Facultad de Ciencias Económicas y Empresariales
ICADE

LA ECONOMÍA DEL HIDRÓGENO EN ESPAÑA: OPORTUNIDADES, RETOS Y PERSPECTIVA DE DESARROLLO SOSTENIBLE

Ignacio Cristóbal Meco

Director: Maria Guadalupe Esteban Cerezo

MADRID | Abril 2026

INDICE

1 INTRODUCCIÓN 7

1 JUSTIFICACIÓN DEL TEMA 7

2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN 7

3 METODOLOGÍA 8

4 ESTRUCTURA DEL TRABAJO 9

2 MARCO TEÓRICO Y CONCEPTUAL 10

1 LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA: CONCEPTO, EVOLUCIÓN Y SITUACIÓN ACTUAL EN ESPAÑA 10

1.1 Concepto de transición energética 10

1.2 Evolución del concepto en el marco europeo y español 10

2 EL HIDRÓGENO COMO VECTOR ENERGÉTICO EMERGENTE: FUNDAMENTOS, USOS Y VALOR ESTRATÉGICO 11

3 MARCO INSTITUCIONAL DEL HIDRÓGENO Y POLÍTICA ENERGÉTICA EN LA UNIÓN EUROPEA Y EN ESPAÑA 13

3.1 El marco europeo de referencia 13

3.2 Marco español: planificación, objetivos e instrumentos 15

3.3 Políticas energéticas actuales en España 16

3 CONTEXTO DE LA ENERGÍA EN ESPAÑA 17

1 PANORAMA ENERGÉTICO EN ESPAÑA: MIX ENERGÉTICO Y RETOS DE DESCARBONIZACIÓN 17

1.1 Evolución del mix energético primario en España (2010-2024) 17

1.2 Transformación del sistema eléctrico 19

1.3 Consumo final de energía y distribución sectorial 21

1.4 Retos estructurales de la descarbonización 22

4 EL HIDRÓGENO EN ESPAÑA 24

1 LA CADENA DE VALOR DEL HIDRÓGENO RENOVABLE EN ESPAÑA 24

1.1 Producción del hidrógeno renovable y su viabilidad económica 24

1.2 Almacenamiento del hidrógeno 26

1.3 Transporte y distribución del hidrógeno 28

1.4 Usos finales del hidrógeno renovable 30

2 DESARROLLO ACTUAL DEL HIDRÓGENO RENOVABLE EN ESPAÑA 31

2.1 Del marco estratégico a la incorporación real del hidrógeno renovable 31

2.2 Tipología de proyectos y distribución territorial en España 32

3 APLICACIÓN SECTORIAL DEL HIDRÓGENO RENOVABLE EN LA INDUSTRIA DEL ACERO 36

3.1 El hidrógeno en la industria del acero: realidad tecnológica y retos económicos 37
3.2 Análisis DAFO del hidrógeno renovable en la industria del acero 39

5 IMPACTO ECONÓMICO, EMPRESARIAL Y SOSTENIBLE.....42

1 IMPACTO MACROECONÓMICO DEL HIDRÓGENO: PIB Y EMPLEO.....42
1.1 Marco de inversión y objetivos nacionales 42
1.2 Cuantificación del impacto: Pib y empleo 42
1.3 Condicionantes y riesgos.....44

2 IMPACTO EN EL SECTOR ENERGÉTICO Y CASO EMPRESARIAL SOBRE ENAGÁS 46
2.1 Transformación del sector energético español 46
2.2 Caso empresarial: Enagás como operador de la infraestructura de hidrógeno 49

3. CONTRIBUCIÓN DEL HIDRÓGENO VERDE A LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE 57

6 CONCLUSIONES.....60

7 BIBLIOGRAFÍA.....64

8 DECLARACIÓN DE USO DE HERRAMIENTAS DE INTELIGENCIA ARTIFICIAL GENERATIVA EN TRABAJOS FIN DE GRADO.....70

INDICE DE FIGURAS

Figura 1. Capacidad de electrolizadores de los proyectos anunciados (acumulada, en GW) por fase y año previsto de entrada en funcionamiento. 14
Figura 2. Evolución del mix energético primario en España (2000-2025) 18
Figura 3. Composición del mix eléctrico en España en 2024 20
Figura 4. Composición de energías renovables que integran el mix eléctrico en España en 2024 20
Figura 5. Distribución sectorial del consumo final de energía en España (2024). 22
Figura 6. Etapas de la cadena de valor del hidrógeno 26
Figura 7. Flujos comerciales bilaterales de hidrógeno de bajas emisiones por transportista, excluidos los proyectos en etapas anteriores, 2030 28
Figura 8. Logística del hidrógeno.....30
Figura 9. Distribución y tipología de proyectos recogidos en el Censo de Proyectos AeH2 de 2025. 33

Figura 10. Número de proyectos de producción de hidrógeno según usos finales (izquierda) y tamaño medio de los proyectos (derecha). 35
Figura 11. Mapa del censo de proyectos del hidrógeno en la actualidad. 36
Figura 12. Tamaño proyectado de la inversión en hidrógeno por empresas y regiones, 2023. 38
Figura 13. Coste nivelado de producción de acero (USD/t) por ruta tecnológica (BF-BOF, NG-DRI-EAF y H_2-DRI-EAF) en los principales países productores. 39
Figura 14. Creación de empleo estimada en la industria de moléculas verdes hasta 2040 por país (miles de empleos). 44
Figura 15. Evolución de la inversión global en proyectos de hidrógeno limpio por fase de madurez, 2020-2024 (miles de millones de USD). 45
Figura 16. Proyectos peninsulares de hidrógeno verde presentados por Endesa. 47
Figura 17. Mapa de la Red Troncal del Hidrógeno en España. 50
Figura 18. Proyección del EBITDA de Enagás (2024-2030). 52
Figura 19. Proyección de flujos de caja simplificados de Enagás 2019-2030 53
Figura 20. Localización de los proyectos de hidrógeno verde en desarrollo por parte de Enagás Renovables. 54
Figura 21. Estimación del Coste de producción del hidrógeno (LCOH) actual y a 2030 en función de coste de electricidad (€/Kg). 56

INDICE DE TABLAS

Tabla 1. Análisis DAFO del hidrógeno renovable en la industria del acero. 40
Tabla 2. Impacto en PIB de la economía del hidrógeno verde en España, por componente y fase (millones de euros). 43
Tabla 3. Magnitudes financieras Enagás (2024-2026). 51
Tabla 4. Datos relevantes sobre el proyecto CHYNE. 55
Tabla 5. Estructura financiera del proyecto CHYNE. 55
Tabla 6. Estimación del LCOH del hidrógeno verde en 2030 según Enagás y comparativa con el precio mayorista español de 2025. 57
Tabla 7. Contribución del hidrógeno verde a los ODS en España 59

SIGLAS Y ABREVIATURAS

BofA	Bank of America
CNMV	Comisión Nacional del Mercado de Valores
EBITDA	Earnings Before Interests Taxes Depreciation and Amortization
FID	Final Investment Decision
IDAE	Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía
IEA	International Energy Agency
IPCEI	Important Project of Common European Interest
IRENA	International Renewable Energy Agency
LCOH	Levelized Cost of Hydrogen
MITECO	Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico
ODS	Objetivos de Desarrollo Sostenible
PERTE	Proyecto Estratégico para la Recuperación y Transición Energética
PNIEC	Plan Nacional Integrado de Energía y Clima
PRTR	Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia
REE	Red Eléctrica Española

TRF	Tasa de Retribución Financiera
TRL	Technology Readiness Levels
TSO	Transmission System Operator
UE	Unión Europea

Resumen

Este trabajo analiza la economía del hidrógeno renovable en España desde una perspectiva económica y empresarial. Para ello, se examina su encaje dentro del sistema energético español, se evalúa el grado de materialización de los proyectos anunciados frente a los objetivos planificados y se cuantifica su impacto en términos de PIB, empleo y transformación sectorial, complementando el análisis con un caso de estudio sobre Enagás como operador de referencia en las infraestructuras de hidrógeno en España.

Palabras clave: Transición energética, hidrógeno verde, desarrollo sostenible, descarbonización, Enagás, electrólisis.

Abstract

This paper analyses the renewable hydrogen economy in Spain from an economic and business perspective. It examines its position within the Spanish energy system, assesses the degree to which announced projects have materialized against planned targets and quantifies its impact in terms of GDP, employment and sectoral transformation, complemented by a case study on Enagás as the leading operator of hydrogen infrastructure in Spain.

Keywords: Energy transition, green hydrogen, sustainable development, decarbonisation, Enagás, electrolysis.

1 INTRODUCCIÓN

1 JUSTIFICACIÓN DEL TEMA

La elección de la economía del hidrógeno renovable en España como objeto de este trabajo responde a un interés personal por comprender una de las apuestas energéticas más ambiciosas y, al mismo tiempo, más inciertas del panorama europeo actual. La Unión Europea y el Gobierno de España han depositado en el hidrógeno verde una confianza estratégica sin precedentes: España ha triplicado sus objetivos de electrólisis hasta los 12 GW para 2030, ha canalizado más de 3.100 millones de euros en ayudas públicas y aspira a convertirse en uno de los principales hubs europeos de hidrógeno renovable, aprovechando sus condiciones geográficas, su capacidad de generación renovable y su red de infraestructuras existente.

Sin embargo, a pesar de la cantidad de proyectos anunciados y de la creciente repercusión mediática e institucional que el hidrógeno ha ido adquiriendo, su futuro a corto y medio plazo sigue siendo incierto. Solo una fracción mínima de los proyectos anunciados se encuentra operativa, la brecha de costes con el hidrógeno convencional es todavía significativa y los propios directivos del sector han cuestionado públicamente su viabilidad económica inmediata. Existe, además, una relativa escasez de análisis económicos rigurosos que aborden la cuestión desde una perspectiva empresarial y no exclusivamente técnica o medioambiental.

Es precisamente esta combinación de ambición institucional e incertidumbre económica lo que hace especialmente interesante indagar en la verdadera situación del hidrógeno renovable en España, con el objetivo de conocer más a fondo su estado real de desarrollo y poder obtener conclusiones fundamentadas sobre su utilidad, su futuro y su evolución como vector económico y energético.

2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

El presente trabajo persigue tres objetivos diferenciados para poder obtener unas conclusiones definidas sobre el tema en cuestión. En primer lugar, el trabajo busca contextualizar el hidrógeno renovable dentro del sistema energético español y europeo,

identificando tanto el marco normativo e institucional que impulsa su desarrollo como las condiciones estructurales del modelo energético español que determinan su viabilidad.

Por otro lado, evaluar el grado real de materialización de la apuesta por el hidrógeno en España, analizando el ecosistema de proyectos existente, su tipología y distribución territorial, su grado de avance real frente a los objetivos planificados, y su aplicación en sectores industriales concretos como la siderurgia.

Por último, se pretende cuantificar y analizar de forma crítica el impacto económico del hidrógeno renovable en España, tanto a escala macroeconómica como empresarial, incorporando además su contribución a los Objetivos de Desarrollo Sostenible de la Agenda 2030.

3 METODOLOGÍA

La totalidad del trabajo se ha realizado mediante una revisión documental amplia. No se ha realizado trabajo de campo ni se han empleado fuentes empíricas propias, sino que el análisis se basa en la consulta y contraste de documentos existentes.

A lo largo de todo el estudio, se han utilizado cuatro tipos de fuentes diferentes. Por un lado, documentos normativos y de planificación estratégica europeos y nacionales; a su vez, se han empleado informes sectoriales de organismos internacionales y centros de investigación; el análisis económico se ha fundamentado principalmente en documentación corporativa pública de empresas energéticas españolas (presentaciones a inversores, informes de resultados, notas de prensa); y por último, se ha recurrido publicaciones académicas que aportan perspectiva crítica y fundamentan el marco teórico.

La combinación de las mencionadas fuentes permite conectar la exposición descriptiva del contexto energético e institucional con un análisis más detallado en los capítulos dedicados al impacto económico y al caso empresarial, donde se contrastan las proyecciones oficiales con los datos reales de ejecución y con las valoraciones del propio sector.

Cabe mencionar que las tablas y figuras incluidas son en parte de elaboración propia a partir de las fuentes consultadas y en parte extraídas de los documentos originales, indicándose en cada caso su procedencia.

4 ESTRUCTURA DEL TRABAJO

El trabajo se organiza en cuatro capítulos de desarrollo, además de esta introducción y las conclusiones. En el tercer capítulo se aborda el concepto de transición energética y su evolución en el ámbito europeo y español, se presentan los fundamentos del hidrógeno como vector energético emergente y se analiza el marco institucional y normativo que impulsa su desarrollo, desde la Estrategia Europea del Hidrógeno hasta la Hoja de Ruta nacional y las políticas energéticas vigentes en España.

El cuarto capítulo ofrece un diagnóstico del contexto energético español en el que el hidrógeno pretende insertarse. Se examina la evolución del mix energético primario en la última década, la transformación del sistema eléctrico, la distribución sectorial del consumo final de energía y los principales retos estructurales que afronta la descarbonización del modelo productivo español.

El quinto capítulo se centra en el hidrógeno en España. Se analiza la cadena de valor completa, se analiza el ecosistema de proyectos existente, su tipología y distribución territorial, y se profundiza en una aplicación sectorial concreta, la industria del acero, como ejemplo de las oportunidades y dificultades que plantea la incorporación del hidrógeno renovable a un sector industrial de difícil descarbonización.

El sexto capítulo constituye el núcleo del análisis económico. Se cuantifica en primer lugar el impacto macroeconómico del hidrógeno en términos de PIB y empleo. A continuación, se desarrolla un caso empresarial detallado sobre Enagás, examinando su plan de inversión, su participación en un proyecto en concreto y la estimación del coste de producción del hidrógeno a partir de los datos publicados por la propia compañía. El capítulo se cierra con una valoración de la contribución del hidrógeno renovable a los Objetivos de Desarrollo Sostenible.

2 MARCO TEÓRICO Y CONCEPTUAL

1 LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA: CONCEPTO, EVOLUCIÓN Y SITUACIÓN ACTUAL EN ESPAÑA

1.1 Concepto de transición energética

La transición energética podría definirse como el proceso de transformación progresivo del sistema energético tradicional, basado mayoritariamente en combustibles fósiles, hacia un modelo mantenido por fuentes de energía renovables, bajas en carbono y compatibles con los objetivos climáticos internacionales. No se trata únicamente de una sustitución tecnológica de fuentes energéticas, sino de un cambio estructural que afecta a la organización económica, social e institucional del sistema energético.

Desde una perspectiva doctrinal, Galera Rodrigo resalta que la transición energética no debe confundirse con la descarbonización. Mientras que la descarbonización busca la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, la transición energética conlleva una reformulación más amplia de las políticas energéticas, incorporando dimensiones sociales, territoriales y de gobernanza (Galera Rodrigo, 2021). En este sentido, la transición energética actúa como instrumento de transformación del modelo productivo y de reorganización de las relaciones entre el Estado, el mercado y la ciudadanía.

Este enfoque ha sido asumido progresivamente por las instituciones europeas y nacionales, que conciben la transición energética como un proceso de largo plazo orientado a garantizar simultáneamente la sostenibilidad ambiental, la seguridad de suministro y la competitividad económica.

1.2 Evolución del concepto en el marco europeo y español

La transición energética posee una dimensión política y normativa clara en el ámbito de la Unión Europea a partir de los compromisos internacionales contra el cambio climático y especialmente desde la adopción del Acuerdo de París en 2015. A partir de este momento, la UE empezó a articular una estrategia climática coherente orientada a la neutralidad climática en 2050.

El Pacto Verde Europeo (European Green Deal), presentado por la Comisión Europea en 2019, reafirma este enfoque, al establecer la descarbonización como uno de los ejes principales del crecimiento económico europeo. Más tarde, el paquete legislativo Fit for 55 y las sucesivas revisiones de la Directiva de Energías Renovables refuerzan los objetivos intermedios para 2030, incrementando las exigencias en materia de reducción de emisiones, eficiencia energética y aumento de energías renovables.

Existen estudios que destacan que este proceso ha supuesto un cambio cualitativo en la planificación energética europea, pasando de un enfoque centrado en el mercado y la seguridad de suministro a otro basado en la sostenibilidad y la acción climática (López Antoranz, 2021).

En el caso de España, el proceso se ha acelerado de forma significativa durante la última década, especialmente en el sector eléctrico. Según datos los datos recogidos por Rey y González Eguino, España ha logrado una expansión rápida de energías renovables, hasta el punto de que más de la mitad de la generación eléctrica procede actualmente de fuentes renovables, mientras que el carbón ha pasado a desempeñar un papel residual en el mix energético (Rey y González Eguino, 2025).

En este marco, el hidrógeno renovable emerge como una de las principales alternativas para dar continuidad al proceso de transición energética, actuando como elemento de conexión entre el sistema eléctrico, el industrial y el de transporte. Su análisis como vector estratégico se aborda en el siguiente apartado.

2 EL HIDRÓGENO COMO VECTOR ENERGÉTICO EMERGENTE: FUNDAMENTOS, USOS Y VALOR ESTRATÉGICO

En primer lugar, es fundamental comprender que el hidrógeno no es una fuente primaria de energía, sino que se trata de un vector energético, ya que permite almacenar, transportar y transformar energía procedente de otras fuentes. Su importancia en el contexto de la transición energética se halla en su capacidad para conectar sectores y facilitar la integración de energías renovables en aquellos ámbitos donde la electrificación directa presenta limitaciones técnicas o económicas (López Antoranz, 2021).

Desde el punto de vista energético, el hidrógeno destaca por su elevada densidad energética por unidad de masa y por no generar emisiones directas de dióxido de carbono cuando se utiliza en procesos de combustión o en pilas de combustible. No obstante, su contribución real a la descarbonización depende del origen de la energía empleada en su producción. En este sentido, el hidrógeno verde, producido mediante electrólisis del agua a partir de electricidad de origen renovable, es el único plenamente alineado con los objetivos climáticos europeos (López Antoranz, 2021; Comisión Europea, 2020; MITECO, 2023). Por ello, tanto la estrategia europea como la planificación española priorizan esta modalidad frente a otras tipologías con mayor huella de carbono.

En el caso de España, el interés estratégico del hidrógeno renovable se debe a una combinación de factores energéticos, económicos y geopolíticos. Por un lado, España dispone de un elevado potencial de generación renovable, especialmente solar y eólica, lo que le otorga una ventaja comparativa para producir hidrógeno verde en condiciones competitivas (MITECO, 2023).

Por otro lado, su desarrollo abre la posibilidad de impulsar nuevas cadenas de valor asociadas a la fabricación de infraestructuras y servicios tecnológicos, contribuyendo a una reindustrialización sostenible. Diversos estudios señalan que el hidrógeno puede atraer inversión en sectores intensivos en energía limpia, como la siderurgia, la industria química o la producción de combustibles sintéticos (Escribano y Urbasos, 2023).

Finalmente, desde la perspectiva de seguridad energética, el despliegue del hidrógeno renovable puede contribuir a reducir la dependencia de combustibles fósiles importados, reforzando la autonomía estratégica del país. En coherencia con ello, el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (en adelante, PNIEC) identifica el hidrógeno como uno de los vectores con mayor potencial para apoyar la neutralidad climática y la transformación estructural del sistema energético español (PNIEC 2021-2030).

El análisis detallado de su cadena de valor, tecnologías de producción, grado de madurez y desarrollo específico en España se aborda en el capítulo 5, donde se examina su implantación efectiva.

3 MARCO INSTITUCIONAL DEL HIDRÓGENO Y POLÍTICA ENERGÉTICA EN LA UNIÓN EUROPEA Y EN ESPAÑA

3.1 El marco europeo de referencia

El desarrollo del hidrógeno renovable en España no puede entenderse de forma aislada, sino dentro del marco de la política energética y climática de la Unión Europea. Como ya se ha mencionado previamente, en el Pacto Verde Europeo de 2019 se recoge que la neutralidad climática en 2050 es el objetivo estructural de la UE, incorporando el hidrógeno como instrumento relevante para la descarbonización de sectores de difícil electrificación (Comisión Europea, 2019).

Este planteamiento se concreta en la Estrategia Europea del Hidrógeno de 2020, que identifica el hidrógeno renovable como vector estratégico para integrar el sistema energético, conectar el sector eléctrico con la industria y el transporte, y desplegar nuevas infraestructuras comunes a escala europea (Comisión Europea, 2020). La estrategia plantea una hoja de ruta progresiva basada en el aumento de capacidad de electrólisis, el desarrollo de mercados y la creación de corredores transfronterizos.

Tras la crisis energética de 2022, el plan REPowerEU refuerza este enfoque, vinculando el hidrógeno no solo a la transición climática, sino también a la seguridad de suministro y a la reducción de la dependencia energética exterior de combustibles fósiles importados (Comisión Europea, 2022). De este modo, el hidrógeno pasa a ocupar un lugar central tanto en la agenda climática como en la estrategia geopolítica energética europea.

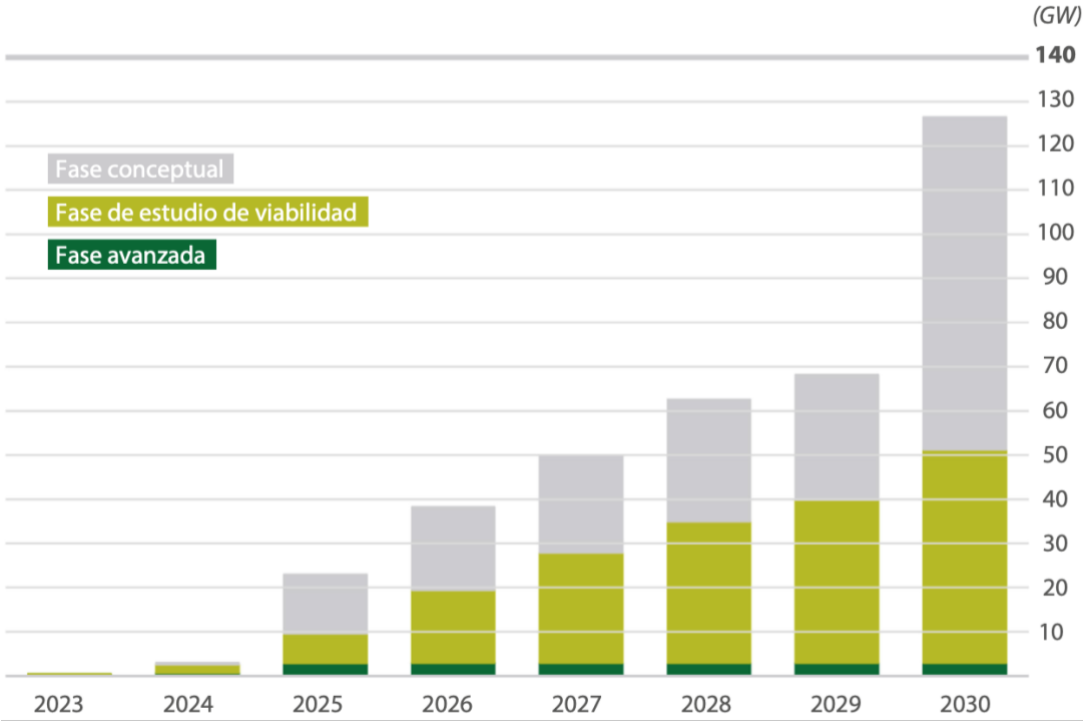
No obstante, la ambición política de la UE no se ha traducido con la misma solidez en su ejecución. El Informe Especial del Tribunal de Cuentas Europeo de 2024 concluye que la Comisión creó de forma parcial las condiciones necesarias para el mercado del hidrógeno renovable (Tribunal de Cuentas Europeo, 2024).

Entre las principales deficiencias identificadas, el Tribunal señala que los objetivos de producción e importación establecidos en la Estrategia para el Hidrógeno y en el Plan REPowerEU no se fundamentaron en análisis suficientemente rigurosos, presentando inconsistencias entre distintos documentos oficiales. Además, a diferencia de los Estados

Unidos, que fijaron un objetivo de coste de 1 dólar por kilogramo para 2031, la Comisión no estableció metas concretas en materia de competitividad de costes (Tribunal de Cuentas Europeo, 2024).

A ello se suma una insuficiente coordinación entre los Estados miembros, cuyos objetivos nacionales no se ajustan necesariamente a los de la UE. El Tribunal constata que cerca del 80% de la capacidad de electrólisis prevista se concentra en solo cinco países: Dinamarca, Alemania, España, Francia y los Países Bajos. La siguiente figura permite visualizar la brecha entre los proyectos anunciados y los que se encuentran realmente en fases avanzadas, mostrando que el cumplimiento de los objetivos para 2030 resulta improbable al ritmo actual.

Figura 1. Capacidad de electrolizadores de los proyectos anunciados (acumulada, en GW) por fase y año previsto de entrada en funcionamiento.



Fuente: Tribunal de Cuentas Europeo (2024), a partir de datos de la Agencia Internacional de la Energía.

Por último, el informe destaca que los retrasos en la adopción de las normas sobre hidrógeno renovable (completadas en junio de 2023), provocaron un aplazamiento generalizado de las decisiones de inversión y que la financiación de la UE, estimada en 18.800 millones de euros para 2021-2027, se encuentra dispersa en múltiples programas

sin una coordinación adecuada (Tribunal de Cuentas Europeo, 2024). Estas limitaciones a escala europea condicionan directamente las expectativas de desarrollo del hidrógeno renovable en España, como se analiza en los capítulos posteriores.

3.2 Marco español: planificación, objetivos e instrumentos

En coherencia con el marco europeo, España ha incorporado el hidrógeno renovable a su planificación energética mediante distintos instrumentos normativos y estratégicos.

Desde el punto de vista normativo, Galera Rodrigo señala que el marco jurídico español ha presentado históricamente una cierta rigidez, con una planificación energética centrada en infraestructuras y mercados, y menos orientada a la integración efectiva de los objetivos climáticos y de sostenibilidad (Galera Rodrigo, 2021). No obstante, en los últimos años se han ido aprobando una serie de planes y leyes que han permitido alcanzar una planificación más coherente con las directrices europeas.

El documento específico de referencia es la Hoja de Ruta del Hidrógeno Renovable, publicado en 2020, que establece objetivos iniciales en capacidad de electrólisis, aplicaciones prioritarias y desarrollo industrial (MITECO, 2020). Esta hoja de ruta sitúa al hidrógeno como un elemento complementario a la electrificación directa, especialmente orientado a usos industriales y de transporte pesado.

Posteriormente, el PNIEC se consolida como el principal instrumento de planificación energética en España. En su versión actualizada, fija objetivos cuantificados alineados con los compromisos europeos, entre los que destacan la reducción del 32% de emisiones de gases de efecto invernadero respecto a 1990, una cuota del 48 % de energías renovables sobre el consumo final, una mejora del 43% en eficiencia energética en términos de energía final y una participación del 81% de energías renovables en la generación eléctrica en 2030 (MITECO, 2024).

El PNIEC incorpora el hidrógeno como herramienta necesaria para alcanzar dichos objetivos en aquellos sectores donde la electrificación directa presenta limitaciones técnicas o económicas. No se plantea como sustituto general del sistema eléctrico, sino como vector complementario dentro de una estrategia más amplia de descarbonización.

Desde el punto de vista normativo, la Ley 7/2021 de Cambio Climático y Transición Energética proporciona el marco general para el impulso de gases renovables y establece los principios que orientan la transformación del modelo energético español.

3.3 Políticas energéticas actuales en España

Más allá de la planificación estratégica, la política energética actual se basa en tres fuerzas relacionadas: La aceleración del despliegue de energías renovables, la electrificación de los usos finales y la mejora de la eficiencia energética (MITECO, 2025; Energía y Sociedad, 2024). Estas potencias deben desarrollarse de forma coordinada, ya que su implementación aislada no tiene el impacto necesario como para conseguir los objetivos fijados (Energía y Sociedad, 2024).

Por otro lado, se han creado instrumentos complementarios con el objetivo de aumentar la descarbonización en procesos industriales donde el hidrógeno tiene o puede tener incidencia. Su desarrollo se genera mediante una combinación de planificación estratégica y mecanismos de apoyo financiero.

Entre estos instrumentos destaca el Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (en adelante, PRTR), que ha canalizado fondos europeos hacia proyectos vinculados al hidrógeno renovable con el objetivo de impulsar la cadena de valor y facilitar la maduración tecnológica (Gobierno de España, 2021). Asimismo, el Proyecto Estratégico para la Recuperación y la Transformación Económica (en adelante, PERTE) de Energías Renovables, Hidrógeno Renovable y Almacenamiento refuerza esta orientación industrial, situando el hidrógeno dentro de una estrategia de transformación productiva más amplia (MITECO, 2025).

Como se puede comprobar, el marco institucional español muestra una clara alineación con las directrices europeas y una fuerte apuesta por el hidrógeno renovable como vector complementario en la transición energética. A pesar de ello, la efectividad de esta estrategia dependerá de su capacidad para traducir objetivos normativos en proyectos reales y económicamente viables, cuestión que se analiza en los capítulos posteriores.

3 CONTEXTO DE LA ENERGÍA EN ESPAÑA

1 PANORAMA ENERGÉTICO EN ESPAÑA: MIX ENERGÉTICO Y RETOS DE DESCARBONIZACIÓN

Antes de comenzar el análisis del panorama energético en España, es preciso explicar los conceptos de energía primaria, energía final y generación eléctrica, ya que su confusión puede llevar a interpretaciones erróneas sobre el grado real de descarbonización del sistema energético, ya que una elevada utilización de energías renovables en el sistema eléctrico no implica necesariamente una descarbonización de la misma magnitud del conjunto del sistema energético.

La energía primaria es conjunto de recursos energéticos disponibles antes de cualquier proceso de transformación, incluyendo combustibles fósiles, energía nuclear y fuentes renovables. Esta energía es posteriormente transformada en energía final para atender a las necesidades existentes (MITECO, 2025). Por su parte, la energía final corresponde a la energía efectivamente consumida por los distintos sectores económicos, como el transporte, la industria, los hogares y los servicios. Por último, la generación eléctrica constituye únicamente una parte del sistema energético, referida a la producción de electricidad, que representa aproximadamente una cuarta parte del consumo final total en España.

1.1 Evolución del mix energético primario en España (2010-2024)

El análisis del mix energético español permite comprender el punto de partida real de la transición energética. Durante las últimas décadas, el sistema energético ha experimentado cambios relevantes, aunque de forma desigual entre sus distintos componentes. En términos generales, puede observarse un aumento progresivo del peso de las energías renovables, especialmente a partir de la década de 2010, a pesar de que los combustibles fósiles siguen desempeñando un papel fundamental en el abastecimiento energético nacional (MITECO, 2025).

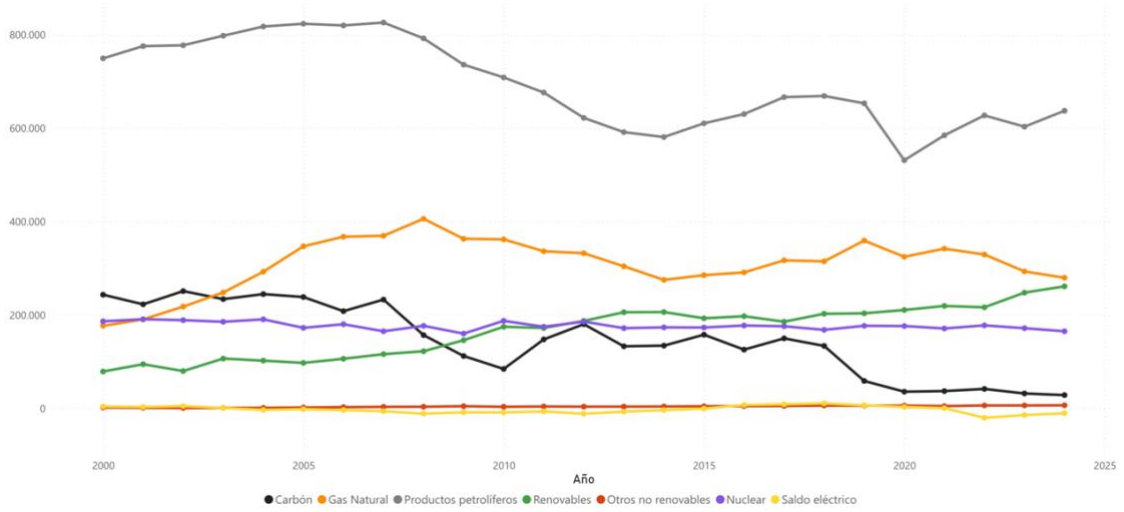
Los datos más recientes muestran que los productos petrolíferos continúan siendo la principal fuente de energía primaria, concentrando aproximadamente el 46% del total en 2024. El gas natural representa en torno a un 20%, mientras que las energías renovables

han alcanzado una participación cercana al 19%, consolidando una tendencia claramente creciente respecto a la década anterior. La energía nuclear mantiene un peso relativamente estable, en torno al 12%, mientras que el carbón ha quedado reducido a una contribución residual, inferior al 3% del total (MITECO, 2025). La Figura 2 permite observar con mayor detalle la evolución de estas fuentes desde el año 2000, reflejando tanto la reducción del consumo asociada a factores coyunturales como la crisis financiera de 2008 o la pandemia, como el progresivo avance de las renovables.

Esta estructura del mix energético tiene implicaciones económicas relevantes. Por un lado, es evidente el crecimiento y la consolidación de las fuentes renovables, pero la dependencia de los combustibles fósiles sigue siendo predominante, y una parte sustancial de estas fuentes debe ser importada. En consecuencia, España presenta una dependencia energética exterior superior al 65%, situándose por encima de la media de la Unión Europea (Eurostat, 2024).

Del mismo modo, la mencionada dependencia energética incrementa la exposición de la economía española a la volatilidad de los precios internacionales de la energía y condiciona los costes de producción de los sectores intensivos en consumo energético. En este contexto, aunque el avance renovable es significativo, la composición actual del mix evidencia que la transición energética sigue siendo un proceso incompleto, especialmente en lo que respecta a la demanda final.

Figura 2. Evolución del mix energético primario en España (2000-2025)



Fuente: Informe del Balance Energético de España, (MITECO 2025).

1.2 Transformación del sistema eléctrico

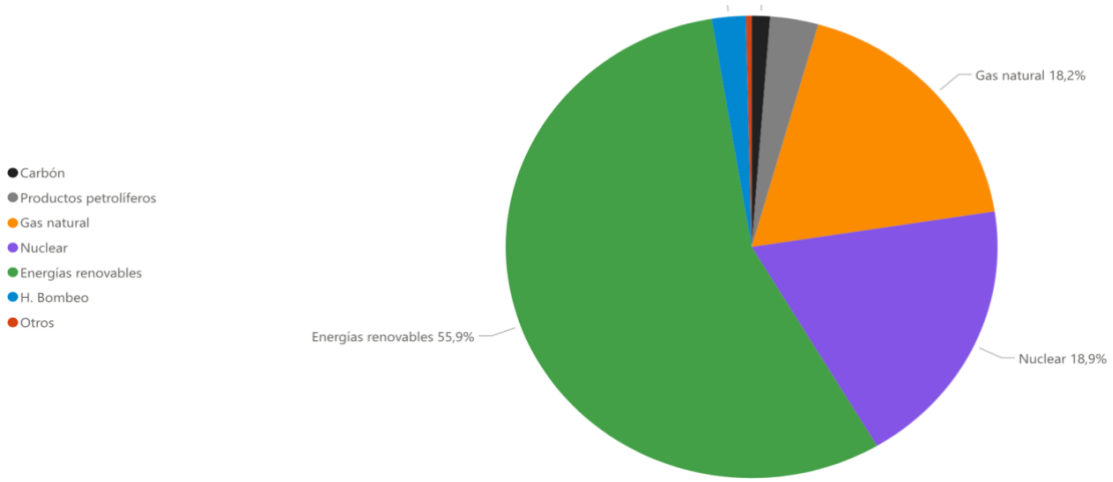
Durante la última década, la generación eléctrica se ha consolidado como el ámbito en el que la transición energética ha avanzado con mayor intensidad en España. Este avance se explica fundamentalmente por el despliegue de las energías renovables y el cierre progresivo de las tecnologías más intensivas en emisiones, en particular las centrales térmicas de carbón (REE, 2024).

En el último año con datos disponibles, las fuentes renovables superaron el 55% de la generación eléctrica, lideradas por la energía eólica (38%) y la solar fotovoltaica (33%), tal como muestran las Figuras 3 y 4. Este avance ha ido acompañado de la práctica desaparición del carbón y de la consolidación de los ciclos combinados de gas natural como tecnología de respaldo (REE, 2024; MITECO, 2025).

Por su parte, la energía nuclear ha mantenido una participación relativamente estable, cercana al 20% de la generación eléctrica, aportando producción de base con bajas emisiones de carbono. No obstante, el calendario de cierre progresivo de las centrales nucleares previsto para el periodo 2027-2035 introduce un elemento adicional de incertidumbre sobre la configuración futura del mix eléctrico y refuerza la necesidad de acelerar el despliegue de generación renovable y soluciones de flexibilidad del sistema (MITECO, 2024).

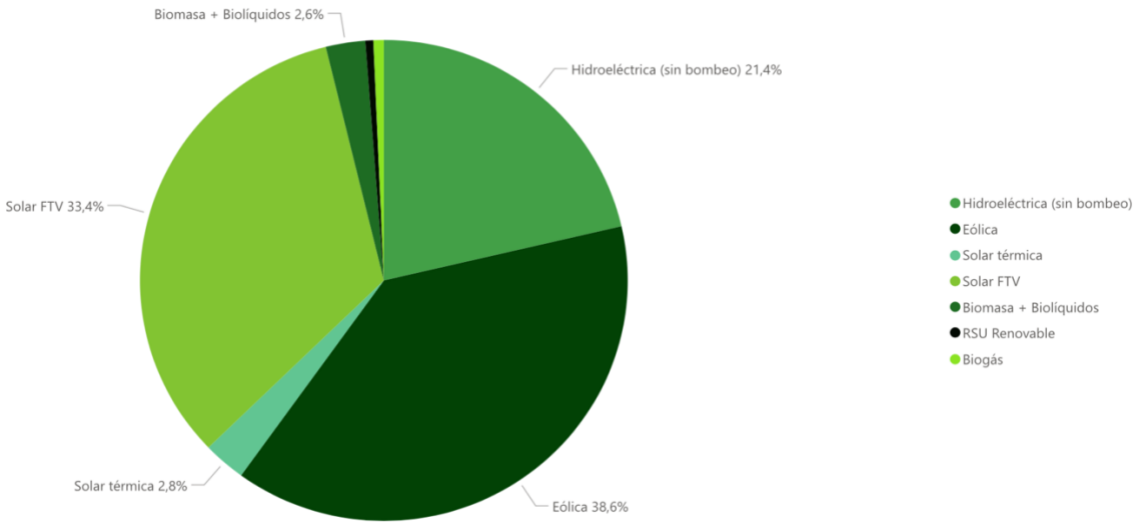
A pesar de todos los avances mencionados, la transformación del sistema eléctrico no se ha trasladado de manera proporcional al conjunto del sistema energético. La electricidad continúa representando una parte limitada del consumo final de energía, lo que restringe el alcance de la descarbonización lograda en el ámbito eléctrico. Esta brecha entre generación eléctrica descarbonizada y usos finales constituye uno de los principales límites estructurales de la transición energética en España (MITECO, 2025).

Figura 3. Composición del mix eléctrico en España en 2024



Fuente: Informe del Balance Energético de España, (MITECO 2025).

Figura 4. Composición de energías renovables que integran el mix eléctrico en España en 2024



Fuente: Informe del Balance Energético de España, (MITECO 2025).

1.3 Consumo final de energía y distribución sectorial

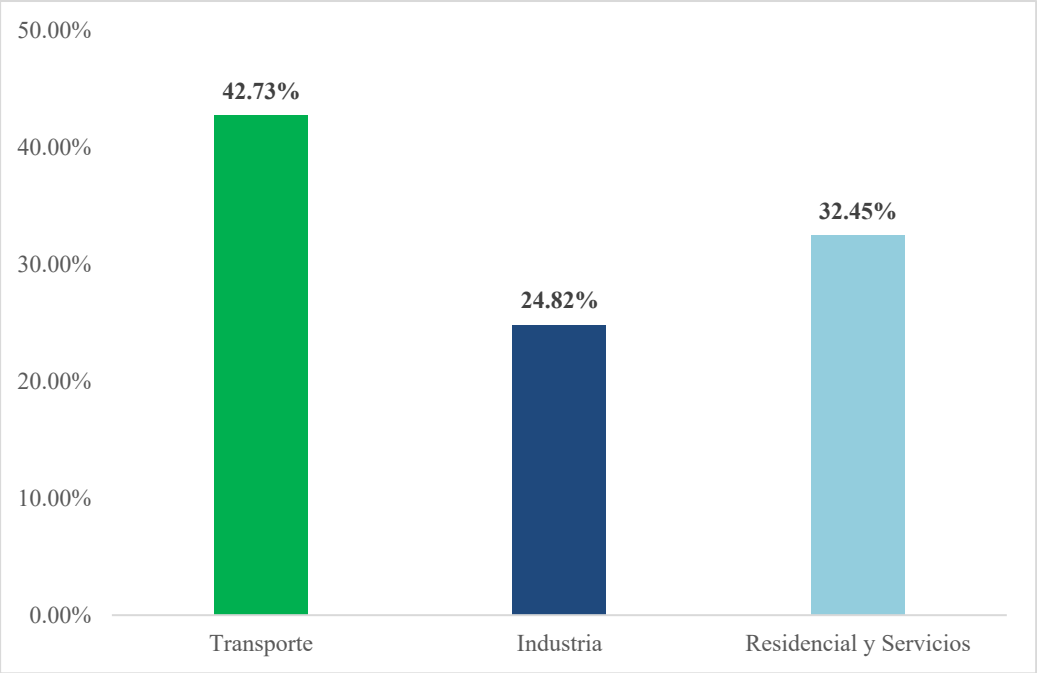
El análisis del consumo final de energía permite identificar con mayor claridad las limitaciones estructurales de la transición energética en España. A diferencia del mix de energía primaria o del sistema eléctrico, el consumo final refleja directamente los patrones de uso energético de los hogares, las empresas y los sectores productivos, y muestra una mayor resistencia al cambio (MITECO, 2025).

En 2024, los productos petrolíferos continuaron siendo claramente predominantes en el consumo final, con una participación equivalente al 51%. La electricidad representó aproximadamente una cuarta parte, mientras que el gas natural mantuvo un peso del 16%. Sin embargo, es destacable que as energías renovables de uso final directo (biomasa, biocarburantes y otras) ni siquiera alcanzaron el 8% (MITECO, 2025).

Desde una perspectiva sectorial, los datos provisionales de Eurostat para 2024 confirman que el transporte continúa siendo el principal consumidor de energía final en España, concentrando entorno al 43 % del total, debido a su fuerte dependencia de los derivados del petróleo (Eurostat, 2025). La industria representa cerca del 25%, mientras que el sector residencial y el de servicios concentran conjuntamente entorno al 32% restante (MITECO, 2025), reflejando patrones de consumo asociados principalmente a usos térmicos y eléctricos en edificación.

Estos datos reflejan un grado de electrificación del consumo final aún limitado, lo que evidencia las dificultades para trasladar los avances del sistema eléctrico al conjunto de la economía. La sustitución de combustibles fósiles en el transporte pesado y en los procesos industriales de alta temperatura sigue siendo uno de los principales retos pendientes (Galera Rodrigo, 2021), y es precisamente en estos ámbitos donde el hidrógeno renovable puede desempeñar un papel relevante, como se analiza en el capítulo siguiente.

Figura 5. Distribución sectorial del consumo final de energía en España (2024).



Fuente: Consumo por sector de la energía final en España, (Eurostat, 2025)

1.4 Retos estructurales de la descarbonización

Tras haber realizado el consecuente análisis del sistema energético español, es conveniente mencionar que la descarbonización enfrenta retos de carácter estructural que no pueden resolverse exclusivamente a través del incremento de la generación renovable. A pesar de los avances vistos en el sistema eléctrico, el conjunto del sistema energético sigue estando condicionado por una elevada dependencia de los combustibles fósiles, especialmente en los usos finales, lo que limita el alcance de la transición energética (MITECO, 2025).

Uno de los principales retos se encuentra en la transformación de los sectores con mayor consumo energético, en particular el transporte y determinadas actividades industriales. La fuerte presencia de productos petrolíferos en el consumo final refleja la dificultad de sustituir estas fuentes por alternativas bajas en carbono que sean técnica y económicamente viables a gran escala. Esta rigidez estructural explica que la reducción de emisiones avance a un ritmo inferior al observado en la generación eléctrica (Galera Rodrigo, 2021).

A ello se suma la limitada electrificación del consumo final, que restringe la capacidad de trasladar al conjunto de la economía los avances logrados en la descarbonización del mix eléctrico. Mientras la electricidad mantenga un peso relativamente estable en el consumo final, el impacto de la generación renovable sobre las emisiones agregadas seguirá siendo parcial (MITECO, 2025).

Por último, la transición energética se desarrolla en un contexto de elevada dependencia de fuentes energéticas importadas, lo que conlleva un problema económico y estratégico adicional. La necesidad de reducir esta vulnerabilidad refuerza la importancia de diversificar las soluciones de descarbonización y de incorporar vectores energéticos capaces de actuar en aquellos ámbitos donde la electrificación directa resulta insuficiente. En este marco se justifica el interés creciente por el hidrógeno renovable como elemento complementario dentro de la estrategia energética nacional.

4 EL HIDRÓGENO EN ESPAÑA

1 LA CADENA DE VALOR DEL HIDRÓGENO RENOVABLE EN ESPAÑA

El hidrógeno renovable es considerado como un vector energético destinado a desempeñar un papel complementario dentro del proceso de descarbonización en la estrategia energética española. A diferencia de las fuentes primarias de energía, su valor no se encuentra en la energía que contiene en origen, sino en su capacidad para almacenar, transportar y utilizar energía renovable en aquellos ámbitos donde la electrificación directa tiene limitaciones técnicas o económicas (MITECO, 2020; IEA, 2019). En este contexto, el análisis del hidrógeno requiere un recorrido integral que explique las distintas fases que conforman su cadena de valor.

1.1 Producción del hidrógeno renovable y su viabilidad económica

La producción es el punto de partida de la cadena de valor del hidrógeno renovable y uno de los elementos clave para evaluar su viabilidad económica y su potencial de despliegue. A diferencia del hidrógeno tradicional, cuya producción se basa mayoritariamente en combustibles fósiles, el hidrógeno renovable se obtiene mediante el proceso de electrólisis del agua, que permite separar la molécula de agua en hidrógeno y oxígeno a partir de una corriente eléctrica. Para que el hidrógeno resultante pueda considerarse verde, la electricidad utilizada debe proceder únicamente de fuentes renovables, fundamentalmente energía solar fotovoltaica y eólica terrestre en el contexto español (MITECO, 2020).

Desde el punto de vista operativo, la producción de hidrógeno renovable es un proceso industrial encadenado, en el que cada fase condiciona el desarrollo de las etapas posteriores de la cadena de valor. En primer lugar, el sistema requiere de un suministro estable de electricidad renovable, que constituye el principal factor energético del proceso (MITECO, 2020).

Una vez suministrada la electricidad, esta se dirige al electrolizador, que conforma el núcleo tecnológico del proceso productivo. En este equipo se aplica una corriente eléctrica al agua, provocando la separación de la molécula en hidrógeno y oxígeno (MITECO, 2020). El hidrógeno se obtiene en forma gaseosa, mientras que el oxígeno aparece como subproducto.

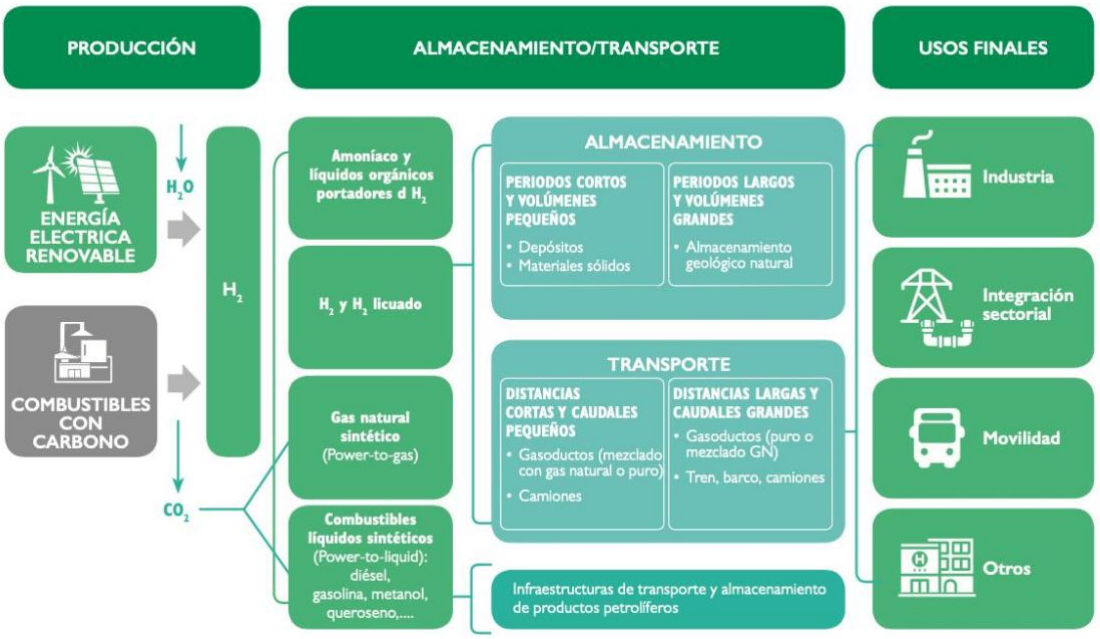
El hidrógeno obtenido en esta etapa no suele estar todavía en condiciones óptimas para su uso, almacenamiento o transporte. Por ello, la fase de producción incorpora una etapa de acondicionamiento, que incluye procesos de purificación y compresión con el objetivo de adaptar el hidrógeno a los requisitos técnicos de las etapas posteriores de la cadena de valor. Todo ello, permite transformar la electricidad renovable en una molécula energética almacenable y transportable, aumentando el valor del hidrógeno como vector de conexión entre el sistema eléctrico y otros sectores de la economía.

En cuanto a la viabilidad económica de la producción de hidrógeno renovable, hay diversos elementos dentro del proceso que hay que tener en consideración. Entre los más relevantes, cabe destacar el precio de la electricidad renovable, que constituye el principal componente del coste, el tipo de electrolizador y su grado de funcionamiento, así como los procesos de acondicionamiento, que pueden generar costes adicionales (IEA, 2019; MITECO, 2020).

Otro factor a tener en cuenta es la localización de las instalaciones productivas. La producción en zonas con disponibilidad de recursos renovables o en proximidad a grandes consumidores industriales permite reducir costes y minimizar necesidades logísticas. Diversos estudios coinciden en señalar que estos elementos condicionarán en gran medida el ritmo de incorporación del hidrógeno renovable durante esta década (IEA, 2019; Comisión Europea, 2020).

Con el objetivo de comprender los distintos eslabones de la cadena de valor del hidrógeno renovable, la figura dispuesta a continuación presenta de forma esquemática el proceso completo, desde la producción del hidrógeno a partir de electricidad renovable hasta sus principales usos finales. En la figura se observa cómo, a partir del hidrógeno generado mediante electrólisis, se despliegan distintas alternativas de conversión, almacenamiento y transporte, cuya elección depende del volumen producido, la distancia a los puntos de consumo y el uso final previsto. Este enfoque permite comprender el papel central que desempeñan las fases intermedias de acondicionamiento y logística en la viabilidad económica y operativa del hidrógeno como vector energético.

Figura 6. Etapas de la cadena de valor del hidrógeno



Fuente: Hoja de ruta del hidrógeno: una apuesta por el hidrógeno renovable, (MITECO 2020).

1.2 Almacenamiento del hidrógeno

Una vez producido el hidrógeno renovable, este debe ser almacenado de forma adecuada para poder ser utilizado posteriormente. Esto se debe a que, a diferencia de otros vectores energéticos, no siempre se consume en el mismo lugar ni en el mismo momento en que se genera. Por ello, el almacenamiento es una fase esencial de la cadena de valor, especialmente en un contexto de elevada penetración de energías renovables caracterizadas por su variabilidad temporal (MITECO, 2020).

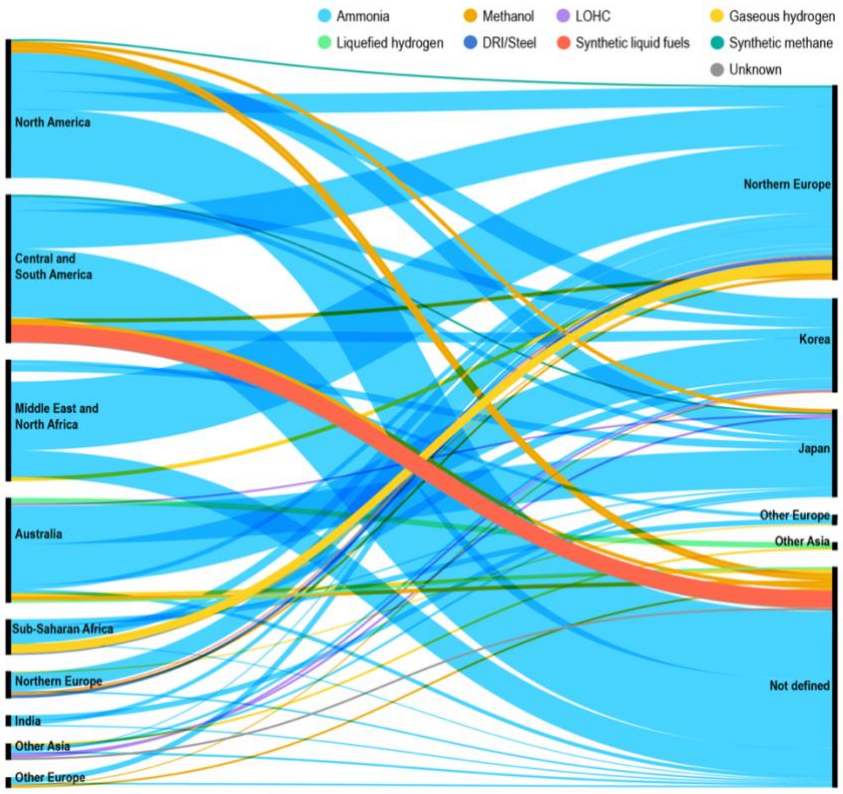
Desde el punto de vista físico, el hidrógeno puede almacenarse en distintos estados y lugares, en función del volumen gestionado, de la previsión temporal del almacenamiento y del uso final previsto. A pequeña y media escala, el almacenamiento más extendido se realiza en depósitos presurizados en superficie, donde el hidrógeno se mantiene en estado gaseoso a altas presiones. Según la Agencia Internacional de la Energía, esta opción presenta un alto grado de madurez tecnológica y resulta adecuada para aplicaciones cercanas al punto de producción o vinculadas a la movilidad (IEA, 2019).

Para volúmenes más elevados o necesidades de almacenamiento a medio y largo plazo, la Hoja de Ruta contempla el almacenamiento subterráneo, especialmente en cavidades salinas, como una alternativa con gran capacidad potencial. Sin embargo, el propio documento subraya que su desarrollo en España se encuentra aún en fases iniciales y requiere estudios específicos de viabilidad técnica, geológica y territorial (MITECO, 2020).

De forma complementaria, el hidrógeno puede almacenarse indirectamente mediante su conversión en portadores químicos, como el amoníaco o los líquidos orgánicos portadores de hidrógeno (LOHC). La Agencia Internacional de las Energías Renovables (en adelante, IRENA) destaca que estas opciones facilitan el manejo, almacenamiento y transporte del mismo, aunque incorporan etapas adicionales de conversión y reconversión que incrementan los costes y reducen la eficiencia global del sistema (IRENA, 2020).

De hecho, la Figura 7 muestra en base a previsiones de proyectos y del teórico avance del hidrógeno como será el transporte del mismo entre los principales países y regiones del sector en el año 2030 (IEA, 2025). Como se puede ver, el amoniaco se postula como el principal medio de almacenaje para su posterior transporte, por lo que las mencionadas fases de conversión y reconversión adquirirán especial importancia en el futuro. En consecuencia, la elección del método de almacenamiento condiciona directamente las alternativas logísticas y los costes a lo largo de la cadena, como se analiza a continuación.

Figura 7. Flujos comerciales bilaterales de hidrógeno de bajas emisiones por transportista, excluidos los proyectos en etapas anteriores, 2030



Fuente: Global Hydrogen Review 2025, (IEA,2025).

1.3 Transporte y distribución del hidrógeno

Al hilo del análisis del almacenamiento, es fundamental comprender cómo funciona el transporte del hidrógeno desde los puntos de producción hasta los centros de consumo, ya que se trata de uno de los principales retos para su incorporación a gran escala debido a las características físicas de la molécula y a su baja densidad energética en estado gaseoso. La Agencia Internacional de la Energía (en adelante, IEA) señala que estas limitaciones condicionan de forma decisiva las alternativas logísticas disponibles y los costes asociados al suministro (IEA, 2019).

La Figura 8, recogida en la Hoja de Ruta del Hidrógeno, muestra de forma esquemática las distintas opciones existentes a lo largo de las etapas de recogida, transmisión y distribución del hidrógeno, en función tanto de su estado de almacenamiento como de su transformación en líquidos portadores (MITECO, 2020). Tal y como se puede ver, el

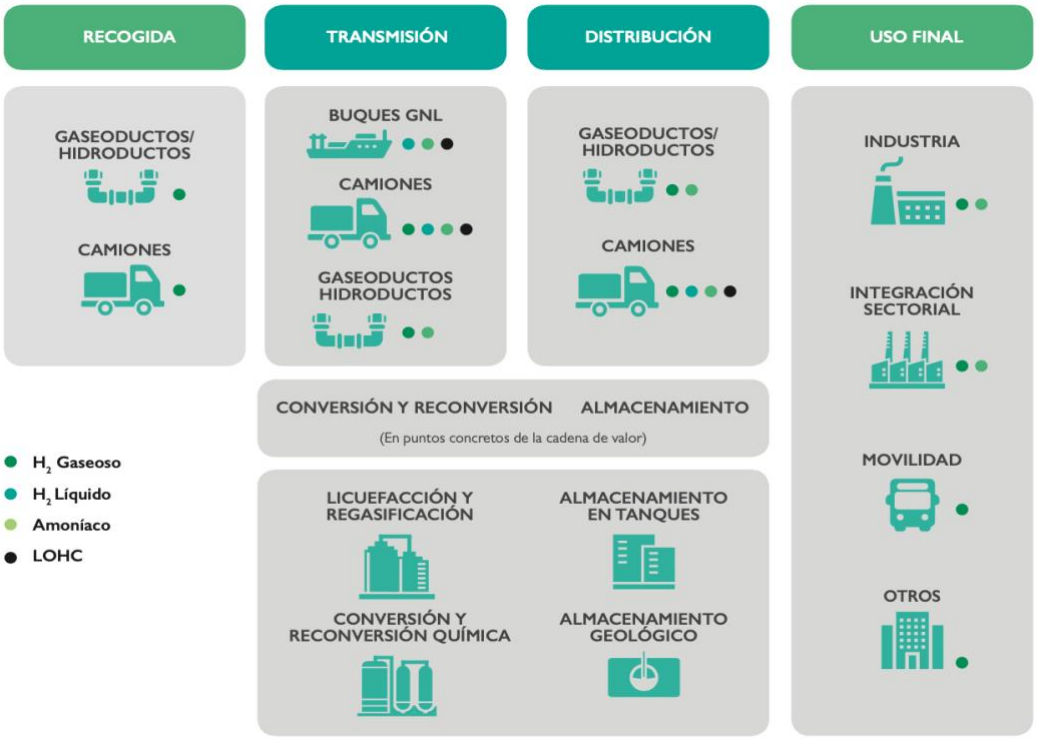
hidrógeno no mantiene necesariamente un único estado a lo largo del proceso logístico, sino que requiere operaciones de compresión, licuefacción, conversión y reconversión para adaptarse a las exigencias técnicas de cada tramo del transporte. Estos elementos resultan clave para garantizar su llegada en condiciones para su uso final, optimizando su control, seguridad y su viabilidad logística.

Para distancias cortas y volúmenes reducidos, el transporte por camión cisterna (en forma de hidrógeno comprimido o licuado) ofrece una solución flexible, aunque con costes unitarios elevados. En supuestos de un rango mayor, cobran relevancia los gaseoductos o hidroductos, especialmente cuando el hidrógeno se transporta en estado gaseoso o se integra parcialmente en redes gasistas existentes, si bien estas opciones requieren inversiones significativas en infraestructura y adaptación de materiales (MITECO, 2020).

A escala internacional, el transporte marítimo mediante conversión en amoniaco u otros portadores químicos se perfila como la principal alternativa para el comercio de hidrógeno a grandes distancias, como ya se ha señalado en el apartado anterior al analizar los flujos previstos para 2030 (IRENA, 2020).

En conclusión, los costes logísticos pueden representar una parte sustancial del coste final del hidrógeno, condicionando la localización de las plantas productivas y el alcance territorial del mercado. Por ello, las estrategias actuales priorizan desarrollos concentrados en vez de una implantación homogénea en todo el territorio.

Figura 8. Logística del hidrógeno



Fuente: Hoja de ruta del hidrógen, (MITECO, 2020).

1.4 Usos finales del hidrógeno renovable

Los usos finales constituyen el elemento determinante para valorar la contribución real del hidrógeno renovable a la transición energética. A diferencia de otras fuentes y como ya se ha mencionado anteriormente, el hidrógeno no se orienta a un consumo energético generalizado, sino a aplicaciones específicas en sectores donde la electrificación directa presenta limitaciones técnicas o económicas, lo que condiciona su desempeño dentro del sistema energético (MITECO, 2020; IEA, 2019).

En la actualidad, el principal destino del hidrógeno en España es la industria, concentrado fundamentalmente en el refino de petróleo y en la industria química (MITECO, 2020). En estos sectores, el hidrógeno se emplea como factor productivo en procesos consolidados, lo que convierte al hidrógeno renovable en un sustituto directo del hidrógeno de origen fósil, con un potencial inmediato de reducción de emisiones sin necesidad de modificar de forma considerable los procesos industriales existentes (MITECO, 2020; Escribano y Urbasos, 2023).

Más allá de estos usos tradicionales, el hidrógeno presenta un papel relevante en aplicaciones en las que otras tecnologías de descarbonización encuentran mayores limitaciones. Es el caso de determinados procesos industriales de alta temperatura, así como de la movilidad pesada por carretera, ferroviaria o marítima, donde las soluciones basadas exclusivamente en baterías presentan restricciones en términos de autonomía o tiempos de operación. En este sentido, IRENA destaca que el hidrógeno puede complementar a la electrificación directa en sectores difíciles de abatir (hard-to-abate sectors) (IRENA, 2020).

Asimismo, el hidrógeno puede contribuir a la integración sectorial del sistema energético, al permitir almacenar excedentes de generación renovable y facilitar su aprovechamiento posterior. No obstante, estas aplicaciones se encuentran aún en fases iniciales de desarrollo y su despliegue dependerá de la evolución de los costes y del marco regulatorio (MITECO, 2020).

2 DESARROLLO ACTUAL DEL HIDRÓGENO RENOVABLE EN ESPAÑA

Después de haber analizado la cadena de valor del hidrógeno renovable, es necesario evaluar cómo esta tecnología se está materializando en el contexto español. Este apartado aborda el desarrollo real del hidrógeno en España en los últimos años, analizando tanto la evolución de los proyectos como su grado de avance, tipología y distribución territorial.

2.1 Del marco estratégico a la incorporación real del hidrógeno renovable

La aprobación de la ya tratada Hoja de Ruta del Hidrógeno en 2020 supuso el inicio del impulso institucional al hidrógeno renovable en España. No obstante, el desarrollo efectivo del sector no comenzó hasta 2022, cuando se integró de forma más clara en la planificación energética nacional y europea. En este sentido, la actualización del PNIEC 2023-2030 y la activación de los fondos del Plan de Recuperación han motivado el cambio hacia una etapa de ejecución más clara (MITECO, 2023).

Este avance se ha apoyado en instrumentos como el PERTE ERHA a nivel nacional y el Banco Europeo del Hidrógeno a nivel europeo, que canalizan recursos públicos hacia los

proyectos con mayor madurez, reduciendo la brecha de costes frente a las alternativas fósiles (IDAE, 2024; Comisión Europea, 2024).

En el marco español, la combinación de planificación y apoyo público se traduce en una cartera amplia de iniciativas con distintos niveles de madurez. El Censo de Proyectos de Hidrógeno Renovable 2025 revela que el número de proyectos es elevado, pero también que una parte importante de ellos se encuentra aún en fases tempranas de desarrollo (AEH, 2025).

Más allá del volumen, el elemento básico para evaluar el despliegue efectivo es el paso a la decisión final de inversión (en adelante, FID), que marca la diferencia entre una intención y una operación real industrial. En este caso, el censo identifica un subconjunto limitado de proyectos que prevén alcanzar esta fase en el corto plazo, lo que muestra que el proceso de implantación está siendo progresivo (AeH2, 2025). El Informe Anual 2024-2025 de la Cátedra de Hidrógeno de Comillas permite dimensionar esta brecha, ya que, a octubre de 2025, solo 11 proyectos se encontraban operativos, con una capacidad conjunta de 33 MW de electrólisis. No obstante, conviene matizar esta cifra. Según el informe de Comillas (2025), 28 proyectos con una capacidad conjunta de 4,3 GW no han registrado novedades públicas en el último año, a los que se suma un megaproyecto individual de 3,3 GW sin comunicación formal de avance. Descontados estos casos, la capacidad activa del pipeline español se sitúa en torno a 22 GW, una cifra más representativa del estado real del ecosistema (Comillas, 2025).

Esta tendencia no es exclusiva de España. A escala internacional, la IEA subraya que el hidrógeno renovable atraviesa una fase de ajuste, en la que se están priorizando aquellos proyectos con mejores condiciones de acceso a energía renovable, infraestructuras y contratos de compra a largo plazo (IEA, 2024).

2.2 Tipología de proyectos y distribución territorial en España

Para evaluar con precisión el grado de avance real del hidrógeno renovable en España es imprescindible atender al mencionado Censo de Proyectos de Hidrógeno Renovable 2025, elaborado por la Asociación Española del Hidrógeno. Este documento establece la

base empírica más completa disponible para evaluar cómo los marcos estratégicos se están traduciendo en iniciativas reales sobre el territorio.

Según la última actualización, el censo recoge 399 proyectos vinculados al hidrógeno renovable en España, promovidos por 80 agentes distintos, entre empresas energéticas, industriales, centros tecnológicos y entidades públicas (AeH2, 2025). Esta cifra supone un incremento de 38 proyectos respecto a 2024, lo que confirma una expansión continuada del ecosistema, aunque con cambios relevantes en su composición y grado de madurez.

En relación con la tipología, los proyectos se clasifican en función de su nivel de madurez tecnológica (en adelante, TRL), lo que permite diferenciar entre iniciativas de investigación, demostración y carácter comercial. La siguiente figura representa gráficamente esta distribución y muestra cómo el desarrollo del sector se concentra actualmente en fases tempranas e intermedias.

Figura 9. Distribución y tipología de proyectos recogidos en el Censo de Proyectos AeH2 de 2025.

Fuente: Análisis del censo de proyectos AeH2 2025, (AeH, 2025).

En primer lugar, se identifican 124 proyectos de investigación (TRL 3-4), dirigidos al desarrollo tecnológico y a la validación de nuevas soluciones vinculadas a la producción,

el almacenamiento o los usos finales del hidrógeno. Este grupo es el que más ha crecido respecto a 2024, lo que refleja el refuerzo de la base científica y tecnológica del sector (AeH2, 2025).

En un segundo lugar se hallan los proyectos demostrativos, que suman 125 iniciativas en total. De ellos, 64 proyectos corresponden a demostraciones en entornos relevantes (TRL 5-6) y 61 a demostraciones en entornos reales (TRL 7-8). Este tipo de proyectos son imprescindibles, ya que permiten probar tecnologías y modelos de negocio en condiciones cercanas a la operación comercial, reduciendo la incertidumbre antes de realizar inversiones a gran escala (AeH2, 2025).

Por último, el censo registra 145 proyectos de carácter comercial, destinados a una implementación industrial directa del hidrógeno renovable. El grueso de este tipo de proyectos ha disminuido respecto a 2024, pero el propio informe recoge este cambio como un ajuste lógico, en el que se priorizan aquellas iniciativas con mayores probabilidades de viabilidad técnica y económica (AeH2, 2025). Estos proyectos comerciales podrían alcanzar alrededor de 20 GW de capacidad de electrólisis, con una producción estimada de 2,65 millones de toneladas anuales de hidrógeno renovable (AeH2, 2025).

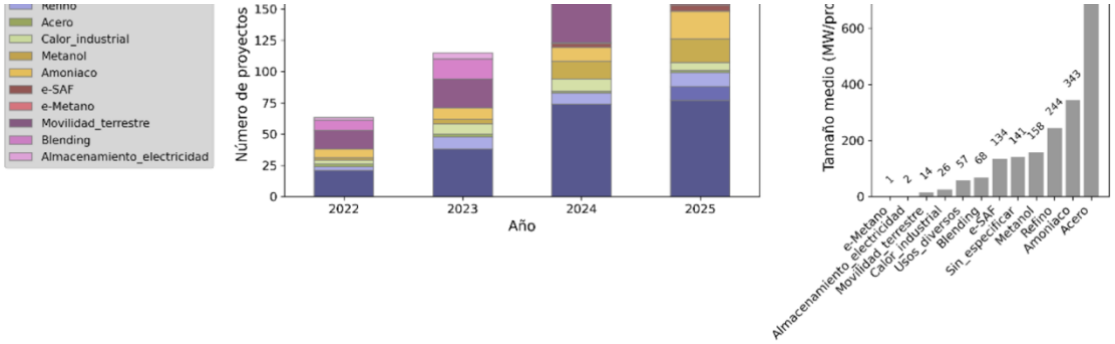
Por su parte, el análisis de la Cátedra de Hidrógeno de Comillas confirma una diversificación creciente en los usos finales previstos. Frente al predominio inicial del refino y la sustitución del hidrógeno gris, los proyectos se orientan cada vez más hacia la producción de derivados como amoniaco (23 proyectos), metanol (21 proyectos) y combustibles de aviación sostenibles o e-SAF[1], cuya capacidad anunciada sería suficiente para cubrir la demanda española de e-SAF hasta 2034 bajo la cuota del 2% establecida por el Reglamento FuelEU Aviation (Comillas, 2025).

La Figura 10 ilustra esta evolución. El gráfico izquierdo muestra cómo el número de proyectos ha pasado de 60 en 2022 a más de 200 en 2025, con un peso creciente de los derivados (amoniaco, metanol, e-SAF). El gráfico derecho evidencia la diferencia de

[1] electrofuel Sustainable Aviation Fuel

escala entre usos. Mientras que los proyectos de movilidad o blending se sitúan por debajo de los 50 MW, los de refino, amoniaco o acero superan los 150-800 MW por proyecto.

Figura 10. Número de proyectos de producción de hidrógeno según usos finales (izquierda) y tamaño medio de los proyectos (derecha).



Fuente: Informe Anual 2024-2025, Cátedra de Estudios sobre el Hidrógeno (Comillas, 2025).

En términos económicos, el censo estima una inversión total asociada al conjunto de proyectos superior a 33.000 millones de euros, de los cuales aproximadamente 2.800 millones de euros corresponden a financiación pública identificada hasta la fecha. Esta financiación procede principalmente de programas nacionales y europeos de apoyo a la transición energética, y presenta una mayor intensidad en los proyectos de investigación y demostración, mientras que los proyectos comerciales dependen en mayor medida de inversión privada (AeH2, 2025).

En cuanto a la localización geográfica de los proyectos, estos no se distribuyen de forma homogénea, sino que se concentran en determinadas comunidades autónomas con ventajas estructurales. Destacan especialmente Andalucía, Cataluña, Aragón, Castilla y León, Comunidad Valenciana, Madrid, y País Vasco, que agrupan una parte sustancial del total de iniciativas registradas. Esta concentración se debe a factores como la disponibilidad de recursos renovables, la presencia de sector industrial intensivo en energía y la existencia de infraestructuras energéticas y logísticas consolidadas. La figura ilustra esta distribución territorial y permite identificar la formación de hubs de hidrógeno renovable en el territorio español (AeH2, 2025).

Figura 11. Mapa del censo de proyectos del hidrógeno en la actualidad.

Fuente: Análisis del censo de proyectos AeH2 2025, (AeH, 2025).

3 APLICACIÓN SECTORIAL DEL HIDRÓGENO RENOVABLE EN LA INDUSTRIA DEL ACERO

Tras analizar el despliegue territorial y la tipología de proyectos en España, es necesario abordar un caso sectorial concreto que permita observar cómo el hidrógeno renovable se está incorporando en la práctica industrial. Desde este enfoque, se analizarán sus implicaciones reales en términos tecnológicos, económicos y estratégicos más allá del potencial teórico. Tras ello, se realizará un análisis DAFO sobre la implementación del hidrógeno renovable en el sector, lo que permitirá obtener conclusiones más ajustadas a la realidad.

Entre los sectores identificados como prioritarios para el uso del hidrógeno renovable, la industria siderúrgica ocupa un lugar creciente. Esto se debe a que es un sector intensivo en energía y emisiones, cuya descarbonización resulta especialmente compleja mediante electrificación directa. Por ello, el hidrógeno renovable aparece como una de las

principales alternativas tecnológicas actualmente en desarrollo (IEA, 2025; OECD, 2025).

3.1 El hidrógeno en la industria del acero: realidad tecnológica y retos económicos

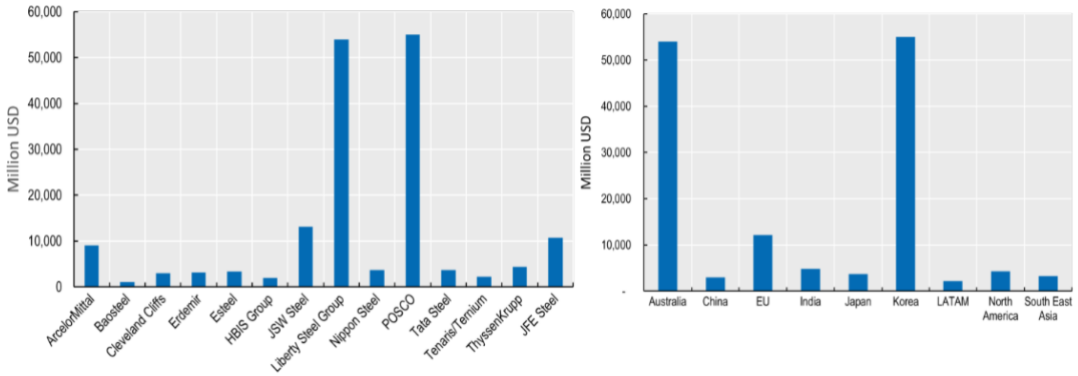
La producción tradicional de acero primario se basa en el uso de carbón en altos hornos para reducir el mineral de hierro. Este proceso es altamente intensivo en emisiones y representa aproximadamente el 7-8% de las emisiones globales de CO_2 relacionadas con la energía (IEA, 2025). En este contexto, el hidrógeno aparece como alternativa tecnológica a través del proceso de reducción directa del hierro (DRI) con hidrógeno (H_2-DRI), donde el agente reductor sustituye al carbón y el subproducto pasa a ser vapor de agua en lugar de CO_2.

Desde el punto de vista técnico, la viabilidad del proceso está demostrada. Sin embargo, la experiencia reciente muestra que el principal obstáculo no es tecnológico, sino económico y logístico. El Global Hydrogen Review 2025, recoge que tres grandes productores europeos (Salzgitter AG, Stahl-Holding-Saar y Thyssenkrupp Steel), lanzaron licitaciones para asegurar suministro de hidrógeno para sus futuras plantas DRI (IEA, 2025). No obstante, hasta la fecha ninguna de estas licitaciones ha derivado en contratos firmes, y Thyssenkrupp Steel ha suspendido temporalmente su proceso debido a precios ofertados superiores a los umbrales aceptables, elevados costes de electrólisis e incertidumbre en los precios de la electricidad renovable (IEA, 2025). Además, los retrasos en infraestructuras de transporte de hidrógeno han obligado a ajustar calendarios de inversión. Este caso evidencia que el despliegue del hidrógeno en el acero no depende únicamente de la voluntad industrial, sino de la competitividad del suministro energético y de la madurez de las infraestructuras asociadas.

A escala global, el interés inversor es significativo pero concentrado. El informe Hydrogen in Steel muestra mediante la siguiente figura que las mayores inversiones proyectadas en hidrógeno aplicado a la siderurgia se concentran en grandes grupos como POSCO o Liberty Steel Group, con volúmenes superiores a 50.000 millones de dólares en algunos casos (OECD, 2025; World Steel Dynamics, 2023). Regionalmente, destacan Corea y Australia, mientras que la Unión Europea mantiene una posición relevante,

aunque no dominante. Esta concentración indica que la transición hacia acero bajo en carbono exige elevadas barreras de entrada y capacidad financiera considerable.

Figura 12. Tamaño proyectado de la inversión en hidrógeno por empresas y regiones, 2023.



Fuente: Hydrogen in Steel (OECD, 2025; World Steel Dynamics, 2023)

En España, el principal proyecto en esta dirección es Hydnum Steel, que prevé la construcción de una planta de acero primario mediante reducción directa con hidrógeno (DRI-H_2) con una capacidad de hasta 2,6 millones de toneladas de acero en 2030. El proyecto ha recibido financiación del PERTE de Descarbonización Industrial y su primera fase contempla 900 MW de electrólisis (Comillas, 2025). De materializarse, sería la primera planta de acero verde a escala industrial en el sur de Europa, conectando directamente el análisis teórico del sector con la realidad del ecosistema español.

En el ámbito internacional, la transición hacia el hidrógeno en la siderurgia se presenta gradual y desigual, condicionada por la capacidad productiva de China, la disponibilidad de chatarra y la persistencia de los altos hornos en regiones importadoras netas como el Sudeste Asiático (IEA, 2025).

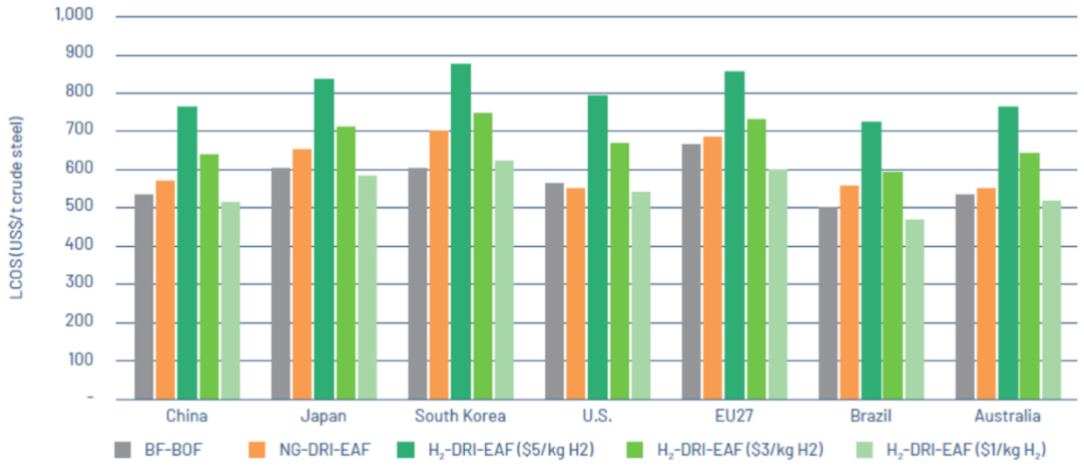
En consecuencia, el caso del acero refleja con claridad la lógica del hidrógeno renovable en la transición energética. Su función no es sustituir de forma generalizada a la electricidad, sino ofrecer una solución específica para sectores donde la descarbonización resulta especialmente compleja.

La viabilidad económica de esta transición depende en gran medida de la evolución del precio del hidrógeno. En la actualidad, producir acero utilizando hidrógeno renovable

como reductor (lo que se conoce como ruta H_2-DRI-EAF) resulta considerablemente más caro que hacerlo mediante el proceso tradicional de alto horno alimentado con carbón (ruta BF-BOF). Esta diferencia de costes, o "prima verde", constituye el principal obstáculo económico para la adopción industrial de esta tecnología.

No obstante, las estimaciones disponibles indican que si el precio del hidrógeno renovable desciende hasta niveles próximos a 1-2 USD/kg, (cuestión que analizaremos posteriormente en el análisis económico), dicha prima podría reducirse significativamente e incluso desaparecer en mercados que penalizan las emisiones de carbono, como el europeo a través del EU ETS (Hasanbeigi, 2024). La Figura 13 muestra esta comparativa de costes entre las tres principales rutas de producción de acero en distintos países, mostrando cómo la competitividad del acero verde depende simultáneamente de dos variables; el abaratamiento del hidrógeno y el encarecimiento progresivo de las emisiones de CO_2.

Figura 13. Coste nivelado de producción de acero (USD/t) por ruta tecnológica (BF-BOF, NG-DRI-EAF y H_2-DRI-EAF) en los principales países productores.



Fuente: Hasanbeigi, A. (2024). *Green Steel Economics*. Global Efficiency Intelligence

3.2 Análisis DAFO del hidrógeno renovable en la industria del acero

El análisis del sector siderúrgico permite evaluar el hidrógeno renovable no solo desde una perspectiva tecnológica, sino también estratégica. A continuación, se presenta un análisis DAFO que sintetiza las principales fortalezas, debilidades, oportunidades y amenazas asociadas a su implantación en este sector.

Tabla 1. Análisis DAFO del hidrógeno renovable en la industria del acero.

ANÁLISIS INTERNO	**FORTALEZAS**	**DEBILIDADES**
	Reducción sustancial de emisiones frente al alto horno convencional, en línea con los objetivos climáticos europeos	Brecha de costes significativa: La ruta H_2-DRI-EAF es entre un 30% y un 80% más cara que el alto horno convencional a precios actuales del hidrógeno
	Encaje regulatorio con el EU ETS y el CBAM, que penalizan progresivamente las tecnologías intensivas en carbono	Elevada intensidad de capital requerida para nuevas plantas DRI-H_2 o reconversión de instalaciones existentes
	Existencia de proyectos piloto y primeras plantas operativas (HYBRIT, H2 Green Steel), indicando madurez tecnológica inicial	Retrasos en contratos de suministro de hidrógeno (casos Salzgitter, Thyssenkrupp Steel)
	Posicionamiento del acero bajo en carbono como producto con valor añadido en mercados regulados	Dependencia crítica de infraestructuras de transporte y almacenamiento aún en desarrollo
	Compatibilidad con el proceso de reducción directa del hierro (DRI), ya implantado a escala industrial	Escala de producción limitada: ninguna planta opera todavía a capacidad industrial plena con 100% H_2
ANÁLISIS EXTERNO	**OPORTUNIDADES**	**AMENAZAS**
	Ventaja comparativa para países con alto recurso renovable (como España) en producción de H_2 verde a costes competitivos	Incertidumbre sobre la evolución futura de los costes del hidrógeno y de la electricidad renovable
	Creación de nuevas cadenas de valor industriales vinculadas a la siderurgia verde y generación de empleo cualificado	Riesgo de retraso o cancelación de proyectos si la reducción de costes no se materializa al ritmo esperado
	Crecimiento de la demanda de acero bajo en carbono en mercados regulados (UE, Japón, Corea del Sur)	Dificultades logísticas en el transporte internacional de hidrógeno a gran escala frente a otros vectores energéticos
	Cobertura de demanda creciente en regiones importadoras netas mediante proceso H_2-DRI (Sudeste Asiático)	Posible insuficiencia de demanda de acero verde si los consumidores industriales no asumen la prima de precio
	Instrumentos de financiación europeos (Fondo de Innovación, PIICE) destinados a proyectos de descarbonización industrial	Competencia internacional de productores con menores exigencias regulatorias y costes energéticos más bajos

Fuente: Elaboración propia a partir de IEA (2025), OECD (2025), Comisión Europea (2023) y MITECO (2023).

El análisis de la industria del acero desde la perspectiva del hidrógeno renovable refleja con claridad la situación actual del mismo. La tecnología es viable y estratégicamente coherente con los objetivos climáticos, pero su despliegue depende de la consolidación de un entorno económico e infraestructural que reduzca la brecha de costes y permita cerrar decisiones finales de inversión.

5 IMPACTO ECONÓMICO, EMPRESARIAL Y SOSTENIBLE

1 IMPACTO MACROECONÓMICO DEL HIDRÓGENO: PIB Y EMPLEO

1.1 Marco de inversión y objetivos nacionales

El desarrollo de una economía del hidrógeno renovable no constituye únicamente un desafío tecnológico o medioambiental, sino que representa una apuesta de política económica con implicaciones directas sobre el crecimiento, el empleo y la competitividad del tejido productivo español. En este apartado se analiza la magnitud de dichos impactos a partir de las proyecciones disponibles en fuentes institucionales y sectoriales, complementando la visión del ecosistema de proyectos ya expuesta en el capítulo quinto.

España ha pasado de un objetivo de 4 GW de electrólisis en la Hoja de Ruta de 2020 a los 12 GW recogidos en la actualización del PNIEC 2023-2030 (MITECO, 2024). Ello supone un salto de tendencia que tiene consecuencias directas sobre la escala de inversión necesaria y sobre el impacto macroeconómico esperado. El propio PNIEC estima una movilización total de 308.000 millones de euros hasta 2030 en el conjunto de la transición energética, de los cuales el 82% procederá de capital privado, y proyecta la creación de entre 363.000 y 560.000 puestos de trabajo en 2025 y 2030 respectivamente, con especial incidencia en industria, energía y construcción (MITECO, 2024). Dentro de esta cifra global, el hidrógeno renovable ocupa una posición transversal que conecta inversiones en generación renovable, infraestructuras de transporte y descarbonización industrial.

1.2 Cuantificación del impacto: Pib y empleo

El impacto macroeconómico específico del hidrógeno verde ha sido cuantificado por PwC en el informe *Impacto socioeconómico del desarrollo de la economía del hidrógeno en España*, presentado por Óscar Barrero, socio de Energía de la consultora, en la II Jornada del Hidrógeno de Enagás (enero de 2024).

El estudio estima que las capacidades productivas necesarias para producir 3 millones de toneladas de hidrógeno verde en 2030 generarán un impacto acumulado de 27.601 millones de euros en PIB y una media anual de 62.300 empleos durante los siete años de la fase de desarrollo, con un multiplicador de 2,3 sobre la economía nacional. Ello quiere decir que, por cada euro de PIB directo vinculado a la construcción de electrolizadores y

parques renovables, se generan 2,3 euros en el conjunto de la economía. Si a ello se añade el efecto de las infraestructuras de transporte y del corredor H2Med (4.706 millones de euros adicionales en PIB y 19.055 empleos anuales), el impacto total acumulado asciende a 32.307 millones de euros en PIB y 81.355 empleos anuales medios en fase de construcción, como se desglosa en la Tabla 1.

Según el propio Barrero, la cifra anterior "equivale aproximadamente al 2% del PIB español; esto puede suponer, en términos medios, el crecimiento de la economía española en su conjunto en un año" (PwC, 2024). Una vez en fase de operación, la contribución anual recurrente se estima en 2.138 millones de euros de PIB y 24.102 empleos estables, con un multiplicador de empleo aún mayor (×2,9) debido al carácter más intensivo en mantenimiento especializado de las infraestructuras operativas (PwC, 2024).

Tabla 2. Impacto en PIB de la economía del hidrógeno verde en España, por componente y fase (millones de euros).

	Infraestructuras de producción H_2V[2]	Infraestructuras de hidrógeno y H2Med[3]	Economía del H_2V en España (total)
Impulso de la economía española: impacto en PIB (en millones de euros)			
Construcción (impacto acumulado)	27.601	4.706	**32.307**
Operación (impacto año tipo)	2.023	115	**2.138**
Creación y mantenimiento de puestos de trabajo			
Construcción (media anual)	62.300	19.055	**81.355**
Operación (año tipo)	22.930	1.172	**24.102**

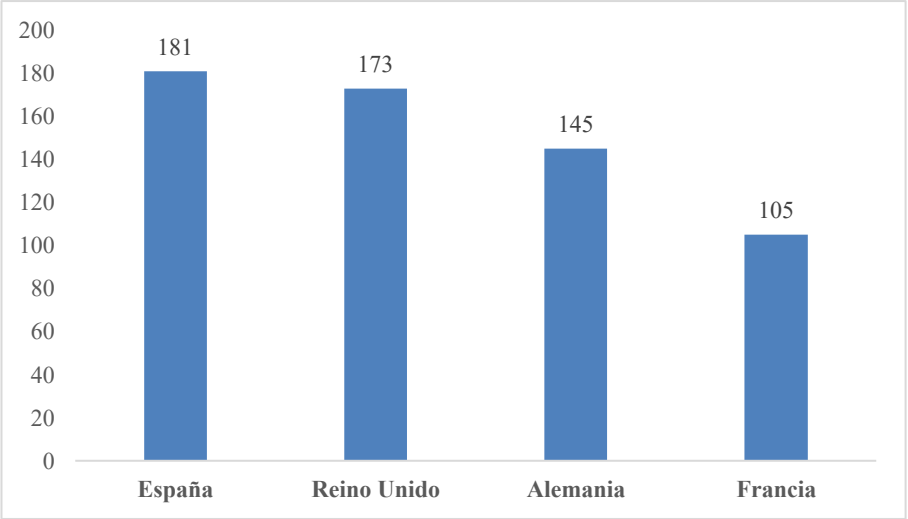
Fuente: Elaboración propia a partir de *Impacto socioeconómico del desarrollo de la economía del hidrógeno en España*, (Óscar Barrero & PWC, 2024).

A estos datos nacionales se suma una perspectiva europea relevante. El estudio "Las moléculas verdes: la inminente revolución del mercado del empleo en Europa", elaborado por ManpowerGroup y Cepsa y presentado en el Foro Económico Mundial de Davos en

[2] Periodo de desarrollo: 2023-2030 (7 años).
[3] Periodo de desarrollo: 2026-2030.

enero de 2024, proyecta que los combustibles renovables podrían generar 1,7 millones de nuevos empleos y un incremento del PIB europeo de 145.000 millones de euros hasta 2040. España aparece como el país que liderará la creación de empleo vinculada a esta industria, con más de 116.000 puestos en esta década y 181.000 hasta 2040, por delante de Reino Unido, Alemania y Francia, como se muestra en la Figura 15. Cabe destacar que el 88% de estos empleos se generaría fuera del sector energético en sentido estricto (construcción, servicios profesionales, industria manufacturera y tecnologías de la información), lo que evidencia un efecto tractor comparable al de grandes industrias como la automoción (ManpowerGroup y Cepsa, 2024).

Figura 14. Creación de empleo estimada en la industria de moléculas verdes hasta 2040 por país (miles de empleos).



Fuente: elaboración propia a partir de Las moléculas verdes: la inminente revolución del mercado del empleo en Europa, (ManpowerGroup & Cepsa, 2024).

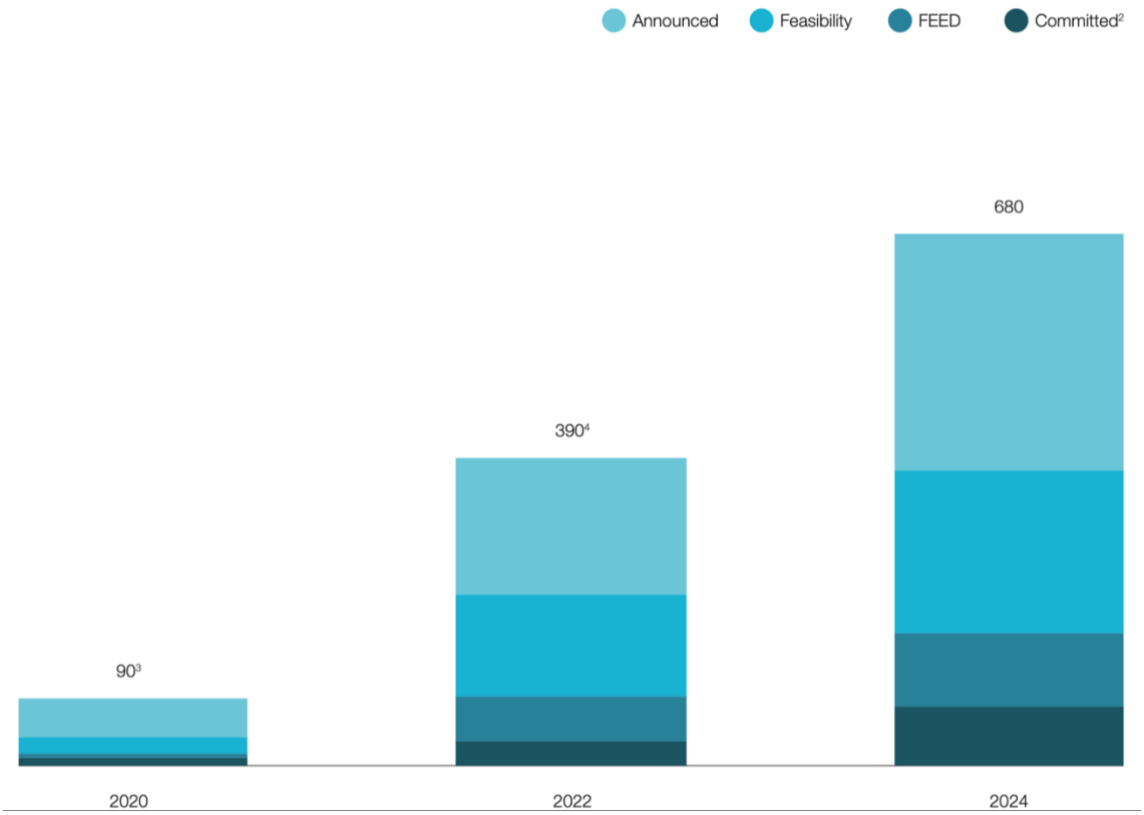
1.3 Condicionantes y riesgos

No obstante, conviene señalar ciertos condicionantes que podrían limitar la materialización de estas cifras. En primer lugar, como se ha documentado en el capítulo 5 al analizar el Censo de Proyectos AeH2, existe una brecha significativa entre los proyectos anunciados y aquellos que alcanzan la decisión final de inversión (FID). Como se puede ver en la Figura 16, aunque la inversión comprometida en proyectos de hidrógeno limpio que han alcanzado FID se ha multiplicado por siete entre 2020 y 2024

(pasando de 10.000 a 75.000 millones de dólares), esta cifra representa aún el 11% de los 680.000 millones anunciados globalmente para 2030. (Hydrogen Council & McKinsey, 2024).

A escala europea, el desajuste es igual de grande. Según las proyecciones de LCP Delta (2025), los Estados miembros podrían desplegar en torno a 30 GW de electrólisis para 2030, muy por debajo de la meta de 40 GW de la Estrategia Europea del Hidrógeno. De hecho, la UE no cumplió su objetivo intermedio de 6 GW para 2024, quedando un 93% por debajo (Comillas, 2025; a partir de LCP Delta, 2025).

Figura 15. Evolución de la inversión global en proyectos de hidrógeno limpio por fase de madurez, 2020-2024 (miles de millones de USD).



Fuente: *Hydrogen Insights 2024*, (Hydrogen Council & McKinsey, 2024).

De hecho, datos más recientes del *Global Hydrogen Compass 2025* confirman que esta tendencia se ha acelerado: a finales de 2025, la inversión comprometida en proyectos FID alcanzaba ya los 110.000 millones de dólares en más de 500 proyectos a nivel mundial, y Europa se consolidaba como líder en nuevas inversiones comprometidas durante el ejercicio (Hydrogen Council y McKinsey, 2025, citado en Enagás, 2026).

En segundo lugar, el 60% de los profesionales europeos necesitarán procesos de recualificación para acceder a los empleos verdes emergentes, y España presenta una de las mayores brechas de competencias junto con Italia y Alemania (ManpowerGroup y Cepsa, 2024), un déficit que afecta también a la administración pública y ha ralentizado la ejecución del PERTE de hidrógeno (Escribano y Urbasos, 2023).

A ello se suma el debate abierto sobre el modelo económico óptimo (exportación vía H2Med frente a consumo industrial doméstico), con implicaciones directas sobre la distribución territorial del valor añadido (Escribano y Urbasos, 2023). Estas cuestiones, deberán resolverse de forma coherente en la próxima revisión de la Hoja de Ruta del Hidrógeno.

En definitiva, el hidrógeno renovable constituye una palanca de transformación económica de primer orden para España, pero su materialización depende de la aceleración administrativa, la formación de capital humano especializado y la definición de un modelo estratégico que armonice las dimensiones doméstica e internacional del hidrógeno español.

2 IMPACTO EN EL SECTOR ENERGÉTICO Y CASO EMPRESARIAL SOBRE ENAGÁS

2.1 Transformación del sector energético español

El desarrollo del hidrógeno renovable no solo genera impacto macroeconómico en términos agregados de PIB y empleo, como se ha expuesto en el apartado anterior, sino que está redefiniendo la estrategia corporativa de las principales compañías energéticas españolas.

Como se ha documentado en el capítulo 5, España acumula una de las carteras de proyectos de hidrógeno más amplias de Europa. Prácticamente todas las grandes energéticas del país han incorporado este vector en sus planes a 2030.

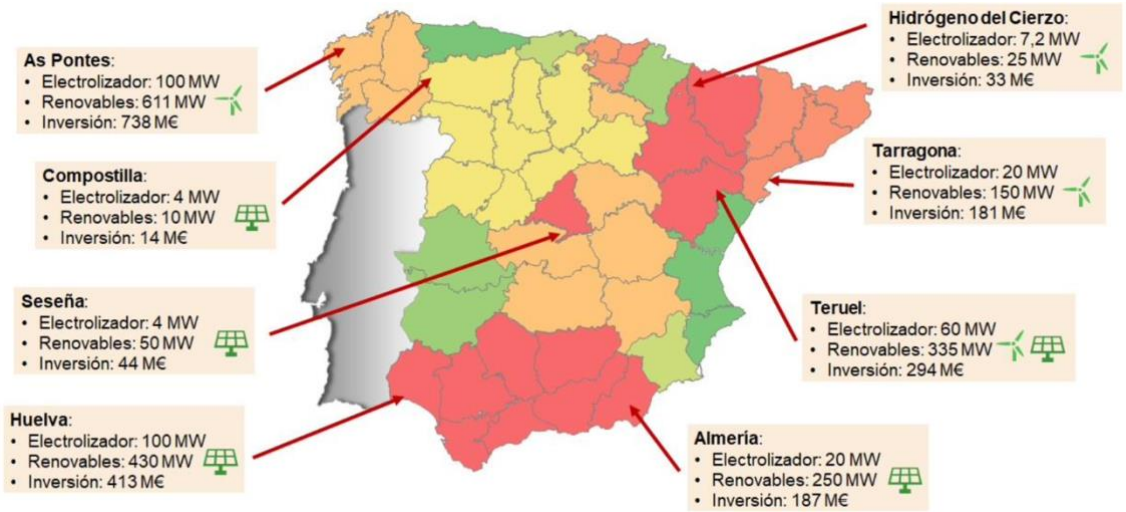
Moeve (anteriormente Cepsa), a través de su estrategia *Positive Motion*, ha comprometido una inversión superior a 3.000 millones de euros en el Valle Andaluz del Hidrógeno Verde, con dos plantas de 1 GW cada una en Palos de la Frontera (Huelva) y San Roque (Cádiz), que alcanzarán una capacidad conjunta de 2 GW de electrólisis y una producción

de hasta 300.000 toneladas anuales de hidrógeno verde (Moeve, 2022). Este proyecto, que ha recibido 303,75 millones de euros del PERTE ERHA para su primera fase (Onuba, 400 MW), incluye además una inversión adicional de 2.000 millones en 3 GW de generación renovable asociada (Moeve, 2025).

Iberdrola ha comprometido, en colaboración con Fertiberia, un programa de más de 800 MW de electrólisis con una inversión de 1.800 millones de euros, distribuido en cuatro fases entre Puertollano (Ciudad Real) y Palos de la Frontera (Huelva) (Iberdrola España, 2021). La primera fase, ya operativa en Puertollano, integra un electrolizador de 20 MW alimentado por una planta solar fotovoltaica dedicada de 100 MW y un sistema de baterías de 20 MWh; la planta suministra hidrógeno verde a la fábrica de fertilizantes de Fertiberia adyacente, y constituye el mayor sistema de producción de hidrógeno verde por electrólisis de Europa (Iberdrola España, 2023).

Endesa presentó en 2021 al Ministerio de Transición Ecológica una cartera de 23 proyectos de hidrógeno verde en España con una inversión de 2.900 millones de euros. Su proyecto más avanzado, en As Pontes (A Coruña), contempla un electrolizador de 100 MW vinculado a 611 MW eólicos (Endesa, 2021). En la siguiente figura, es posible ver la distribución territorial y tipología de los proyectos propuestos por Endesa.

Figura 16. Proyectos peninsulares de hidrógeno verde presentados por Endesa.



Fuente: Nota de prensa de Endesa (2021)

Repsol ha dado luz verde a su primer gran electrolizador de 100 MW en Cartagena, con una inversión superior a 300 millones de euros en colaboración con Enagás Renovable (Repsol, 2025). El papel de Enagás en el sector del hidrógeno y el mencionado proyecto de Cartagena se analizan en detalle en el siguiente subapartado.

Esta movilización empresarial se enmarca en un contexto de liderazgo europeo. Según el *Global Hydrogen Review 2024* de la Agencia Internacional de la Energía, España es el país europeo con mayor número de proyectos de electrólisis anunciados, representando el 20% del total continental (AIE, 2024). El Gobierno ha concedido 3.155 millones de euros en ayudas a más de 100 proyectos que suman aproximadamente 4 GW de capacidad a través del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (Enagás, 2026). España ha sido el país con más proyectos presentados y seleccionados en las dos primeras subastas del Banco Europeo del Hidrógeno, si bien la Cátedra de Hidrógeno Comillas señala que, en la segunda subasta, siete de los quince proyectos adjudicados renunciaron a la ayuda (cuatro de ellos españoles), y los diez proyectos adicionales invitados desde la lista de reserva, ocho de los cuales se ubican en España, aún no han confirmado su aceptación (Enagás, 2026; Cátedra de Hidrógeno Comillas, 2025).

No obstante, la magnitud de los anuncios coexiste con una tensión creciente entre ambición estratégica y viabilidad económica. Como se ha señalado en el capítulo 5, solo 11 de los más de 200 proyectos identificados se encuentran operativos, lo que evidencia un desfase estructural entre oferta anunciada y demanda real (Comillas, 2025). Josu Jon Imaz, consejero delegado de Repsol (que concentra el 60% de la producción nacional de hidrógeno (Repsol, 2025)), ha afirmado en el 23.º Encuentro del Sector Energético organizado por IESE y Deloitte en febrero de 2026 que "para que el hidrógeno verde sea rentable, la energía eléctrica con la que se alimentan los electrolizadores debería costar entre 10 y 15 euros MWh", algo que considera improbable en la próxima década (Imaz, 2026; recogido por La Vanguardia). Francisco Reynés, consejero delegado de Naturgy, señaló en el mismo foro que "el hidrógeno no es competitivo, no sabemos quién lo pagará. Estoy seguro que llegará su momento. Pero mientras llegue y no tengamos una hidrólisis competitiva no debemos dejar pasar tecnologías que nos permitan rebajar la descarbonización" (Reynés, 2026; recogido por La Vanguardia).

Esta incertidumbre empresarial se basa en datos globales. Según el Global Hydrogen Compass 2025, 52 proyectos han sido cancelados públicamente en los últimos dieciocho meses, representando 4 millones de toneladas anuales de capacidad. Las principales causas identificadas son la incertidumbre regulatoria y de mercado (38% de los casos), los problemas de financiación (27%) y la ausencia de contratos de compra vinculantes (16%); la interacción entre estas dos últimas explica por sí sola el 43% de las cancelaciones (Hydrogen Council & McKinsey, 2025; citado en Comillas, 2025). En España, los proyectos que sí avanzan hacia la decisión final de inversión comparten un rasgo común, la integración del productor con el consumidor, eliminando el riesgo de demanda. Es el caso de la alianza de Iberdrola-Fertiberia en Puertollano, con suministro garantizado a la fábrica de fertilizantes o el de Repsol-Enagás Renovable en Cartagena, donde el hidrógeno se destina íntegramente a la refinería adyacente y cuyo estudio se realizará en el siguiente punto (Comillas, 2025).

En definitiva, la economía del hidrógeno en España se encuentra en una fase de transición entre el compromiso corporativo e institucional anunciado y la materialización de inversiones a escala industrial. Los proyectos que avanzan comparten una lógica común, integración vertical entre productor y consumidor, apoyo público significativo y eliminación del riesgo de demanda. Es precisamente en este contexto donde resulta relevante analizar el caso de Enagás, una empresa que desempeña un papel muy importante en el sector.

2.2 Caso empresarial: Enagás como operador de la infraestructura de hidrógeno

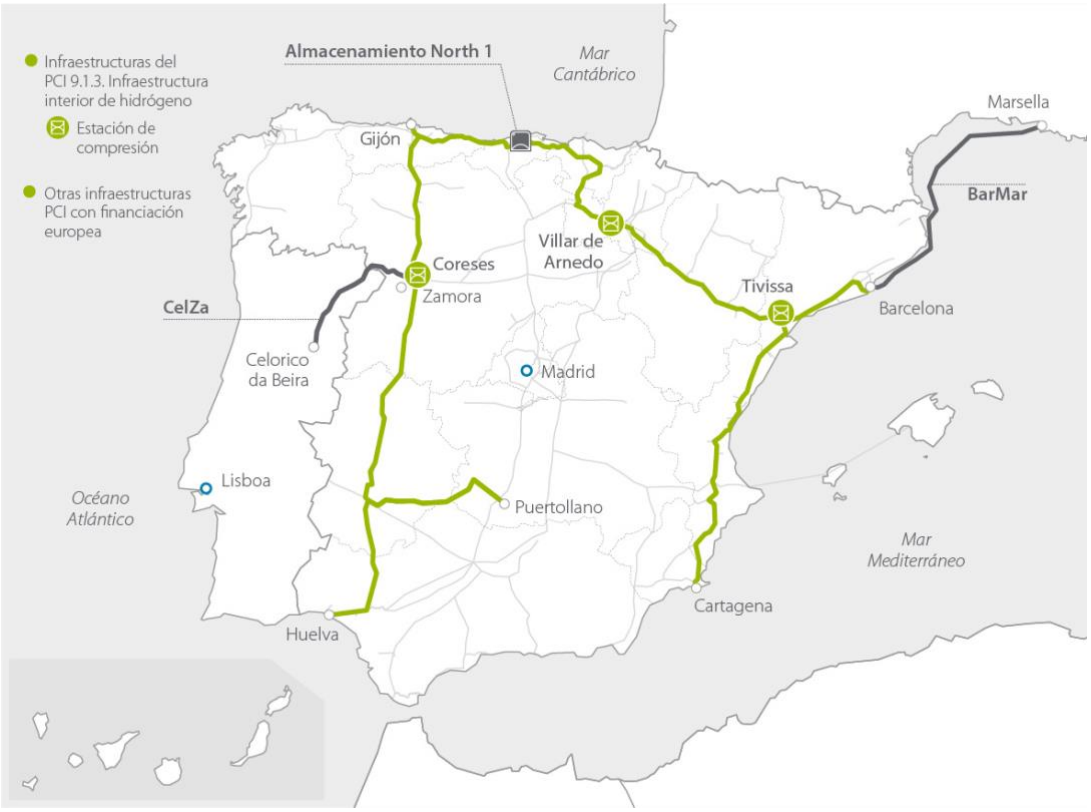
2.2.1 Contexto financiero y reorientación estratégica

Enagás S.A. es el principal operador de transporte de gas natural en España, calificado en 2025 por el Consejo Europeo de Reguladores de Energía como el Transmission System Operator (en adelante, TSO) más eficiente de Europa (Enagás, 2026). La compañía gestiona más de 12.000 kilómetros de gasoductos, tres plantas de regasificación y dos almacenamientos subterráneos. Desde 2020, ha reorientado progresivamente su estrategia hacia las infraestructuras de hidrógeno, hasta convertirlas en el eje central de su plan de inversiones. La Actualización Estratégica 2025-2030, presentada en febrero de 2025, cuantifica esta reorientación.

Cabe destacar que la compañía ha anunciado una inversión total de 4.035 millones de euros hasta 2030, de los cuales 3.125 millones (77%) se destinan a infraestructuras de hidrógeno renovable, que constituirán el principal motor de crecimiento (Enagás, 2025). A su vez, es relevante mencionar que el 83% de la inversión prevista es elegible bajo la taxonomía verde de la Unión Europea por su contribución al objetivo de mitigación del cambio climático (Enagás, 2025).

En cuanto a la inversión en hidrógeno, esta se distribuye en dos grandes proyectos diferenciados. Por un lado, la Red Troncal Española de Hidrógeno, de 2.600 kilómetros, con una inversión neta de 2.645 millones de euros tras considerar una cofinanciación europea del 50% en fase de estudios (ya obtenida) y del 20% en fase de construcción. Por otro lado, el corredor europeo H2Med (en el que Enagás participa a través de la sociedad BarMar con un 45%), con una inversión neta de 481 millones de euros tras unas ayudas del 50% en estudios y del 40% en construcción, y una estructura de capital 60% deuda y 40% *equity* (Enagás, 2025).

Figura 17. Mapa de la Red Troncal del Hidrógeno en España.



Fuente: Red troncal de infraestructuras de hidrógeno (Enagás, 2026).

Desde el punto de vista financiero, la empresa atraviesa un escenario crucial en su hoja de ruta económica. El EBITDA ha descendido de 760,7 millones de euros en 2024 a 675,7 millones en 2025, y el objetivo para 2026 se sitúa en aproximadamente 620 millones, debido a la reducción progresiva de la base de activos retribuidos del período regulatorio vigente del gas natural (Enagás, 2026). No obstante, a partir de 2026 la compañía proyecta un crecimiento anual compuesto del EBITDA del 9,5% hasta 2030, según las estimaciones comunicadas en la Actualización Estratégica presentada en febrero de 2025 junto con los resultados del ejercicio 2024, impulsado por la entrada en operación de las nuevas infraestructuras de hidrógeno y por la aplicación de una tasa de retribución financiera (TRF) de aproximadamente el 6,5%, aprobada por la CNMC en diciembre de 2025 para el gas natural en el período 2027-2032 (Enagás, 2025; Enagás, 2026).

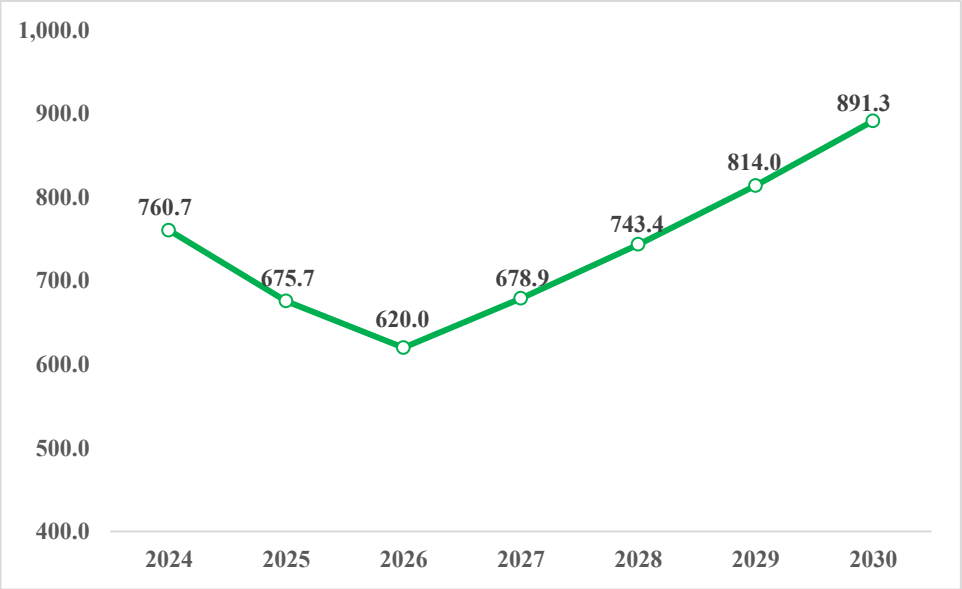
Según la presentación a inversores realizada en febrero de 2025 tras conocer los resultados de 2024, la base de activos regulados (RAB) pasará de unos 2.700 millones de euros en 2024 a aproximadamente 4.800 millones en 2030, donde los activos de hidrógeno superarán por primera vez a los de gas natural (Enagás, 2025). En cuanto a la deuda neta, esta se sitúa en 2.475 millones de euros a cierre de 2025, con un coste medio de la deuda bruta del 2,1% y un rating BBB+ con perspectiva estable otorgado por S&P y Fitch (Enagás, 2026).

Tabla 3. Magnitudes financieras Enagás (2024-2026).

Concepto	2024	2025	2026 (objetivo)
EBITDA (M€)	760,7	675,7	620
BDI recurrente (M€)	310,1	266,3	235
Deuda neta (M€)	2404	2475	2400
Coste medio deuda bruta	2,6%	2,1%	n.a.
FFO (M€)	688,8	635,8	n.a.
Rating (S&P / Fitch)	BBB+	BBB+	BBB+
Deuda neta / EBITDA (calculado)	3,16x	3,66x	3,87x

Fuente: Elaboración propia a partir de datos públicos de Enagás (2024, 2025 & 2026).

Figura 18. Proyección del EBITDA de Enagás (2024-2030).



Fuente: Elaboración propia a partir de datos públicos de Enagás (2024, 2025 & 2026).

En cuanto a la percepción del mercado sobre Enagás, esta puede observarse a través de los informes publicados por los principales analistas tras la presentación de resultados de 2025. Existe consenso en que el nuevo período regulatorio a partir de 2027 constituirá un punto de inflexión para la compañía, pero también en que la incertidumbre sobre el calendario y el esquema retributivo de las inversiones en hidrógeno es el principal factor de riesgo a medio plazo.

Bankinter señala que, aunque las inversiones en hidrógeno verde representan una oportunidad, es probable que se produzcan retrasos en su puesta en marcha dado que son necesarias importantes subvenciones para que la tecnología sea competitiva y que el marco retributivo aún no está establecido, apuntando a que su escenario central contempla menos inversiones y retrasos respecto al plan anunciado (Bankinter, 2026).

BNP Paribas apunta en la misma dirección al observar que Enagás no concretó objetivos operativos anuales más allá de 2026, lo que atribuye a la limitada visibilidad sobre el calendario de las inversiones en hidrógeno (BNP Paribas, 2026).

Bank of America (en adelante BofA), por su parte, proyecta en su escenario base que la inversión en hidrógeno verde elevará el beneficio por acción de Enagás hasta 1,37 euros en 2030, pero a costa de un incremento significativo de la deuda neta, que pasaría de los 2.475 millones actuales a aproximadamente 4.440 millones en 2030 como consecuencia del ciclo inversor en infraestructuras de hidrógeno (BofA Global Research, 2026). Cabe destacar que BofA asigna al negocio de hidrógeno un coste medio ponderado de capital del 12,57%, frente al 6,37% del negocio regulado de gas, lo que refleja el mayor nivel de riesgo que el mercado atribuye a esta actividad. La Figura 19 recoge las proyecciones de flujo de caja de BofA hasta 2030, donde se aprecia con claridad la magnitud del esfuerzo inversor previsto y su impacto sobre el endeudamiento.

Figura 19. Proyección de flujos de caja simplificados de Enagás 2019-2030

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
EBITDA	1,016	943	895	797	780	761	676	620	641	695	778	842
Less non-cash EBITDA (incl. eq affiliates)	-175	-186	-222	-200	-196	-173	-151	-164	-166	-168	-171	-195
Cash EBITDA	842	757	674	598	585	587	525	456	475	527	608	647
Dividends from affiliates	123	118	161	122	192	160	164	164	166	168	171	195
Net cash interest	-104	-83	-70	-59	-70	-13	-29	-53	-66	-101	-140	-150
Tax	-102	-105	-64	-48	-151	-46	-24	-36	-41	-49	-64	-75
FFO	759	687	701	612	555	689	636	530	534	545	574	617
Working capital	122	39	40	235	206	-74	-260	-70	30	30	30	30
Capex	-56	-92	-103	-110	-83	-140	-194	-229	-600	-912	-1,309	-780
Free cashflow	826	635	637	738	678	475	182	231	-36	-337	-705	-132
Dividends paid out	-372	-428	-444	-447	-452	-379	-261	-261	-261	-261	-261	-261
Net acquisitions / disposals	-723	-763	0	658	-182	911	120	117	0	0	0	0
Other	790	23	-182	36	-17	28	-74	45	0	0	0	158
(Increase) / decrease in net debt	520	-533	11	985	27	1,035	-34	132	-297	-598	-966	-236
Net financial debt	-3,755	-4,288	-4,277	-3,469	-3,347	-2,404	-2,475	-2,343	-2,641	-3,239	-4,204	-4,440
FFO / Net Debt (%)	20.2%	16.0%	16.4%	17.6%	16.6%	28.7%	25.7%	22.6%	20.2%	16.8%	13.7%	13.9%

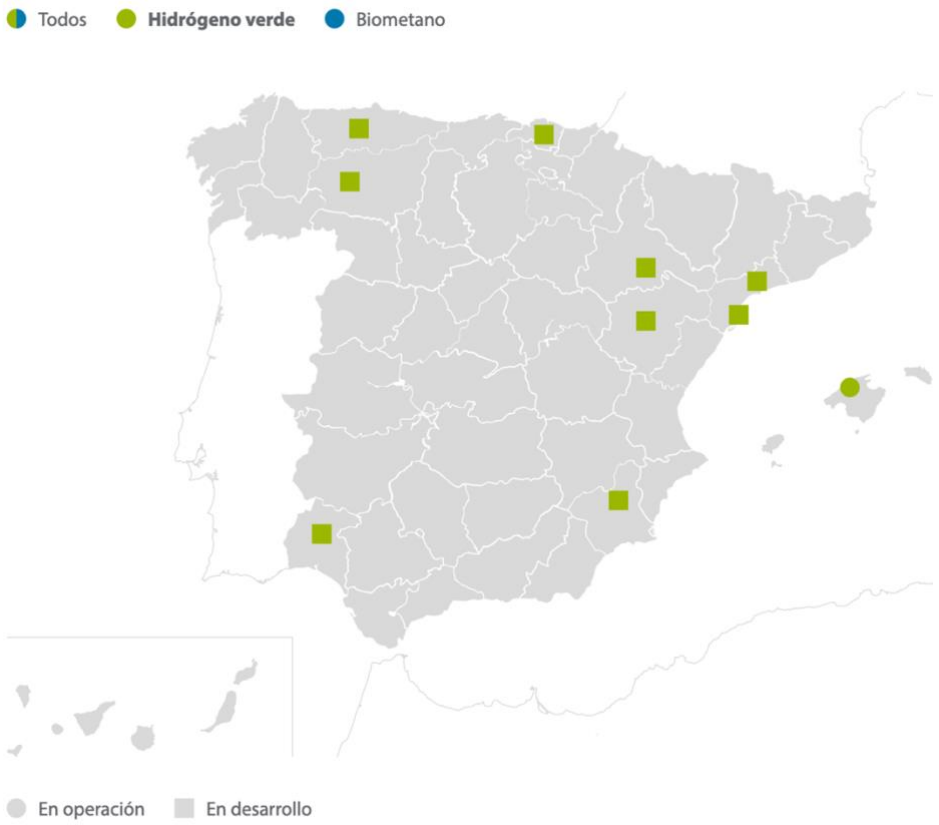
Fuente: Bank of America Global Research (2026) a partir de datos de Enagas S. A. (2026)

2.2.2 Separación de actividades y Enagás Renovable

Antes de seguir con el análisis, es necesario mencionar una distinción regulatoria fundamental para comprender el lugar de Enagás en la cadena de valor del hidrógeno. La normativa española de separación de actividades impide que un operador de transporte como Enagás S.A. participe simultáneamente en la producción de hidrógeno. Es por ello por lo que las actividades de producción se canalizan a través de Enagás Renovable, una filial diferenciada que actúa como productor independiente de gases renovables y que, a cierre de 2025, cuenta con una cartera de más de 20 proyectos en desarrollo centrados en hidrógeno renovable y biometano (Enagás, 2026). En la siguiente figura, es posible ver la

localización de los distintos proyectos de hidrógeno verde que Enagás Renovables está desarrollando en España.

Figura 20. Localización de los proyectos de hidrógeno verde en desarrollo por parte de Enagás Renovables.



Fuente: Proyectos (Enagás Renovables, 2026)

Esta separación tiene unas consecuencias importantes, ya que el negocio principal de Enagás S.A. (la construcción y operación de la Red Troncal y el corredor H2Med) no depende de producir hidrógeno a un coste competitivo, sino de que terceros produzcan volúmenes suficientes para justificar el uso de sus infraestructuras de transporte y generar ingresos regulados. Dicho esto, su rentabilidad futura sí depende de que ese mercado se desarrolle.

Un ejemplo concreto de cómo se articula esta doble estructura es ya nombrado proyecto CHYNE *(*Cartagena Hydrogen Network*),* ubicado en el complejo industrial de Repsol en Cartagena. Se trata de un electrolizador de 100 MW con capacidad para producir 15.000 toneladas anuales de hidrógeno renovable, con una inversión total superior a 300 millones

de euros. El proyecto está liderado por Repsol, que actúa como operador y principal consumidor del hidrógeno producido en su propia refinería, mientras que Enagás Renovable participa con una participación del 25% (Repsol, 2025; Enagás, 2026). La planta ha sido reconocida como proyecto IPCEI por la Comisión Europea y recibe 155 millones de euros de financiación pública a través del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (en adelante, IDAE), lo que cubre más de la mitad de la inversión total (Repsol, 2025). El resto de los datos sobre el proyecto se recogen en la siguiente tabla.

Tabla 4. Datos relevantes sobre el proyecto CHYNE.

Concepto	Datos
Capacidad	100 MW (electrolizador)
Producción anual	15.000 t H_2 renovable/año
CO_2 evitado	167.000 t/año
Operatividad prevista	2029
Empleos	900
Comprador del H_2	Refinería Repsol Cartagena (consumo cautivo)
Electricidad	PPAs[4] de energía renovable
Estatus europeo	Proyecto IPCEI

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Repsol (2025)

Tabla 5. Estructura financiera del proyecto CHYNE.

Concepto	Importe (M€)	% del total
Inversión total del proyecto	**300**	**100%**
Ayuda pública IPCEI (IDAE)	155	51,67%
Inversión privada neta	145	48,33%
Repsol (75%)	108,8	36,25%
Enagás Renovable (25%)	36,3	12,08%

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Repsol (2025).

[4] PPA (Power Purchase Agreement): contrato de compraventa de electricidad a largo plazo entre un generador renovable y un consumidor industrial, que fija un precio estable durante un período determinado. En el caso del proyecto CHYNE, Repsol ha contratado el suministro eléctrico para el electrolizador mediante PPAs de energía renovable, lo que permite operar a un coste eléctrico inferior y más predecible que el del mercado mayorista (Repsol, 2025)

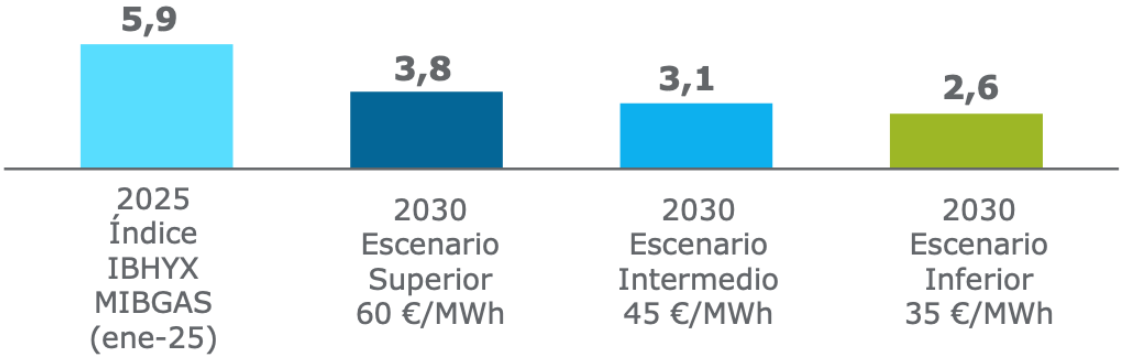
El modelo de Cartagena muestra el tipo de configuración que, como se ha documentado a partir del informe de la Cátedra del Hidrógeno de Comillas (2025), resulta viable en el contexto actual: Un consumidor cautivo que elimina el riesgo de demanda, ayuda pública significativa que reduce la inversión privada y una asociación que combina al productor (Repsol), al operador de infraestructuras (Enagás Renovable como partícipe) y al regulador europeo (IPCEI).

2.2.3 Estimación del coste nivelado del hidrógeno (LCOH)

La viabilidad a largo plazo del modelo de negocio de Enagás depende de que el hidrógeno verde alcance un coste de producción que genere demanda suficiente para justificar el uso de sus infraestructuras de transporte. Para dimensionar esta cuestión, la propia compañía incluye en Actualización estratégica 2025-2030 una estimación del coste nivelado del hidrógeno (en adelante, LCOH), es decir, el coste total de producir un kilogramo de hidrógeno renovable. Es importante subrayar que Enagás presenta estos datos como contexto de mercado para sus inversores, no como parámetros de producción propia.

El LCOH depende principalmente de una variable, el precio de la electricidad, que representa entre el 60% y el 70% del coste total de producción. A menor precio eléctrico, menor coste del hidrógeno. Partiendo de esta lógica, Enagás proyecta tres escenarios para 2030 según el coste de la electricidad renovable, asumiendo mejoras tecnológicas en los electrolizadores coherentes con las previsiones de la Agencia Internacional de la Energía (Enagás, 2025).

Figura 21. Estimación del Coste de producción del hidrógeno (LCOH) actual y a 2030 en función de coste de electricidad (€/Kg).



Fuente: Resultados 2024 y Actualización Estratégica 2025-2030 (Enagás 2025; MIBGAS)

Los resultados muestran la magnitud del desafío. En el escenario más optimista, con electricidad a 35 €/MWh, el hidrógeno verde costaría 2,6 €/kg en 2030, una cifra significativamente superior al coste de la producción convencional por reformado de gas natural (AIE, 2024). En el más conservador, a 60 €/MWh, alcanzaría los 3,8 €/kg. El problema es que el precio medio de la electricidad en España en 2025 fue de 65,28 €/MWh según OMIE (EFE, 2025), por encima incluso del escenario más caro de Enagás. Esto confirma de forma numérica las declaraciones de Imaz recogidas en el apartado anterior y subraya que el modelo de negocio de Enagás en esta nueva etapa depende de tres variables cuya evolución es incierta: el abaratamiento de la electricidad renovable, el encarecimiento del CO_2 y la continuidad del apoyo público.

Tabla 6. Estimación del LCOH del hidrógeno verde en 2030 según Enagás y comparativa con el precio mayorista español de 2025.

Escenario	Precio de la electricidad (€/MWh)	LCOH 2030 (€/kg H_2)
Inferior	35	2,6
Intermedio	45	3,1
Superior	60	3,8
España 2025	65,28	> 3,8

Fuente: Elaboración propia a partir de Resultados 2024 y Actualización Estratégica 2025-2030 (Enagás, 2025).

3. CONTRIBUCIÓN DEL HIDRÓGENO VERDE A LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE

El desarrollo de la economía del hidrógeno renovable no solo tiene implicaciones económicas y empresariales, como se ha analizado en los apartados anteriores, sino que incide de forma transversal en la Agenda 2030 de Naciones Unidas. Diversas estrategias nacionales de hidrógeno identifican este vector como una palanca para avanzar simultáneamente en varios Objetivos de Desarrollo Sostenible (en adelante, ODS). En el caso español, la Hoja de Ruta del Hidrógeno del Gobierno se enmarca explícitamente en los objetivos de neutralidad climática y generación de empleo sostenible (MITECO, 2020), proyectos concretos como el Valle Andaluz de Moeve declaran su contribución a los ODS 7, 8, 12 y 13 (Moeve, 2022), y la propia Enagás sitúa al hidrógeno verde como elemento fundamental para alcanzar el ODS 7, destacando que España prevé una

capacidad de producción de entre dos y tres millones de toneladas para 2030 y que su ubicación geográfica, recursos renovables e infraestructuras existentes la posicionan como primer *hub* europeo de hidrógeno renovable (Enagás, 2024).

A partir del análisis realizado a lo largo de este trabajo, y en línea con el marco de evaluación desarrollado por Gogorza y Carlino (2024) sobre los impactos del hidrógeno verde en los ODS, es posible identificar cuatro objetivos sobre los que este vector genera un impacto directo positivo en el contexto español.

El ODS 7 (Energía asequible y no contaminante) se ve favorecido por la sustitución de combustibles fósiles y por el papel del hidrógeno como almacenamiento que facilita una mayor penetración de renovables en el sistema eléctrico, como se ha expuesto en el capítulo 4. El ODS 8 (Trabajo decente y crecimiento económico) se materializa en las cifras documentadas en el apartado 6.1, 81.355 empleos anuales medios en fase de construcción y 24.102 en operación, con un efecto multiplicador de 2,3 sobre el conjunto de la economía (PwC, 2024). El ODS 9 (Industria, innovación e infraestructura) se activa a través de la construcción de nueva infraestructura como la Red Troncal de 2.600 kilómetros de Enagás y del impulso a la I+D en tecnologías de electrólisis. Por último, el ODS 13 (Acción por el clima) es quizá el más evidente, solo el proyecto CHYNE de Cartagena, analizado en el apartado anterior, evitará 167.000 toneladas de CO_2 al año (Repsol, 2025).

Tabla 7. Contribución del hidrógeno verde a los ODS en España

Fuente: Elaboración propia a partir de "Impacto en los ODS", (Gogorza y Carlino, 2024).

No obstante, el desarrollo del hidrógeno verde también plantea riesgos que deben ser considerados (Gogorza y Carlino, 2024). La producción a gran escala por electrólisis requiere cantidades significativas de agua, lo que podría agravar la escasez hídrica en zonas con estrés ya existente, una cuestión especialmente sensible en el sur de España (ODS 6). La instalación de grandes parques renovables asociados puede implicar la conversión de suelo natural o agrícola (ODS 15) y el manejo de un gas altamente inflamable a alta presión exige protocolos rigurosos de seguridad laboral (ODS 3).

En resumen, el hidrógeno renovable se configura como un instrumento con capacidad para avanzar simultáneamente en los objetivos climáticos, industriales y de empleo de la Agenda 2030, pero su despliegue deberá acompañarse de una gestión rigurosa de los impactos ambientales y sociales asociados para garantizar que la transición energética sea efectivamente sostenible en todas sus dimensiones.

6 CONCLUSIONES

El presente trabajo se ha propuesto analizar la economía del hidrógeno renovable en España desde tres perspectivas complementarias; su encaje dentro del sistema energético, el grado real de materialización de los proyectos anunciados y su impacto económico, empresarial y sostenible. Tras la investigación realizada, es posible extraer una serie de conclusiones que permitan situar con mayor precisión el estado real de un sector que se encuentra en una fase determinante de su desarrollo.

En primer lugar, el análisis del sistema energético español ha puesto de manifiesto una realidad que conviene no perder de vista a la hora de valorar el papel del hidrógeno. Aunque las energías renovables superan ya el 55% de la generación eléctrica, la electricidad solo representa una cuarta parte del consumo final de energía. Los productos petrolíferos siguen siendo predominantes en el transporte, buena parte de la industria depende del gas natural y la dependencia energética exterior supera el 65%. Ello implica que el verdadero reto de la descarbonización no reside en el sistema eléctrico, donde los avances son significativos, sino en los usos finales donde la electrificación directa presenta limitaciones técnicas o económicas. Es precisamente en ese ámbito donde el hidrógeno renovable adquiere relevancia como vector complementario, no como sustituto de las energías renovables, sino como instrumento para alcanzar aquellos sectores a los que la electricidad no llega de forma eficiente.

En segundo lugar, el análisis del ecosistema de proyectos ha evidenciado una brecha considerable entre la ambición declarada y la ejecución efectiva. España cuenta con más de 200 proyectos identificados, 399 iniciativas registradas en el Censo AeH2, una inversión estimada superior a 33.000 millones de euros y el reconocimiento de la AIE como el país europeo con mayor número de proyectos de electrólisis anunciados. No obstante, a octubre de 2025 solo 11 proyectos se encontraban operativos, con una capacidad conjunta de 33 MW. A escala global, apenas el 11% de la inversión anunciada ha alcanzado la decisión final de inversión. Las declaraciones de los principales directivos del sector confirman esta lectura. Imaz sitúa el umbral de competitividad en un precio eléctrico de 10-15 €/MWh que considera improbable en la próxima década, y Reynés reconoce que las decisiones de inversión se están retrasando de forma generalizada. Estas

valoraciones no constituyen una opinión aislada, sino el reflejo de una realidad económica que los datos recogidos en este trabajo permiten corroborar.

A lo anterior, es especialmente importante observar qué caracteriza a los proyectos que sí están progresando. Las características comunes de estos proyectos son bastante claras: No avanzan porque el hidrógeno verde sea competitivo en costes, sino porque han logrado articular una configuración empresarial que mitiga los principales riesgos. El proyecto CHYNE de Cartagena constituye el mejor ejemplo de esta lógica. Repsol produce el hidrógeno y lo consume íntegramente en su propia refinería, eliminando el riesgo de demanda. La ayuda IPCEI cubre más de la mitad de la inversión, reduciendo significativamente el riesgo financiero. Y Enagás Renovable participa como socio minoritario, conectando el proyecto con la futura Red Troncal. Consumidor cautivo, apoyo público significativo e integración vertical entre productor y consumidor conforman, hoy en día, el único modelo que permite avanzar hacia la decisión final de inversión. Esta realidad dice mucho sobre el estado actual del mercado.

El análisis del caso de Enagás es singularmente ilustrativo en este sentido. La compañía ha destinado el 77% de su inversión hasta 2030 al hidrógeno, atraviesa una reducción transitoria de su EBITDA y proyecta un crecimiento anual compuesto del 9,5% a partir de 2026, sustentado en unos activos regulados que en 2030 superarán por primera vez a los de gas natural. Se trata de la apuesta corporativa más decidida del sector energético español por este vector. Sin embargo, su modelo de negocio plantea una serie de cuestiones estructurales que no pueden dejarse al margen. Concretamente, Enagás no produce hidrógeno ni puede hacerlo por normativa de separación de actividades. Construye y opera la infraestructura de transporte, pero necesita que terceros generen volúmenes suficientes para justificar su uso. Los propios datos de la compañía cuantifican este riesgo: Incluso en el escenario más favorable para 2030, el LCOH se situaría en 2,6 €/kg, significativamente por encima del hidrógeno convencional, y a los precios eléctricos registrados en España en 2025 superaría los 3,8 €/kg.

En lo que respecta a la dimensión sostenible, el hidrógeno renovable contribuye de forma directa a varios Objetivos de Desarrollo Sostenible. Las estimaciones recogidas en el capítulo sexto apuntan a más de 81.000 empleos anuales en fase de construcción, un

impacto acumulado superior a 32.000 millones de euros en PIB y proyectos que evitarán cientos de miles de toneladas de CO_2 al año. Son cifras que refuerzan la justificación de la apuesta realizada, aunque no están exentas de riesgos asociados al consumo de agua y al uso del suelo que deberán gestionarse con rigor.

En base a todo lo mencionado anteriormente, la conclusión principal de este trabajo es que resulta imprescindible que las instituciones europeas y nacionales continúen otorgando al hidrógeno renovable la importancia estratégica y el apoyo necesario para su desarrollo, dado que su contribución potencial a la descarbonización, al empleo y a la transformación del modelo productivo es considerable. Sin embargo, es igualmente necesario reconocer que, en las condiciones actuales, resulta difícil estimar con certeza si se cumplirán los objetivos establecidos por la Unión Europea, si las previsiones realizadas por las empresas del sector se materializarán en los plazos previstos y si el impacto económico proyectado se traducirá en resultados reales a corto y medio plazo. El hidrógeno renovable ocupará un papel relevante en la descarbonización de la economía española, pero es probable que no lo haga en los plazos inicialmente planteados ni con la repercusión económica estimada en los escenarios más optimistas.

El cumplimiento de esta apuesta depende de la concurrencia de tres variables cuya evolución es hoy incierta: el abaratamiento de la electricidad renovable, el encarecimiento del CO_2 mediante instrumentos regulatorios y la continuidad del apoyo público durante el tiempo necesario para que la tecnología alcance la madurez y los costes desciendan por efecto de escala. Si estas condiciones se dan, España está mejor posicionada que la mayoría de los países europeos para liderar esta transición. Si no se dan, las infraestructuras construidas y las inversiones comprometidas podrían no generar el retorno esperado.

Por último, conviene señalar que el conflicto en Irán iniciado en febrero de 2026 añade una dimensión relevante al análisis realizado. La IEA ha calificado la crisis como la mayor disrupción de suministro en la historia del mercado petrolero mundial, con una reducción del suministro global de gas natural licuado de aproximadamente el 20% (IEA, 2026). Para el hidrógeno renovable, el impacto se genera en dos direcciones opuestas. Por un lado, la crisis refuerza el argumento estratégico a favor de fuentes de energía renovable y

de producción doméstica como vía para reducir la dependencia europea de combustibles fósiles importados (Tagliapietra, 2026). Por otro lado, el encarecimiento de los precios eléctricos derivado de la subida del gas natural encarece a corto plazo la producción de hidrógeno por electrólisis, agravando la brecha de costes analizada en este trabajo. La evolución de este conflicto y sus consecuencias sobre los mercados energéticos ofrecen una línea de investigación abierta que condicionará el ritmo del despliegue del hidrógeno renovable en los próximos años.

7 BIBLIOGRAFÍA

Antoranz, J. L. (2021). El hidrógeno verde en la Unión Europea: una vía necesaria para la transición energética. *Revista Española de Desarrollo y Cooperación*, *48*, 13-33. https://revistas.ucm.es/index.php/REDC/article/download/81174/4564456559961/4564456637940

Asociación Española del Hidrógeno. (2025). Análisis del censo de proyectos de hidrógeno en España 2025. https://aeh2.org/proyectos-hidrogeno/

Bank of America Global Research. (2026). *Enagas S.A. Estimates & revisions*. BofA Global Research.

Bankinter, Análisis y Mercados. (2026). *Nota Compañía: Enagás. Dividendo atractivo, menor incertidumbre en Perú y mejora del retorno financiero a partir de 2027. Posibles retrasos en hidrógeno verde*. Analista: Aránzazu Bueno.

Blázquez, P. (2026, 15 de febrero). *Repsol: "El hidrógeno verde será rentable solo si la electricidad baja de 15 euros"*. *La Vanguardia*. https://www.lavanguardia.com/economia/20260215/11466597/repsol-hidrogeno-sera-rentable-electricidad-baja-15-euros.html

BNP Paribas Equity Research. (2026). *Enagas: Solid FY25 results do not alleviate long-term concerns*. Analista: Manuel Palomo.

Carlino, A. G. M. (2024). IMPACTOS EN LOS ODS. https://ftdt.cc/wp-content/uploads/2024/05/2024-05-24-PtX-Impactos-ODS.pdf

Cepsa. (s. f.). *Cepsa invertirá 3000 millones de euros en Andalucía para construir el mayor proyecto de hidrógeno verde de Europa* [Comunicado de prensa, PDF]. https://www.moeveglobal.com/stfls/corporativo/FICHEROS/np-cepsa-invertira-3000-millones-de-euros-en-hidrogeno-verde-es.pdf

Cossent, R., Figuerola-Ferretti, I. C., Sanz, F. J., & Serna, S. (2025). *Informe anual: Hidrógeno renovable: quo vadis?* Cátedra de Estudios sobre el Hidrógeno. https://files.griddo.comillas.edu/20250312-informe-anual-catedra-hidrogeno.pdf

Comisión Europea (2019). *El Pacto Verde Europeo*. COM(2019) 640 final. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=CELEX:52019DC0640

Comisión Europea (2020). *A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe*. COM(2020) 301 final. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52020DC0301

Comisión Europea (2022). *REPowerEU: acción europea conjunta para una energía más asequible, segura y sostenible*. COM(2022) 230 final. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=CELEX:52022DC0230

El Periódico de la Energía. (2025). *El precio mayorista de la luz se mantiene estable en 2025 con una media de 65,28 euros/MWh*. https://elperiodicodelaenergia.com/el-precio-mayorista-de-la-luz-se-mantiene-estable-en-2025-con-una-media-de-65-28-euros-mwh

Endesa. (2021). *Endesa contempla el desarrollo en España de 23 proyectos de hidrógeno verde con una inversión de 2.900 millones de euros* [Comunicado de prensa, PDF]. https://www.endesa.com/content/dam/endesa-com/home/prensa/noticias/documentos/2021/2/NP-proyectos-hidrogeno-verde-Endesa.pdf

Endesa. (s. f.). *Futur-e en As Pontes*. https://www.endesa.com/es/proyectos/todos-los-proyectos/transicion-energetica/futur-e/as-pontes

Enagás. (2024). *ODS7 y el hidrógeno verde: una solución para la energía del futuro*. Good New Energy. https://goodnewenergy.enagas.es/sostenibles/ods-7-hidrogeno-verde/

Enagás. (2025). *Enagás invertirá 4.035 millones de euros hasta 2030 con el hidrógeno verde como pilar de su crecimiento*. https://www.enagas.es/es/sala-comunicacion/actualidad/notas-prensa/resultados-2024-actualizacion-estrategica/

Enagás. (2025). *Resultados 2024 y actualización estratégica 2025-2030* [Presentación para inversores, PDF]. https://www.enagas.es/content/dam/enagas/es/ficheros/accionistas-e-inversores/informacion-economico-financiera/informes-resultados-presentaciones/informacion-publica-periodica/Rtdos%202024%20y%20Actualizaci%C3%B3n%20estrat%C3%A9gica%202025-2030_ES.pdf

Enagás. (2026). *Enagás supera los objetivos anuales y obtiene un Beneficio Después de Impuestos de 339 millones de euros*. https://www.enagas.es/es/sala-comunicacion/actualidad/notas-prensa/resultados-2025-objetivos-2026/

Enagás. (2026). *Informe de resultados 2025*. https://www.enagas.es/content/dam/enagas/es/ficheros/accionistas-e-inversores/informacion-economico-financiera/informes-resultados-presentaciones/informacion-publica-periodica/NotaCNMVResultados2025ES.pdf

Enagás. (2026). *El 4º Día del Hidrógeno de Enagás confirma el despegue del hidrógeno verde*. https://www.enagas.es/es/sala-comunicacion/actualidad/notas-prensa/cuarto-dia-hidrogeno-enagas/

Enagás. (2026). *Avances de las infraestructuras de hidrógeno de España: una visión hacia Europa* (Presentación de Arturo Gonzalo en la IV Jornada del Hidrógeno). https://www.enagas.es/content/dam/enagas/es/ficheros/sala-de-comunicacion/actualidad/eventos/20260128_PPT%20CEO%204DIA%20HIDROGENO.pdf

Energía y Sociedad. (2024). Objetivos de la política energética española para el periodo 2023-2030. https://www.energiaysociedad.es/boletin/objetivos-de-la-politica-energetica-espanola-para-el-periodo-2023-2030/

Escribano, G. (2022). Diez contribuciones de España a una seguridad energética europea autónoma de Rusia. *Real Instituto Elcano. ARI*, *23*, 2022. https://media.realinstitutoelcano.org/wp-content/uploads/2022/03/ari23-2022-diez-contribuciones-de-espana-a-una-seguridad-energetica-europea-autonoma-de-rusia.pdf

Eurostat. (2025). Final energy consumption by sector - Spain (2024 provisional) [Dataset]. European Commission. https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/ten00124/default/table?lang=en

Eurostat. (2025). Energy dependence - Spain and EU [Dataset]. European Commission. https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_ind_id/default/table

Feás, E., y Tapia, I. (2025). La volatilidad de los precios energéticos y su efecto sobre la industria (ARI 3/2025), pp. 1-3. Real Instituto Elcano. https://media.realinstitutoelcano.org/wp-content/uploads/2025/01/ari3-2025-feas-tapia-la-volatilidad-de-los-precios-energeticos-y-su-efecto-sobre-la-industria.pdf

Global Efficiency Intelligence. (s. f.). *Green steel economics*. https://www.globalefficiencyintel.com/green-steel-economics

Gobierno de España (2023). *¿Qué es el hidrógeno verde? Beneficios e impacto en España*. https://planderecuperacion.gob.es/noticias/que-es-hidrogeno-verde-beneficios-impacto-espana-prtr

Hydrogen Council y McKinsey & Company. (2024). *Hydrogen Insights 2024: An update on the state of the global hydrogen economy*. Hydrogen Council. https://hydrogencouncil.com/en/hydrogen-insights-2024/

Iberdrola España. (2023). *Nuestro proyecto de hidrógeno verde en Huelva será impulsado por la Unidad Aceleradora de Proyectos de Andalucía*. https://www.iberdrolaespana.com/sala-comunicacion/noticias/detalle/230630-el-proyecto-de-hidrogeno-verde-de-iberdrola-espana-en-huelva-sera-impulsado-por-la-unidad-aceleradora-de-proyectos-de-andalucia

Iberdrola España. (2026). *Hidrógeno verde en España*. https://www.iberdrolaespana.com/conocenos/lineas-negocios/hidrogeno-verde

International Energy Agency (IEA). (2019). The Future of Hydrogen. https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen

International Energy Agency. (2024). Global Hydrogen Review 2024. https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2024

International Energy Agency (IEA). (2025). *Global hydrogen review 2025*. https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2025

International Energy Agency (IEA). (2026). *The Middle East and Global Energy Markets*. https://www.iea.org/topics/the-middle-east-and-global-energy-markets

International Renewable Energy Agency (IRENA). (2020). Green hydrogen: A guide to policy making. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Nov/IRENA_Green_hydrogen_policy_2020.pdf

International Renewable Energy Agency. (2020). *Green hydrogen cost reduction: Scaling up electrolysers to meet the 1.5°C climate goal* [PDF]. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Dec/IRENA_Green_hydrogen_cost_2020.pdf

ManpowerGroup y Cepsa. (2024). *Las moléculas verdes: la inminente revolución del mercado del empleo en Europa* [Informe presentado en el Foro Económico Mundial,

Davos]. https://www.manpowergroup.es/notas-de-prensa/el-hidrogeno-verde-y-los-biocombustibles-crearan-1.7-millones-de-empleos-en-europa-hasta-2040

Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) (2020). *Hoja de Ruta del Hidrógeno: una apuesta por el hidrógeno renovable*. https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/ministerio/planes-estrategias/hidrogeno/hojarutahidrogenorenovable_tcm30-525000.PDF

Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) (2021). *Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030*. https://www.miteco.gob.es/es/prensa/pniec.html

Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) (2023). *Hidrógeno*. https://www.miteco.gob.es/es/energia/hidrocarburos-nuevos-combustibles/hidrogeno.html.

Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO). (2025). Balance energético de España 2024. Gobierno de España. https://www.miteco.gob.es/es/energia/estrategia-normativa/balances/balances/informe-balance-energetico-de-espana.html

Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (s. f.). Hidrógeno: políticas y legislación. Gobierno de España. https://www.miteco.gob.es/es/energia/hidrocarburos-nuevos-combustibles/hidrogeno/politicas-legislacion.html

Moeve. (2025). *Moeve recibe 303,75 millones de euros del PERTE ERHA para el desarrollo de la primera fase del Valle Andaluz del Hidrógeno Verde* [Comunicado de prensa, PDF]. https://www.moeveglobal.com/stfls/corporativo/FICHEROS/np-moeve-perte-erha-hidrogeno-verde-andalucia.pdf

Organisation for Economic Co-operation and Development. (2025). *Hydrogen in steel*. OECD Publishing. https://www.oecd.org/content/dam/oecd/en/publications/reports/2025/03/hydrogen-in-steel_f4d15f8d/7e2edc69-en.pdf

OMIE. (2026). *Precio del mercado diario*. https://www.omie.es/es/market-results/daily/daily-market/day-ahead-price

PwC. (2024). *Impacto socioeconómico del desarrollo de la economía del hidrógeno en España* (Presentación de Óscar Barrero, socio de Energía de PwC, en la II Jornada del

Hidrógeno de Enagás, Madrid). Análisis PwC a partir de INE, JRC, Enagás y otras fuentes.

Rey, L., & Gonzalez-Eguino, M. (2025). La transición energética en España. *Mediterráneo económico*, (39), 45-62. https://dialnet.unirioja.es/descarga/articulo/10374178.pdf

Repsol. (2025). *Repsol construirá su primera gran planta de hidrógeno renovable en Cartagena*. https://www.repsol.com/es/sala-prensa/notas-prensa/2025/repsol-construira-primera-gran-planta-hidrogeno-renovable-cartagena/index.cshtml

Rodrigo, S. G. (2017). Transición energética en España: retos jurídicos más allá del mercado. In *Derecho de las energías renovables y la eficiencia energética en el horizonte 2020* (pp. 499-513). Thomson Reuters Aranzadi. https://www.academia.edu/download/53366997/Version_academiaedu.pdf

Tagliapietra, S. (2026). *How will the Iran conflict hit European energy markets?* Bruegel. https://www.bruegel.org/first-glance/how-will-iran-conflict-hit-european-energy-markets

Tribunal de Cuentas Europeo (2024). *La política industrial de la UE en el ámbito del hidrógeno renovable: El marco jurídico está preparado en su mayor parte; ha llegado el momento de comprobar la situación real*. Informe Especial 11/2024. Luxemburgo. https://www.eca.europa.eu/ECAPublications/SR-2024-11/SR-2024-11_ES.pdf

Urbasos, G. E. G. (2023). La dimensión internacional de la visión española del hidrógeno. https://media.realinstitutoelcano.org/wp-content/uploads/2023/05/la-dimension-internacional-de-la-vision-espanola-del-hidrogeno-real-instituto-elcano.pdf

8 DECLARACIÓN DE USO DE HERRAMIENTAS DE INTELIGENCIA ARTIFICIAL GENERATIVA EN TRABAJOS FIN DE GRADO

ADVERTENCIA: Desde la Universidad consideramos que ChatGPT u otras herramientas similares son herramientas muy útiles en la vida académica, aunque su uso queda siempre bajo la responsabilidad del alumno, puesto que las respuestas que proporciona pueden no ser veraces. En este sentido, NO está permitido su uso en la elaboración del Trabajo fin de Grado para generar código porque estas herramientas no son fiables en esa tarea. Aunque el código funcione, no hay garantías de que metodológicamente sea correcto, y es altamente probable que no lo sea.

Por la presente, yo, Ignacio Cristóbal Meco, estudiante de 5º de Derecho y Administración y Dirección de Empresas (E-3) de la Universidad Pontificia Comillas al presentar mi Trabajo Fin de Grado titulado "LA ECONOMÍA DEL HIDRÓGENO EN ESPAÑA: OPORTUNIDADES, RETOS Y PERSPECTIVA DE DESARROLLO SOSTENIBLE", declaro que he utilizado la herramienta de Inteligencia Artificial Generativa ChatGPT u otras similares de IAG de código sólo en el contexto de las actividades descritas a continuación:

1. **Brainstorming de ideas de investigación:** Utilizado para idear y esbozar posibles áreas de investigación.
2. **Referencias:** Usado conjuntamente con otras herramientas, como Science, para identificar referencias preliminares que luego he contrastado y validado.
3. **Constructor de plantillas:** Para diseñar formatos específicos para secciones del trabajo.
4. **Corrector de estilo literario y de lenguaje:** Para mejorar la calidad lingüística y estilística del texto.
5. **Revisor:** Para recibir sugerencias sobre cómo mejorar y perfeccionar el trabajo con diferentes niveles de exigencia.

Afirmo que toda la información y contenido presentados en este trabajo son producto de mi investigación y esfuerzo individual, excepto donde se ha indicado lo contrario y se han dado los créditos correspondientes (he incluido las referencias adecuadas en el TFG y he explicitado para que se ha usado ChatGPT u otras herramientas similares). Soy consciente

de las implicaciones académicas y éticas de presentar un trabajo no original y acepto las consecuencias de cualquier violación a esta declaración.

Fecha: 23 de marzo de 2026

Firma: Ignacio Cristóbal Meco