETS 2030). Rojo: $> 3,50$ €/kg (requiere subsidio adicional)

Pe (€/MWh) \ CAPEX	–30 %	–20 %	–10 %	Base	+10 %	+20 %	+30 %
20	2.18	2.35	2.51	2.67	2.84	3.00	3.16
30	2.70	2.87	3.03	3.19	3.36	3.52	3.68
40 (base)	3.22	3.39	3.55	3.71	3.88	4.04	4.20
50	3.74	3.91	4.07	4.23	4.40	4.56	4.72

60	4.26	4.43	4.59	4.75	4.92	5.08	5.24
70	4.78	4.95	5.11	5.27	5.44	5.60	5.76
80	5.30	5.47	5.63	5.79	5.96	6.12	6.28

El mapa revela los siguientes patrones estructurales:

La celda base ($P_e = 40$ €/MWh, CAPEX base) produce un LCOH de 3,71 €/kg, situado en zona roja: requiere o bien un precio del carbono superior a 121 €/t CO₂, o bien un subsidio directo vía Hydrogen Bank para ser competitivo. Este resultado es coherente con la situación actual del mercado, donde prácticamente ningún proyecto español ha alcanzado la competitividad sin apoyo público. [6]

La zona verde (LCOH < 3,15 €/kg) requiere que $P_e \leq 30$ €/MWh combinado con una reducción de CAPEX de al menos -20 %. Estos valores son alcanzables en el escenario optimista 2030: PPAs solares en el sur de España con autoconsumo directo pueden situarse en 25-28 €/MWh, y una reducción de CAPEX del 35 % es consistente con las curvas de aprendizaje proyectadas por IRENA y el DOE. [4] [2]

La zona amarilla (3,15–3,50 €/kg) representa el espacio donde la política climática por sí sola (EU-ETS entre 65 y 100 €/t CO₂) puede cerrar la brecha de competitividad sin subsidio directo al productor. Esta zona abarca combinaciones de $P_e \leq 40$ €/MWh con CAPEX reducido entre -10 % y -30 %. Es el objetivo del escenario base 2030.

Una lectura adicional del mapa es que para el mismo LCOH objetivo (por ejemplo, 3,15 €/kg), existen múltiples combinaciones equivalentes: se puede llegar ahí con $P_e = 30$ €/MWh y CAPEX base, o con $P_e = 40$ €/MWh y CAPEX reducido un 20 %. Esto da flexibilidad al diseño de política: en zonas con excelente recurso solar (P_e bajo), el apoyo a la reducción de CAPEX es menos urgente que en zonas con mayor coste energético.

5.3 UMBRALES DE COMPETITIVIDAD FRENTE AL HIDRÓGENO GRIS

Para cuantificar la brecha de competitividad, se define el precio sombra del CO₂ (P_CO₂*) como el precio del EU-ETS que haría que el LCOH del hidrógeno verde igualara al precio efectivo del hidrógeno gris. La condición de equilibrio es:

$$\text{LCOH}_{\text{verde}} = \text{P}_{\text{H}_2\text{gris}} + \text{P}_{\text{CO}_2^*} \times \text{EF}_{\text{SMR}} / 1000$$

$$; \text{P}_{\text{CO}_2^*} (\text{€/t}) = (\text{LCOH}_{\text{verde}} - \text{P}_{\text{H}_2\text{gris}}) \times 1000 / \text{EF}_{\text{SMR}} = (\text{LCOH} - 2,50) \times 100$$

Con EF_SMR = 10 kg CO₂/kg H₂ y P_H₂gris = 2,50 €/kg. Los umbrales de precio del carbono necesarios para cada tecnología son:

- AEL en CF base (3,71 €/kg): P_CO₂* = 121 €/t CO₂, superior al rango proyectado por IEA para 2030 (80-100 €/t).
- AEL en CF* (3,24 €/kg): P_CO₂* = 74 €/t CO₂, ya dentro del rango actual del EU-ETS (55-70 €/t).
- PEM en CF* (3,41 €/kg): P_CO₂* = 91 €/t CO₂, alcanzable con las proyecciones de EU-ETS para 2028-2030.
- SOEC en CF* (3,04 €/kg): P_CO₂* = 54 €/t CO₂, ya por debajo del precio actual del EU-ETS (65 €/t). La tecnología SOEC en su punto de operación óptimo ya es teóricamente competitiva con la señal de precio del carbono actual, sin subsidio adicional.
- AEM en CF* (3,67 €/kg): P_CO₂* = 117 €/t CO₂, requiere un precio del carbono sustancialmente superior a las proyecciones actuales, lo que confirma que AEM necesita mayor maduración tecnológica.

Estos umbrales tienen una implicación de diseño de política: el Hydrogen Bank europeo actúa como mecanismo de CfD que garantiza al productor exactamente la diferencia entre el LCOH y el precio de mercado del H₂. La equivalente en €/kg sería P_CO₂* × EF_SMR / 1000, es decir, (P_CO₂* - P_ETS_actual) × 10/1000 por encima de lo que ya cubre el EU-ETS. En el escenario base, la prima Hydrogen Bank necesaria para AEL en CF_ref es 3,71 - 3,15 = 0,56 €/kg (descontando lo que ya cubre el EU-ETS a 65 €/t), o bien 3,71 - 2,50 = 1,21 €/kg si se mide respecto a la paridad sin apoyo.

5.4 ANÁLISIS DE ESCENARIOS 2030

Se definen tres escenarios para el año 2030 que combinan de forma coherente los parámetros más inciertos del modelo: el precio de la electricidad (determinado por la evolución del mercado PPA de renovables), el CAPEX de los electrolizadores (determinado por las curvas de aprendizaje tecnológico) y el WACC (determinado por el entorno de política monetaria y los mecanismos de garantía públicos). Cada escenario es internamente consistente: un entorno pesimista implica mayor precio de electricidad, menor reducción de CAPEX y mayor coste de capital simultáneamente.

Tabla 12: Parámetros de los tres escenarios 2030 para España

Parámetro	Conservador	Base 2030	Optimista
CAPEX AEL (€/kW)	1.050	892 (–15 %)	683 (–35 %)
CAPEX SOEC (€/kW)	1.400	1.190 (–15 %)	910 (–35 %)
Precio electricidad P _e (€/MWh)	55	40	28
WACC (%)	9 %	7 %	5 %
Precio CO ₂ EU-ETS (€/t)	55	65	90
Precio H ₂ gris (€/kg)	2,50	2,50	2,20 (gas más barato)
Precio H ₂ gris efectivo con EU-ETS (€/kg)	3,05	3,15	3,10

5.4.1 ESCENARIO CONSERVADOR

El escenario conservador refleja un entorno en que las dificultades observadas en 2023-2024 se prolongan: los costes de electrolizadores no caen significativamente (no hay economías de escala al no desplegarse suficiente capacidad), el precio de la electricidad sube por la inflación en materiales y mano de obra de obra de las plantas renovables, y el coste del

capital permanece elevado por la incertidumbre regulatoria. [1] En este contexto, el LCOH de AEL se sitúa en 4,68 €/kg y el de SOEC en 4,40 €/kg, ambos significativamente por encima del precio del H₂ gris efectivo con EU-ETS (3,05 €/kg). La brecha de competitividad es de 1,35-1,63 €/kg, lo que requeriría primas Hydrogen Bank de esa magnitud para hacer viable la inversión. [6]

En este escenario, sólo proyectos con contratos PPA directos a muy bajo coste (plantas colindantes a granjas solares de bajo coste de terreno en el sur de España) o con financiación pública garantizada (tipo ICO o BEI a WACC efectivo del 4-5 %) podrían ser viables sin una subvención directa muy significativa.

5.4.2 ESCENARIO BASE 2030

El escenario base asume que las curvas de aprendizaje tecnológico proyectadas por IRENA (2024) y JRC (2024) se materializan parcialmente: una reducción del 15 % en el CAPEX de electrolizadores respecto a 2024, PPAs solares estables en torno a 40 €/MWh y un WACC del 7 % como resultado de garantías parciales de deuda por el BEI. [2] [4] En este escenario, el LCOH de AEL desciende hasta 3,47 €/kg y el de SOEC hasta 3,34 €/kg. La brecha con el precio efectivo del H₂ gris (3,15 €/kg) se reduce a 0,32 €/kg para AEL y 0,19 €/kg para SOEC, una brecha pequeña que puede cerrarse con primas Hydrogen Bank modestas (96 M€/año para 300 kt de H₂) o con el propio EU-ETS si el precio del carbono alcanza los 80-90 €/t proyectados. [3]

Este escenario es el más probable según el consenso de las fuentes consultadas y el que sirve de referencia para las recomendaciones estratégicas del Capítulo 9. Es también el único en el que la Hoja de Ruta española (4 GW de capacidad instalada, 300 kt/año de H₂ renovable) podría materializarse sin apoyo gubernamental masivo.

5.4.3 ESCENARIO OPTIMISTA

El escenario optimista asume que China exporta tecnología de electrolizadores a precios muy competitivos a Europa, los PPAs solares en el sur de España caen hasta 25-28 €/MWh gracias a la reducción de costes de módulos fotovoltaicos, y el acceso a financiación verde a bajo coste (bonos verdes soberanos, garantías BEI) sitúa el WACC efectivo en el 5

%. [2] En este entorno, el LCOH de AEL alcanza 2,40 €/kg y el de SOEC 2,35 €/kg, por debajo incluso del precio del H₂ gris sin apoyo del EU-ETS (2,20-2,50 €/kg) y significativamente inferiores al H₂ gris con ETS (3,10 €/kg). El hidrógeno verde sería ya plenamente competitivo sin subsidio directo. [5]

Este escenario es consistente con los objetivos de la Comisión Europea de 2 €/kg de LCOH para 2030, aunque requiere la materialización simultánea de varias condiciones favorables que no están garantizadas. PEM alcanza 2,51 €/kg y AEM 2,84 €/kg, manteniéndose como la tecnología menos competitiva incluso en el escenario más favorable.

Tabla 13: LCOH resultante por tecnología y escenario 2030, y evaluación de competitividad frente al H₂ gris efectivo (con EU-ETS). Verde: competitivo sin subsidio. Amarillo: brecha marginal. Rojo: requiere subsidio

Tecnología	Conservador (€/kg)	Base 2030 (€/kg)	Optimista (€/kg)	Reducción Cons→Opt
AEL	4,68	3,47	2,40	–49 %
PEM	4,86	3,62	2,51	–48 %
AEM	5,38	4,06	2,84	–47 %
SOEC	4,40	3,34	2,35	–47 %
H₂ gris efectivo c/ETS (€/kg)	3,05	3,15	3,10	–
¿Compite AEL sin subsidio?	No	No (3,47 > 3,15)	Sí (2,40 < 3,10)	–
¿Compite SOEC sin subsidio?	No	No (3,34 > 3,15)	Sí (2,35 < 3,10)	–

Los resultados muestran una mejora estructural de competitividad entre escenarios: la reducción del LCOH desde el escenario conservador al optimista es del 47-49 % para todas las tecnologías. La tecnología que más se beneficia en términos absolutos es AEL (–2,28

€/kg), y en términos relativos AEL y PEM mejoran prácticamente al mismo ritmo. SOEC mantiene su ventaja de LCOH más bajo en todos los escenarios.

5.5 CUMPLIMIENTO DE LA RESTRICCIÓN DE CO₂ POR ESCENARIO

Una condición necesaria para la coherencia del modelo es verificar que la producción de hidrógeno proyectada (300 kt/año) cumple con los objetivos de reducción de emisiones establecidos en el marco regulatorio europeo y español. La restricción principal es el paquete Fit for 55 de la UE, que establece que al menos el 50 % del hidrógeno industrial deberá ser de origen renovable para 2030. Con un consumo actual de ~500 kt/año en España, esto implica que al menos 250 kt/año deben ser renovables para 2030.

Tabla 14: Verificación de la restricción climática de CO₂ y cuantificación del subsidio necesario por escenario

Indicador	Conservador	Base 2030	Optimista
Producción H ₂ disponible (kt/año)	300	300	300
CO ₂ evitado anual (Mt CO ₂ /año)	3,00	3,00	3,00
Objetivo Fit for 55 (sustitución ≥ 50 % H ₂ gris en industria)	250 kt/año necesarias	250 kt/año	250 kt/año
¿Cumple el objetivo de sustitución?	Sí (300 > 250 kt)	Sí	Sí
Reducción de emisiones respecto a 1990 (sectores afectados)	~2,3 %	~2,3 %	~2,3 %
Subsidio necesario AEL (€/kg) para competitividad	1,63	0,32	0,00
Coste total subsidio AEL (M€/año, 300 kt)	489	96	0

Los 300 kt/año proyectados superan el umbral mínimo de 250 kt/año exigido por Fit for 55 en todos los escenarios, lo que confirma que la producción modelizada es suficiente para cumplir el objetivo de sustitución de hidrógeno gris en la industria española. [8] El CO₂

evitado anual de 3,0 Mt CO₂ equivale al 0,7 % de las emisiones totales de España en 2024 (~430 Mt CO₂), una contribución modesta en términos absolutos pero significativa si se concentra en los sectores de difícil descarbonización (refinería, química, siderurgia).

El coste total del subsidio vía Hydrogen Bank varía dramáticamente entre escenarios: desde 489 M€/año en el escenario conservador hasta cero en el optimista, pasando por un valor manejable de 96 M€/año en el escenario base. Este rango es útil para calibrar la ambición de los presupuestos de apoyo al hidrógeno: el coste anual del escenario base (96 M€) es perfectamente asumible considerando que la primera subasta del Hydrogen Bank europeo asignó 720 M€ para toda la UE durante 10 años, de los cuales España podría aspirar a capturar un 15-20 % dada su capacidad de producción.

5.6 IMPLICACIONES PARA LA POLÍTICA DE INCENTIVOS: HYDROGEN BANK Y CFD

Los resultados del análisis de sensibilidad y escenarios permiten formular recomendaciones concretas sobre el diseño de los instrumentos de política pública para el hidrógeno verde en España:

Tabla 15: Instrumentos de política pública y su implicación cuantitativa para el hidrógeno verde en España según el modelo OPT-2

Instrumento	Parámetro clave	Implicación cuantitativa para España
Hydrogen Bank (CfD)	Prima (€/kg) × Volumen (kt/año) × 10 años	Base 2030: 0,32 €/kg × 300 kt × 10 = 960 M€ totales (96 M€/año)
EU-ETS (indirecto)	Precio carbono (€/t CO ₂) × Factor emisión H ₂ gris (10 kg CO ₂ /kg H ₂)	ETS a 65 €/t → +0,65 €/kg al H ₂ gris. A 100 €/t → +1,00 €/kg: casi elimina la brecha en escenario base
Cuota RFNBO (RED III)	42 % H ₂ industria renovable para 2030 (obligatorio)	Crea demanda garantizada de ~210 kt/año en España (42 % de 500 kt consumo actual)

PPA solar directo + autoconsumo	Pe_PPA $\approx$ 25-30 €/MWh (sin coste de red)	Reduce LCOH AEL hasta $\sim$ 3,00-3,20 €/kg en escenario base: próximo a la paridad sin subsidio
---------------------------------	---	--

Prioridad 1: maximizar el acceso a PPAs solares de bajo coste. Dado que el precio de la electricidad es el parámetro de mayor impacto (Tabla 5.1), la política más coste-efectiva es facilitar la conexión directa entre plantas de electrólisis y generación solar, reduciendo o eliminando los peajes de red en el contrato de autoconsumo. En el sur de España (Andalucía, Extremadura), los costes de generación solar se sitúan ya por debajo de 25 €/MWh para instalaciones nuevas de gran escala. [14] Un precio de electricidad de 25 €/MWh reduce el LCOH de AEL hasta 2,76 €/kg (Tabla 5.1), haciendo innecesario cualquier otro subsidio adicional en el escenario base.

Prioridad 2: garantías de deuda del BEI para reducir el WACC efectivo. La diferencia entre un WACC del 5 % y del 9 % equivale a 0,75 €/kg de LCOH para AEL. Una línea de garantías del Banco Europeo de Inversiones (BEI) o del ICO español que limite el coste de la deuda al 3-4 % (WACC efectivo del 5-6 %) tendría un impacto comparable a reducir el CAPEX un 20 %, con menor coste presupuestario directo. [3]

Prioridad 3: subastas Hydrogen Bank calibradas al escenario base. La prima necesaria en el escenario base es de 0,32 €/kg para AEL y 0,19 €/kg para SOEC, valores modestos que permiten diseñar subastas CfD competitivas con presupuesto limitado. El modelo recomienda que las subastas españolas fijen un precio de ejercicio (strike price) en 3,15 €/kg para 2030 y un precio de referencia de mercado de 2,50 €/kg, resultando en una prima máxima de 0,65 €/kg. Este diseño protege al Tesoro en el escenario optimista (la prima se reduce automáticamente si el precio de mercado del H₂ sube) y garantiza la inversión en el escenario base. [6]

Prioridad 4: anticipar la señal EU-ETS. Con un precio del carbono de 65-70 €/t CO₂ (nivel actual), el hidrógeno gris soporta ya un coste adicional de 0,65-0,70 €/kg implícito en el precio del ETS pagado por los refinadores y químicas. Si este coste se traslada al precio del H₂ gris en los contratos de largo plazo, lo que debería ocurrir a medida que el ETS se endurece, la brecha de competitividad del H₂ verde se reduce automáticamente sin coste presupuestario adicional. La política debería acelerar este mecanismo de transmisión de

precios mediante contratos de suministro estandarizados H₂ verde que referencien el precio al H₂ gris + prima ETS. [3]

En resumen, el módulo OPT-2 demuestra que la competitividad del hidrógeno verde en España para 2030 no es inevitable pero sí alcanzable en el escenario base con un nivel de apoyo público moderado y coherente. Las tecnologías AEL y SOEC son las candidatas naturales para el despliegue a gran escala, con brechas de competitividad que pueden cerrarse combinando la señal del EU-ETS, primas Hydrogen Bank calibradas y facilidades de financiación del BEI. El escenario optimista, que podría materializarse si los costes solares continúan su tendencia bajista, haría innecesario el subsidio directo, trasladando el papel de la política pública hacia la facilitación de permisos, contratos PPA y garantías de demanda.

Capítulo 6. LOGÍSTICA OPT-3

El módulo OPT-3 resuelve el problema de selección del modo de transporte óptimo para el hidrógeno verde producido en España, en función de la distancia al punto de consumo y del volumen a transportar. Partiendo del LCOH de producción calculado en OPT-1 (3,713 €/kg para AEL y 3,906 €/kg para PEM en el escenario base), el módulo añade el coste de compresión, transporte y almacenamiento para obtener el LCOH entregado *end-to-end*.

6.1 MODOS DE TRANSPORTE CONSIDERADOS Y PARÁMETROS DE COSTE

El modelo considera cuatro modos de transporte, seleccionados por su relevancia actual o proyectada para el mercado español de hidrógeno verde. La tabla siguiente recoge los parámetros centralizados en la hoja 1_INPUTS (Bloque C) del modelo:

Tabla 16: Parámetros logísticos del modelo OPT-3

Símbolo	Parámetro	Valor	Unidad	Rango	Fuente
c_truck	Coste camión GH ₂ 350 bar	0,30	€/kg·100 km	0,20–0,50	Solomon et al. 2024
cap_tr	Capacidad camión GH ₂	400	kg H ₂ /viaje	350–600	Solomon et al. 2024
c_pip_n	Coste tubería nueva dedicada H ₂	0,08	€/kg·100 km	0,05–0,15	EHB 2023
c_pip_r	Coste tubería reconvertida (gas→H ₂)	0,05	€/kg·100 km	0,03–0,10	EHB 2023

c_nh3	Coste transporte NH ₃ barco (exportación)	0,35	€/kg H ₂ eq	0,20–0,60	IEA 2024; OIES 2024
pen_nh3	Penalización conversión H ₂ →NH ₃ (Haber-Bosch)	18 %	% energía H ₂	15–22 %	JRC 2024
c_comp	Coste compresión (hasta 700 bar)	0,50	€/kg	0,30–0,80	Solomon et al. 2024
c_alm_p	Coste almacenamiento comprimido (350 bar)	1,20	€/kg·ciclo	0,80–2,00	IEA 2024
c_alm_s	Coste almacenamiento caverna salina	0,35	€/kg·ciclo	0,20–0,60	IEA 2024
c_alm_n	Coste almacenamiento como NH ₃ líquido	0,45	€/kg H ₂ eq·ciclo	0,30–0,70	IEA 2024

6.1.1 CAMIÓN GH₂ COMPRIMIDO (350 BAR)

El transporte en camión cisterna de hidrógeno comprimido a 350 bar es actualmente la opción más extendida para volúmenes moderados y distancias cortas en España y Europa. El modelo adopta un coste de 0,30 €/kg por cada 100 km recorridos [15] con una capacidad de 400 kg de H₂ útiles por viaje. Para una planta de 100 MW con producción de 8.423 t/año (AEL), la logística por camión a 100 km requeriría del orden de 58 viajes diarios, lo que ilustra las limitaciones del modo para grandes volúmenes de exportación. El coste de compresión hasta 700 bar previo a la carga del camión se modela como un término independiente de 0,50 €/kg, [15] que incluye el coste del compresor (>50 % del total) y la energía de compresión isotérmica multietapa (~1,5 kWh/kg).

6.1.2 GASODUCTO NUEVO DEDICADO A HIDRÓGENO

Un gasoducto nuevo de hidrógeno de diámetro nominal DN200 tiene un coste de inversión de 1,5–4,5 M€/km en tramos terrestres [12] y produce un coste de transporte de 0,08 €/kg por 100 km a plena capacidad operativa. Este valor está calibrado con los estudios del European Hydrogen Backbone (EHB 2023) y es consistente con el rango 3,3–6,2 €/MWh_{H₂} por 1.000 km publicado por el EHB para infraestructura nueva. [12] La principal barrera del gasoducto nuevo no es el coste operativo sino el CAPEX y los tiempos de permisos (estimados en 5–8 años para gasoductos de larga distancia en España), lo que hace que esta opción sea relevante principalmente para el horizonte post-2030.

6.1.3 GASODUCTO RECONVERTIDO DESDE RED DE GAS NATURAL

La reconversión de gasoductos existentes de gas natural para su uso con hidrógeno es la opción logística más relevante para España a corto y medio plazo. El coste de inversión de reconversión es de 0,6 M€/km (frente a 2,5 M€/km de un gasoducto nuevo), representando un ahorro del 60–80 %. [12] El coste de transporte resultante es de 0,05 €/kg·100 km; el más bajo de los cuatro modos para distancias de hasta 950 km, lo que lo convierte en el modo óptimo en la mayor parte del territorio español. Enagás gestiona una red de 11.000 km de gasoductos de gas natural en España, de los cuales una fracción significativa conecta los corredores industriales (Huelva-Cádiz, Cartagena, Tarragona, Asturias, corredor del Ebro) donde se concentran los principales focos de demanda industrial. [11]

6.1.4 TRANSPORTE MARÍTIMO COMO AMONÍACO (NH₃)

Para distancias superiores a ~950 km, principalmente rutas de exportación hacia el centro y norte de Europa, el transporte marítimo de hidrógeno en forma de amoníaco verde resulta el modo de menor coste. El proceso implica: (1) síntesis de NH₃ mediante Haber-Bosch (consumo energético del 18% del H₂ de entrada [2]), (2) transporte marítimo a -33 °C en buques de amoníaco convencionales, y (3) craqueo de NH₃ en destino para recuperar H₂ (penalización energética adicional del 10%). El coste total del transporte marítimo es de 0,35 €/kg H₂ equivalente según el modelo, al que se añade un coste de reconversión NH₃ a H₂ de 0,45 - 0,55 €/kg en destino. [16] Para rutas en las que el H₂ puede utilizarse directamente

como amoníaco (fertilizantes, generación naval), la etapa de craqueo se elimina, reduciendo el coste final en 0,10 - 0,20 €/kg.

6.2 FUNCIÓN DE COSTE LOGÍSTICO EN FUNCIÓN DE LA DISTANCIA

El coste de transporte de cada modo es una función lineal de la distancia, lo que refleja los costes variables de combustible (camión) o las pérdidas de presión y energía de bombeo (gasoductos). El coste total de transporte para cada modo m a distancia d se calcula como:

$$C_{\text{transp}_m}(d) = c_m \times d / 100 \quad [\text{€/kg, con } d \text{ en km}]$$

donde c_m es el coste unitario de cada modo en €/kg/100 km. Para el NH_3 marítimo se añade el término fijo de conversión y almacenamiento. La tabla siguiente recoge los valores calculados por el modelo para el rango de distancias 50–2.500 km. La columna de modo óptimo indica el modo de menor coste para cada distancia:

Tabla 17: Coste de transporte por modo (€/kg) en función de la distancia

Dist. (km)	Camión GH_2 (€/kg)	Tubería nueva (€/kg)	Tubería reconv. (€/kg)	NH_3 barco (€/kg)	Modo óptimo	Coste óptimo (€/kg)
50	0,65	0,04	0,025	0,352	Tubería reconv.	0,025
100	0,80	0,08	0,050	0,354	Tubería reconv.	0,050
200	1,10	0,16	0,100	0,357	Tubería reconv.	0,100
300	1,40	0,24	0,150	0,361	Tubería reconv.	0,150
500	2,00	0,40	0,250	0,368	Tubería reconv.	0,250

750	2,75	0,60	0,375	0,376	Tubería reconv.	0,375
1.000	3,50	0,80	0,500	0,385	NH ₃ barco	0,385
1.500	5,00	1,20	0,750	0,403	NH ₃ barco	0,403
2.500	8,00	2,00	1,250	0,438	NH ₃ barco	0,438

6.3 FRONTERA DE CAMBIO MODAL: DISTANCIA DE EQUILIBRIO

La frontera de cambio modal, o *breakeven* de distancia, es el punto en el que el coste de dos modos se iguala, determinando a partir de qué distancia conviene cambiar de modo. A partir de los valores del modelo se identifican dos fronteras relevantes:

Frontera camión / tubería reconvertida: igualando $C_{truck} = C_{pip_r}$; $0,30 \times d / 100 = 0,05 \times d / 100$, lo que daría siempre ventaja a la tubería al ser su coste unitario inferior en todo el rango. Sin embargo, la tubería tiene un coste fijo de inversión (CAPEX) que la hace inviable para pequeños volúmenes. En la práctica, la frontera económica (incluyendo amortización de CAPEX de la tubería) se sitúa entre 50 y 150 t/día, umbral por debajo del cual el camión es preferible a pesar de su mayor coste variable. [15]

Frontera tubería reconvertida / NH₃ barco: el modelo identifica este cambio modal entre 750 y 1.000 km. A 750 km, la tubería reconvertida cuesta 0,375 €/kg y el NH₃ 0,376 €/kg (diferencia de apenas 0,001 €/kg). A 1.000 km, el NH₃ (0,385 €/kg) ya supera claramente a la tubería (0,500 €/kg). El punto de equilibrio exacto se sitúa a ~950 km, distancia que en el contexto español equivale aproximadamente a la ruta Sevilla - Marsella o Madrid - Berlín.

Para distancias inferiores a 950 km, que cubre la práctica totalidad del territorio español continental, la tubería reconvertida es el modo óptimo, con costes que van desde 0,025 €/kg a 50 km hasta 0,375 €/kg a 750 km. Para las rutas de exportación hacia el centro y norte de

Europa, el NH₃ marítimo se convierte en el modo preferido, con costes entre 0,385 y 0,438 €/kg para distancias de 1.000 a 2.500 km.

6.4 LCOH ENTREGADO POR RUTA Y MODO

El LCOH entregado es la suma del LCOH de producción (obtenido del módulo OPT-1), el coste de compresión, el coste de transporte óptimo y el coste de almacenamiento en el punto de entrega. Para AEL (LCOH_{prod} = 3,713 €/kg) y PEM (LCOH_{prod} = 3,906 €/kg):

$$\text{LCOH}_{\text{entregado}} = \text{LCOH}_{\text{prod}} + C_{\text{compresión}} + C_{\text{transporte}_{\text{óptimo}}(d) + C_{\text{almacenamiento}}$$

La tabla siguiente recoge el LCOH entregado para cada distancia:

Tabla 18: LCOH entregado (€/kg) para AEL y PEM en función de la distancia, utilizando el modo de transporte óptimo en cada caso

Dist. (km)	C _{prod} AEL (€/kg)	C _{transp.} óptimo (€/kg)	C _{almac.} (€/kg)	C _{prod} PEM (€/kg)	LCOH AEL entregado (€/kg)	LCOH PEM entregado (€/kg)	Interpretación
50	3,713	0,025	0,35	3,906	4,088	4,281	Refinería local
100	3,713	0,050	0,35	3,906	4,113	4,306	Corredor industrial
200	3,713	0,100	0,35	3,906	4,163	4,356	Valle industrial
300	3,713	0,150	0,35	3,906	4,213	4,406	Radio interregional
500	3,713	0,250	0,35	3,906	4,313	4,506	Conexión troncal

750	3,713	0,375	0,35	3,906	4,438	4,631	Red backbone España
1.000	3,713	0,385	0,35	3,906	4,448	4,641	NH ₃ : frontera ES-FR
1.500	3,713	0,403	0,35	3,906	4,465	4,658	NH ₃ : Alemania sur
2.500	3,713	0,438	0,35	3,906	4,500	4,694	NH ₃ : Europa central

El LCOH entregado de AEL oscila entre 4,088 €/kg a 50 km (refinería colindante con tubería reconvertida) y 4,500 €/kg a 2.500 km (exportación vía NH₃ marítimo a Europa central). El incremento total de la logística sobre el LCOH de producción es de tan solo 0,787 €/kg en el peor caso (2.500 km), lo que representa un 21% del LCOH base. Esto contrasta con la percepción habitual de que la logística del hidrógeno es prohibitivamente costosa: en el rango de distancias relevante para España (50 - 750 km), el coste de transporte por tubería reconvertida añade entre 0,025 y 0,375 €/kg, cifras muy competitivas en el contexto del mercado.

El precio de venta de referencia para la industria es de 4,50 €/kg (hoja 1_INPUTS del modelo). En el escenario base, todas las rutas de distancia ≤ 750 km son competitivas para AEL (LCOH entregado 4,088–4,438 €/kg < 4,50 €/kg). A 2.500 km por NH₃, el LCOH entregado de AEL (4,500 €/kg) se sitúa exactamente en el umbral de competitividad para el precio industrial, sin margen para la ruta de exportación marítima sin mejoras en producción o subsidio.

6.5 COMPARATIVA DE LAS SIETE RUTAS DE SUMINISTRO MODELIZADAS

El módulo OPT-5 integra producción y logística en siete rutas de suministro representativas de los principales casos de uso del hidrógeno verde en España. La tabla siguiente recoge la

descomposición del LCOH entregado para cada ruta, con valores extraídos directamente del modelo:

Tabla 19: Siete rutas de suministro: descomposición del LCOH entregado (€/kg) por componente

Ruta	Descripción	C_prod (€/kg)	C_comp. (€/kg)	C_transp. (€/kg)	C_alm. (€/kg)	C_reconv. (€/kg)	LCOH entregado (€/kg)	Sector destino
R1	On-site planta- usuario directo	3,713	0,20	0,10	0,20	0,00	4,213	Refinería
R2	Camión GH ₂ 100 km	3,713	0,50	0,30	0,35	0,00	4,863	Polígono industrial
R3	Camión GH ₂ 300 km	3,713	0,50	0,90	0,35	0,00	5,463	Radio ampliado
R4	Tubería reconvertida 200 km	3,713	0,20	0,10	0,30	0,00	4,313	Valle Ebro / corredor industrial
R5	Tubería nueva 500 km	3,713	0,20	0,40	0,30	0,00	4,613	Red backbone España
R6	NH ₃ exportación barco 2.000 km	3,713	0,30	0,60	0,40	0,55	5,563	España → Europa central (barco)

R7	H2Med pipeline 1.000 km	3,713	0,20	0,20	0,35	0,45	4,913	H2Med BarMar (Barcelona- Marsella)
-----------	-------------------------------	-------	------	------	------	------	--------------	---

R1 (on-site, 4,213 €/kg) y R4 (tubería reconvertida 200 km, 4,313 €/kg) son las rutas más eficientes, con LCOH entregado por debajo del precio industrial de referencia (4,50 €/kg). Representan el modelo de negocio más inmediato: plantas de electrólisis situadas dentro de o adyacentes a polígonos industriales con refinerías o plantas químicas, conectadas por gasoductos reconvertidos de la red de Enagás.

R2 (camión 100 km, 4,863 €/kg) y R5 (tubería nueva 500 km, 4,613 €/kg) son competitivas en el escenario optimista 2030 (con reducción de LCOH de producción del 35 % y precios de electricidad de 28 €/MWh), pero requieren todavía subsidio o precio EU-ETS más elevado en el escenario base.

R6 (NH₃ exportación barco 2.000 km, 5,563 €/kg) es la ruta más costosa, un 32 % superior a R1, debido a los costes acumulados de conversión, transporte y reconversión. Sin embargo, si el H₂ se entrega directamente en forma de NH₃ al sector de fertilizantes o generación naval en destino (eliminando el craqueo final de 0,45–0,55 €/kg), el LCOH efectivo se reduciría a ~5,0 €/kg, dentro del rango de competitividad del amoníaco verde en Europa según OIES (2024). [16]

R7 (H2Med pipeline 1.000 km, 4,913 €/kg) representa la ruta de exportación estructural de largo plazo (la conexión Barcelona-Marsella prevista para 2030), con un LCOH entregado 0,7 €/kg inferior al de la exportación por barco (R6). Su viabilidad económica en el escenario base requiere un precio de venta de H₂ en destino (Marsella-Alemania) superior al de España, realista dado que el LCOH de producción en el norte de Europa por eólica es de ~4,5–5,0 €/kg según JRC (2024). [1]

6.6 IMPLICACIONES PARA LA LOCALIZACIÓN ÓPTIMA DE PLANTAS EN ESPAÑA

Los resultados del módulo OPT-3 tienen implicaciones directas para la estrategia de localización de plantas de hidrógeno verde en España:

- La ventaja de la tubería reconvertida (0,05 €/kg·100 km) sobre el camión (0,30 €/kg·100 km) implica que las plantas situadas en el corredor de gasoductos de Enagás, que conecta los principales clústeres industriales de España, tienen una ventaja logística estructural de hasta 0,25 €/kg por cada 100 km de transporte.
- El eje Huelva-Cádiz (mayor potencial solar de España, ~2.200 kWh/m²/año de irradiación) combina el menor coste de electricidad PPA con acceso a la red de Enagás y proximidad a refinerías de Cepsa y Repsol. Es el clúster de mayor potencial de rentabilidad sin subsidio en el escenario base.
- El corredor Tarragona-Valencia conecta la producción del sur con la demanda petroquímica de Tarragona mediante gasoductos existentes y está a menos de 950 km de Marsella (frontera modal tubería-NH₃), por lo que puede servir tanto al mercado doméstico como a la exportación por H2Med.
- El norte de España (Asturias, País Vasco) tiene menor recurso solar pero mayor recurso eólico y demanda siderúrgica emergente (acero verde DRI). La reconversión de la red de gasoductos del norte conectaría producciones eólicas con la siderurgia, con distancias de transporte inferiores a 200 km en la mayoría de los casos.
- Las zonas del interior peninsular (Extremadura, Castilla-La Mancha), con excelente recurso solar pero alejadas de los centros de demanda industrial, se beneficiarían más de la tubería reconvertida hacia los corredores de demanda que del camión, que a 300–500 km ya supone un sobre coste de 0,90–1,50 €/kg sobre la producción.

En síntesis, el módulo OPT-3 demuestra que, en el rango de distancias del mercado doméstico, la logística añade solo un 1–12 % al LCOH, por lo que no compromete la competitividad interna. De cara al mercado europeo, la infraestructura de Enagás y H2Med son los habilitadores que posicionan a España como potencial exportador, si bien la competitividad en destino queda fuera del alcance cuantitativo de este módulo.

Capítulo 7. ASIGNACIÓN OPT-4

El módulo OPT-4 resuelve el problema de cómo distribuir los 300 kt/año de hidrógeno verde disponibles en España entre los ocho sectores demandantes identificados, de manera que se maximice el valor neto socioeconómico generado. Este valor incorpora tanto el margen económico directo (diferencia entre el precio de venta y el coste de producción más transporte) como el valor climático asociado al CO₂ evitado al sustituir hidrógeno fósil o combustibles convencionales.

7.1 SECTORES DEMANDANTES Y SUS PARÁMETROS ECONÓMICOS

La tabla siguiente recoge los ocho sectores modelizados, con sus parámetros de demanda, precio de venta y margen bruto resultante. El margen bruto se define como:

$$\text{Margen_bruto (€/kg)} = P_{\text{venta}} - C_{\text{transporte}} - \text{LCOH_prod_AEL}$$

Con $\text{LCOH_prod_AEL} = 3,713 \text{ €/kg}$ (CF=0,50, caso base 2026). El coste de transporte $C_{\text{transporte}}$ refleja el coste óptimo para la distancia característica de cada sector (tubería reconvertida para industria local, camión/H2Med para exportación): [2]

Tabla 20: Parámetros de demanda y margen bruto por sector

Sector	Dem. máx. (kt/año)	P_venta (€/kg)	C_transp (€/kg)	LCOH_prod AEL (€/kg)	Margen bruto (€/kg)	CO ₂ evitado (t CO ₂ / t H ₂)	Fuente demanda
Refinería	250	4,50	0,15	3,713	0,637	9	HdR 2030
Amoniaco verde	80	4,00	0,20	3,713	0,087	9,5	AeH2 2023
Química / petroquímica	40	4,20	0,20	3,713	0,287	8,5	MITECO 2020

Transporte pesado (FCEV)	20	7,00	0,50	3,713	2,787	7,5	HdR 2030
Ferroviario (tren H ₂)	5	6,00	0,40	3,713	1,887	7,5	HdR 2030
Generación / red eléctrica	15	3,50	0,10	3,713	-0,313	7,0	Estimación
Exportación H2Med / NH ₃	100	3,80	0,50	3,713	-0,413	9,0	OIES 2024
Acero verde (DRI-EAF)	10	5,00	0,25	3,713	1,037	10,0	Estimación
TOTAL demanda potencial	520	-	-	-	-	-	-

El análisis de los márgenes brutos revela una estructura de demanda muy heterogénea. Transporte pesado (2,787 €/kg) y ferroviario (1,887 €/kg) presentan los márgenes más elevados por kg, consecuencia de los altos precios de venta al usuario final (7,00 y 6,00 €/kg respectivamente) que compensan los mayores costes de transporte y distribución. Sin embargo, sus demandas máximas son limitadas (20 y 5 kt/año), lo que restringe su capacidad de absorber grandes volúmenes de producción.

Refinería (0,637 €/kg) y química (0,287 €/kg) tienen márgenes positivos más modestos, pero demandas muy elevadas (250 y 40 kt/año), convirtiéndose en los sectores absorbedores de grandes volúmenes. El sector de amoniaco verde presenta un margen ajustado (0,087 €/kg) por el menor precio de venta tolerable (4,00 €/kg), reflejo de la competencia con el amoniaco convencional (Haber-Bosch con gas natural) a ~400 - 500 €/t. [10]

Generación en red (-0,313 €/kg) y exportación H2Med (-0,413 €/kg) presentan márgenes brutos negativos en el escenario base: el precio de venta no cubre el coste de producción más

transporte. Sin embargo, ambos sectores tienen un elevado CO₂ evitado (7,0 y 9,0 t CO₂/t H₂ respectivamente), lo que cambia la ecuación si se incorpora el precio del carbono del EU-ETS como se analizará en la sección 7.4. [6]

La demanda potencial total de los ocho sectores suma 520 kt/año, casi el doble de la producción disponible (300 kt/año), lo que confirma que el problema de asignación tiene sentido económico: la producción es el recurso escaso y la pregunta es a qué sectores asignarla para maximizar el valor generado.

7.2 FUNCIÓN OBJETIVO: MAXIMIZACIÓN DEL VALOR NETO SOCIOECONÓMICO

La función objetivo del módulo OPT-4 maximiza la suma del valor económico neto y del valor climático generado por la asignación de hidrógeno a cada sector:

$$\begin{aligned} & \text{MAX } \sum_i [\text{Margen}_i \times Q_i + \lambda \times \text{CO}_{2_evitado_i} \times Q_i] \\ & = \text{MAX } \sum_i [(P_{venta_i} - C_{transp_i} - LCOH_{prod}) + \lambda \times EF_i] \times Q_i \end{aligned}$$

Sujeto a las siguientes restricciones:

- Restricción de demanda máxima por sector: $Q_i \leq D_{i_max} \quad \forall i$
- Restricción de producción disponible: $\sum_i Q_i \leq Q_{total} = 300 \text{ kt/año}$
- No negatividad: $Q_i \geq 0 \quad \forall i$

Donde λ es el precio del CO₂ del EU-ETS (65 €/t en el escenario base) y EF_i es el factor de emisiones evitadas por tonelada de H₂ asignada al sector i (en t CO₂/t H₂). El parámetro λ actúa como un precio sombra del carbono que pondera el valor climático de cada asignación junto al margen económico puro. [6]

La solución de este problema de programación lineal es la regla de mérito decreciente: ordenar los sectores por su valor neto ponderado unitario ($\text{Margen}_i + \lambda \times EF_i / 1000$) de mayor a menor y asignar hasta agotar la demanda máxima de cada sector o la producción disponible, lo que ocurra antes. Este algoritmo *greedy* es equivalente al óptimo de la programación lineal cuando los márgenes son constantes (lo que se cumple en este modelo al asumir precio de venta fijo para cada sector).

7.3 RESTRICCIONES DEL PROBLEMA

Las restricciones del modelo de asignación son de tres tipos:

7.3.1 RESTRICCIÓN DE DEMANDA MÁXIMA

Cada sector tiene una demanda máxima potencial para 2030 estimada a partir de la Hoja de Ruta del Hidrógeno renovable de España (MITECO 2020) [9] y el Censo de Proyectos de AeH2 (2023). [10] Estas demandas representan el techo de absorción técnico-económico de cada sector en el horizonte de planificación, no una demanda garantizada. La restricción más importante es la del sector de refinería (250 kt/año): incluso si se le asignara toda la producción disponible, cubriría solo el 60% de la demanda potencial de ese sector, lo que señala el cuello de botella del lado de la oferta.

7.3.2 RESTRICCIÓN DE PRODUCCIÓN DISPONIBLE

La producción total disponible de 300 kt/año es un dato del escenario base, obtenido de la suma de los proyectos en cartera identificados por AeH2 (2023) si se materializaran en su totalidad. Esta cifra equivale al 60% del consumo actual de hidrógeno gris en España (~500 kt/año) y supera el umbral del 50% exigido por *Fit for 55* de la Directiva RED III.

7.3.3 COMPATIBILIDAD TECNOLÓGICA Y PUREZA

No todos los modos de electrólisis son igualmente aptos para todos los sectores. La pureza del H₂ producido varía según la tecnología: AEL produce H₂ al 99,8 % de pureza (requiere purificación adicional para movilidad), mientras que PEM ofrece >99,999 % directamente. El modelo asume que la asignación a transporte pesado y ferroviario se realiza con H₂ PEM o AEL con purificación PSA integrada, sin impacto significativo sobre el LCOH base al tratarse de una fracción pequeña (25 kt/año sobre 300 kt totales). [2]

7.4 RESULTADOS DE LA ASIGNACIÓN ÓPTIMA

La tabla siguiente recoge la asignación óptima resultante del modelo, ordenada por prioridad decreciente de valor neto ponderado:

Tabla 21: Asignación sectorial óptima de los 300 kt/año de H₂ verde disponibles. El valor climático se calcula con $P_{CO_2} = 65 \text{ €/t}$ (EU-ETS base 2024)

Prioridad	Sector	Asignación (kt/año)	Margen (€/kg)	Ingreso neto (M€/año)	CO ₂ evitado (Mt/año)	Valor climático (M€/año)	Valor total (M€/año)
1º	Transporte pesado (FCEV)	20	2,787	55,7	0,150	9,75	65,5
2º	Acero verde (DRI-EAF)	10	1,037	10,4	0,100	6,50	16,9
3º	Ferroviario (tren H ₂)	5	1,887	9,4	0,038	2,44	11,9
4º	Química / petroquímica	40	0,287	11,5	0,340	22,10	33,6
5º	Refinería (sustitución H ₂ gris)	100	0,637	63,7	0,900	58,50	122,2
6º	Exportación H ₂ Med / NH ₃	80	-0,413	-33,0	0,720	46,80	13,8
7º	Amoniaco verde (fertilizantes)	45	0,087	3,9	0,428	27,78	31,7
8º	Generación / red eléctrica	0	-0,313	0	0,000	0,00	0,00

TOTAL		300	-	121,7	2,676	173,9	295,6
-------	--	-----	---	-------	-------	-------	-------

7.4.1 SECTORES DE ALTA PRIORIDAD: TRANSPORTE, ACERO Y FERROVIARIO

Los tres sectores de mayor margen unitario, transporte pesado (2,787 €/kg), ferroviario (1,887 €/kg) y acero verde (1,037 €/kg), reciben asignación completa hasta su demanda máxima: 20, 5 y 10 kt/año respectivamente. En conjunto absorben 35 kt/año (11,7 % de la producción) y generan 94,3 M€/año de valor total (margen económico + valor climático). Su aportación al ingreso neto por kg producido es la más alta del sistema, pero el volumen limitado de sus demandas impide que sean los sectores vertebradores del mercado del H₂ verde en España a corto plazo.

El acero verde merece mención especial: aunque su demanda actual es modesta (apenas 10 kt/año en el horizonte 2030), presenta el factor de emisiones evitadas más alto de todos los sectores (10 t CO₂/t H₂), lo que le confiere el mayor valor climático por unidad. La descarbonización de la siderurgia mediante reducción directa de hierro con H₂ (DRI-H₂) es considerada por la IEA como uno de los usos de mayor impacto climático del hidrógeno renovable. [1]

7.4.2 SECTORES INDUSTRIALES VOLUMÉTRICOS: REFINERÍA Y QUÍMICA

La refinería (margen 0,637 €/kg) recibe 100 kt/año, no los 250 kt de su demanda máxima, porque la producción disponible ya ha sido parcialmente asignada a los sectores de mayor prioridad. El sector químico/petroquímico recibe su demanda máxima de 40 kt/año con un margen de 0,287 €/kg. Juntos, estos dos sectores industriales absorben 140 kt/año (47 % de la producción) y generan 155,8 M€/año de valor total. Su importancia radica en que son los sectores con mayor demanda garantizada a corto plazo: ya consumen H₂ hoy (de origen fósil) y la sustitución por H₂ verde es un cambio de proveedor, no de proceso.

7.4.3 SECTORES CON MARGEN NEGATIVO: EXPORTACIÓN Y GENERACIÓN

La exportación H₂Med (margen bruto -0,413 €/kg) recibe 80 kt/año en el escenario base a pesar del margen negativo, porque el valor climático asociado (9 t CO₂/t H₂ × 65 €/t × 80 kt = 46,8 M€/año) supera la pérdida económica directa (-33,0 M€/año), resultando en un valor

total positivo de 13,8 M€/año. Sin la señal del EU-ETS, la exportación no sería económicamente justificable en el escenario base.

La generación en red (margen -0,313 €/kg) recibe asignación cero porque, incluso incorporando el valor climático con EU-ETS a 65 €/t, el valor total apenas alcanza 0,3 M€/año, insuficiente para compensar la pérdida económica de -4,7 M€/año sin apoyo climático. La competencia con las baterías y el bombeo hidráulico para el almacenamiento energético hace que el hidrógeno no sea competitivo en este uso en el escenario base 2030. [6]

El amoníaco verde recibe una asignación parcial de 45 kt/año (frente a su demanda máxima de 80 kt/año), al situarse en posición 7ª por valor neto ponderado. Su margen ajustado (0,087 €/kg) refleja la presión competitiva del amoníaco convencional, aunque el alto factor de CO₂ evitado (9,5 t/t H₂) mejora su valor total a 31,7 M€/año.

7.5 CO₂ EVITADO TOTAL Y VALOR CLIMÁTICO DE LA ASIGNACIÓN

La asignación óptima de 300 kt/año de H₂ verde evita un total de 2,676 Mt de CO₂ equivalente al año, distribuidos entre los sectores según sus factores de emisión. Este valor representa aproximadamente el 0,62% de las emisiones totales de España en 2024 (~430 Mt CO₂), una contribución modesta en términos absolutos pero concentrada precisamente en los sectores de difícil electrificación directa (refinería, química, siderurgia, transporte pesado).

El valor climático total de la asignación asciende a 173,9 M€/año con EU-ETS a 65 €/t CO₂, y el ingreso neto económico directo es de 121,7 M€/año. El valor total integrado (económico + climático) es de 295,6 M€/año, lo que supone un retorno de ~985 €/t H₂ producido sobre el coste de producción. La comparativa entre ingreso económico (121,7 M€) y valor climático (173,9 M€) ilustra que, en el escenario base, más del 58% del valor socioeconómico del H₂ verde proviene de la externalidad climática, no del diferencial de precio de mercado. Este dato es clave para justificar el mantenimiento de los instrumentos de apoyo (EU-ETS, Hydrogen Bank) como condición necesaria para la viabilidad del sistema. [6]

7.6 SENSIBILIDAD DE LA ASIGNACIÓN AL PRECIO DEL CO₂ (EU-ETS)

El precio del carbono es el parámetro que más afecta a la asignación de los sectores con margen bruto negativo (exportación y generación en red). La tabla siguiente analiza cómo varía el valor total y la asignación recomendada para estos dos sectores en función del precio del EU-ETS:

Tabla 22: Sensibilidad del valor total y la asignación óptima al precio del EU-ETS, para los sectores con margen económico negativo

Sector / Indicador	P_CO ₂ =40 €/t	P_CO ₂ =65 €/t (base)	P_CO ₂ =80 €/t	P_CO ₂ =100 €/t	P_CO ₂ * mínimo para viabilidad
Valor climático total (M€/año)	107,0	173,9	214,1	267,6	-
Exportación: valor total (M€/año)	-4,2	13,8	24,6	38,8	46 €/t
Generación/red: valor total (M€/año)	-1,9	0,3	1,8	4,2	60 €/t
Asignación exportación (recomendada)	0 kt	80 kt	100 kt	100 kt	-
Asignación generación/red (recomendada)	0 kt	0 kt	5 kt	15 kt	-

El precio de equilibrio del CO₂ para la exportación H2Med (P_CO₂* = 46 €/t) ya está superado por el EU-ETS actual (65 €/t), lo que significa que la exportación es ya

socioeconómicamente justificable en el escenario base, aunque no económicamente rentable sin subsidio. Para la generación en red, el precio de equilibrio ($P_{CO_2^*} = 60 \text{ €/t}$) está también muy próximo al nivel actual del ETS, y superaría el umbral de rentabilidad socioeconómica completa con un precio del carbono de 80 €/t , proyectado para 2027–2029 según IEA NZE. [1]

Este análisis tiene una implicación de política importante: a medida que el EU-ETS se endurezca progresivamente hacia 2030, los sectores actualmente no rentables para el H_2 verde se irán incorporando a la demanda de forma autónoma, sin necesidad de subsidio directo adicional. El modelo sugiere que con un precio del carbono de 100 €/t (escenario optimista IEA 2030), todos los sectores excepto la generación en red tendrían margen socioeconómico positivo y la demanda total de H_2 verde podría alcanzar los 495 kt/año (próxima a la demanda potencial total de 520 kt/año).

7.7 DISCUSIÓN INTEGRADA: IMPLICACIONES DE LA ASIGNACIÓN ÓPTIMA

Los resultados del módulo OPT-4 permiten extraer cuatro conclusiones operativas directamente accionables para la política industrial y energética española:

1. El mercado natural del H_2 verde español en 2030 es la industria, no la movilidad ni la exportación. Los sectores de refinería y química absorben juntos 140 kt/año con margen positivo, sin necesidad de subsidio. Son el mercado ancla que garantiza la viabilidad de la inversión en producción. La movilidad (transporte pesado + ferroviario) es el de mayor margen unitario pero el de menor volumen.
 2. La exportación requiere el EU-ETS pero no un subsidio adicional. Con un precio del carbono de 65 €/t , la exportación por $H_2\text{Med}$ genera valor total positivo ($13,8 \text{ M€/año}$ para 80 kt). El mecanismo de transmisión del precio del carbono al coste del H_2 gris (vía EU-ETS pagado por refinadores y químicas) es la palanca política más coste-efectiva para hacer competitiva la exportación sin coste presupuestario directo.
 3. La generación en red no es un destino prioritario para el H_2 verde en 2030. El margen negativo ($-0,313 \text{ €/kg}$) y la competencia con tecnologías de almacenamiento más baratas (baterías, bombeo) hacen que la generación no justifique el uso de H_2 verde en el horizonte 2030. Esta conclusión es coherente con la literatura de referencia. [1]
- [3]

4. El valor socioeconómico total (295,6 M€/año) es positivo, pero la rentabilidad privada (121,7 M€/año ingreso neto directo) es menor. La diferencia entre ambos (173,9 M€/año) es el valor climático que el mercado no remunera directamente. Esto cuantifica exactamente el papel de los instrumentos de política (EU-ETS, Hydrogen Bank): cerrar la brecha entre rentabilidad privada y valor social para alinear incentivos de inversión con el óptimo socioeconómico.

Capítulo 8. CADENA DE VALOR

El módulo OPT-5 integra los resultados de los cuatro módulos anteriores, producción (OPT-1), sensibilidad (OPT-2), logística (OPT-3) y asignación sectorial (OPT-4), en una visión *end-to-end* del sistema del hidrógeno verde español. El objetivo es obtener el LCOH entregado completo para cada combinación de tecnología de producción, ruta logística y escenario macroeconómico, y compararlo con los precios de referencia del hidrógeno gris para cuantificar la brecha de competitividad con precisión.

8.1 SÍNTESIS DE RESULTADOS DE PRODUCCIÓN: LOS CUATRO ELECTROLIZADORES

Antes de integrar la logística, la tabla siguiente consolida los resultados clave del módulo OPT-1 para las cuatro tecnologías, tal como los computa el modelo:

Tabla 23: LCOH base (CF=0,50) y LCOH óptimo (CF) para las cuatro tecnologías*

Tecnología	LCOH base (CF=0,50) (€/kg)	CF* óptimo	LCOH* (€/kg)	P _e * (€/MWh)	Componente eléctrica en LCOH base (%)
AEL	3,713	0,55	3,241	33,6	56,0 %
PEM	3,906	0,60	3,408	35,9	51,2 %
AEM	4,186	0,60	3,665	35,9	48,7 %
SOEC	3,472	0,65	3,035	38,4	43,8 %

El rango de LCOH base oscila entre 3,472 €/kg (SOEC) y 4,186 €/kg (AEM), con AEL y PEM en valores intermedios de 3,713 y 3,906 €/kg respectivamente. Al optimizar el factor de carga (CF*), los valores descienden hasta un rango de 3,035–3,665 €/kg, una reducción media del 12 % respecto al CF de referencia. SOEC mantiene el LCOH más bajo en ambas condiciones (CF base y CF*) gracias a su menor consumo eléctrico específico (38 kWh/kg

frente a 50–52 kWh/kg de las tecnologías de baja temperatura), pese a tener el CAPEX más elevado (1.400 €/kW).

La estructura de costes difiere significativamente entre tecnologías: en AEL, la electricidad representa el 56,0 % del LCOH base, mientras que en SOEC este porcentaje baja al 43,8 %, siendo el CAPEX y el stack proporcionalmente más relevantes. Esta diferencia explica por qué SOEC es más sensible a variaciones de CAPEX y menos sensible al precio de la electricidad que AEL, un hallazgo con implicaciones directas para la estrategia de inversión: en un entorno de precios eléctricos volátiles, SOEC ofrece mayor estabilidad del LCOH. [1]

8.2 LCOH ENTREGADO END-TO-END POR RUTA DE SUMINISTRO

La cadena de valor completa suma al LCOH de producción los costes de compresión, transporte y almacenamiento para cada una de las siete rutas modelizadas. La tecnología de referencia es AEL en el escenario base (LCOH_{prod} = 3,713 €/kg), que representa el caso más representativo para el mercado español a corto plazo.

Tabla 24: Descomposición del LCOH entregado (€/kg) por componente para las siete rutas de suministro.

Ordenadas de menor a mayor LCOH entregado

R	Descripción de la ruta	C _{prod} (€/kg)	C _{comp.} (€/kg)	C _{transp.} (€/kg)	C _{alm.} (€/kg)	C _{reconv.} (€/kg)	LCOH entregado (€/kg)	Δ vs R1 (€/kg)
R1	On-site: planta colindante con usuario (50 km)	3,713	0,20	0,10	0,20	0,00	4,213	-
R4	Tubería reconvertida 200 km (corredor industrial)	3,713	0,20	0,10	0,30	0,00	4,313	+0,100

R5	Tubería nueva 500 km (red backbone España)	3,713	0,20	0,40	0,30	0,00	4,613	+0,400
R2	Camión GH₂ 100 km (suministro regional)	3,713	0,50	0,30	0,35	0,00	4,863	+0,650
R7	H2Med pipeline 1.000 km (Barcelona-Marsella)	3,713	0,20	0,20	0,35	0,45	4,913	+0,700
R3	Camión GH₂ 300 km (radio ampliado)	3,713	0,50	0,90	0,35	0,00	5,463	+1,250
R6	NH₃ exportación barco 2.000 km (España→Europa central)	3,713	0,30	0,60	0,40	0,55	5,563	+1,350

La ruta más eficiente es R1 (*on-site*, 4,213 €/kg): la planta de electrólisis se ubica adyacente al consumidor industrial, eliminando prácticamente toda la logística de larga distancia. Solo se requiere una tubería de interconexión corta (~50 km) y un almacenamiento mínimo. Esta es la configuración que maximiza la competitividad y es ya aplicable en los clústeres industriales españoles con consumo de H₂ existente (Huelva-Cádiz, Cartagena, Tarragona). [2]

R4 (tubería reconvertida 200 km, 4,313 €/kg) es la segunda ruta más eficiente, con un sobrecoste de solo 0,100 €/kg respecto a R1. Esta diferencia marginal refleja la alta eficiencia de la tubería reconvertida (0,05 €/kg/100 km), que es el modo de transporte de menor coste operativo en el rango de distancias domésticas. La red de Enagás permite cubrir la mayor

parte del territorio industrial español en un radio de 200 km desde los principales núcleos de producción renovable. [3]

R5 (tubería nueva 500 km, 4,613 €/kg) representa el coste de la infraestructura troncal, el *backbone* de hidrógeno español, que conectaría grandes plantas de producción en el sur con los centros de demanda del norte y el mediterráneo. Con un sobrecoste de 0,400 €/kg sobre R1, sigue siendo competitivo frente al precio de venta industrial de referencia (4,50 €/kg) solo en el escenario optimista.

R7 (H2Med pipeline 1.000 km, 4,913 €/kg) y R2 (camión 100 km, 4,863 €/kg) se sitúan en un rango similar, aunque con estructuras de coste completamente distintas: H2Med tiene bajo coste de transporte (0,20 €/kg) pero añade 0,45 €/kg de reconversión NH₃ a H₂ en destino; el camión tiene coste de transporte moderado pero requiere compresión cara (0,50 €/kg) y mayor almacenamiento.

Las rutas más costosas son R3 (camión 300 km, 5,463 €/kg) y R6 (NH₃ barco 2.000 km, 5,563 €/kg). El camión a 300 km acumula 1,40 €/kg en transporte y compresión, lo que lo hace no competitivo frente al precio industrial de 4,50 €/kg. R6 es la ruta más cara por la acumulación de cuatro costes logísticos: compresión (0,30), transporte marítimo (0,60), almacenamiento como NH₃ (0,40) y reconversión NH₃ a H₂ en destino (0,55), sumando 1,85 €/kg sobre el LCOH de producción. [4]

8.3 COMPARATIVA POR ESCENARIO TECNO-ECONÓMICO

Para evaluar la robustez de las rutas ante la evolución del entorno económico, la tabla siguiente presenta el LCOH entregado de cada ruta en los tres escenarios 2030: pesimista, base y optimista. Los valores del escenario base para R1-R4 proceden directamente del modelo; para R5-R7 se derivan sumando los costes logísticos fijos al LCOH de producción de cada escenario:

Tabla 25: LCOH entregado (€/kg) por ruta y escenario

R	Ruta	Pesimista (€/kg)	Base 2026 (€/kg)	Optimista (€/kg)	Obj. comp. (€/kg)	¿Competitivo en base?

R1	On-site (planta-usuario directo)	6,951	4,213	3,033	4,50	Sí (4,213 < 4,50)
R4	Tubería reconvertida 200 km	7,116	4,313	3,105	4,50	Sí (4,313 < 4,50)
R5	Tubería nueva 500 km	7,365	4,367	2,637	4,50	Sí (4,367 < 4,50)
R2	Camión GH ₂ 100 km	8,023	4,863	3,501	4,50	No (4,863 > 4,50)
R7	H2Med pipeline 1.000 km	7,665	4,913	2,937	4,50	No (4,913 > 4,50)
R3	Camión GH ₂ 300 km	9,013	5,463	3,933	4,50	No (5,463 > 4,50)
R6	NH ₃ exportación barco 2.000 km	8,315	5,317	3,587	4,50	No (5,317 > 4,50)

El resultado más relevante es que en el escenario pesimista, ninguna ruta es competitiva frente al precio del H₂ gris efectivo (3,15 €/kg con EU-ETS a 65 €/t), con LCOHs entregados que van de 6,951 a 9,013 €/kg. Esto confirma que el escenario pesimista requiere subsidios masivos (Hydrogen Bank o apoyo directo a la inversión) para que el sistema sea viable. [5]

En el escenario base, R1, R4 y R5 son competitivas frente al precio industrial de referencia (4,50 €/kg), con LCOHs de 4,213, 4,313 y 4,367 €/kg respectivamente. R2 (4,863 €/kg) y R7 (4,913 €/kg) requieren un subsidio pequeño (~0,36 - 0,41 €/kg) o un precio del carbono ligeramente superior. R3 y R6 permanecen fuera de competitividad en base.

En el escenario optimista, todas las rutas son competitivas, con LCOHs que van de 2,637 €/kg (R5, tubería nueva) a 3,933 €/kg (R3, camión 300 km). Este escenario, coherente con el objetivo de la Comisión Europea de 2 €/kg de LCOH de producción para 2030 [5], convierte a España en un exportador competitivo incluso por las rutas más costosas.

8.4 BRECHA DE COMPETITIVIDAD CON EL HIDRÓGENO GRIS Y PRECIO SOMBRA DEL CARBONO

La brecha de competitividad cuantifica exactamente cuánto subsidio (en €/kg) o qué precio del carbono (en €/t CO₂) se necesita para que cada ruta iguale el precio efectivo del H₂ gris. Se calculan tres referencias: H₂ gris sin apoyo climático (2,50 €/kg), H₂ gris con EU-ETS a 65 €/t (3,15 €/kg) y H₂ gris con EU-ETS a 100 €/t (3,50 €/kg). El precio sombra del carbono necesario se calcula como:

$$P_{CO_2^*} (\text{€/t}) = (LCOH_{\text{entregado}} - P_{H_2\text{gris}}) \times 1000 / EF_{SMR} = (LCOH - 2,50) \times 100$$

Tabla 26: Brecha de competitividad por ruta frente al H₂ gris y precio sombra del carbono necesario para igualar la paridad calculado sobre el escenario base 2026

R	Ruta	LCOH entregado (€/kg)	vs H ₂ gris 2,50 €/kg (€/kg)	vs H ₂ gris +ETS 65 3,15 €/kg	vs H ₂ gris +ETS 100 3,50 €/kg	P_CO ₂ * necesario (€/t)	Viabilidad escenario base
R1	On-site 50 km	4,213	+1,713	+1,063	+0,713	171 €/t	Viable vs ind. (4,50 €/kg)
R4	Tubería reconv. 200 km	4,313	+1,813	+1,163	+0,813	181 €/t	Viable vs ind. (4,50 €/kg)
R5	Tubería nueva 500 km	4,613	+2,113	+1,463	+1,113	211 €/t	Viable vs ind. (4,50 €/kg)
R2	Camión GH ₂ 100 km	4,863	+2,363	+1,713	+1,363	236 €/t	Requiere subsidio 0,36 €/kg

R7	H2Med 1.000 km	4,913	+2,413	+1,763	+1,413	241 €/t	Requiere subsidio 0,41 €/kg
R3	Camión GH ₂ 300 km	5,463	+2,963	+2,313	+1,963	296 €/t	No competitivo en base 2026
R6	NH ₃ barco 2.000 km	5,563	+3,063	+2,413	+2,063	306 €/t	No competitivo en base 2026

La tabla revela un resultado llamativo: aunque ninguna ruta es competitiva frente al precio del H₂ gris puro (2,50 €/kg), tres rutas (R1, R4 y R5) ya son competitivas frente al precio industrial de venta de referencia (4,50 €/kg) en el escenario base. Esta aparente contradicción se resuelve entendiendo que el precio industrial de referencia no es el precio del H₂ gris puro, sino el precio al que los consumidores industriales (refinería, química) están dispuestos a pagar por el H₂ verde, que incluye el diferencial del coste del carbono ya incorporado al precio del H₂ gris en sus modelos de negocio.

El precio sombra del carbono necesario para la paridad absoluta oscila entre 171 €/t (R1 *on-site*) y 306 €/t (R6 NH₃ barco). Los valores de R1 y R4 (171 y 181 €/t) son elevados en términos absolutos, pero se refieren a la paridad con el H₂ gris a precio de mercado puro (sin EU-ETS). Cuando se compara con el precio efectivo del H₂ gris con EU-ETS a 65 €/t, la brecha real para R1 se reduce a 106 €/t adicionales, equivalente a un precio del carbono total de 171 €/t, que aunque es alto, está dentro del rango de escenarios de descarbonización profunda del IPCC para 2035-2040. [6]

8.5 DISCUSIÓN INTEGRADA: PRODUCCIÓN + LOGÍSTICA + SECTOR + CADENA DE VALOR

La integración de los cinco módulos de optimización permite formular cinco conclusiones integradas que responden directamente a los objetivos específicos del proyecto:

1. La producción es el determinante principal del LCOH entregado, no la logística. El coste de transporte óptimo (0,025 - 0,438 €/kg según ruta) representa entre el 0,6%

- y el 10,5% del LCOH entregado total. El LCOH de producción representa entre el 67% (R6 NH₃) y el 88% (R1 *on-site*) del coste entregado. Esto implica que las palancas de reducción de coste más eficaces están en el lado de la producción (precio eléctrico, CAPEX), no en la logística. [1]
2. Existe una jerarquía estable de competitividad entre rutas. En todos los escenarios analizados, el orden $R1 < R4 < R5 < R2 < R7 < R3 < R6$ se mantiene invariante. Esta estabilidad refleja la primacía física de la tubería sobre el camión y de la distancia corta sobre la larga, con independencia del escenario macroeconómico.
 3. El sistema español tiene un núcleo competitivo en el escenario base (R1, R4, R5). Las tres rutas de menor coste (tubería reconvertida y nueva, a distancias de hasta 500 km) son ya competitivas en el escenario base frente al precio industrial de referencia sin subsidio directo. Esto cubre el mercado doméstico: refinería (Huelva, Cartagena), química (Tarragona) y siderurgia futura, conectados todos por la red de Enagás existente o planificada. [3]
 4. La exportación (R6, R7) necesita el escenario optimista para ser competitiva sin subsidio. Con un LCOH entregado de 4,913 - 5,563 €/kg en el escenario base, las rutas de exportación no son autosuficientes sin apoyo. Sin embargo, en el escenario optimista (LCOH 2,937 - 3,587 €/kg), España puede ser un exportador competitivo frente a la producción de H₂ verde en el norte de Europa (LCOH estimado 4,5 - 5,0 €/kg por JRC 2024), con un diferencial positivo de 0,9 - 1,5 €/kg. [1]
 5. El valor socioeconómico total del sistema (295,6 M€/año) supera al ingreso privado (121,7 M€/año). La diferencia (173,9 M€/año de valor climático) cuantifica el rol insustituible de los instrumentos de política pública (EU-ETS, Hydrogen Bank) para alinear la rentabilidad privada con el óptimo social. Sin estos instrumentos, el sistema solo generaría 121,7 M€/año de valor económico directo, insuficiente para justificar la inversión en producción y logística necesaria para alcanzar las 300 kt/año en el horizonte 2030. [5]

Capítulo 9. DISCUSIÓN Y RECOMENDACIONES

ESTRATÉGICAS

Este capítulo cierra el análisis integrado del TFM sintetizando los hallazgos principales de los cinco módulos de optimización (OPT-1 a OPT-5), posicionando a España en el contexto europeo del hidrógeno verde, formulando recomendaciones de política pública cuantificadas y evaluando las limitaciones del estudio.

9.1 SÍNTESIS DE RESULTADOS Y HALLAZGOS PRINCIPALES

La tabla siguiente resume los resultados clave del modelo frente a cada objetivo específico del proyecto:

Tabla 27: Síntesis de resultados por objetivo específico (OE1–OE6)

OE	Cuestión	Resultado principal del modelo
OE1	¿Cuál es el LCOH base del H ₂ verde en España?	AEL: 3,713 €/kg · SOEC: 3,472 €/kg · AEM: 4,186 €/kg (CF=0,50, escenario base 2026)
OE2	¿Cuál es el factor de carga óptimo para cada tecnología?	AEL CF*=0,55 → LCOH*=3,241 €/kg; SOEC CF*=0,65 → LCOH*=3,035 €/kg; PEM/AEM CF*=0,60
OE3	¿Es viable el H ₂ verde en los tres escenarios 2030?	Sí en base (AEL 3,47 €/kg) y optimista (1,74 €/kg). No sin subsidio en pesimista (6,47 €/kg)
OE4	¿Qué modo de transporte es óptimo y hasta qué distancia?	Tubería reconvertida domina hasta ~950 km (0,05 €/kg·100km); NH ₃ marítimo para exportación ≥1.000 km

OE5	¿Cómo asignar 300 kt/año entre sectores?	Prioridad: transporte (20 kt) → acero (10 kt) → ferroviario (5 kt) → química (40 kt) → refinería (100 kt) → export (80 kt) → amoniaco (45 kt)
OE6	¿Cuál es el valor socioeconómico total del sistema?	295,6 M€/año (121,7 económico + 173,9 climático). CO ₂ evitado: 2,676 Mt/año. Subsidio necesario en base: 96 M€/año

De la lectura de estos resultados surgen cinco hallazgos:

- H1: El hidrógeno verde es ya técnicamente competitivo en España en condiciones óptimas. El LCOH* de SOEC (3,035 €/kg) se sitúa por debajo del precio del H₂ gris con EU-ETS a 65 €/t (3,15 €/kg), lo que indica que la tecnología más eficiente, operada en su punto óptimo, ya no necesita subsidio directo para ser socioeconómicamente competitiva en el escenario base 2026. Esta es la conclusión de mayor impacto del proyecto. [2]
- H2: La brecha de competitividad del escenario base es pequeña y cerrará sola hacia 2028-2030. La diferencia entre el LCOH base de AEL (3,713 €/kg) y el precio industrial de referencia (4,50 €/kg) es de 0,787 €/kg. En el escenario base 2030 (CAPEX -15%, Pe=40 €/MWh, WACC=7%), el LCOH de AEL desciende a 3,47 €/kg, a solo 0,32 €/kg del precio del H₂ gris efectivo con EU-ETS (3,15 €/kg). A la tasa actual de reducción de costes, la paridad sin subsidio podría alcanzarse hacia 2028-2029. [1]
- H3: La logística no es la barrera principal: la producción lo es. El coste de transporte óptimo (tubería reconvertida) representa entre el 0,6% (50 km) y el 10% (750 km) del LCOH entregado. Por tanto, la inversión pública en producción, acceso a electricidad barata, reducción de CAPEX, financiación barata, tiene un impacto sobre la competitividad diez veces mayor que la inversión en logística. [11]
- H4: La asignación sectorial óptima prioriza la movilidad por margen, pero la industria por volumen. El transporte pesado genera el mayor margen por kg (2,787 €/kg) pero solo absorbe 20 kt/año. La refinería genera un margen inferior (0,637 €/kg) pero absorbe 100 kt/año. En términos de ingreso neto total, los sectores industriales generan el 70% del valor económico del sistema (85 M€/año), frente al 30 % de los sectores de movilidad. [10]

- H5: El valor climático representa el 59 % del valor socioeconómico total. Los 173,9 M€/año de valor climático (CO₂ evitado × EU-ETS a 65 €/t) superan en más del doble al ingreso económico neto directo (121,7 M€/año), lo que confirma que sin política climática (EU-ETS o subsidio equivalente) el sistema no genera incentivos privados suficientes para desplegarse al ritmo necesario. [6]

9.2 POSICIÓN COMPETITIVA DE ESPAÑA EN EL CONTEXTO EUROPEO

España presenta una ventaja estructural en coste de producción de H₂ verde respecto al norte de Europa, derivada fundamentalmente de su superior recurso solar. La tabla siguiente compara los indicadores clave del modelo con los *benchmarks* europeos publicados por JRC (2024) e IEA (2025):

Tabla 28: Posicionamiento competitivo de España frente al norte de Europa en producción de H₂ verde.

Fuentes: resultados del modelo (España), JRC 2024 e IEA GHR 2025 (resto de Europa)

Indicador	España Sur (AEL)	España (SOEC)	Norte Europa (eólica)	Alemania (mix)	Objetivo CE 2030
LCOH base (€/kg)	3,71	3,47	4,5 - 5,0	5,5 - 7,0	2,00
LCOH optimista 2030 (€/kg)	1,74	1,74	2,5 - 3,5	3,5 - 5,0	2,00
Precio PPA electricidad (€/MWh)	28 - 40	28 - 40	30 - 55	50 - 80	<30
Horas solar equiv./año (h)	1.800 - 2.200	1.800 - 2.200	1.200 - 1.500	900 - 1.200	-
Diferencial vs norte Europa (€/kg)	-0,79 a -1,29	-1,03 a -1,53	-	-	-

España produce H₂ verde a un coste entre 0,79 y 1,29 €/kg inferior al norte de Europa en el escenario base, diferencial que se amplía a 1,03–1,53 €/kg para SOEC. Esta ventaja convierte a España en el candidato natural a exportador neto de H₂ verde o derivados (NH₃) hacia los centros de demanda industrial del norte y centro de Europa (Alemania, Austria, Países Bajos) donde los costes de producción son sistemáticamente más altos por menor recurso solar y mayor precio de la electricidad. [2] [1]

El proyecto H2Med (BarMar Barcelona-Marsella) captura parcialmente esta ventaja: con un LCOH entregado de 4,913 €/kg en el escenario base, aún supera el precio industrial de referencia de 4,50 €/kg. Sin embargo, en el escenario optimista 2030 (LCOH entregado = 2,937 €/kg), H2Med convierte a España en un exportador netamente competitivo con un diferencial de ~1,5 €/kg respecto al coste de producción local en Alemania (3,5 - 5,0 €/kg proyectados por JRC 2024 para 2030). [2] [6]

La ventaja en España dependería, por lo tanto, de que se materialicen tres condiciones simultáneamente: que los costes solares continúen bajando (lo que parece probable por las curvas de aprendizaje fotovoltaico), que los permisos de plantas renovables de gran escala se agilicen (actualmente el cuello de botella en España), y que la infraestructura logística (H2Med, reconversión Enagás) se construya según el calendario previsto.

9.3 RECOMENDACIONES DE POLÍTICA PÚBLICA

A partir de los resultados del modelo, se formulan seis recomendaciones de política pública, ordenadas por impacto esperado sobre el LCOH y la viabilidad del sistema, cuantificadas con los parámetros del modelo:

Tabla 29: Recomendaciones estratégicas cuantificadas, impacto LCOH derivado del análisis de sensibilidad del modelo

#	Recomendación	Justificación cuantitativa	Instrumento	Horizonte	Impacto LCOH estimado
R1	Facilitar PPAs solares directos y exención de	± 10 €/MWh en Pe a $\pm 0,52$ €/kg LCOH.	Real Decreto PPAs / exención CNMC	2026	-0,52 €/kg por cada -10 €/MWh

	peajes de red para electrolizadores	Palanca de mayor impacto del modelo			
R2	Garantías BEI/ICO para reducir el WACC efectivo al 5 %	WACC 7% a 5% reduce LCOH en ~0,25 €/kg. Equivale a reducción CAPEX del 15 %	Línea ICO Hidrógeno Verde / BEI Hydrogen Fund	2026-27	-0,25 €/kg
R3	Subastas Hydrogen Bank calibradas a prima de 0,32 €/kg en escenario base	Brecha base AEL vs H ₂ gris efectivo = 0,32 €/kg (3,47 – 3,15). Coste: 96 M€/año para 300 kt	Hydrogen Bank UE (CfD)	2027-30	Cierra brecha en base
R4	Acelerar reconversión de gasoductos Enagás para H ₂ (Plan OTH)	Tubería reconvertida: 0,05 €/kg·100km vs 0,30 €/kg·100km camión. R4 vs R2: -0,55 €/kg a 200 km	Plan OTH Enagás + PNIEC actualizado	2027-30	-0,10 a -0,55 €/kg (dist. depend.)
R5	Priorizar I+D en durabilidad de stack SOEC (objetivo: 60.000 h)	SOEC tiene LCOH* más bajo (3,035 €/kg) y mayor CO ₂ evitado (115 kt/año). Barrera: h_stack 30.000 h	Horizon Europe / IPCEI Hidrógeno	2028-35	-0,2 a -0,4 €/kg si h_stack alcanza 60k h
R6	Cuota RFNBO 42% para 2030: crear demanda garantizada mínima de 210 kt/año	Sin demanda garantizada no hay inversión. 42 % de 500 kt consumo España = 210 kt mínimo seguro	Transposición RED III (Real Decreto)	2025-27	Crea mercado ancla de 210 kt/año

9.3.1 PRIORIZACIÓN TECNOLÓGICA: AEL A CORTO PLAZO, SOEC COMO VECTOR DE LARGO PLAZO

Según los resultados del modelo, se recomienda una estrategia en dos fases. En el horizonte 2026 - 2030, AEL debe ser la tecnología tractora por tres razones: TRL 9 (plena madurez comercial), menor CAPEX (1.050 €/kW vs 1.400 €/kW de SOEC) y mayor disponibilidad de cadena de suministro en España. Con LCOH base de 3,713 €/kg y LCOH* de 3,241 €/kg, AEL es la opción de menor riesgo técnico para los proyectos que necesitan FID en los próximos 24 meses. [5]

En el horizonte 2030 - 2040, SOEC debe ser la apuesta estratégica de largo plazo. Su LCOH base (3,472 €/kg) y LCOH* (3,035 €/kg) ya son los más bajos del modelo en las condiciones actuales, con una ventaja de 0,24 - 0,21 €/kg respecto a AEL. La barrera actual es la vida útil del stack (30.000 h), que a $CF^*=0,65$ implica una reposición cada ~5,3 años, más frecuente que en AEL (1 cada 12,3 años). Si la I+D permite alcanzar 60.000 h de vida útil para SOEC hacia 2032 - 2035 (objetivo DOE/JRC), el coste de reposición bajaría en ~0,09 €/kg, consolidando su liderazgo de coste. Sería conveniente que el foco de la inversión pública en I+D estuviese aquí. [4]

AEM se posiciona como tecnología de nicho para aplicaciones de escala media (10 - 50 MW) donde la ausencia de metales nobles (a diferencia de PEM) y el bajo *footprint* serán determinantes. Sin embargo, su TRL 5 a 6 y la vida útil del *stack* (35.000 h) con coste de reposición elevado ($0,40 \times CAPEX_{stack}$) hacen que su LCOH (4,186 €/kg base, 3,665 €/kg en CF^*) no sea competitivo sin una mejora tecnológica significativa antes de 2030. [5] [4]

9.3.2 DISEÑO DE MECANISMOS DE APOYO A LA DEMANDA

El modelo cuantifica con precisión el subsidio necesario en el escenario base: 0,32 €/kg para AEL, equivalente a 96 M€/año para una producción de 300 kt (derivado de $3,47 - 3,15 = 0,32$ €/kg $\times$ 300.000 t/año). Esta cifra debe compararse con el coste del Hydrogen Bank europeo: la primera subasta (2024) asignó 720 M€ para apoyar 1,58 Mt durante 10 años (una prima media de 0,48 €/kg), el doble de lo que el modelo indica que necesita España en el escenario base. [6]

Esta comparación tiene una implicación importante de diseño: España debería competir activamente en la segunda subasta del Hydrogen Bank (anunciada en 1.200 M€) ofertando primas en el rango 0,25–0,35 €/kg, por debajo de la media europea, para maximizar los

volúmenes adjudicados a proyectos españoles. El diferencial de coste de producción (0,79 - 1,29 €/kg inferior al norte de Europa) le permite hacer ofertas más competitivas que ningún otro país europeo.

Además de los CfD del Hydrogen Bank, el modelo señala que la cuota RFNBO del 42% de la Directiva RED III es el instrumento de creación de demanda más potente disponible. Un 42 % de los 500 kt/año que consume España equivale a 210 kt/año de demanda mínima garantizada, el 70% de la producción modelizada, lo que permite cerrar contratos de largo plazo que reduzcan el riesgo de volumen para los inversores. La transposición rápida y efectiva de RED III al derecho español es, por tanto, una prioridad de política industrial. [6]

9.3.3 PLANIFICACIÓN DE INFRAESTRUCTURA LOGÍSTICA

El modelo demuestra que la tubería reconvertida (0,05 €/kg/100 km) ofrece una ventaja de coste de 6:1 sobre el camión (0,30 €/kg/100 km). Con una red de 11.000 km de gasoductos, Enagás tiene la infraestructura para convertir España en un sistema logístico de bajo coste para el H₂ verde a escala nacional. El Plan OTH de Enagás (diciembre 2025) ya contempla la reconversión progresiva de tramos prioritarios, pero el modelo sugiere una priorización específica basada en los corredores de mayor demanda industrial: [11]

- Eje sur: Huelva–Cádiz–Sevilla (producción solar, demanda refino Cepsa/Repsol). Prioridad máxima por mayor recurso solar y demanda industrial ya existente.
- Corredor mediterráneo: Cartagena–Tarragona (refino + petroquímica). Alta densidad de demanda, distancia manageable (~500 km) por tubería reconvertida.
- Corredor norte: conexión con Enagás norte hacia siderurgia asturiana y vasca. Horizonte 2028 - 2030, condicionado al desarrollo de proyectos DRI-H₂.
- Conexión fronteriza H2Med: Barcelona–Marsella (~400 km terrestres + ~500 km submarino). Prioridad alta si el contrato de exportación se materializa.

9.4 LIMITACIONES DEL ESTUDIO Y LÍNEAS DE INVESTIGACIÓN FUTURA

Se han identificado cinco limitaciones en este proyecto:

- L1: Planta de referencia fija (100 MW). No se optimiza el tamaño de la instalación. Las economías de escala, bien documentadas en la literatura para electrolizadores entre 10 y 500 MW, podrían reducir el CAPEX efectivo entre un 15 y un 30 % para

plantas superiores a 200 MW, mejorando el LCOH en los escenarios de gran escala. Una extensión natural del modelo sería incorporar una función CAPEX(P) con rendimientos de escala. [2]

- L2: Precio de electricidad modelizado como función paramétrica (merit-order cuadrático). El modelo aproxima la curva de duración de precios con la función $P_e(CF) = 20 + 40 \cdot CF^{1,8}$. Una calibración más precisa con datos horarios OMIE 2024 (8.760 observaciones) mejoraría la estimación del CF* óptimo, especialmente para SOEC, donde el óptimo interior ($CF^*=0,65$ vs $CF_{max}=0,75$) depende críticamente de la convexidad de la curva. [1]
- L3: Demanda sectorial exógena y sin respuesta al precio. Los precios de venta y demandas máximas son inputs fijos. Un modelo de equilibrio parcial en el que la demanda respondiera al precio del H₂ (curva de demanda decreciente) daría resultados de asignación más robustos y permitiría calcular el precio de equilibrio del mercado español de H₂ verde para 2030. [10]
- L4: Restricción de agua. Los 300 kt/año de H₂ verde requieren aproximadamente 3.000 millones de litros de agua purificada al año (10 L/kg H₂, celda 1_INPUTS D18), equivalente al consumo de una ciudad de 300.000 habitantes. En regiones con estrés hídrico severo (Almería, Murcia), esta restricción podría ser relevante. Incluir una restricción de disponibilidad hídrica por cuenca hidrográfica es una posible extensión.
- L5: Horizonte temporal de un año. El modelo es estático: calcula el LCOH para los parámetros del año de referencia sin modelizar la trayectoria temporal de reducción de costes. Un modelo dinámico de optimización con múltiples períodos permitiría determinar la secuencia óptima de inversión (cuándo construir, con qué tecnología y en qué volumen) para minimizar el coste total del sistema 2026 - 2035.

9.5 ALINEACIÓN CON LOS ODS 7, 9, 11, 12 Y 13

El TFM contribuye directamente a cinco de los diecisiete Objetivos de Desarrollo Sostenible de la Agenda 2030, con evidencia cuantitativa extraída del modelo:

Tabla 30: Alineación del TFM con los ODS

ODS	Meta específica	Contribución del TFM	Resultado cuantitativo de soporte
ODS 7	Energía asequible y no contaminante	El modelo identifica la combinación SOEC + PPA solar que minimiza el LCOH hasta 3,035 €/kg en CF*, contribuyendo a hacer el H ₂ verde asequible para la industria española	LCOH* SOEC = 3,035 €/kg (3_OPT1_CF D16). LCOH optimista AEL = 1,737 €/kg
ODS 9	Industria, innovación e infraestructura	El modelo cuantifica el coste de la infraestructura logística de H ₂ y demuestra la viabilidad de reconvertir la red Enagás como backbone de bajo coste para el hidrógeno industrial	R4 tubería reconvertida = 4,313 €/kg entregado. CAPEX reconversión: 0,6 M€/km vs 2,5 M€/km nueva
ODS 11	Ciudades y comunidades sostenibles	La asignación a transporte pesado (20 kt) y ferroviario (5 kt) contribuye a ciudades con transporte de cero emisiones, con el mayor margen económico del sistema (2,787 y 1,887 €/kg)	Margen transporte pesado = 2,787 €/kg. Ferroviario = 1,887 €/kg (G10)
ODS 12	Producción y consumo responsables	La función objetivo de maximización del valor socioeconómico prioriza los usos de mayor valor climático y económico, promoviendo patrones de producción industrial más eficientes y descarbonizados	Valor total asignación = 295,6 M€/año. CO ₂ evitado = 2,676 Mt/año (G26)
ODS 13	Acción por el clima	300 kt/año de H ₂ verde evita 3,0 Mt CO ₂ /año, supera el umbral Fit for 55 (250 kt necesarias) y contribuye a las metas de reducción del 55% de emisiones de la UE para 2030	CO ₂ evitado = 3,0 Mt/año. Umbral Fit for 55: 250 kt/año. Coste abatimiento SOEC CF*: 54 €/t CO ₂

Capítulo 10. CONCLUSIONES

Este capítulo recoge las conclusiones del TFM organizadas en torno a los seis objetivos específicos planteados en el Capítulo 3, la contribución original del trabajo respecto a la literatura existente y una reflexión final sobre las implicaciones del estudio.

10.1 CONCLUSIONES RESPECTO A CADA OBJETIVO ESPECÍFICO

OE1: Línea base cuantitativa del LCOH en España

El primer objetivo del TFM era caracterizar el coste de producción de hidrógeno verde en España con parámetros de mercado actuales. El modelo obtiene un LCOH base de 3,713 €/kg para AEL, 3,906 €/kg para PEM, 4,186 €/kg para AEM y 3,472 €/kg para SOEC en el escenario de referencia (100 MW, CF=0,50, WACC=7%, Pe=40 €/MWh). Estos valores son coherentes con el rango publicado por el JRC (2024) para el sur de Europa (3,1 a 4,4 €/kg), lo que valida el modelo. [2] La electricidad es el componente de coste dominante en todas las tecnologías, representando entre el 43% (SOEC) y el 56% (AEL) del LCOH base, lo que confirma que el precio del PPA de electricidad es la palanca de mayor impacto sobre la competitividad del sistema.

OE2: Optimización del factor de carga

El segundo objetivo consistía en determinar el factor de carga óptimo (CF*) que minimiza el LCOH para cada tecnología. El modelo identifica CF*=0,55 para AEL, con un LCOH mínimo de 3,241 €/kg, y CF*=0,60 para PEM y AEM, con LCOHs de 3,408 y 3,665 €/kg respectivamente. El resultado más relevante es el de SOEC: su CF* óptimo es 0,65, significativamente inferior a su CF_max técnico de 0,75, lo que produce un LCOH mínimo de 3,035 €/kg frente a los 3,073 €/kg que resultarían de operar al máximo técnico. [2] Este óptimo interior, que ningún modelo con precio de electricidad fijo puede identificar, emerge de la convexidad de la curva *merit-order*: a partir de CF=0,65, el incremento marginal del coste eléctrico supera al ahorro marginal por dilución del CAPEX. Sus implicaciones

prácticas son directas: dimensionar el contrato PPA y la capacidad de conexión eléctrica para $CF^*=0,65$ en lugar de 0,75 reduce el LCOH sin sacrificar producción.

OE3: Escenarios de implementación 2030

El tercer objetivo evaluaba la viabilidad del H₂ verde bajo distintos escenarios para 2030. En el escenario pesimista (sin reducción de CAPEX, $Pe=55$ €/MWh y $WACC=9\%$) el LCOH de AEL asciende a 6,47 €/kg, muy por encima de cualquier precio de referencia de mercado. En el escenario base (CAPEX -15 %, $Pe=40$ €/MWh, $WACC=7\%$) el LCOH desciende a 3,47 €/kg, a solo 0,32 €/kg del precio del H₂ gris efectivo con EU-ETS a 65 €/t (3,15 €/kg). Esta brecha es suficientemente pequeña para cerrarse con instrumentos ya disponibles (como subastas Hydrogen Bank o subida del EU-ETS) sin necesidad de apoyo estructural permanente. En el escenario optimista (CAPEX -35 %, $Pe=28$ €/MWh, $WACC=5\%$) el LCOH alcanza 1,74 €/kg, por debajo del objetivo europeo de 2 €/kg, lo que convertiría a España en un productor competitivo a escala global sin subsidio. [1]

OE4: Optimización logística multimodal

El cuarto objetivo determinaba el modo de transporte óptimo en función de la distancia. La conclusión principal es que la logística no es la barrera principal de competitividad: el coste de transporte óptimo añade entre 0,025 €/kg (tubería reconvertida a 50 km) y 0,438 €/kg (NH₃ marítimo a 2.500 km), representando entre el 1 % y el 10 % del LCOH entregado total. La tubería reconvertida desde la red de gas natural es el modo óptimo para distancias de hasta ~950 km, con un coste de 0,05 €/kg/100 km, seis veces inferior al camión (0,30 €/kg·100 km), lo que cubre la totalidad del mercado doméstico español. Para rutas de exportación superiores a 950 km, el transporte marítimo como amoníaco (NH₃) es preferible. El LCOH entregado más bajo se obtiene en la ruta *on-site* (R1): 4,213 €/kg, inferior al precio de venta industrial de referencia de 4,50 €/kg. [11]

OE5: Asignación sectorial óptima

El quinto objetivo resolvía la distribución de los 300 kt/año disponibles entre ocho sectores demandantes. La asignación óptima, que maximiza el valor neto socioeconómico ponderado por el CO₂ evitado, prioriza el transporte pesado (20 kt), el acero verde (10 kt) y el sector ferroviario (5 kt) por su elevado margen unitario, y absorbe el grueso de la producción en refinería (100 kt) y química (40 kt) por su alta capacidad de demanda. La generación en red no recibe asignación en el escenario base por su margen bruto negativo (-0,313 €/kg). La exportación recibe 80 kt a pesar de su margen bruto también negativo (-0,413 €/kg), porque el valor climático del EU-ETS a 65 €/t compensa la pérdida económica directa. El sistema genera un ingreso neto económico de 121,7 M€/año y un valor climático de 173,9 M€/año, con un valor socioeconómico total de 295,6 M€/año y un CO₂ evitado de 2,676 Mt/año. [10]

OE6: Recomendaciones estratégicas

El sexto objetivo formulaba recomendaciones de política pública cuantificadas. El análisis demuestra que el valor climático (173,9 M€/año) supera al ingreso económico neto directo (121,7 M€/año), lo que justifica el mantenimiento de instrumentos de apoyo. La recomendación de mayor impacto es facilitar el acceso a PPAs solares baratos mediante la exención o reducción de peajes de red para electrolizadores: una reducción de 10 €/MWh en el precio de la electricidad reduce el LCOH en 0,52 €/kg, más que cualquier otra medida disponible. En segundo lugar, las garantías de deuda del BEI para reducir el WACC efectivo hasta el 5 % equivalen a una reducción de CAPEX del 15 % sin coste presupuestario directo. La prima del Hydrogen Bank necesaria en el escenario base es de 0,32 €/kg, equivalente a un coste total de 96 M€/año para 300 kt de H₂, una cifra manejable si se compara con los 720 M€ asignados en la primera subasta europea del Hydrogen Bank. [1] [6]

10.2 REFLEXIÓN FINAL

Los resultados de este Trabajo de fin de Máster permiten una lectura equilibrada de la situación del hidrógeno verde en España. El país reúne las condiciones necesarias para producir hidrógeno verde a costes competitivos en el contexto europeo, y el modelo

demuestra que esta competitividad es alcanzable con los parámetros de mercado actuales para las tecnologías más eficientes: SOEC en su punto de operación óptimo genera un LCOH* de 3,035 €/kg, ya por debajo del precio del H₂ gris con EU-ETS a 65 €/t. Sin embargo, esta competitividad no es automática: depende de que converjan simultáneamente precios de electricidad bajos (PPA solar por debajo de 35 €/MWh), coste de capital moderado ($WACC \leq 7\%$) y una señal de precio del carbono mantenida ($EU-ETS \geq 65$ €/t). [1]

La conclusión de política más viable del modelo es que la brecha de competitividad en el escenario base (0,32 €/kg para AEL) es suficientemente pequeña para cerrarse con instrumentos ya existentes y a un coste fiscal manejable (96 M€/año para 300 kt de H₂). No es necesario esperar al escenario optimista para que el hidrógeno verde sea viable en España: es viable hoy con las herramientas regulatorias y financieras disponibles, siempre que se apliquen de forma coordinada. [6]

Este trabajo tiene, como cualquier modelo, limitaciones que abren líneas de investigación futura: la incorporación de economías de escala, la modelización dinámica de la reducción de costes en el tiempo, la calibración del modelo *merit-order* con datos horarios reales de OMIE y la inclusión de restricciones de disponibilidad hídrica en zonas con estrés severo. Estas extensiones no invalidan las conclusiones actuales, que se sostienen dentro del alcance y los supuestos declarados, sino que señalan el camino para trabajos posteriores.

En síntesis, este proyecto demuestra que el hidrógeno verde en España es una opción técnica y económicamente viable que requiere condiciones de mercado razonables y un marco de política coherente para desplegarse. Cuantificar con precisión esas condiciones, identificar las palancas de mayor impacto y formular recomendaciones verificables ha sido el propósito central de este trabajo.

Capítulo 11. BIBLIOGRAFÍA

- [1] International Energy Agency (IEA). *Global Hydrogen Review 2025*. IEA, Paris, 2025.
- [2] Joint Research Centre (JRC). *Water electrolysis and hydrogen in the European Union: Status Report on Technology Development, Trends, Value Chains and Markets*. Publications Office of the European Union, Luxembourg, 2024. JRC138243.
- [3] IRENA. *Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling Up Electrolysers to Meet the 1.5 °C Climate Goal*. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2024.
- [4] U.S. Department of Energy (DOE). *Hydrogen Program Plan*. DOE/EE-2128. Washington D.C., 2024.
- [5] Oeko-Institut. *Green Hydrogen in Europe: Technology Readiness and Cost Projections*. Freiburg, 2025.
- [6] ACER. *European Hydrogen Markets 2025*. Agency for the Cooperation of Energy Regulators, Ljubljana, 2025.
- [7] European Commission. *REPowerEU Plan*. Communication COM(2022) 230 final. Brussels, 2022.
- [8] Directiva (UE) 2023/2413 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 18 de octubre de 2023 (RED III). Diario Oficial de la UE, 2023.
- [9] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO). *Hoja de Ruta del Hidrógeno Renovable en España*. Madrid, 2020.
- [10] Asociación Española del Hidrógeno (AeH2). *Informe Censo de Proyectos de Hidrógeno Renovable en España*. Madrid, 2023.
- [11] Enagás. *Plan de Transición del Operador del Sistema de Transporte hacia el Hidrógeno (OTH)*. Madrid, diciembre 2025.
- [12] European Hydrogen Backbone (EHB). *A European Hydrogen Backbone: How a Dedicated Hydrogen Infrastructure Can Be Created*. EHB Initiative, 2023.
- [13] Reuters. «Natran, Enagás y Teréga crean joint venture para desarrollar el gasoducto BarMar de hidrógeno Barcelona-Marsella». Reuters Energy, julio 2025.

- [14] AleaSoft Energy Forecasting. *European Energy Markets Outlook 2024-2030*. Barcelona, 2024.
- [15] Solomon, A.A., et al. «Optimal deployment of renewable energy-based hydrogen supply chains: A multi-modal transport analysis». *Energy Technology*, vol. 12, pp. 45-62, 2024.
- [16] OIES (Oxford Institute for Energy Studies). *Green Hydrogen Trade: Pricing, Contracts and Market Development*. Oxford, 2024.
- [17] Lorenzi, G., et al. «Techno-economic analysis of green hydrogen production via electrolysis: A systematic literature review». *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 156, 111958, 2022.
- [18] IPCC. *Sixth Assessment Report, Working Group III: Mitigation of Climate Change*. Geneva, 2022.

1. ANEXO I

Este anexo reproduce la hoja completa de parámetros de entrada del modelo de optimización, que centraliza todos los datos tecno-económicos empleados por los cinco módulos encadenados). Cada parámetro se documenta con su valor, unidad, rango de variación y fuente bibliográfica, garantizando la plena trazabilidad y reproducibilidad de los resultados del modelo.

11.1 PARÁMETROS TECNOLÓGICOS DEL ELECTROLIZADOR (ESCENARIO 2026 – CONSERVADOR)

Los parámetros tecnológicos determinan el rendimiento energético, la inversión requerida y los costes de operación de cada tecnología de electrólisis. Se emplean los valores correspondientes al escenario conservador de 2026, con fuentes JRC 2024, IEA GHR 2025 y DOE 2024.

Tabla 31: Parámetros tecnológicos del electrolizador (escenario 2026 - conservador)

Parámetro	Unidad	AEL	PEM	AEM	SOEC	Fuente / Notas
CAPEX del sistema de electrólisis	€/kW	1.050	1.200	1.250	1.400	JRC 2024 Fig. 2.3; llave en mano 2026, incl. BoP
CAPEX del stack (fracción del total)	fracción	0,35	0,38	0,36	0,40	Estimación de modelado: stack $\approx$ 35-40 % del coste del sistema. JRC WP2024
OPEX fijo	% CAPEX/año	3,0 %	3,5 %	3,5 %	4,0 %	Rango 2-5 % (IEA GHR 2024; Oeko 2025). SOEC mayor (degradación cerámica)

Parámetro	Unidad	AEL	PEM	AEM	SOEC	Fuente / Notas
Consumo eléctrico	kWh/kg H ₂	52	50	51	38	Objetivos DOE 2022; SOEC 34-40 kWh/kg (alta T)
Vida útil del stack	horas	70.000	60.000	35.000	30.000	IEA/DOE; SOEC 20-30 kh (degradación térmica)
Vida útil del sistema	años	20	20	15	15	Supuesto estándar de proyecto; reemplazos de stack durante la vida útil
Factor de capacidad máximo (CF_max)	—	0,65	0,60	0,60	0,75	Limitado por horas renovables (AEL/PEM/AEM) o calor industrial continuo (SOEC)
Eficiencia PCI	%	65 %	68 %	67 %	89 %	PCI H ₂ = 33,3 kWh/kg. $\eta_{\text{PCI}} = 33,3$ / consumo
Pureza del H ₂ producido	%	99,8	99,999	99,5	99,9	PEM ofrece mayor pureza (ventaja en movilidad)
Densidad de potencia del stack	kW/m ²	0,6	2,0	1,5	0,5	PEM más compacto. Relevante para plantas con espacio limitado
Emisiones de fabricación (CO ₂ eq.)	kg CO ₂ /kW	120	140	135	200	Análisis de ciclo de vida (ACV). SOEC mayor (materiales cerámicos)
Coste de reemplazo del stack	% CAPEX_stack/evento	30 %	35 %	40 %	45 %	Evento de reemplazo al final de la vida del stack. Incluido en OPEX variable

Parámetro	Unidad	AEL	PEM	AEM	SOEC	Fuente / Notas
Consumo de agua	L/kg H ₂	10	10	10	9	Estequiometría ~9 L/kg + purgas/pérdidas
Temperatura de operación	°C	70	80	60	800	SOEC requiere integración con fuente de calor >700 °C
TRL (Nivel de Madurez Tecnológica)	1–9	9	9	6	7	AEL/PEM comercialmente maduros. AEM/SOEC en escala de demostración/piloto

11.2 PARÁMETROS ECONÓMICOS GENERALES DEL PROYECTO

Los parámetros económicos generales definen el entorno financiero y de mercado en el que opera la planta de producción. El valor base se emplea en el escenario de referencia; la columna de rango indica la variación explorada en el análisis de sensibilidad (Capítulo 5).

Tabla 32: Parámetros económicos generales del proyecto

Parámetro	Símbolo	Valor base	Unidad	Rango	Fuente / Notas
Potencia del electrolizador	P	100.000	kW	10.000 – 500.000	Escala de referencia 100 MW. Ajustable para análisis de escala
Horas por año	$h_{año}$	8.760	h/año	8.760	Fijo. Horas totales posibles de operación
Precio de la electricidad – base	P_e	40	€/MWh	25 – 80	PPA solar España media 2024: 35-45 €/MWh (OMIE/AleaSoft 2024)

Parámetro	Símbolo	Valor base	Unidad	Rango	Fuente / Notas
Precio de la electricidad – PPA solar	P_{sol}	35	€/MWh	28 – 45	Contrato PPA solar España 2024. Referencia: 30-40 €/MWh
Precio de la electricidad – PPA eólico	P_{eol}	38	€/MWh	30 – 50	PPA eólico terrestre España 2024
Precio de la electricidad – spot	P_{spot}	55	€/MWh	30 – 100	OMIE España media 2024 $\approx$ 55-60 €/MWh (solo referencia)
WACC real	$WACC$	7 %	–	4 % – 10 %	Coste medio ponderado del capital. IEA 2024: 5-8 % España. 7 % conservador
Tasa de inflación	π	2,5 %	–	1 % – 4 %	Objetivo BCE 2 %. Para actualizar OPEX futuro si se modela en nominal
Precio del CO ₂ (EU-ETS)	P_{CO2}	65	€/t	50 – 100	EU-ETS 2024: 55-70 €/t. Estimación 2030: 80-100 €/t (IEA NZE)
Factor de emisión de la red	EF_{red}	0,21	kg CO ₂ /kWh	0,15-0,30	Media REE 2024 España (comparación de referencia)
Factor de emisión del H ₂ gris (SMR)	EF_{SMR}	10	kg CO ₂ /kg H ₂	9-11	JRC 2023. SMR sin CCS: $\sim$ 10 kg CO ₂ /kg H ₂
Precio de venta del H ₂ – industria	Pv_{ind}	4,50	€/kg	3,5 – 6,0	Contrato H ₂ verde para refinero/amoníaco. Hydrogen Bank 2024: $\sim$ 4,5 €/kg
Precio de venta del H ₂ – movilidad	Pv_{mov}	7,00	€/kg	5,0 – 10,0	Precio en hidrogenera. Mayorista $\approx$ 6-8 €/kg (FCHEA 2024)

Parámetro	Símbolo	Valor base	Unidad	Rango	Fuente / Notas
Precio de venta del H ₂ – exportación	P_{v_exp}	3,80	€/kg	3,0 – 5,0	H ₂ verde exportado vía H ₂ Med/NH ₃ . Frontera España 2030 (OIES 2024)
Precio del H ₂ gris (referencia)	P_SMR	2,50	€/kg	1,5 – 5,5	SMR gas natural 2024 (gas ~25-30 €/MWh). Referencia de competitividad del verde
Tipo de cambio USD/EUR	FX	0,92	€/€	0,85 – 1,00	Media 2024. Para convertir referencias DOE/IEA en USD
Vida económica del proyecto	N	20	años	15 – 25	Estándar para proyectos renovables en España. Afecta al CRF y a la amortización

11.3 PARÁMETROS LOGÍSTICOS DE TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO

Los parámetros logísticos siguen la revisión de Solomon et al. (2024) para el coste del camión y los estudios del European Hydrogen Backbone (2023) y Enagás (2025) para las tuberías.

Tabla 33: Parámetros logísticos de transporte y almacenamiento

Modo / Parámetro	Unidad	Valor	Rango	Fuente
COSTE DE TRANSPORTE – Camión GH ₂ 350 bar	€/kg·100km	0,30	0,20 – 0,50	Solomon et al. 2024: ~0,30 €/kg por 100 km @ 10 t/día
Coste fijo del camión (CAPEX+OPEX anual)	€/año·camión	120.000	80k-160k	Solomon 2024. Amortización del vehículo, mantenimiento, seguro
Capacidad del camión GH ₂	kg H ₂ /viaje	400	350-600	Tube trailer 350 bar ≈ 400 kg útiles

Modo / Parámetro	Unidad	Valor	Rango	Fuente
COSTE DE TRANSPORTE – Tubería nueva	€/kg·100km	0,08	0,05 – 0,15	European Hydrogen Backbone 2021. ≈ 0,10 €/kg/100km
COSTE DE TRANSPORTE – Tubería reconvertida	€/kg·100km	0,05	0,03 – 0,10	Conversión de gasoducto de GN: ahorro del 60-80 % frente a nueva. EHB 2023
CAPEX de tubería nueva	€/km	2.500.000	1,5M-4,5M	Terrestre: 2,4-4,5 M€/km. Submarina 4,7-7,1 M€/km
CAPEX de tubería reconvertida	€/km	600.000	0,1M-1,2M	Conversión terrestre: 0,6-1,2 M€/km
COSTE DE TRANSPORTE – NH ₃ (buque, exportación)	€/kg H ₂ eq	0,35	0,20-0,60	IEA 2024 transporte NH ₃ 500-8000 km ≈ 0,2-0,6 €/kg H ₂
Penalización de conversión H ₂ a NH ₃	% energía	18 %	15-22 %	Haber-Bosch ~18 % de la energía del H ₂ (JRC). Reconversión +10 %
COSTE DE ALMACENAMIENTO – Comprimido (350 bar)	€/kg·ciclo	1,20	0,8-2,0	Tanques a presión. Alta inversión, bajo OPEX por ciclo
COSTE DE ALMACENAMIENTO – Caverna salina	€/kg·ciclo	0,35	0,20-0,60	IEA 2024: almacenamiento subterráneo de H ₂ a gran escala más barato
COSTE DE ALMACENAMIENTO – Como NH ₃ líquido	€/kg H ₂ eq·ciclo	0,45	0,30-0,70	Amoníaco líquido: -33 °C, infraestructura madura
COSTE DE COMPRESIÓN (≤700 bar)	€/kg	0,50	0,30-0,80	Solomon 2024. Compresor principal: >50 % del coste en distancias cortas

Modo / Parámetro	Unidad	Valor	Rango	Fuente
Energía de compresión 1 a 350 bar	kWh/kg H ₂	1,5	1,2-2,0	Termodinámica. Compresión isoterma multietapa

11.4 A.4. PARÁMETROS DE DEMANDA SECTORIAL – ESPAÑA 2030

Los parámetros de demanda sectorial se obtienen de la Hoja de Ruta española (MITECO 2020), el Censo de Proyectos de AeH2 (2023) y la estimación propia del modelo para el año 2030. La columna «brecha WTP-LCOH» indica la diferencia entre la máxima disposición a pagar y el LCOH de producción base.

Tabla 34: Parámetros de demanda sectorial - España 2030

Sector	Demanda pot. (kt H ₂ /año)	Máx. disposición a pagar (€/kg)	Emisiones evitadas (t CO ₂ /t H ₂)	Brecha WTP-LCOH (€/kg)	Fuente
Refino (sustitución de H ₂ gris)	250	4,50	9	0	Hoja de Ruta del Hidrógeno España 2030; 67 % de los proyectos industriales
Amoníaco verde (fertilizantes)	80	4,00	9,5	-0,50	Censo AeH2 2023: 15 % de los proyectos. Compite con NH ₃ convencional
Industria química / petroquímica	40	4,20	8,5	-0,30	Metanol, reducción DRI (MITECO 2020)
Transporte pesado (FCEV)	20	7,00	7,5	2,50	Primeras líneas piloto de hidrogeneras España. 150

Sector	Demanda pot. (kt H ₂ /año)	Máx. disposición a pagar (€/kg)	Emisiones evitadas (t CO ₂ /t H ₂)	Brecha WTP- LCOH (€/kg)	Fuente
					autobuses + 100 estaciones (Hoja de Ruta 2030)
Ferrocarril (tren de H ₂)	5	6,00	7,5	1,50	Objetivo de 2 líneas piloto Hoja de Ruta 2030 (RENFE). Sustituye al diésel
Generación y almacenamiento	15	3,50	7	-1,00	Power-to-gas para balance de red. Precio bajo (competencia de baterías)
Exportación (H2Med/NH ₃)	100	3,80	9	-0,70	H2Med 2030: hasta 2 Mt/año. Precio en frontera ≈ 3,5-4,5 €/kg (OIES 2024)
Acero verde (DRI-EAF)	10	5,00	10	0,50	Apenas emergente en España 2030. Alto valor climático (10 t CO ₂ /t H ₂)