



Facultad de Ciencias Económicas y Empresariales
ICADE

Viabilidad del Hidrógeno Verde en el Mercado Español: Una Cuestión de Regulación y Economías de escala

TRABAJO FIN DE GRADO

Autor: Javier Urdiain Hernández
Director: Yannis Paraskevopoulos

MADRID | Junio 2025

Tabla de contenidos

1.	Introducción	6
2.	Situación de España	9
2.1	Producción, consumo y dependencia energética	9
2.1.1	Producción de Energía Primaria	9
2.1.2	Consumo de Energía Primaria	11
2.1.3	Dependencia Energética.....	14
2.2	Emissiones de GEI.....	15
2.3	Situación de cada tecnología a 2023.	17
2.3.1	Hidrógeno Verde	18
2.3.2	Solar	20
2.3.3	Eólica.....	22
2.3.4	Bio/e – Combustibles.....	23
2.3.5	Captura, utilización y almacenamiento de CO ₂ (CCUS).....	25
3.	Análisis Hidrógeno Verde	26
3.1	Situación de los proyectos.....	26
3.2	Clústeres del Hidrógeno	30
3.2.1	Clúster del Eje del Ebro.....	32
3.2.2	Clúster de la Comunidad Valenciana y Valle de Murcia	33
3.2.3	Clúster del Valle Andaluz	35
3.2.4	Clúster de Vía de la Plata y Valle de Puertollano	37
3.3	Regulación y objetivos del gobierno	39
3.3.1	Evolución de las políticas de energía y clima	39
3.3.2	PNIEC – 23.....	42
3.3.3	RED III.....	43
3.3.4	ReFuelEU Aviation	44
3.3.5	Cambio requisitos para financiación Europea.....	44
3.4	Demanda de Hidrógeno	45
3.4.1	Demanda Actual de Hidrógeno Gris	45
3.4.2	Demanda 2030 Según Normativa RED III	46
3.4.3	Demanda 2030 según ReFuelEU Aviation	49

3.4.4	Demanda 2030 según los Proyectos Anunciados e-Amónico, e-Metanol y e-SAF	50
3.4.5	Recopilación Demanda Hidrógeno	51
3.5	Producción de Hidrógeno Verde	52
3.5.1	Capacidad producción 2023	53
3.5.2	Potencia necesaria para cubrir la demanda 2030	54
3.6	Precio Hidrógeno verde vs hidrógeno gris	55
3.6.1	Cómo conseguir que el precio del hidrógeno gris sea competitivo	56
3.7	Reducción de las emisiones de CO₂	61
4.	Conclusiones	62
	Bibliografía	64
	Declaración de Uso de Herramientas de Inteligencia Artificial Generativa	68

INDICE FIGURAS

Ilustración 2-1 Mix de producción energética en España (2018-2023)	10
Ilustración 2-2 Producción Energética Renovable por tecnología (2023).....	11
Ilustración 2-3 Consumo Energético por tecnología (2018-2023)	11
Ilustración 2-4 Consumo Renovable por tecnología	12
Ilustración 2-5 Consumo Energético final desglosado por sector.....	13
Ilustración 2-6 Consumo Energético final desglosado por sector.....	13
Ilustración 2-7 Evolución Dependencia energética (%)	14
Ilustración 2-8 Evolución Emisiones de GEI durante el periodo de 1990-2023	15
Ilustración 2-9 Emisiones de GEI por Sector (2023)	16
Ilustración 2-10 Localización de los Proyectos en Operación o FID/Construcción	18
Ilustración 2-11 Capacidad total instalada por Comunidad Autónoma.....	20
Ilustración 2-12 Capacidad total instalada por comunidad autónoma.....	22
Ilustración 2-13 Localización de los proyectos en operación o construcción	24
Ilustración 2-14 Futuros Proyectos de Biocombustibles.....	24
Ilustración 2-15 Localización de los Proyectos de CCUS	25
Ilustración 3-1 % proyectos hidrógeno verde es sus diferentes etapas	26
Ilustración 3-2 Mapa con los Clústeres de H2 y CCUS identificados.....	30
Ilustración 3-3 Mapa del Clúster del Eje del Ebro	32
Ilustración 3-4 Mapa Clúster Comunidad Valenciana y Valle de Murcia	34
Ilustración 3-5 Mapa Clúster del Valle Andaluz	36
Ilustración 3-6 Mapa Clúster de Vía de la Plata y Valle de Puertollano.....	38
Ilustración 3-7 Línea temporal de políticas y estrategias nacionales en energía y clima (1999–2050).....	41
Ilustración 3-8 Gráfica Teoría microeconómica de Economías de Escala	58
Ilustración 3-9 Evolución coste medio H2 verde.....	60

INDICE TABLAS

Tabla 2-1 Número de Proyectos y capacidad instalada o prevista por tecnología	17
Tabla 2-2 Proyectos anunciados con alta viabilidad	19
Tabla 2-3 Empresas con mayor presencialidad y su capacidad solar instalada	21
Tabla 2-4 Empresas con mayor presencialidad y su capacidad eólica instalada	23
Tabla 3-1 N.º proyectos y su capacidad en sus diferentes etapas-.....	26
Tabla 3-2 Reparto Fondos Next Generation EU	27
Tabla 3-3 Reparto de los fondos aprobados por Comunidad Autónoma	27
Tabla 3-4 Principales Empresas emisoras, distribuidoras y productoras.....	33
Tabla 3-5 Principales Empresas emisoras, distribuidoras y productoras.....	35
Tabla 3-6 Principales Empresas emisoras, distribuidoras y productoras.....	37
Tabla 3-7 Principales Empresas emisoras, distribuidoras y productoras.....	39
Tabla 3-8 Objetivos PNIEC 2030 capacidad instalada por Tecnología	42
Tabla 3-9 Cuotas SAF ReFuelEU Aviation	44
Tabla 3-10 Consumo Hidrógeno por Sector	46
Tabla 3-11 Valores PCI y Ratio KgH ₂ /KgX de cada RFNBO	47
Tabla 3-12 Kg H ₂ necesarios para producir 1 MJ en función del tipo de RFNBO	47
Tabla 3-13 Hidrógeno necesario para satisfacer RED III Sector Industrial.....	49
Tabla 3-14 Demanda e-SAF ReFuelEU Aviation	49
Tabla 3-15 Producción proyectos anunciados para cada Vector	50
Tabla 3-16 Demanda hidrógeno de los Proyectos Anunciados	50
Tabla 3-17 Resumen Demanda Hidrógeno Verde 2030.....	51
Tabla 3-18 Demanda final de obligado cumplimiento	52
Tabla 3-19 Potencia Electrólisis para producir 1.000 t H ₂ en función del Factor de Capacidad.....	53
Tabla 3-20 Potencia necesaria de electrólisis para cubrir la demanda.....	54
Tabla 3-21 Precios H ₂ y emisión CO ₂	55
Tabla 3-22 Toneladas de Co ₂ evitadas en cada caso de estudio	61

1. Introducción

En la actualidad existe un reconocimiento global de la necesidad de reducir significativamente las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) respecto a los niveles actuales con el objetivo de frenar los efectos más graves del conocido “Cambio Climático”. A nivel europeo, el “Pacto Verde Europeo” establece el objetivo de alcanzar la neutralidad climática para 2050 y de reducir las emisiones de GEI en al menos un 55% respecto a los niveles de 1990 para 2030. Por otro lado, España junto al “Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC)” tiene como objetivo reducir las emisiones de GEI un 23% respecto a los niveles de 1990 para 2030 y alcanzando también la neutralidad climática en 2050 (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2024). Además de España, muchos otros países europeos han desarrollado diversas políticas energéticas para afrontar las consecuencias del cambio climático e impulsar la transición energética hacia un modelo sostenible y libre de emisiones. En este contexto, las energías renovables desempeñan un papel crucial, ya que constituyen una solución limpia y sostenible, libres de emisiones de efecto invernadero.

Dentro del abanico de las energías renovables, el hidrógeno verde ha emergido como un pilar fundamental en las estrategias de descarbonización de los diferentes gobiernos e instituciones con el objetivo de descarbonizar aquellos sectores donde la electrificación directa no es viable, consolidándose como uno de los vectores energéticos más prometedores. Pero **¿es realmente una alternativa viable o es una solución sobredimensionada cuya viabilidad depende en exceso de las subvenciones públicas?**

Para intentar responder a esta cuestión, este trabajo lleva a cabo un análisis del hidrógeno verde, evaluando su capacidad de sustituir al hidrógeno gris en el contexto español. El estudio se ha dividido en dos partes principales. En primer lugar, se analiza el contexto energético nacional, abordando la producción y consumo de energía, la evolución de las emisiones de gases de efecto invernadero y el estado de las tecnologías renovables. En segundo lugar, se realiza un análisis específico y en profundidad del hidrógeno verde, evaluando el estado actual de los proyectos, su viabilidad económica, el marco regulatorio y su potencial de reducción de emisiones.

La situación actual del hidrógeno verde en España dista mucho de ser prometedora. A cierre de 2023, solo existen cinco proyectos operativos que suman conjuntamente 28,5 MW¹, de los cuales 20 MW, pertenecientes a la planta de Puertollano, están fuera de servicio por problemas operacionales. Asimismo, el coste del hidrógeno verde, recién publicado por el Mercado Ibérico del Gas, se sitúa en 5,85 €/kg, frente a los 2,43 €/kg del hidrógeno gris (coste calculado teniendo en cuenta la media del mercado más el coste de derechos de emisión fijado por la unión europea), lo que lo convierte en una alternativa 2,4 veces más cara, dificultando su competitividad en el mercado.

No obstante, los hallazgos de este trabajo permiten adoptar una visión más optimista de cara al futuro de este vector energético. España cuenta con una ventaja estructural única frente a otros países europeos: su abundante recurso solar y eólico permite generar electricidad renovable a precios muy bajos, lo que facilita el desarrollo de proyectos de hidrógeno verde a gran escala con altos factores de capacidad. Además, España lidera el ranking europeo en proyectos anunciados de hidrógeno verde, con una capacidad total prevista de 23 GW². De esta cifra, más de 3,6 GW ya han recibido financiación pública, principalmente a través del programa NextGeneration EU, lo que demuestra un compromiso institucional sólido y apunta a que el país está sentando las bases para posicionarse como un actor clave a nivel internacional.

En paralelo, se está consolidando un marco regulatorio que obligará a consumir hidrógeno verde en sectores estratégicos. La directiva RED III establece cuotas mínimas vinculantes de uso de hidrógeno verde en la industria y el transporte, mientras que el reglamento ReFuelEU Aviation obliga a introducir un porcentaje creciente de combustibles sintéticos en la aviación. Estas regulaciones actuarán como catalizadores de la demanda, facilitando la viabilidad económica de los proyectos en desarrollo.

Asimismo, el ejercicio numérico realizado en este trabajo demuestra que, mediante la teoría microeconómica de economías de escala y altos factores de capacidad, el hidrógeno

¹ MW corresponde a Megavatios

² GW corresponde a Gigavatios, que equivale a 1.000 MW

verde puede reducir significativamente sus costes de producción, acercándose progresivamente al coste del hidrógeno gris. Esta dinámica, unida a la previsión de que el coste del hidrógeno gris aumente por la reducción de su demanda, podría conducir a un escenario en el que el hidrógeno verde no solo sea competitivo, sino que pase a cubrir la totalidad de la demanda nacional.

Del mismo modo, el análisis de emisiones revela que, por cada kilogramo de hidrógeno verde producido, se evita la emisión de 9 kilogramos de CO₂ respecto al hidrógeno gris, consolidándose como una herramienta fundamental para la descarbonización del país, llegando a poder evitar más de 5.400.000 toneladas de CO₂.

Por último, cabe destacar que el hidrógeno verde representa una oportunidad estratégica para disminuir la elevada dependencia energética exterior de España. En 2023, más del 68% de la energía consumida en el país procedía de importaciones, principalmente de petróleo y gas natural, y precisamente el hidrógeno verde se plantea como un sustituto directo de estos combustibles fósiles en sectores como el industrial y el del transporte.

En conjunto, este análisis pretende ofrecer una visión rigurosa y fundamentada sobre el papel que puede desempeñar el hidrógeno verde en la transición energética española. A través de la evaluación de su viabilidad técnica, económica y regulatoria, el estudio busca contribuir al debate sobre su desarrollo futuro, ofreciendo información útil para la toma de decisiones estratégicas por parte de los responsables políticos, el sector privado y los inversores.

Antes de empezar con el estudio, Quisiera expresar mi agradecimiento a mi tutor, el profesor Yannis Paraskevopoulos, por su constante orientación y por haber contribuido de forma decisiva a la estructuración y enfoque analítico de este trabajo. Del mismo modo, mencionar que he contado con el apoyo de un equipo de especialistas del sector energético de la empresa en la que actualmente estoy trabajando y ha resultado fundamental para alcanzar el nivel de profundidad técnica que se requiere en un estudio de estas características.

2. Situación de España

El objetivo de este apartado es el de analizar la situación energética y ambiental de España a fecha de 2023. Se ha escogido el año 2023 como referencia para este análisis debido a que es el último ejercicio con datos completos y consolidados disponibles. A fecha de elaboración de este estudio (Diciembre,2024), muchos de los informes y estadísticas correspondientes al año 2024 aún no han sido publicados o se encuentran en fases preliminares, lo que limitaría la fiabilidad del estudio.

Para la realización de este estudio se ha tenido acceso a las siguientes bases de datos de pago:

- Para el hidrógeno: Rystad y BNEF
- Para el CCUS³: Rystad
- Para la Solar: GlobalData
- Para la eólica: 4C Offshore y GlobalData
- Para los biocombustibles: BNEF y EIC

2.1 Producción, consumo y dependencia energética

2.1.1 Producción de Energía Primaria

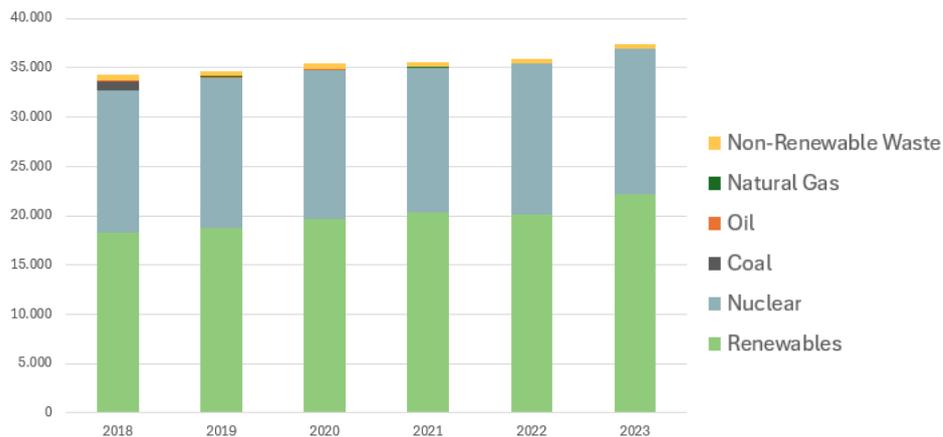
El mix de producción energética en España se caracteriza por tener una huella de carbono muy baja, debido a que aproximadamente el 98% de la energía producida proviene de fuentes renovables o nucleares, tecnologías con muy bajas emisiones de GEI.

En 2023 las energías renovables contribuyeron alrededor de un 59% de la producción total (37 Mtep), siendo el récord histórico hasta la fecha y representando la fuente principal

³ CCUS corresponde a captura, utilización y almacenamiento de Co₂

de energía del país. En segundo lugar, se encontró la nuclear, aportando en torno a un 39% y, por último, con menos de un 3% el uso de carbón. Importante destacar que no hubo ningún registro de producción energética a partir de petróleo o gas natural. A continuación, se puede observar la Ilustración 2-1 con la producción energética de 2018 hasta 2023 por tecnología:

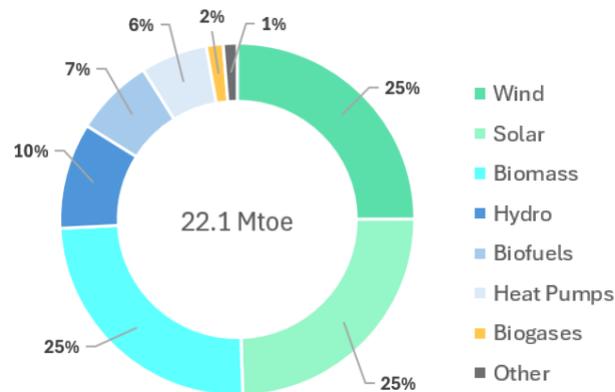
Ilustración 2-1 Mix de producción energética en España (2018-2023)



- (1) Las unidades de producción están en millones de toneladas equivalentes de petróleo (Mtep) siendo ésta una unidad de energía. 1 Mtep equivale a 11,63 Tera Vativos Hora (TWh) o a 1,327 MW de potencia media constante durante un año con 8.760 horas.
- (2) En 2023 hubo una producción total de 37 Mtep o lo que es lo mismo 430,31 TWh o lo que es lo mismo, una potencia media anual de 49,1 MW.

Dentro del bloque de las renovables, con una producción total de 22 Mtep, destacaron especialmente la energía eólica, con un 25% de la producción de las renovables, la solar, con otro 25% y la biomasa, con otro 25%, representando juntas $\frac{3}{4}$ de la producción total renovable. A continuación, se encuentra la ilustración 2-2 con la producción total renovable por tecnología:

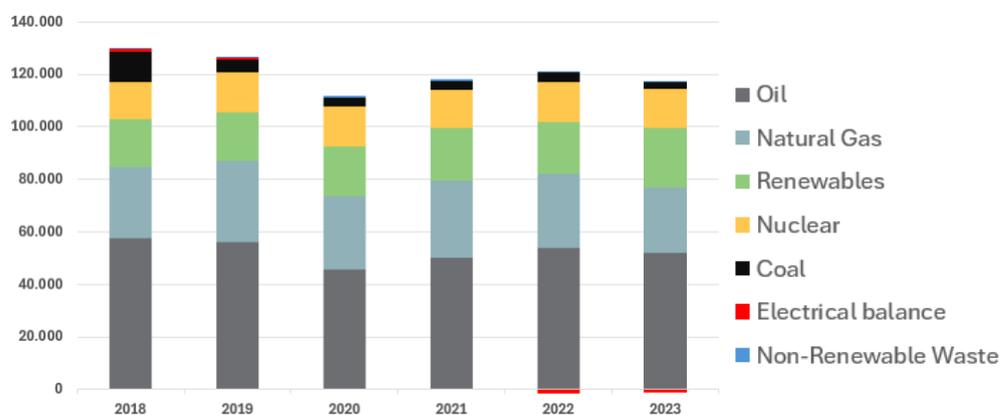
Ilustración 2-2 Producción Energética Renovable por tecnología (2023)



2.1.2 Consumo de Energía Primaria

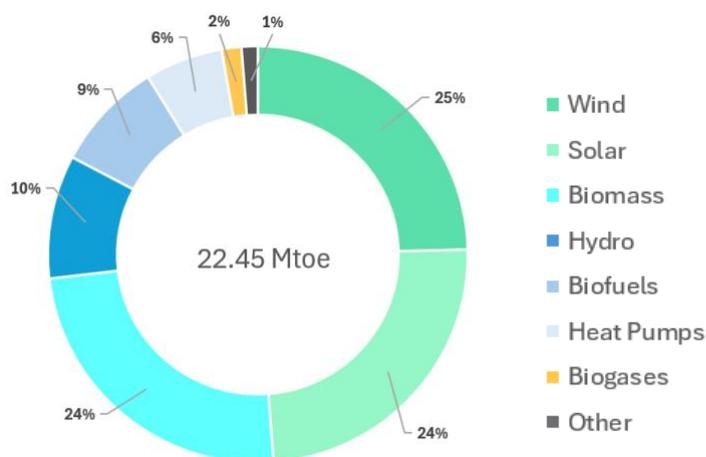
Contrario a la producción energética en España, el consumo energético se caracteriza por tener una gran huella de carbono. Aunque España no produce combustibles fósiles a nivel nacional, dos tercios (2/3) del consumo energético total proviene del consumo de petróleo y gas natural. En concreto, el consumo de petróleo representó en 2023 un 45% del consumo total (116,38 Mtep), mientras que el de gas natural alrededor de un 22%, ambos utilizados principalmente en el sector del transporte y en procesos industriales. A continuación, se puede observar la Ilustración 2-3 Consumo Energético por tecnología (2018-2023) con la evolución del consumo energético por tecnología de 2018 hasta 2023:

Ilustración 2-3 Consumo Energético por tecnología (2018-2023)



En cuanto a la energía renovable, prácticamente en su totalidad fue consumida a nivel nacional (21,85 Mtep de 22,1 Mtep producidos) y representó un 19% del consumo energético en 2023. El consumo energético renovable desglosado por tecnología puede consultarse en la Ilustración 2-4.

Ilustración 2-4 Consumo Renovable por tecnología



La Ilustración 2-5 muestra el consumo energético final⁴ desglosado por sector y en ella se observa que el sector del transporte es el principal consumidor de energía del país, con un consumo del 39% del total, seguido por la industria (22%) y el sector residencial (17%). Por lo tanto, la estructura económica y de movilidad de España se caracteriza por el uso intensivo del transporte y la demanda energética de procesos industriales.

Por último, la Ilustración 2-6 presenta el consumo energético por fuente y en ella se puede visualizar la alta dependencia de los combustibles fósiles, especialmente del petróleo (48%), el carbón (25%) y el gas natural (17%).

⁴ Se entiende como consumo energético final a la energía que realmente llega a los consumidores para su uso directo, después de tener en cuenta las pérdidas por transporte, distribución o consumidas durante transformaciones previas. En 2023 este número ascendió a 81.2 Mtep de los 115 Mtep consumidos.

Ilustración 2-5 Consumo Energético final desglosado por sector

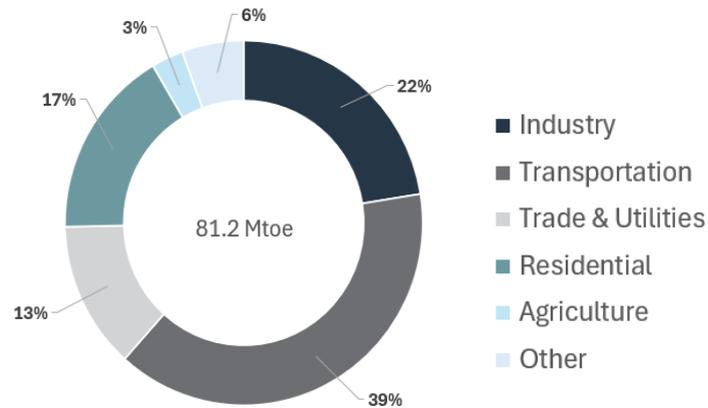
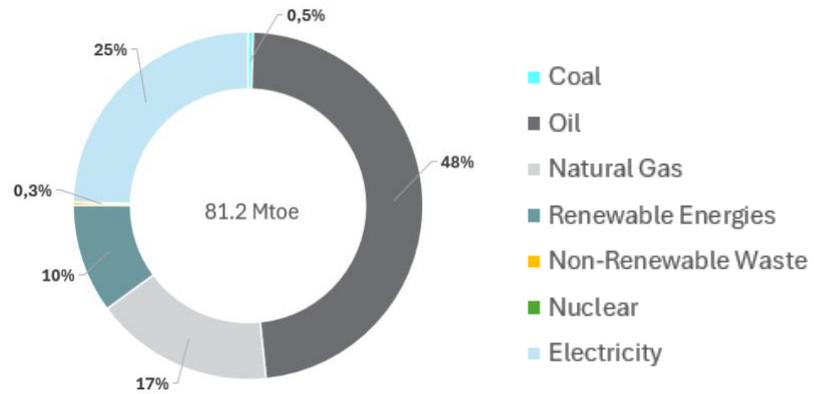


Ilustración 2-6 Consumo Energético final desglosado por sector



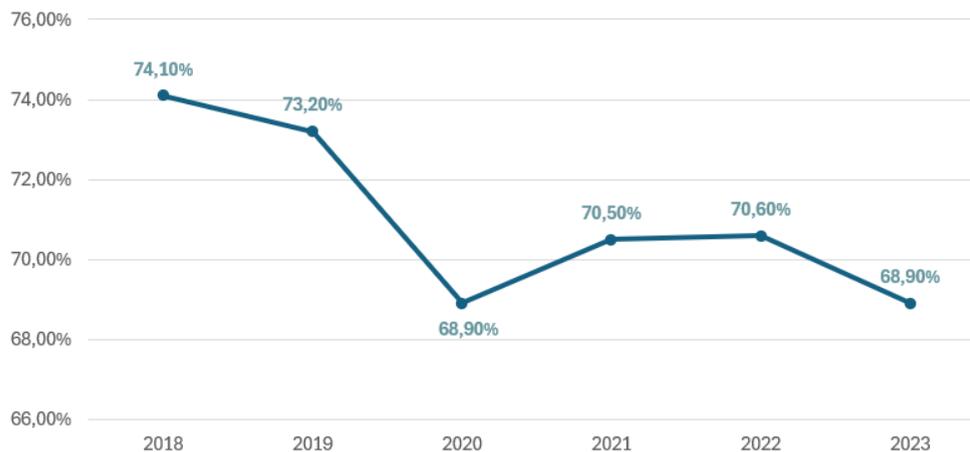
2.1.3 Dependencia Energética

España ha sido un país que históricamente ha tenido una gran dependencia energética del exterior, con un 70-75% de su consumo energético procedente de importaciones durante el periodo 2018-2022. En 2023 España tuvo un consumo energético total de 115 Mtep y generó solamente 37 Mtep (Menos de un 32% del consumo total), por lo que los 78 Mtep restantes tuvieron que ser importados de otros países, representando un 68,9% del consumo total.

Las principales fuentes importadas fueron los combustibles fósiles, principalmente provenientes de Estados Unidos, México y Brasil, y el gas natural, el cual se importó mayoritariamente desde Estados Unidos y Rusia. Este dato está en línea con lo visto previamente, siendo España un país que consume muchos combustibles fósiles, los cuales no produce.

En la Ilustración 2-7 se puede observar la evolución de la dependencia energética del país durante el periodo de 2018-2023.

Ilustración 2-7 Evolución Dependencia energética (%)



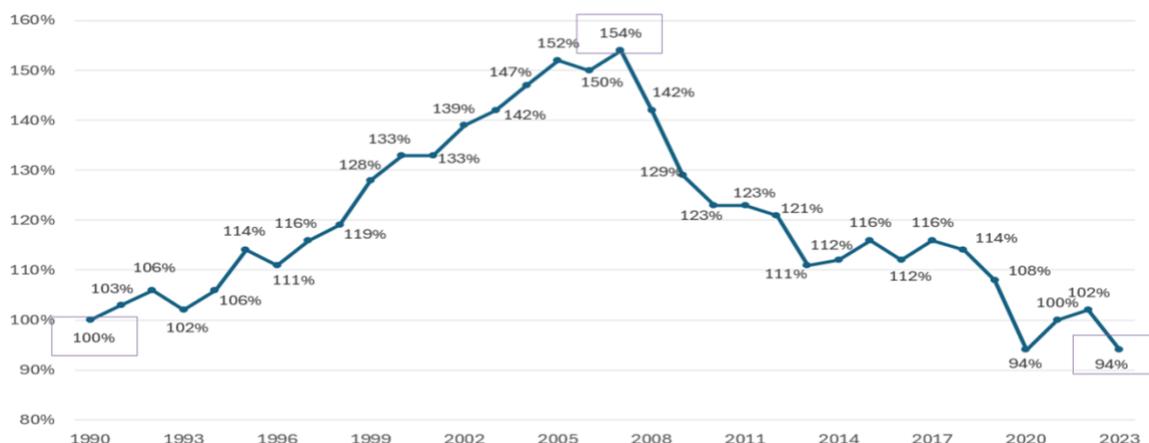
FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

Como se puede observar en la gráfica, aunque España es un país dependiente del exterior en términos de consumo energético, está intentando avanzar en la diversificación de su mix energético, mostrando una ligera tendencia a la reducción de la dependencia energética.

(1) El descenso puntual de 2020 es debido a la pandemia del COVID-19 durante ese periodo

2.2 Emisiones de GEI

Ilustración 2-8 Evolución Emisiones de GEI durante el periodo de 1990-2023



FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

Como podemos ver en la Ilustración 2-8 desde 1990, las emisiones de GEI en España ha seguido una evolución marcada por 3 etapas. En primer lugar, un aumento bastante significativo hasta aproximadamente el 2007, una caída significativa a partir de la crisis económica de 2008 y una bajada ligera en los últimos años.

Alguna de las razones por las que las emisiones crecieron de forma acelerada entre los años 1990 y 2007, alcanzando en este año niveles un 54% superiores a 1990, fueron el fuerte crecimiento económico, el aumento del consumo energético del país, especialmente en sectores como el transporte y la industria, y la alta dependencia de la generación eléctrica a través de fuentes térmicas fósiles.

Sin embargo, debido a la crisis financiera de 2008 (menor actividad económica), una mejora en la eficiencia energética y el desarrollo de políticas climáticas como el “Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión (2005)”, el “Plan de Fomento de Energías Renovables (2005)” y el “Plan Nacional de Reducción de Emisiones de Grandes Instalaciones de

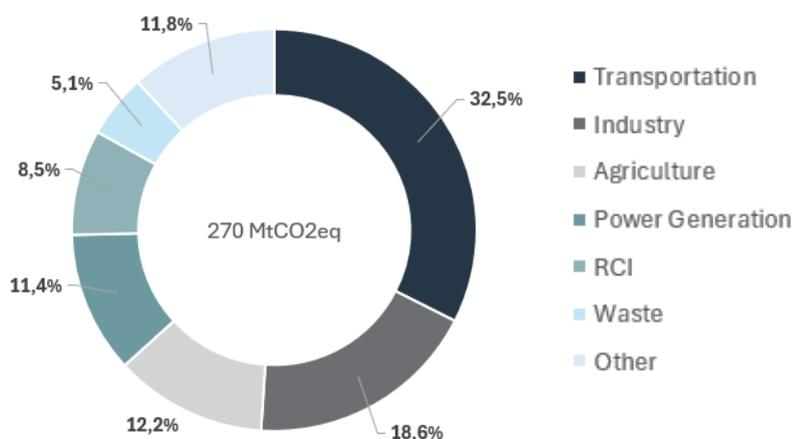
Combustión (2006)”, el país inició un periodo en el cual hubo una gran bajada de emisiones de GEI.

Ente 2013 y 2023, las emisiones de GEI se estabilizaron, aunque en los últimos años se ha conseguido mantener esa tendencia general a la baja, aunque de forma menos pronunciada. Esto es debido a que nos encontramos en un periodo con una mayor estabilidad económica, pero también con una gran aceleración en el despliegue de energías renovables, avances en la eficiencia energética y una creciente electrificación del consumo. No obstante, sigue muy lejos de los objetivos establecidos por el PNIEC, los cuales se verán más adelante.

A nivel sectorial, tal y como se ha visto en el apartado del consumo energético, el sector del transporte es la principal fuente de emisiones en España, representando más del 32,5% de las emisiones totales en 2023. Le sigue la industria, con un 18,6% y la generación de electricidad con un 12,2%. Esta distribución sectorial se puede observar en la Ilustración 2-9 correspondiente a 2023.

Por último, en cuanto a tipo de gases emitidos, el dióxido de carbono (CO_2) representa aproximadamente el 80% del total de las emisiones nacionales, seguidos por el metano (CH_4), el óxido nitroso (N_2O) y los gases fluorados.

Ilustración 2-9 Emisiones de GEI por Sector (2023)



FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

2.3 Situación de cada tecnología a 2023.

En 2023 España fue uno de los países europeos con mayor presencia en la transición energética, siendo uno de los países con mayor desarrollo de energías renovables. No obstante, el grado de madurez y despliegue de cada una de las tecnologías es muy diferente. A continuación, se presenta la Tabla 2-1 que resume de forma cuantitativa el número de proyectos y la capacidad instalada o prevista en cada fase de desarrollo (operación, en construcción, FID y anunciados) para cada una de las tecnologías bajo estudio, con el objetivo de entender el grado de madurez, el ritmo de despliegue y el potencial de crecimiento a corto y medio plazo de cada tecnología.

Tabla 2-1 Número de Proyectos y capacidad instalada o prevista por tecnología⁵

Tecnología	Operación	Construcción	FID	Anunciados
Hidrógeno Verde	5 proyectos (28,5 MW)	4 proyectos (45 MW)	6 proyectos (20 MW)	167 proyectos (23 GW ⁶)
Solar	+2.600 proyectos (31,3 GW)	+100 proyectos (6,6 GW)	8 proyectos (1,2 GW)	+480 proyectos (60 GW)
Eólica	+1.300 proyectos (31.6 GW)	+28 proyectos (1 GW)	0 proyectos	+330 proyectos (25 GW)
Bio/e- Combustibles⁷	3 proyectos (~700.000 t/año)	3 proyectos (790.000 t/año)	0 proyectos	11 proyectos (22.65 Mt/año)
Captura CO₂	0 proyectos	2 proyectos (72.200 tCo ₂ /año)	0 proyectos	5 proyectos (+1.3 MtCo ₂ /año)

⁵ los proyectos clasificados como “Anunciados” corresponden a iniciativas previstas que, según los planes actuales, se esperan que entren en funcionamiento antes del año 2030.

⁶ GW corresponde a Gigavatio, que equivale a 1.000 Megavattios

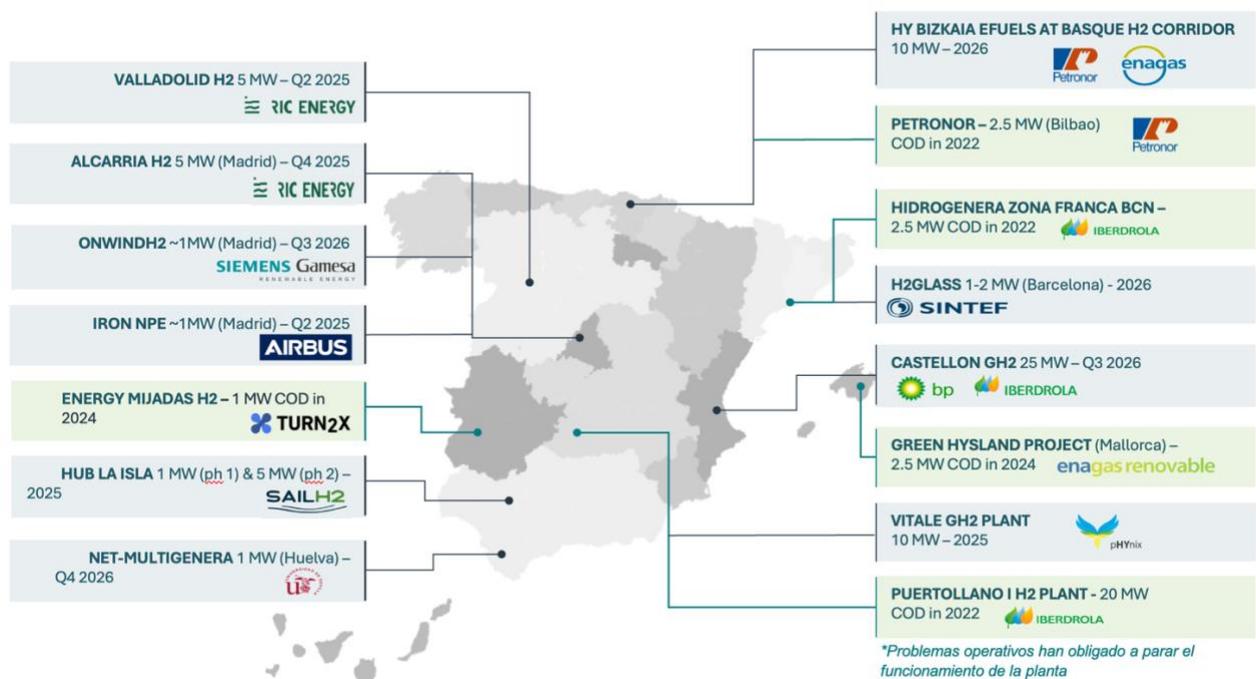
⁷ t corresponde a toneladas y M corresponde a millones

2.3.1 Hidrógeno Verde

Como se puede observar en la Tabla 2-1, el hidrogeno verde en España se encuentra en fases iniciales de desarrollo, contando con tan solo 5 proyectos en operación y 28,5 MW de potencia instalada. Además, la planta más grande de Europa construida en Puertollano (Ciudad Real) con 20 MW de potencia y operada por Iberdrola se encuentra fuera de servicio debido a problemas de operación. Por otro lado, existen 10 iniciativas que ya han alcanzado FID o están en construcción y cuentan con una capacidad limitada prevista de 65 MW.

No obstante, España es hoy en día el líder europeo en proyectos anunciados de hidrógeno verde, con previsión de estar operativos para 2030, con más de 167 proyectos y con una capacidad prevista de 23 GW, lo que representaría el 20% de la potencia total instalada en Europa. Esto refleja un fuerte compromiso tanto institucional como industrial con esta tecnología, posicionando a España como un actor clave en el desarrollo del hidrógeno verde.

Ilustración 2-10 Localización de los Proyectos en Operación o FID/Construcción



FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

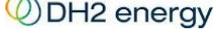
(1) Los proyectos en verde son aquellos que se encuentran actualmente en operación y

los proyectos en azul se encuentran en construcción o han alcanzado el FID

(2) "Q" corresponde a trimestre; COD corresponde a fecha de inicio de operación

De los 167 proyectos anunciados se ha elaborado la Tabla 2-2 en la que se recogen los proyectos anunciados con mayor potencial. El criterio que se ha tenido en cuenta ha sido la viabilidad del proyecto, siendo proyectos con alta viabilidad aquellos que han recibido financiación pública a través de fondos europeos u organismos públicos o aquellos que cuentan con un FID previsto en el corto plazo (antes de los próximos dos años). Además, se han identificado las empresas promotoras que de cada uno de estos proyectos con el objetivo de identificar cuáles van a ser las empresas líderes en el sector a corto-medio plazo.

Tabla 2-2 Proyectos anunciados con alta viabilidad

Empresa	N.º Proyectos	Capacidad Total Prevista	Financiación Obtenida
 edp Renovables	4	295 MW	183 M€
 REPSOL	3	450 MW	217,5 M€
 IBERDROLA	5	936 MW	365 M€
 moeve	3	1.3 GW	327 M€
 Hy five	3	90 MW	11,7 M€
 acciona energia	3	75 MW	-
 bp	1	200 MW	-
 Petronor	1	100 MW	160 M€
 HIVE ENERGY	1	800 MW	-
 CIP Copenhagen Infrastructure Partners	1	500 MW	230 M€
 DH2 energy	1	35 MW	8,1 M€
 RIC ENERGY	1	500 MW	-

Por último, se ha identificado el uso final de cada uno de los proyectos y la mayoría de los proyectos tienen como objetivo abastecer el sector de la industria o producir biocombustibles.

2.3.2 Solar

Tal y como se ha visto en la Tabla 2-1, España cuenta con una potencia instalada de más de 31,3 GW, convirtiéndose en la sexta mayor potencial mundial en términos de capacidad instalada. Solo en 2023, se instalaron más de 7,5 GW de nueva capacidad fotovoltaica, lo que supuso un crecimiento de más del 26% respecto a 2022. Este crecimiento situó a la energía solar como la tercera fuente de generación eléctrica a nivel nacional, solo por detrás de la nuclear y la eólica, y representa ya más del 15% del mix eléctrico español. La Ilustración 2-11 muestra el reparto de la capacidad instalada por comunidad autónoma y se puede observar que Extremadura, Castilla-La Mancha y Andalucía lideran el desarrollo fotovoltaico, contando de forma conjunta más de 22,1 GW, lo que supone más del 70% de la potencia total instalada en el país.

Ilustración 2-11 Capacidad total instalada por Comunidad Autónoma



FUENTE: UNIÓN ESPAÑOLA FOTOVOLTAICA (UNEF)

Por otro lado, actualmente hay más de 67 GW de proyectos anunciados o en fases de FID o construcción con entrada en operación prevista antes de 2028, lo que supera en más de 20 GW el objetivo del gobierno de tener una potencia instalada solar de 76 GW para 2030.

Por último, se presenta la tabla con la capacidad solar fotovoltaica instalada en España por parte de las empresas con más presencialidad en el país.

Tabla 2-3 Empresas con mayor presencialidad y su capacidad solar instalada

Empresa	Capacidad
 IBERDROLA	+ 3,1 GW
 enel Green Power	+ 1,9 GW
 Solaria	+ 1,3 GW
 galp energia	+ 1,3 GW
Northleaf	+500 MW
 forestalia FOR THE HEAT ENERGY GENERATION	+1,2 GW
 moeve	+1,5 GW

2.3.3 Eólica

La eólica junto a la solar es una de las tecnologías más consolidadas del país. Cuenta con más de 1.370 parques eólicos en 16 comunidades autónomas y una capacidad instalada de 31,6 GW en 2023, posicionándose como la quinta mayor potencia eólica del mundo y aportando aproximadamente el 24% de la generación eléctrica total de país.

Ilustración 2-12 Capacidad total instalada por comunidad autónoma



FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

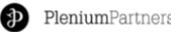
Dentro de la tecnología eólica, España se ha especializado exclusivamente en el desarrollo de la eólica terrestre (Onshore), representando el 99,98% de la capacidad total instalada en el país. En cuanto a la eólica marina (Offshore), España cuenta únicamente con 7MW instalados, correspondiente a un único proyecto piloto flotante. No obstante, el interés en esta tecnología ha crecido significativamente, con más de 7,7 GW anunciados para 2030, distribuidos principalmente en el océano Atlántico (4,9 GW), el mar de Alborán (1,3 GW), el mar Balear (1 GW) y otras zonas del mar mediterráneo (0,5 GW). Esta cifra supera con creces el objetivo del gobierno de 3 GW de eólica Offshore para 2030.

Sin embargo, a día de hoy sólo se han anunciado un total de 25 GW adicionales, cifra que

está muy lejos de los 30,4 GW adicionales que tiene como objetivo el gobierno para 2030.

En la tabla se pueden observar las empresas con mayor capacidad eólica instalada en el país:

Tabla 2-4 Empresas con mayor presencia y su capacidad eólica instalada

Empresa	Capacidad
 IBERDROLA	+ 4,6 GW
 enel Green Power	+ 1,4 GW
 acciona Engineering	+ 3,1 GW
 Naturgy	+ 1,5 GW
 ENGIE	+ 790 MW
 PleniumPartners	+ 580 MW
 RWE	+490 MW

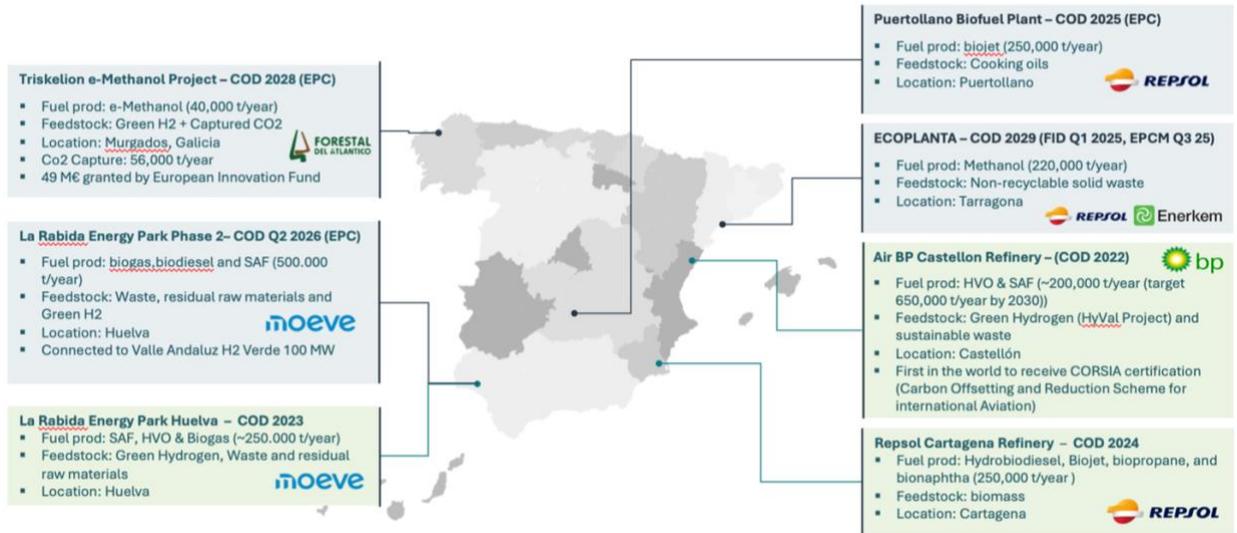
2.3.4 Bio/e – Combustibles

En España el sector de los Biocombustibles y e-fuels se encuentra todavía en una fase muy inicial con una actividad muy limitada tanto en términos de capacidad operativa actual como de proyectos futuros. A día de hoy, el país cuenta con tan solo tres plantas en operación, de las cuales dos producen combustibles sostenibles para aviación (SAF) y diésel renovable (HVO), con una capacidad conjunta de 450.000 toneladas al año y la tercera produce biocombustibles convencionales, con una capacidad de 250.000 toneladas al año.

Además, existen únicamente 3 iniciativas las cuales se encuentran en fase de construcción y ningún proyecto en FID por lo que habrá una actividad bastante limitada durante los próximos años.

En la Ilustración 2-13 se pueden observar las localizaciones de los 6 proyectos. En verde los proyectos que están actualmente operativos y en azul los que están en construcción.

Ilustración 2-13 Localización de los proyectos en operación o construcción



FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

Sin embargo, se han identificado 10 proyectos anunciados por diferentes empresas, lo que podría significar que a medio-largo plazo hubiera un mayor interés en este tipo de combustibles. De estos 10 proyectos, 5 tienen como objetivo producir metanol verde, otros 3 esperan producir biocombustibles/SAF y los 2 restantes amoniaco verde. En la ilustración se puede observar más información sobre estos proyectos como la empresa que los va a llevar a cabo, la producción que se espera conseguir al año, el origen de estos combustibles (Feedstock), el año que se espera que esté en operación y más información.

Ilustración 2-14 Futuros Proyectos de Biocombustibles

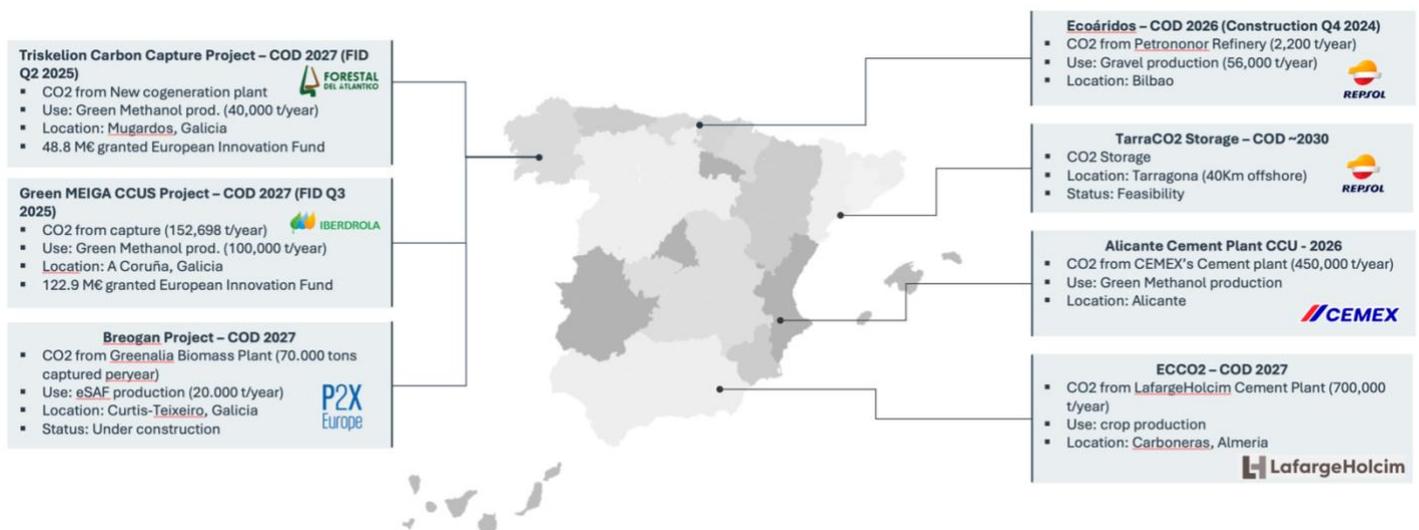
Category	Company	Project Name	Capacity	Feedstock	Expected COD
Biofuels	enagas	Jaen Biomethane Plant	140,000 t/year biomethane	Organic waste (pomace pastes and slurry)	2027
	solarig	Numantia Bio-SAF Plant (Soria)	60,000 t/year SAF	agricultural and livestock waste (GTL) and biogenic Co2 + Green hydrogen (PTL)	2028
	solarig	Turboleta Bio-SAF Plant (Teruel)	75,000 t/year SAF	biogas and biogenic CO2 from Agro-livestock waste	2030
E-Fuels & Ammonia	ETFUELS	OSA Alicante e-Methanol Plant	100,000 t/year e-Methanol	220MW Green Hydrogen + 450,000 t/year of Co2 capture from Cemex Alicante Plant	2028
	moeve	San Roque Green Ammonia Plant (Cádiz)	750,000 t/year e-Ammonia	Green hydrogen + biogenic Co2	2027
	IBERDROLA	Green Meiga Methanol Plant (Galicia)	100,000 t/year e-Methanol	Green hydrogen + biogenic Co2	2027
	moeve	Huelva Green Methanol Plant	300,000 t/year e-Methanol	Green hydrogen + biogenic Co2	2028
	Hy five	El Musel e-Methanol Plant (Galicia)	100,000 t/year e-Methanol	50MW Green hydrogen (100 MW phase II) + biogenic Co2	2027
	Synhelion	Rise Solar SAF Plant (N/A)	1,000 t/year e-Fuel (Renewable Kerosene, diesel and gasoline)		2028
	P2X Europe	Breogan Project (Galicia)	20,000 t/year eSAF, eDiesel and Waxes	Green hydrogen + biogenic Co2 from Greenalia biomass Plant	2027
Elyse	eM-Numancia (Garray, Soria)	50,000t/year e-methanol	Green hydrogen + biogenic Co2		

2.3.5 Captura, utilización y almacenamiento de CO₂ (CCUS)

La captura, utilización y almacenamiento de CO₂ es la tecnología que se encuentra menos desarrollada en España. Actualmente, no existe ningún proyecto operativo y hay únicamente dos proyectos piloto en construcción con una capacidad máxima de 72.200 t de CO₂ capturados al año. Uno de los principales factores que explica la falta de desarrollo es la falta de una estrategia nacional (hoja de ruta) para el despliegue de la tecnología de CCUS, lo que ha generado incertidumbre entre los inversores y los potenciales desarrolladores, ralentizando el avance los proyectos. Esta situación es muy diferente a la de otros países europeos, donde la captura, utilización y almacenamiento de CO₂ se está consolidando como una herramienta fundamental en la lucha de la descarbonización de sectores industriales difíciles de electrificar, como el cemento, el acero o la química pesada.

A pesar de este contexto poco favorable, se están empezando a ver empresas que se están especializando en esta tecnología y están invirtiendo varios millones de euros en desarrollar nuevos avances. Asimismo, se han anunciado 5 proyectos que, en conjunto, podrían llegar a capturar más de 1,3 millones de toneladas de CO₂ en la próxima década.

Ilustración 2-15 Localización de los Proyectos de CCUS



FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

3. Análisis Hidrógeno Verde

El objetivo de este apartado es el de dar un paso más al análisis de este vector energético. Por un lado, se van a estudiar los posibles usos finales teniendo en cuenta la regulación implantada en los últimos años, como el PNIEC y la RED III y se acabará con un análisis de la proyección comercial que puede tener en el país a medio y largo plazo.

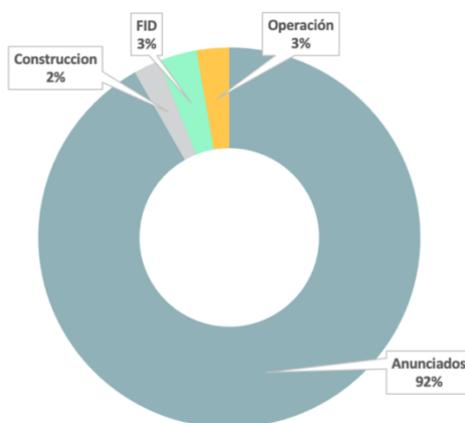
3.1 Situación de los proyectos

Como se ha visto en el apartado 0, la mayoría de los proyectos se encuentran en fases iniciales de desarrollo. En la Tabla 3-1 y en Ilustración 3-1 se puede observar cómo sólo un 3% de todos los proyectos está en operación, otro 3% en FID, un 2% en construcción y un 92% están únicamente anunciados sin ningún tipo de compromiso económico.

Tabla 3-1 N.º proyectos y su capacidad en sus diferentes etapas-

	Operación	Construcción	FID	Anunciados
N.º Proyectos	5 proyectos	4 proyectos	6 proyectos	167 proyectos
Potencia	28,5 MW	45 MW	20 MW	23 GW

Ilustración 3-1 % proyectos hidrógeno verde es sus diferentes etapas



No obstante, en el último año, España ha sido uno de los principales receptores de fondos europeos a través del programa Next Generation Eu. En España, este programa se canaliza a través de 4 grandes instrumentos: el Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR), REACT-EU, el Fondo de Transición Justa y el Fondo Europeo Agrario de Desarrollo Rural (FEADER). De todos ellos, el PRTR es el que tiene más dinero destinado, con 139,63 mil millones de euros. En la Tabla 3-2 se puede ver la asignación completa del dinero proveniente del Next Generation EU.

Tabla 3-2 Reparto Fondos Next Generation EU

PRTR	REACT-EU	Fondo Transición Justa	Fondo Agrario	TOTAL
139.53 bn ⁸ €	14,48 bn€	0,45 bn€	0,72 bn€	155,18 bn€

A 31/03/25 por parte del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia, se ha convocado 76.817 millones de euros (de los 139,53), de los cuales se han aprobado 49.487 millones de euros (una tasa de resolución del 64,4%). Del total aprobado, se ha asignado un 7,5% a la transición energética, lo que equivale a 3.712 millones de euros y según el informe “Seguimiento del Plan de Recuperación por Comunidad Autónoma” (Gobierno de España, 2025) se han repartido más de 1.225 millones de euros a 99 proyectos de hidrógeno verde repartidos por todo el país.

Tabla 3-3 Reparto de los fondos aprobados por Comunidad Autónoma

Comunidad	Dinero Concedido (M€)	N.º Proyectos
Andalucía	245.9	24
Aragón	121.8	8
Asturias	54	5
Islas Baleares	0	0
Islas Canarias	1.9	1
Cantabria	5.7	1
Castilla la Mancha	281.8	6
Castilla y León	19.9	4

⁸ bn corresponde a miles de millones

Cataluña	52.7	13
Comunidad Valenciana	26.9	16
Extremadura	10.9	1
Galicia	53	5
La Rioja	0	0
Comunidad de Madrid	14.3	1
Región de Murcia	115	1
Comunidad de Navarra	26.3	3
País Vasco	195.1	10
TOTAL	1225,2	99

Las Comunidades que más dinero han recibido son Andalucía, Aragón, Castilla la Mancha, País Vasco, Murcia, Asturias y Cataluña.

Además, el Fondo de Innovación de la Unión Europea (Innovation Fund), uno de los principales instrumentos financieros encargados de contribuir a la descarbonización de la economía europea en línea con los objetivos del Acuerdo de París, ha destinado más de 370 millones de euros a la financiación de 8 proyectos de hidrógeno verde.

Por último, el Ministerio para Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) ha destinado 300 millones de euros a diferentes proyectos de hidrógeno verde y el 21/02/25 ha anunciado que va a asignar 1.214 millones de euros, provenientes de los fondos Next Gen EU, para el desarrollo de 7 proyectos con una capacidad en conjunto de 2,3 GW de hidrógeno verde.

Es importante tener en cuenta que muchos de estos proyectos cuentan con más de una fase, por lo que la potencia subvencionada en esta primera etapa suele ser menor que la potencia total anunciada. Según los datos recabados en el “Informe Anual del Hidrogeno Renovables” realizado por la Cátedra de estudios sobre el hidrógeno de la universidad Pontificia Comillas (Cossent et al., 2024) en caso de que todos los proyectos subvencionados se materializaran, España contaría con una capacidad de más de 3,6 GW de hidrógeno renovable para 2030.

En la Tabla 2-2, del apartado anterior, se pueden encontrar algunas de las empresas que

han recibido a día de hoy, financiación por parte de cualquiera de estos instrumentos financieros.

La mayoría de los proyectos anunciados tienen como objetivo final abastecer el sector industrial mediante la sustitución del hidrógeno gris o producir derivados del hidrógeno (Amoniaco, e-SAF, biogás y metanol), los cuales son usados tanto en la industria como en el transporte terrestre y marítimo. No obstante, más de un 43% de los proyectos anunciados siguen sin especificar cuál va a ser el uso final de ese hidrógeno.

3.2 Clústeres del Hidrógeno

Ilustración 3-2 Mapa con los Clústeres de H2 y CCUS identificados

4 Vía de la Plata and Puertollano Valley

- +548 Emisores de CO2 (42.21 MtCO₂eq)
- 40 proyectos de H2 anunciados (+7 GW)
- Empresa H2Med anuncia tubería de H2 que conectaría Zamora con Portugal
- ~1.250 Km anunciados de tuberías de H2
- Puertollano: el proyecto más grande de hidrógeno en europa

3 Andalusian Valley

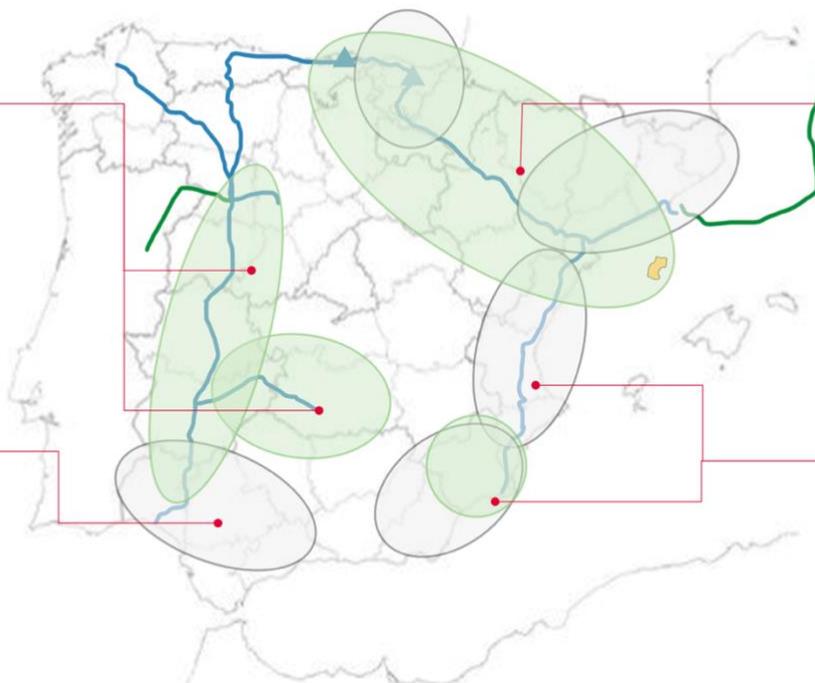
- +554 Emisores de CO2 (61.14 MtCO₂eq)
- 15 proyectos de hidrógeno anunciados (2.6 GW)
- ~120 Km anunciados de tuberías de H2
- Puerto de Huelva

1 Ebro Hydrogen Corridor

- + 781 Emisores de CO2 (77.17 MtCO₂eq)
- 15 proyectos de H2 anunciados (2,3 GW)
- ~800 km anunciados de tuberías de H2
- Empresa H2Med anuncia tubería de H2 que conectaría Barcelona con Francia)
- 2 almacenamientos geológicos de H2
- 1 almacenamiento geológico de CO2
- 3 puertos importantes (Bilbao, Barcelona y Tarragona)

2 Valencian Community & Murcia Valley

- + 502 Emisores de CO2 (47.63 MtCO₂eq)
- 9 proyectos de H2 anunciados (+1 GW)
- ~700 Km anunciados de tuberías de H2
- El puerto más grande de España y el quinto más grande de europa



FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

Tal y como se muestra en la Ilustración 3-2 como parte de este estudio, se han identificado los principales clústeres de desarrollo en tono al hidrógeno verde y la captura, utilización y almacenamiento de CO₂ (CCUS). Se entiende como clúster a una concentración geográfica de empresas, infraestructuras y proyectos que en cierto modo están interconectados debido a que comparten intereses comunes (reducir emisiones de CO₂, uso compartido de infraestructuras o por la existencia de relaciones complementariedad entre productores y consumidores de una misma materia como es el caso del hidrógeno o del CO₂). Esta proximidad geográfica y gracias a la alineación de objetivos, se crean oportunidades de colaboración que permiten mejorar la eficiencia operativa, reducir costes y, en este caso, acelerar la transición energética.

En total, se han identificado cuatro clústeres estratégicos potenciales que comparten una serie de características clave:

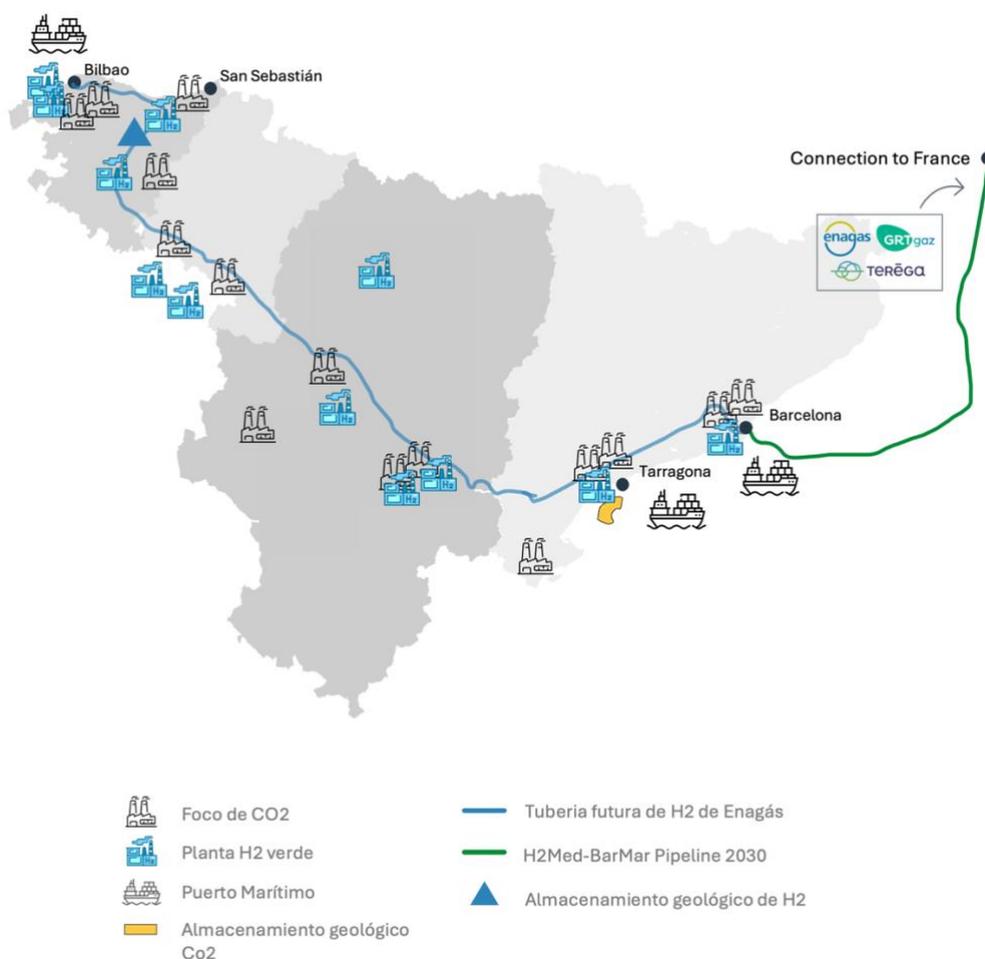
- Concentran una gran parte de las emisiones nacionales de Co₂,
- Agrupan un elevado número de proyectos anunciados de hidrógeno verde
- Albergan nodos fundamentales para el despliegue de infraestructuras, como la red troncal de tuberías de hidrógeno y los sistemas de transporte internacional (puertos marítimos)

Asimismo, se han elaborado mapas que localizan cada uno de los focos emisores de Co₂ y todos los proyectos anunciados de hidrógeno verde, además de puntos estratégicos clave como los almacenamientos geológicos anunciados de hidrógeno y de Co₂, las infraestructuras previstas de tuberías de transporte de hidrógeno y puertos con capacidad para el comercio internacional.

3.2.1 Clúster del Eje del Ebro

El clúster del Eje del Ebro se compone por las comunidades autónomas de Cataluña, Aragón, Navarra y el País Vasco y es uno de los clústeres más importantes del país. Este clúster general más del 29% de las emisiones totales de CO₂ del país con más de 77,17 MtCO₂eq⁹ de emisiones anuales. Dentro de esta zona, los focos más importantes se localizan en las 3 ciudades con más actividad industrial y son Barcelona, Tarragona y Bilbao.

Ilustración 3-3 Mapa del Clúster del Eje del Ebro



FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

⁹ MtCO₂eq corresponde a Millones de toneladas de CO₂ equivalente

Esta región cuenta con más de 15 proyectos anunciados de producción de hidrógeno verde, que en conjunto suman una capacidad de más de 2,3 GW. Además, se concentran más de 781 focos de emisión de Co₂, más de 800 km de tuberías de hidrógeno anunciadas, un proyecto en desarrollo por parte de la empresa H2Med que conectará mediante tuberías de transporte de hidrógeno la ciudad de Barcelona con Francia, 2 potenciales almacenamientos geológicos de hidrógeno, 1 de Co₂ y 3 puertos con capacidad de comercio internacional (Bilbao, Barcelona y Tarragona), lo que lo hace ideal para establecer un clúster estratégico en esta región.

Los principales puntos de emisión son las refinerías de Repsol en Tarragona y Bilbao, el aeropuerto internacional de Barcelona, las centrales eléctricas de Repsol, Endesa y Naturgy, las plantas petroquímicas y las cementeras.

En la Tabla 3-4 se encuentran las principales empresas emisoras de Co₂, distribuidoras de gas y desarrolladoras de proyectos de hidrógeno verde.

Tabla 3-4 Principales Empresas emisoras, distribuidoras y productoras

Emisoras Co ₂	Distribuidoras Gas	Desarrolladoras H2 verde
  	 	   

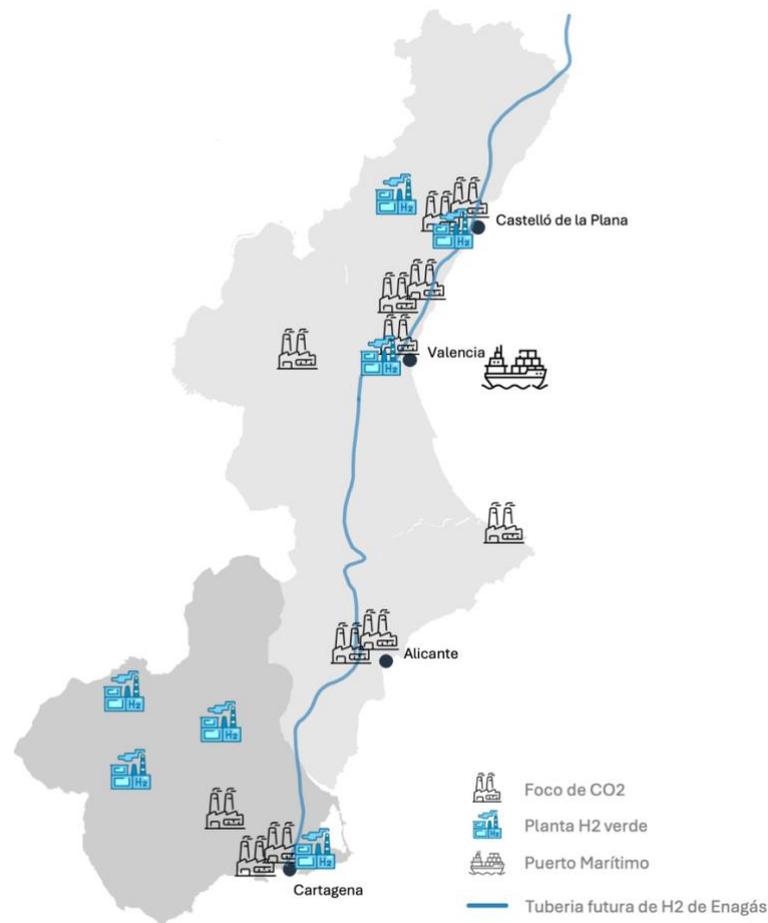
3.2.2 Clúster de la Comunidad Valenciana y Valle de Murcia

El clúster de la Comunidad Valenciana y el Valle de Murcia concentran aproximadamente el 18% de las emisiones totales de Co₂, con un volumen anual de 47,63 MtCO₂eq. Las zonas con mayor actividad industrial se encuentran en las principales ciudades de ambas

Comunidades Autónomas (Castellón, Valencia, Alicante y Cartagena). Esta región cuenta con 7 proyectos anunciados de hidrógeno verde (1 GW) y con más de 500 focos emisores de CO₂.

A nivel de infraestructuras, este clúster cuenta con el puerto más grande de España y el quinto más grande de Europa localizado en Valencia. Además, la empresa Enagás ha anunciado una infraestructura de tuberías para el transporte de hidrógeno de más de 700 Km, la cual conectaría el Clúster del Eje del Ebro con Cartagena, atravesando toda la región.

Ilustración 3-4 Mapa Clúster Comunidad Valenciana y Valle de Murcia



FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

Entre los principales focos de emisión se encuentran las refinerías de Repsol en Cartagena y de BP en Castellón, las centrales de Iberdrola y Naturgy y las industrias agroalimentarias y cementeras. En la Tabla 3-5 se recogen las principales empresas emisoras de CO₂, distribuidoras de gas y promotores de proyectos de hidrógeno de esta región.

Tabla 3-5 Principales Empresas emisoras, distribuidoras y productoras

Emisoras Co ₂	Distribuidoras Gas	Desarrolladoras H2 verde
   		   

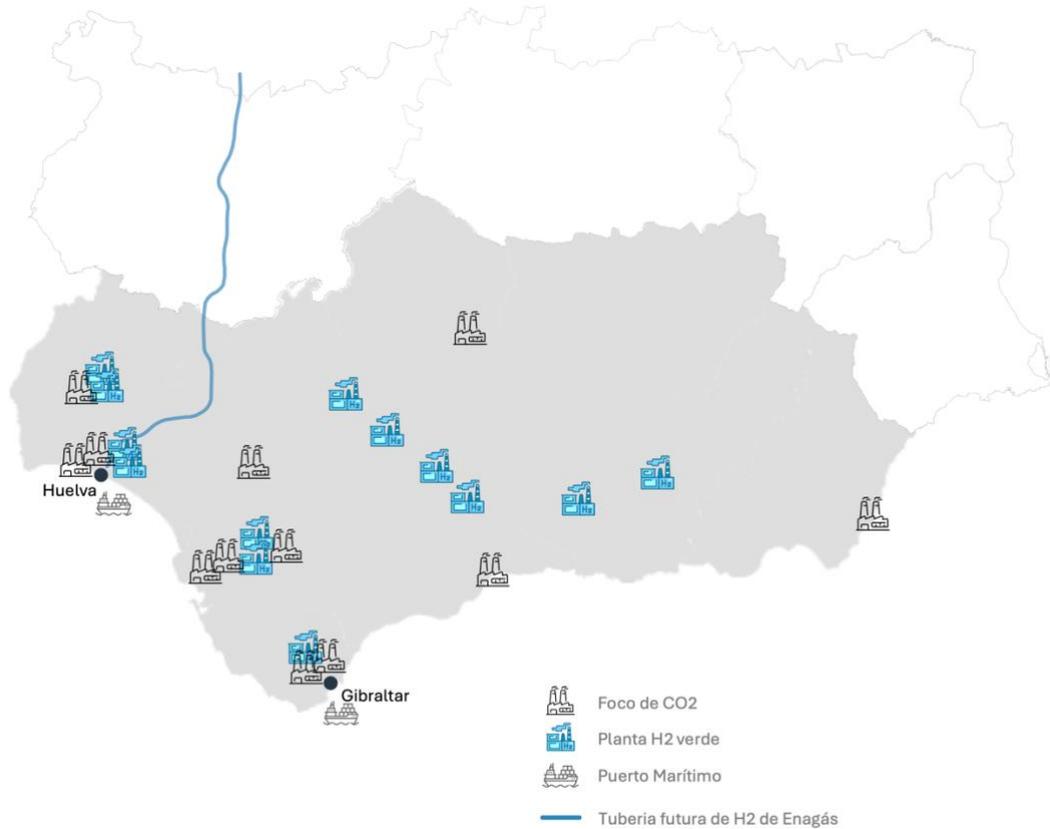
3.2.3 Clúster del Valle Andaluz

El Clúster del Valle Andaluz es el segundo mayor foco de emisiones del país, con 61,14 MtCO₂eq anuales, lo que equivale a aproximadamente el 23% de las emisiones totales del país. Las zonas con más emisiones se sitúan en los alrededores de las grandes ciudades de Huelva, Sevilla, Málaga y Gibraltar.

Esta región cuenta con más de 10 proyectos anunciados de hidrógeno verde, que en conjunto superan los 2,6 GW de capacidad, y más de 550 puntos de emisión de CO₂. Asimismo, esta región dispone de una infraestructura logística clave, el puerto de Huelva, que por su posición geográfica permite la conexión directa con países internacionales de Europa, África y América.

Enagás también ha anunciado una red troncal de hidrógeno verde, la cual conectará Huelva con el Clúster de Vía de la Plata y Valle de Puertollano.

Ilustración 3-5 Mapa Clúster del Valle Andaluz



FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

Los puntos principales de emisión de esta región son las refinerías de MOEVE, generando más del 8% de las emisiones de la región, las centrales térmicas de Iberdrola, Naturgy y Repsol, el aeropuerto internacional de Málaga y las industrias químicas y cementeras. A continuación, se presenta la Tabla 3-6 dónde se recogen las principales empresas emisoras de CO₂, distribuidoras de gas y promotores de proyectos de hidrógeno de esta región.

Tabla 3-6 Principales Empresas emisoras, distribuidoras y productoras

Emisoras Co ₂	Distribuidoras Gas	Desarrolladoras H2 verde
   		   

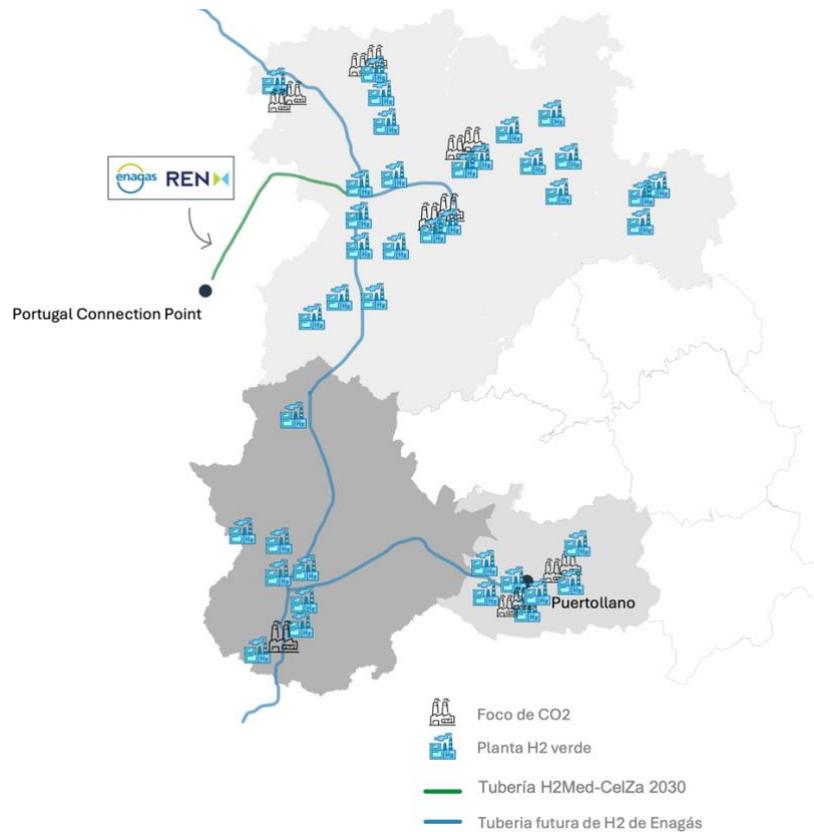
3.2.4 Clúster de Vía de la Plata y Valle de Puertollano

El Clúster de Vía de la Plata y Valle de Puertollano se compone por las Comunidades Autónomas de Extremadura, Castilla y León y Puertollano, y representan cerca de un 16% de las emisiones nacionales con un total de 42,21 MtCO₂eq anuales. A diferencia de los otros clústeres, existe una gran dispersión geográfica de los focos emisores lo que podría dificultar el establecimiento de un punto estratégico, aunque existen áreas industriales especialmente relevantes, como la ciudad de Puertollano.

No obstante, es la región con más proyectos anunciados de hidrógeno verde, sumando más de 33 proyectos y muchos de ellos con múltiples fases de desarrollo, con un objetivo conjunto de establecer al menos 7 GW de capacidad instalada. Además, en la ciudad de Puertollano, se localiza la mayor planta de hidrógeno verde europea actual con una capacidad de 20 MW y se espera que en esta ciudad se instalen más de 2 GW de electrólisis.

Por otro lado, la región será atravesada por la red troncal de hidrógeno de Enagas, recorriendo el oeste peninsular de norte a sur y Enagas junto a la empresa REN tienen como objetivo unir este clúster con Portugal mediante el gaseoducto H2Med Zamora – Celorico (Portugal) de más de 300 Km de distancia.

Ilustración 3-6 Mapa Clúster de Vía de la Plata y Valle de Puertollano



FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

Entre los principales focos de emisión de la región se encuentran la refinería de Repsol en Puertollano, las cementeras de AG Cementos Balboa y Cementos Tudela Veguín, y la industria agroalimentaria. La tabla recoge las principales empresas de CO₂, distribuidoras de gas y promotores de proyectos de hidrógeno de esta región.

Tabla 3-7 Principales Empresas emisoras, distribuidoras y productoras

Emisoras Co ₂	Distribuidoras Gas	Desarrolladoras H2 verde
   		    

3.3 Regulación y objetivos del gobierno

El desarrollo y la implementación de tecnologías como la energía solar, la eólica, el hidrógeno verde, los biocombustibles y el CCUS no solo dependen de los movimientos del sector privado, sino que están fuertemente influenciados por el marco normativo, estratégico y financiero impulsado por los gobiernos de cada país.

En este apartado se va a analizar el contexto político, normativo y estratégico del gobierno español que afecte al desarrollo de las principales tecnologías analizadas a lo largo del estudio, pero haciendo hincapié en el hidrógeno verde. Estas normas y estrategias no solo definen objetivos cuantitativos a 2030 y 2050, sino que establecen prioridades tecnológicas, mecanismos de financiación pública, y líneas de actuación específicas de cada sector.

Además, se va a prestar especial atención al Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), el cual establece los objetivos y las medidas para la transición energética entre 2021 y 2030, y a las hojas de ruta específicas de cada tecnología.

3.3.1 Evolución de las políticas de energía y clima

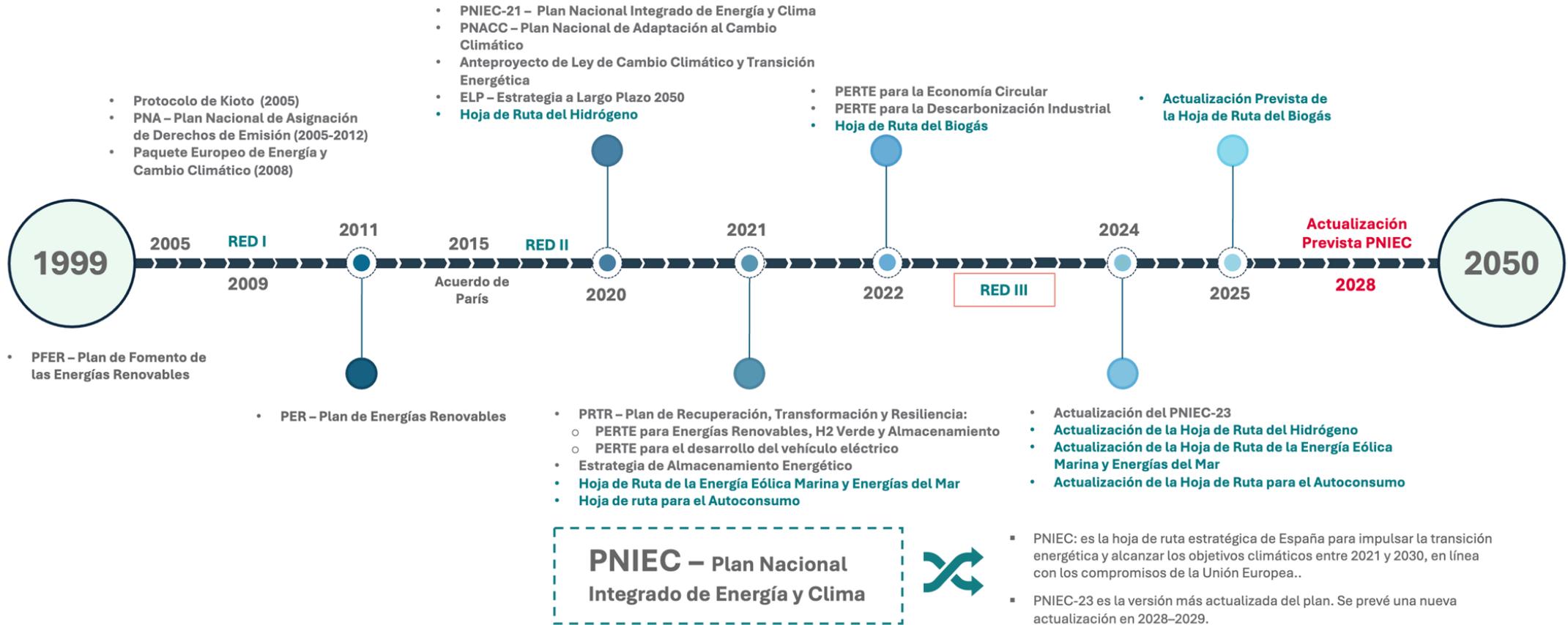
Aunque España ha participado desde hace décadas en los principales compromisos internacionales alineados con la sostenibilidad y reducción de emisiones, como el Protocolo

de Kioto (2005) o el Acuerdo de Paris (2015), no fue hasta el año 2020 que el país adoptó una postura mucho más activa y ambiciosa en torno a la transición energética. Las políticas energéticas previas a esta fecha se centraban principalmente en la promoción de energías renovables de forma general, sin una planificación detallada que orientara a la descarbonización del país. Desde entonces, se han aprobado y publicado más de 200 documentos, estrategias, hojas de ruta y acciones normativas y regulatorias con el objetivo de impulsar una reforma completa del sistema energético español.

Dentro de estos documentos, los más relevantes son por un lado las Hojas de ruta, las cuales establecen los objetivos, líneas temporales, actores involucrados y necesidades regulatorias y financieras para el desarrollo de tecnologías concretas. El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), aprobado en el 2021, el cual reúne en un solo documento todas las medidas, objetivos y políticas creadas hasta entonces para impulsar la transición energética y alcanzar los objetivos climáticos para 2030, en línea con los compromisos de la Unión Europea. Y la Directiva RED III que tiene como objetivo acelerar la descarbonización del sistema energético europeo. Esta directiva es la primera que introduce obligaciones vinculantes de uso de combustibles renovables de origen no biológico (RFNBOs) como el hidrógeno verde, impulsándolo en aplicaciones industriales y de movilidad que son difíciles de electrificar.

A continuación, se presenta la Ilustración 3-7 que resume de forma cronológica los principales hitos normativos y estratégicos en materia energética y climática desde 1990 hasta 2050.

Ilustración 3-7 Línea temporal de políticas y estrategias nacionales en energía y clima (1999–2050)



FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

3.3.2 PNIEC – 23

El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) es el documento estratégico a través del cual España define sus objetivos para cumplir con los compromisos climáticos y energéticos asumidos en la Unión Europea y fue desarrollado por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO). El PNIEC-23 es el documento más actualizado y define los objetivos para el periodo entre 2023 y 2030. Asimismo, este documento se actualiza cada 5 años y se espera que la próxima actualización sea aproximadamente en 2028. Alguno de los objetivos más ambiciosos de este documento es:

- Reducir las emisiones de efecto invernadero (GEI) en al menos un 32% respecto a las emisiones de 1990. Como se ha visto en el apartado 2.2, a 2023, las emisiones se han reducido un 6% respecto a 1990 por lo que aún se está lejos de cumplir este objetivo.
- Alcanzar un 42% de renovables en el consumo final de energía. En 2023 este valor fue del 19%.
- Conseguir una dependencia energética del 50%. En 2023 el valor fue del 68,9%
- El 81% de la energía generada en el país sea renovable. En el 2023 fue del 59%

Uno de los pilares del PNIEC es por lo tanto reducir las emisiones de GEI mediante la integración de energías renovables y para ello ha establecido los siguientes objetivos de capacidad instalada para 2030.

Tabla 3-8 Objetivos PNIEC 2030 capacidad instalada por Tecnología

Tecnología	Hidrógeno	Solar	Eólica	Nuclear
2023 (Actualidad)	28,5 MW	31,3 GW	31,6 GW	7,4 GW
2030	12 GW	76 GW	62 GW	3,1
Crecimiento	+40.578%	+143%	+96%	-58%

La tabla muestra un claro interés de desarrollar las energía renovables como el

hidrógeno, la solar y la eólica y un claro objetivo de reducir la nuclear. En cuanto al hidrógeno, el PNIEC establece un objetivo muy ambicioso con una capacidad instalada de 12GW. Teniendo en cuenta que a día de hoy solo hay 28,5 MW de potencia instalada, el crecimiento tendría que ser de un 40.578% o lo que es lo mismo, multiplicar la capacidad instalada a día de hoy por más de 421 veces.

3.3.3 RED III

La Directiva (UE) 2023/2413 también conocida como la directiva RED III es la tercera versión de la Directiva de Energía Renovables establecida por la Unión Europea que regula la promoción de las energías renovables en todos los países de la Unión Europea. Esta directiva establece obligaciones mínimas vinculantes que cada Estado miembro debe cumplir para garantizar el desarrollo de las energías renovables en sectores clave como la industria, el transporte y la calefacción y refrigeración. Algunas de las obligaciones que afectan directamente al consumo del hidrógeno verde son:

- Sector Transporte:
 - En 2030 el 29% de toda la energía final consumida en el transporte (Carretera, tren, barco, etc.) debe ser renovable y para ello se puede utilizar electricidad renovable, biocombustibles, biogás, y combustibles sintéticos renovables.
 - En 2030 al menos el 5,5% de la energía suministrada al transporte debe venir de una combinación de Biocarburantes avanzados/Biogás y Combustibles renovables de origen no biológico (Hidrógeno Verde) y dentro de ese 5,5%, al menos un 1% debe provenir específicamente de RFNBOs¹⁰.
- Sector Industria:
 - Para el 2030 al menos el 42% del hidrógeno utilizado en la industria para fines no energéticos debe ser hidrógeno verde y para el 2035 esta cuota debe aumentar hasta el 60%. Es importante aclarar que cuando se habla de usar hidrógeno para usos no

¹⁰ Se entiende como RFNBO a los Combustibles renovables de origen no biológico (Hidrógeno Verde, E-amoniaco, E-metanol, E-fuels)

energéticos, se refiere al uso como materia prima en procesos industriales para fabricar otros productos como, por ejemplo, fertilizantes y acero.

Puntualizar, que a diferencia del PNIEC, que establece objetivos orientativos a nivel nacional, la RED III impone obligaciones legales de cumplimiento obligatorio para los estados miembros.

3.3.4 ReFuelEU Aviation

ReFuelEU Aviation es un reglamento de la Unión Europea aprobado en 2023 y tiene como objetivo promover el uso de combustibles sostenibles de aviación (SAF). El reglamento fija unas cuotas mínimas de obligado cumplimiento de uso de SAF en el suministro de combustible para vuelos, las cuales van a ir aumentando progresivamente desde 2025 hasta 2050. Puntualizar que los reglamentos europeos son de aplicación directa en todos los Estados miembros a diferencia de las directivas, que deben ser transpuestas a los marcos jurídicos nacionales. Las cuotas de e-SAF son las siguientes:

Tabla 3-9 Cuotas SAF ReFuelEU Aviation

Año	2025	2030	2035	2040
Cuota	0%	1.2%	5%	10%

3.3.5 Cambio requisitos para financiación Europea

La Comisión Europea con el objetivo de reducir la dependencia de la Unión Europea de las importaciones chinas, ha introducido nuevos criterios en la segunda subasta del Banco Europeo del Hidrógeno, limitando la participación de componentes de electrolizadores de origen chino a un máximo del 25% de la capacidad total de producción de la planta.

Esta decisión puede tener consecuencias significativamente negativas para el desarrollo del hidrógeno verde en España debido a que los electrolizadores fabricados en China son mucho más baratos que los producidos en Europa o Estados Unidos (llegando a un 50% más barato). Esta restricción va a encarecer sustancialmente el coste de instalación de nuevas plantas y ralentizar el ritmo de despliegue de la capacidad de electrólisis.

3.4 Demanda de Hidrógeno

Uno de los parámetros fundamentales para dimensionar adecuadamente el crecimiento de un sector y planificar las infraestructuras necesarias es la demanda esperada. Sin una demanda clara y segura, las empresas no tienen ningún incentivo para invertir en proyectos de producción. A día de hoy, los proyectos de hidrógeno verde no son económicamente rentables sin mecanismos de apoyo debido a los altos costes de producción y la falta de madurez del mercado (demanda). Por ello, tal y como estamos viendo en el mercado, las empresas no están dispuestas a asumir el riesgo de invertir en nuevas plantas de electrólisis si no existe una señal clara de que la demanda por parte de la industria, el transporte u otros sectores.

En este contexto, el papel de la Unión Europea y de todos sus Estados miembros es determinante para activar y consolidar la demanda de hidrógeno verde a través de un marco regulador ambicioso y vinculante. Las normativas como la Directiva RED III y ReFuelEU Aviation, son dos claros ejemplos de regulaciones que actúan como catalizadores clave para crear un mercado estado y predecible.

Teniendo esto en cuenta, en este apartado se analizará, en primer lugar, la demanda actual de hidrógeno en España (prácticamente en su totalidad es hidrógeno gris) junto a los sectores e industrias donde se emplea. Y en segundo lugar, tomando como base las normativas mencionadas, los objetivos nacionales (como el PNIEC) y los proyectos anunciados, se llevará a cabo una estimación de la demandar total de hidrógeno verde en 2030 bajo diferentes escenarios.

3.4.1 Demanda Actual de Hidrógeno Gris

Actualmente en España existe una demanda de aproximadamente 600.000 toneladas al año de hidrógeno gris en el sector de la industria, principalmente de las plantas de fabricación de productos industriales y en las refinerías (mayoritariamente en las situadas en Huelva, Cartagena, Puertollano y Tarragona (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (2020b)) En la siguiente tabla se encuentra el reparto del consumo por sector.

Tabla 3-10 Consumo Hidrógeno por Sector

Sector	Cantidad	%
Refinerías	420.000 t	70%
Industria Química y Fertilizantes	150.000 t	25%
Otros Sectores Industriales	30.000 t	5%

3.4.2 Demanda 2030 Según Normativa RED III

- **Sector transporte:**

Tal y como se ha visto en el apartado 3.3.3, al menos el 1% de la energía suministrada al transporte debe provenir de RFNBOs. Teniendo en cuenta que la energía total consumida en este sector a 2023 es de 45,39 Mtep (39% del consumo total nacional visto en el apartado 2.1.2), o lo que es lo mismo 530 TWh¹¹, y que de esta energía total al menos un 1% tiene que provenir de RFNBOs, el insumo total sería aproximadamente de 5,28 TWh/año¹².

No obstante, esta energía se puede abastecer directamente del hidrógeno verde o con el uso de sus derivados como los vectores del amoniaco, el metanol y el e-SAF por lo que es necesario calcular la cantidad necesaria de hidrógeno que es necesario producir dependiendo el vector energético que se utilice. Para ello hay que tener en cuenta 2 características importantes:

1. El Poder Calorífico Inferior (PCI), que es básicamente cuánta energía da ese vector por cada kilogramo que se usa, medido en Mega Julios por kg (MJ/Kg)
2. Cuántos kilogramos de hidrógeno verde hace falta para producir un kilogramo de ese vector

¹¹ 1 Mtep equivale a 11,63 TWh

¹² Bajo la suposición de que la demanda energética de este sector se mantiene constante hasta 2030

Con ello, mediante la siguiente fórmula, se puede calcular cuántos kilogramos de hidrógeno hay que usar para conseguir 1 Mega Julio (MJ) de energía final.

$$Kg H_2 \text{ para } 1 MJ = \frac{Kg H_2 / Kg \text{ combustible}}{PCI}$$

A continuación, en la Tabla 3-11 se muestra los valores de PCI y el ratio Kg H₂/kgvector para cada vector energético.

Tabla 3-11 Valores PCI y Ratio KgH₂/KgX de cada RFNBO

Vector	PCI (MJ/Kg)	Ratio KgH ₂ /kgvector
Hidrógeno	120	1
Amoniaco	18,6	0,180
Metanol	20	0,200
e-SAF	44	0,660

Y aplicando la fórmula, se obtienen los resultados que se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 3-12 Kg H₂ necesarios para producir 1 MJ en función del tipo de RFNBO

Vector	KgH ₂ /MJ	Ratio
Hidrógeno	0,008333	100%
Amoniaco	0,009677	116%
Metanol	0,010000	120%
e-SAF	0,015	180%

Los resultados obtenidos muestran que la cantidad de hidrógeno necesario para producir una unidad de energía (1 MJ) varía en función del tipo RFNBO que se use. Se ha tomado como referencia (100%) el caso de usar el hidrógeno directamente, obtenido un valor de 0,008333 kilogramos de hidrógeno por cada MJ. Sin embargo, si se utiliza el amoniaco, el metanol o el e-SAF, el consumo del hidrógeno aumenta significativamente. Concretamente, se necesitaría un 16 % más de hidrógeno para el amoniaco, un 20% más para el metanol y un 23% más para

el e-SAF.

Cogiendo el caso más conservador, el de satisfacer la demanda de 5,28 TWh/año usando directamente el hidrógeno, se necesitaría producir aproximadamente 159.000 toneladas de hidrógeno verde al año¹³. No obstante, según el artículo 27, apartado 2, subapartado c de la RED III, *“la cuota de biocarburantes y biogás producidos a partir de las materias primas enumeradas en el anexo IX y de combustibles renovables de origen no biológico se considerará equivalente al doble de su contenido energético”* (Directiva (UE) 2023/2413, de 18 de octubre) lo que significa que se necesitaría la mitad del hidrógeno verde calculado, **79.500 toneladas/año**.

En caso de usar otro tipo de RFNBO, la cantidad de hidrógeno necesario sería:

- Amoníaco: 92.220 toneladas de H₂/año
- Metanol: 95.400 toneladas de H₂/año
- e-SAF: 143.100 toneladas de H₂/año

○ **Sector Industrial:**

Para este sector, la RED III establece que para el 2030 al menos el 42% del hidrógeno utilizado en la industria para fines no energéticos debe ser hidrógeno verde y para el 2035 el 60%. Teniendo en cuenta (apartado 3.4.1) una demanda total de 600.000 toneladas de hidrógeno gris y considerando que aproximadamente el 70% va destinado al sector de las refinerías (no está dentro de la industria no energética), se obtiene una demanda para usos no energéticos de 180.000 toneladas/año. Y siguiendo la hipótesis de que esta demanda se mantendrá constante hasta 2030, la cantidad de hidrógeno verde necesario es:

¹³ 1 TWh = 3,6 x 10⁹ MJ

Tabla 3-13 Hidrógeno necesario para satisfacer RED III Sector Industrial

	2030	2035
Hidrógeno (toneladas)	75.600	108.000

3.4.3 Demanda 2030 según ReFuelEU Aviation

El reglamento ReFuelEU Aviation fija un porcentaje mínimo de uso de combustible sintético (SAF) en el combustible de aviación. En 2023 se consumieron aproximadamente 6,6 millones de toneladas de combustible por lo que, si asumimos un consumo constante para 2030, la cantidad obligatoria de e-SAF sería la siguiente:

Tabla 3-14 Demanda e-SAF ReFuelEU Aviation

Año	Cuota	Total
2030	1,2 %	79.200 toneladas
2035	5 %	330.000 toneladas
2040	10%	660.000 toneladas
2050	35%	2,31 millones toneladas

Usando el mismo Ratio de conversión de 0,660 kgH₂/kgSAF, para 2030 sería necesario destinar 52.272 toneladas de hidrógeno verde para producir las 79.200 toneladas de e-SAF. Esta cifra aumentará significativamente con los años alcanzando 220.000 toneladas/año en 2035, 435.000 toneladas/año en 2040 y 1,5 millones de toneladas en 2050.

En la actualidad hay 3 plantas que conjuntamente tienen una capacidad de producción de 75.000 toneladas de e-SAF al año, lo que equivale a más del 90% del objetivo para 2030. No obstante, solo hay 1 proyecto de e-SAF anunciado de aquí a 2030 y en caso de que se lleve a cabo, la capacidad aumentaría a 85.000 t/año, superior al objetivo de 2030 pero muy lejano al objetivo de 2035.

3.4.4 Demanda 2030 según los Proyectos Anunciados e-Amoniaco, e-Metanol y e-SAF

El objetivo de este apartado es el de calcular cuál sería la demanda de hidrógeno verde en el caso de que se lleven a cabo todos los proyectos anunciados de producción de RFNBOs. En la Tabla 3-15 se presentan las producciones totales esperadas de cada vector para 2030 y en la Tabla 3-16 se presenta el hidrógeno verde total que habría que producir para conseguir los objetivos de los proyectos anunciados.

Tabla 3-15 Producción proyectos anunciados para cada Vector

Vector	2024 (En operación)	2030 (Anunciados)
SAF	75.000 t/año	85.000 t/año
Metanol	40.000	690.000 t/año
Amoniaco	0	750.000 t/año

Tabla 3-16 Demanda hidrógeno de los Proyectos Anunciados

Vector	Ratio KgH ₂ /kgvector	Demanda toneladas H ₂
Hidrógeno	1	-
e-Amoniaco	0,180	135.000
e-Metanol	0,200	138.000
e-SAF	0,660	56.100
	TOTAL	329.100

Esta demanda según el uso final del producto se puede considerar dentro de la industria de uso energético o no energético. En el caso de que el vector energético se utilizara como materia prima para producir subproductos químicos, fertilizantes, disolventes u otros usos industriales que no impliquen la combustión para general energía, se clasificaría como uso no energético y la producción de dichos vectores contribuiría al cumplimiento de la normativa fijada por la RED III para el sector industrial. De lo contrario, si el vector energético se quema o se utiliza como combustible (transporte, generación de electricidad, calor, etc.), se

clasificaría como uso energético y sería una demanda extra a la anteriormente vista.

3.4.5 Recopilación Demanda Hidrógeno

A continuación, se presenta una tabla con todos los valores obtenidos en este ejercicio:

Tabla 3-17 Resumen Demanda Hidrógeno Verde 2030

Fuente	Tipo	Sector	Cantidad H2	Obligado
RED III	RFNBO o H2	Transporte	>79.500 t	Si
RED III	H2	Industrial	>75.600 t	Si
ReFuelEU A.	e-SAF	Aviación	> 52.272 t	Si
Proyectos Anunciados	H2	Industrial	> 329.000 t (e-SAF: 56.100 t)	No

La tabla muestra un resumen de la demanda estimada de hidrógeno verde para 2030 diferenciando entre las cantidades de obligado cumplimiento y las que no. Es importante destacar que estas cantidades no son acumulativas, ya que algunas normativas se solapan entre sí y parte de la demanda de proyectos anunciados queda cubierta al cumplir con otras metas regulatorias. En este contexto, es importante aclarar las relaciones existentes para llegar a un resultado final de demanda.

En primer lugar, la RED III establece que, para 2030, al menos el 1% de la energía utilizada en el sector transporte debe provenir de RFNBOs, y ReFuelEU Aviation impone una cuota obligatoria dentro del sector transporte, concretamente en la aviación, del 1,2% de combustibles sintéticos (e-SAF). Teniendo en cuenta que los e-SAF pertenecen a los RFNBOs y que el sector de la aviación pertenece al sector transporte, al cumplir los objetivos de establecidos por el ReFuelEU Aviation contribuye directamente al cumplimiento de la cuota de RED III.

Por otro lado, los proyectos industriales anunciados hasta la fecha prevén una demanda

de más de 329.000 toneladas de hidrógeno Verde. No obstante, teniendo en cuenta que ese hidrógeno va destinado a la fabricación de e-SAF, e-Metanol y e-Amoniaco, todos considerados combustibles que pueden usarse en el sector del transporte, se abarcarían todas las cuotas establecidas por la RED III y ReFuelEU Aviation en el sector transporte (131.772 toneladas de H₂). Además, si el restante de e-Metanol y e-amoniaco se utilizan para fines no energéticos, también se abarcaría la cuota establecida por RED III en el sector Industrial.

Teniendo en cuenta todo esto, se ha elaborado la Tabla 3-18 Demanda final de obligado cumplimiento diferenciando entre la demanda de obligatorio cumplimiento y la demanda en caso de que se lleven a cabo todos los proyectos anunciados de RFNBOs:

Tabla 3-18 Demanda final de obligado cumplimiento

Caso	Cantidad
Demanda Obligado Cumplimiento	102.828 toneladas
Demanda Obligado Cumplimiento y proyectos RFNBOs	329.000 toneladas

3.5 Producción de Hidrógeno Verde

Una vez establecida la demanda total de hidrógeno verde para el año 2030, es necesario calcular qué capacidad de electrólisis sería necesaria para satisfacer dicha demanda. Para ello, basándonos en que la producción de hidrógeno verde se realiza mediante la electrólisis del agua, usando electricidad de origen renovable y que la eficiencia del proceso es aproximadamente 50 kWh por kg de H₂ (estimación conservadora), se estudian varios casos en función del factor de capacidad del electrolizador (este factor mide cuántas horas al año funciona un electrolizador respecto al máximo teórico, 8.760h/año). En la siguiente tabla se encuentra la potencia necesaria de los electrolizadores para producir 1.000 toneladas de hidrógeno verde en función de distintos valores de factor de capacidad.

Tabla 3-19 Potencia Electrólisis para producir 1.000 t H₂ en función del Factor de Capacidad

	Factor de Capacidad	Potencia
1.000 toneladas Hidrógeno Verde	57% (5.000 h)	10 MW
	68% (5.957 h)	8,39 MW
	80% (7.008 h)	7,13 MW
	90% (7.884 horas)	6,34 MW

Como se puede comprobar en la tabla, la potencia de electrólisis depende del factor de capacidad que tenga nuestra planta. Si se incrementa este factor, la potencia necesaria para producir un mismo volumen de hidrógeno disminuye progresivamente.

Uno de los principales factores que afecta directamente al factor de capacidad del electrolizador es la disponibilidad y la gestión de la energía renovable que lo alimenta. Si el electrolizador se conecta únicamente a una planta solar o eólica sin almacenamiento, su funcionamiento queda limitado a los momentos del día en el que haya radiación solar o viento y por lo tanto se consiguen factores de capacidad muy bajos. Lo normal, es que las plantas de producción de hidrógeno estén conectadas a la red eléctrica y se alimenten de ellas a través de un contrato de compraventa de energía renovable (PPA – Power Purchase Agreement) consiguiendo así unos valores de factor de capacidad mucho más elevados, incluso llegando a valores del 80%. Otros factores que afectan a este valor son las paradas planificadas de mantenimiento o las averías no planificadas.

3.5.1 Capacidad producción 2023

Tal y como se ha estudiado en el apartado 0 la potencia instalada actual en España es de 28,5 MW, de los cuales 20 MW provenientes de la planta de Iberdrola en Puertollano, están fuera de servicio debido a problemas operativos con los electrolizadores. En definitiva, España cuenta únicamente con 8,5 MW de electrólisis disponible para la producción de hidrógeno verde.

Si no tenemos en cuenta los problemas operativos de la planta de Puertollano, España es capaz de producir 4.000 toneladas de H2 verde al año con sus 28,5 MW.

3.5.2 Potencia necesaria para cubrir la demanda 2030

A continuación, se presenta una tabla que muestra la potencia total de electrólisis necesaria para cubrir la demanda de hidrógeno verde en 2030 en función de los distintos valores de factor de capacidad:

Tabla 3-20 Potencia necesaria de electrólisis para cubrir la demanda

	Factor de Capacidad	Potencia
Demanda Obligado Cumplimiento: 102.000 toneladas	57%	1.020 MW
	68%	856,3 MW
	80%	727,5 MW
	90%	647,1 MW
Demanda Obligado Cumplimiento + Proyectos RFNBOs: 329.000 toneladas	57%	3.290 MW
	68%	2.761 MW
	80%	2.347 MW
	90%	2.086 MW

Si se tiene en cuenta que las plantas van a tener un factor de capacidad de aproximadamente un 80% para que sean rentables, se necesitan 730 MW para poder satisfacer la demanda obligatoria para 2030 y 2,4 GW en caso de que se lleven a cabo todas las iniciativas de proyectos para producir RFNBOs.

Actualmente, la potencia total de los proyectos con mayor financiación alcanza aproximadamente 3,6 GW, una cifra suficiente para cubrir toda la demanda prevista incluso en el escenario menos favorable.

Por otro lado, si se quisiera satisfacer la demanda total de hidrógeno gris, 600.000 toneladas, con hidrógeno verde serían necesarios 4.3 GW de potencia instalada.

Si se comparan los valores obtenidos con los objetivos establecidos por el PNIEC, fija una meta de 12 GW, y con la potencia anunciada por el sector privado, que asciende a 23 GW, se observa que existe una gran ambición por parte de ambas partes. Estas cifras representan entre tres y siete veces la potencia necesaria para cubrir toda la demanda actual de hidrógeno gris en España. Este nivel de desarrollo demuestra la intención del país de convertirse en una potencia mundial en hidrógeno verde, con una capacidad instalada que le permitiría exportar una parte significativa de su producción.

3.6 Precio Hidrógeno verde vs hidrógeno gris

A continuación, se presenta la Tabla 3-21 con los precios del hidrógeno gris, el hidrógeno verde, el coste de emisión de Co₂ y las emisiones de Co₂ por cada kilogramo producido de hidrógeno gris.

Tabla 3-21 Precios H₂ y emisión CO₂

	Precio
Hidrógeno Gris	1,80 €/kg
Hidrógeno Verde	5,85 €/kg
Emisión Co ₂ (€/ton)	70 €/ton -> 0,07 €/kg
Emisiones Co ₂ / kg H ₂ gris	9 kg

Por lo tanto, teniendo en cuenta que por cada kilogramo de hidrógeno gris se emiten 9 kg de Co₂ y que cada kilogramo de Co₂ emitido cuesta 0,07€, el coste de un kilogramo de hidrógeno gris es:

$$P_{H_2gris\ Total} = P_{H_2gris} + 9 * P_{emisión\ Kg\ de\ Co_2} = 1,8 + 9 * 0,07 = 2,43\ €/kg$$

Como se puede comprobar el coste del hidrógeno gris es x2,4 veces más barato que el del hidrógeno verde a día de hoy.

3.6.1 Cómo conseguir que el precio del hidrógeno gris sea competitivo

Como se ha visto en el apartado anterior, en la actualidad, producir un kilogramo de hidrógeno verde en España cuesta alrededor de los 5,85€/kg, mientras que el hidrógeno gris ronda los 2,43 €/kg (2,4 veces menos). Esta diferencia de precio es la barrera principal para la adopción masiva del hidrógeno verde en el país.

Sin embargo, existen dos grandes vías para conseguir el desarrollo de este vector energético y se convierta en una opción competitiva: la intervención del Estado en el mercado y la generación de economías de escala.

- **Intervención del Estado**

Tal y como se ha visto en los apartados anteriores, una de las formas más directas en las que el Estado puede impulsar la competitividad del hidrógeno verdes es a través de normativas que obliguen a consumirlo mediante cuotas mínimas obligatorias de consumo en sectores como la industria o el transporte (RED III y ReFuelEU Aviation). Estas normativas obligan a desarrollar una infraestructura de producción para poder abastecer esta demanda y, por lo tanto, activan el mercado del hidrógeno verde y se favorece su despliegue.

Por otro lado, otra forma en la que el estado puede intervenir es mediante el aumento de la penalización económica de las emisiones de Co₂ a la atmósfera. Actualmente, producir 1 kilogramo de hidrógeno gris emite aproximadamente 9 kilogramos de Co₂, mientras que el hidrógeno verde tiene emisiones casi nulas.

A continuación, se calcula el precio al que tiene que fijarse el coste de emisión de un kilogramo de Co₂ a la atmósfera para que el coste del hidrógeno gris sea igual al del hidrógeno verde.

$$0 = 5,85 \text{ €/Kg}_{H_2\text{verde}} - 1,80 \text{ €/Kg}_{H_2\text{gris}} - 9X \text{ €/Kg}_{Co_2\text{emitido}} \rightarrow$$
$$\rightarrow X = 0,45 \text{ €/Kg}_{Co_2\text{emitido}}$$

Por tanto, el precio de los derechos de emisión de Co₂ a la atmósfera debería alcanzar los 0,45 € por cada kilogramo emitido, más de x6,4 veces el valor del precio actual, para que el

hidrógeno verde compita en igualdad de condiciones con el gris solo por razones económicas.

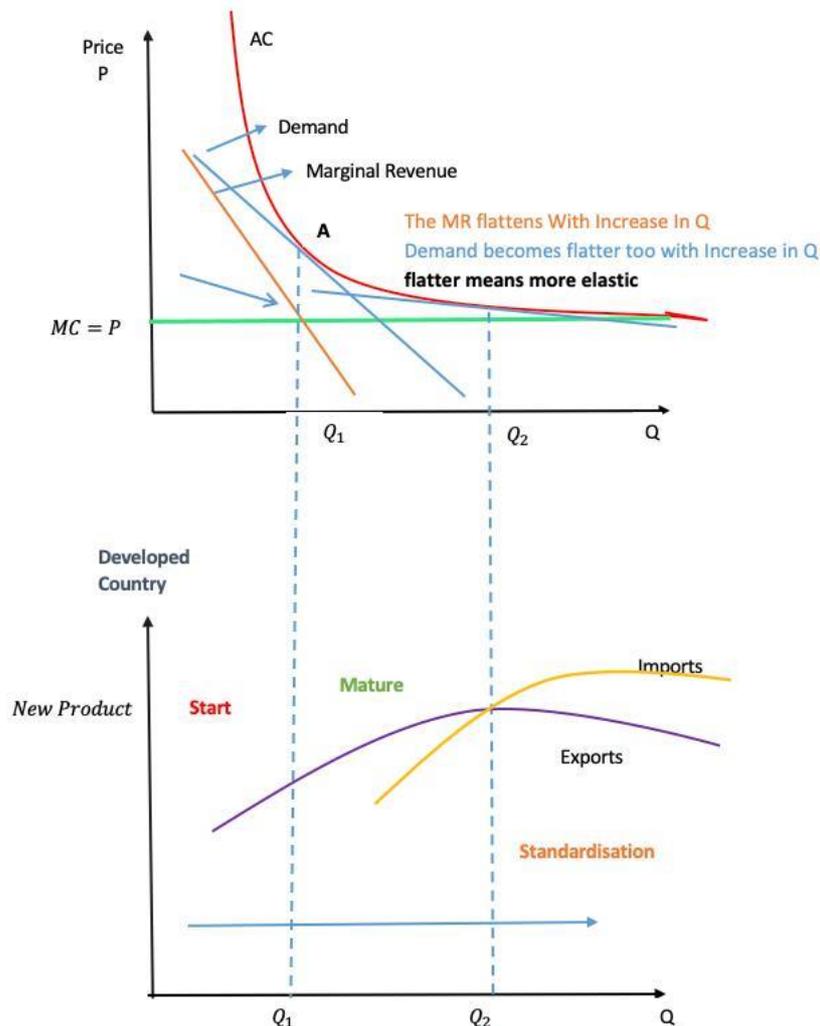
○ **Economías de Escala:**

La otra forma es intentar bajar el precio del hidrógeno verde mediante la teoría microeconómica de economías de escala. Este concepto económico se refiere a la reducción del coste por unidad producida cuando se incrementa el volumen de producción. En el caso del hidrógeno verde los principales motivos por los que bajaría el precio son:

- Se reducen los costes fijos por unidad (infraestructura, permisos, conexión a red)
- Se mejora la eficacia operativa (mejor aprovechamiento del personal, mantenimiento, etc.)
- Además, el aumento de la madurez del mercado permite estandarizar tecnologías, abaratar quipos, reducir los riesgos percibidos por los inversores y facilitar el acceso a financiación más barata.

La Ilustración 3-8 explica cómo evolucionan los precios a medida que aumenta la producción (Q). Actualmente, nos encontramos en el punto A de la gráfica, caracterizado por un nivel de producción muy bajo, una demanda inelástica y una madurez del mercado muy baja. El objetivo es avanzar hacia niveles de producción mayores, hasta alcanzar el punto en el que la curva de coste medio (línea roja) sea tangente a la línea horizontal donde el precio es igual al coste marginal (línea verde). Este punto representa una situación de máxima eficiencia: las empresas estarían produciendo al mínimo coste medio posible, y el precio reflejaría exactamente el coste de producir una unidad adicional, lo que garantiza una asignación óptima de los recursos en el mercado.

Ilustración 3-8 Gráfica Teoría microeconómica de Economías de Escala



El precio medio estimado de 5,85 €/kg de hidrógeno verde se ha calculado teniendo en cuenta la escasa madurez del mercado y la baja potencia instalada en España (solo 28,5 MW, de los cuales 20MW están fuera de servicio). Esta limitada escala provoca que los costes unitarios sean excepcionalmente altos y a medida que se desarrollen nuevos proyectos y se consolide un ecosistema industrial más maduro y competitivo, se espera que el coste del hidrógeno verde descienda de forma significativa.

Para ilustrar la teoría que se acaba de ver, se ha desarrollado un ejemplo numérico que simula la evolución del coste del hidrógeno verde bajo un escenario de crecimiento

progresivo de la producción. En este ejemplo, el punto A representa la situación actual del hidrógeno verde en España, con una producción anual de aproximadamente 4.000 toneladas y un coste medio de 5,85€/kg. Por otro lado, para la realización de esta simulación se ha asumido que los costes no crecen de forma lineal con la producción, sino que lo hacen a un ritmo menor debido a la existencia de economías de escala.

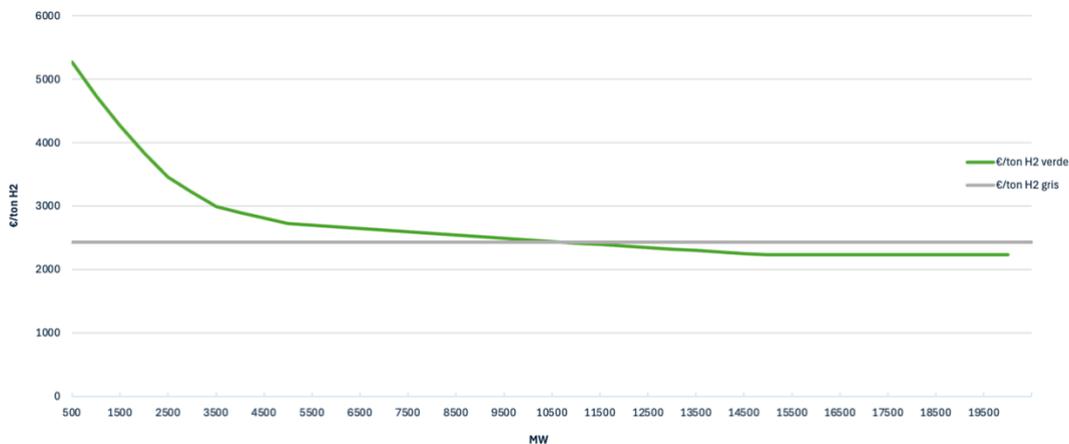
Asimismo, para el análisis, se ha considerado un crecimiento escalonado en bloques de 500 MW o lo que es lo mismo un crecimiento constante de 70.956 toneladas de hidrógeno verde, y a cada incremento de 500 MW se le ha asignado una reducción porcentual en el coste medio por efecto de las economías de escala, siguiendo la siguiente lógica:

- Reducción del 10% hasta alcanzar los 2.500 MW
- Reducción del 7% entre 2.500 y 3.500 MW
- Reducción del 3% entre 3.500 y 5.000 MW
- Reducción del 1% entre 5.000 MW y 15.000 MW
- A partir de los 15000 MW se considera que se alcanza el coste mínimo, mayor de cero, y no se esperan reducciones adicionales en el coste medio.

Esta disminución progresiva en el ritmo de reducción del coste medio se debe a que, a medida que se incrementa la capacidad instalada, cada nueva adición de 500MW representa un aumento proporcionalmente menor respecto a la potencia instalada acumulada. Por tanto, las ganancias en eficiencia derivadas de las economías de escala se van reduciendo gradualmente conforme el mercado se desarrolla.

A continuación, se presenta una gráfica con los resultados obtenidos en la evolución del coste medio del hidrógeno verde en función de la potencia instalada:

Ilustración 3-9 Evolución coste medio H2 verde



Se observa como en las primeras etapas de despliegue, el coste medio por tonelada desciende de forma pronunciada y a medida que la capacidad instalada continúa creciendo, el ritmo de reducción del coste va disminuyendo progresivamente hasta ser constante. Según la estimación, el hidrógeno verde alcanza su valor mínimo en torno a los 2,23 €/kg con 15.000 MW instalados y logra igualar el coste del hidrógeno gris a partir de los 10.500 MW instalados.

Cabe señalar que aunque para la realización de este ejercicio se ha asumido un precio constante para el hidrógeno gris, en la práctica este supuesto no sería real ya que a medida que el hidrógeno verde va ganando cuota de mercado y sustituyendo al hidrógeno gris, la demanda de éste va disminuyendo, lo que provocaría un aumento de los costes medios de producción del hidrógeno gris debido a que las instalaciones actuales perderían economías de escala y se enfrentarían a menores volúmenes operativos. En un escenario avanzado de despliegue del hidrógeno verde conllevaría a que la producción del hidrógeno gris deje de ser económicamente viable, permitiendo que el hidrógeno verde cubra la totalidad de la demanda del hidrógeno.

3.7 Reducción de las emisiones de CO₂

El hidrógeno gris, se denomina gris porque se produce a partir de gas natural mediante una serie de procesos en los que se emite una gran cantidad de carbono. En cambio, el hidrógeno verde, al ser producido por electrólisis alimentada por fuentes renovables, se considera que sus emisiones son nulas

En este apartado se va a estudiar la reducción de las emisiones de Co₂ derivada de la sustitución del hidrógeno gris por el hidrógeno verde en los diferentes escenarios de demanda que se han contemplado en los apartados anteriores. Asimismo, se analizará su contribución al cumplimiento de los objetivos climáticos establecidos por el PNIEC y la Unión Europea.

Teniendo en cuenta que, por cada tonelada de hidrógeno gris, se emiten 9 toneladas de CO₂ se analizan los siguientes casos:

Tabla 3-22 Toneladas de Co2 evitadas en cada caso de estudio

Caso	Consumo H ₂ verde	Toneladas de CO ₂ evitadas
Demanda Obligado Cumplimiento	102.828 toneladas	925.452 toneladas
Demanda Obligado Cumplimiento + Proyectos RFNBOs	329.000 toneladas	2.961.000 toneladas
Proyectos Subvencionados	576.000 toneladas	5.184.000 toneladas
Demanda total H ₂ (Industria)	600.000 toneladas	5.400.000 toneladas

El PNIEC tiene como objetivo reducir 5,21 millones de toneladas de emisiones de CO₂ para 2030 en el sector de la industria. En el caso más conservador, el de únicamente abastecer la demanda de obligado cumplimiento, se lograría evitar la emisión de 925.452 toneladas de Co₂ anuales, lo que representa cerca del 18% del objetivo marcado por el PNIEC. Si analizamos el resto de los casos, si incluimos los proyectos de RFNBOs, el impacto se incrementa significativamente alcanzando ya más de la mitad del objetivo industrial el PNIEC. Por otro lado, en el escenario en el que se desarrollan todos los proyectos subvencionados, la reducción asciende a 5,18 millones de toneladas, cubriendo prácticamente el 99,4% del objetivo total.

Es importante señalar que, en el presente apartado, la estimación del potencial de reducción de emisiones se ha realizado considerando únicamente la demanda de hidrógeno renovable vinculada a obligaciones regulatorias, así como la demanda asociada a los proyectos subvencionados identificados y a un escenario en el que se sustituye la totalidad del hidrógeno gris por hidrógeno verde. No obstante, en escenarios en los que las economías de escala continúan reduciendo los costes de producción y se incrementa progresivamente la capacidad instalada, el hidrógeno verde podría extenderse a otros sectores de la economía, como por ejemplo su uso como combustible en el sector del transporte, el sector con mayor emisiones de gases de efecto invernadero en España, abriendo una vía adicional para aumentar significativamente la reducción de emisiones.

4. Conclusiones

Los resultados obtenidos en este trabajo permiten afirmar que el hidrógeno verde, pese a las numerosas barreras que enfrenta en la actualidad, cuenta con un potencial real para convertirse en uno de los pilares de la transición energética en España.

Aunque la situación actual evidencia una desconexión entre los objetivos planteados a nivel político y la realidad tecnológica, económica y reguladora del sector, con pocos proyectos operativos, altos costes de producción y una demanda todavía en fase inicial, a lo largo del análisis se ha puesto de manifiesto que existen dos vías para superar este desfase: por un lado, aprovechar las economías de escala y reducir drásticamente los costes por kilogramo producido; y por otro, la implementación de una regulación más exigente, clara y ambiciosa que fije cuotas de consumo obligatorias en sectores clave, cree señales de precio estables y refuerce la demanda. Asimismo, si ambas estrategias se aplican de forma conjunta, es razonable pensar que la implantación del hidrógeno verde podría acelerarse significativamente, reduciendo la incertidumbre del mercado y atrayendo la inversión necesaria para escalar la tecnología.

En este sentido, resulta fundamental que los agentes reguladores actúen con determinación para no dejar todo el peso del desarrollo en manos del mercado,

especialmente en una fase en la que la rentabilidad aún no está garantizada.

A modo de conclusión personal, considero que el hidrógeno verde no debe entenderse como una solución milagrosa, sino como una pieza complementaria dentro de un sistema energético más complejo y diversificado. No obstante, si se alinean los incentivos adecuados, se reducen los costes mediante las economías de escala y se garantiza una demanda mediante una regulación ambiciosa y coherente, este vector tecnológico tiene el potencial de desempeñar un papel crucial en la descarbonización de la economía española. Este trabajo, en ese sentido, pretende ofrecer no solo una fotografía del estado actual del hidrógeno verde en España, sino también una herramienta útil para la reflexión y la toma de decisiones informadas por parte de responsables públicos, empresas energéticas y agentes inversores comprometidos con la transición energética.

Bibliografía

- Asociación Española del Hidrógeno. (2025, Enero). *Censo de proyectos de hidrógeno*.
<https://aeh2.org/censo-de-proyectos-de-hidrogeno/>
- AtlantHy. (2025, Abril). *Producción de Amoniaco Renovable II*.
<https://www.atlanthy.com/amoniaco-2/>
- AtlantHy. (2025, Abril). *Producción de metanol Renovable II*.
<https://www.atlanthy.com/metanol-renovable-ii/>
- CO2 Value Europe. (2025, Enero). *CCU projects database*. <https://database.co2value.eu/>
- Comisión Europea. (2024, 26 de julio). *Commission approves €1.2 billion Spanish State aid scheme to support investments in the production of renewable hydrogen to foster the transition to a net-zero economy*. [Nota de prensa].
https://ec.europa.eu/commission/presscorner/api/files/document/print/ov/ip_24_4023/
- Comisión Europea. (2025, Febrero). *Innovation Fund Projects*.
https://climate.ec.europa.eu/eu-action/eu-funding-climate-action/innovation-fund/innovation-fund-projects_en
- Cossent, R., Figuerola Ferreti, I. C., Sanz, F. J., Serna, S. (2025). *Informe Anual Hidrógeno renovable: quo vadis?* Cátedra de Estudios sobre Hidrógeno Comillas.
<https://files.griddo.comillas.edu/20250312-informe-anual-catedra-hidrogeno.pdf>
- Directiva (UE) 2023/2413, de 18 de octubre, para la promoción de la energía procedente de fuentes renovables, RED III (Parlamento Europeo y del Consejo, de 31 octubre de 2023). <https://www.boe.es/doue/2023/2413/L00001-00077.pdf>
- Enagas. (2024, Diciembre). *Infraestructura de hidrógeno en España*.
<https://www.enagas.es/es/transicion-energetica/red-hidrogeno/infraestructuras-hidrogeno-espana/>

Gobierno de España. (2025, Febrero). Seguimiento del *Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia por comunidad autónoma*.

<https://planderecuperacion.gob.es/ejecucion/seguimiento-del-plan-de-recuperacion-por-comunidad-autonoma>

Iberdrola. (2024, Diciembre). *Desvelamos el futuro energético en el Día Mundial del Hidrógeno*. <https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/dia-hidrogeno#:~:text=Aunque%20se%20obtiene%20de%20una,con%20emisiones%20de%20CO2>

<https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/dia-hidrogeno#:~:text=Aunque%20se%20obtiene%20de%20una,con%20emisiones%20de%20CO2>

Instituto Social de la Marina. (2025, Febrero). *Amoniaco, un combustible de futuro en el sector marítimo*. <https://revistamar.seg-social.es/-/amoniaco653#:~:text=No%20obstante%2C%20ir%20de%20la,que%20los%20combustibles%20fósiles%20como>

<https://revistamar.seg-social.es/-/amoniaco653#:~:text=No%20obstante%2C%20ir%20de%20la,que%20los%20combustibles%20fósiles%20como>

Mercado Ibérico del Gas. (2024, Diciembre). *MIBGAS IBHYX, el primer índice ibérico del precio del hidrógeno renovable se publica a partir de hoy*.

<https://www.mibgas.es/es/news/mibgas-ibhyx-el-primer-indice-iberico-del-precio-del-hidrogeno-renovable-se-publica-partir-de>

Ministerio de Hacienda. (2025, Enero). *NEXT GENERATION EU*.

<https://www.hacienda.gob.es/es-ES/CDI/Paginas/FondosEuropeos/Fondos-relacionados-COVID/Next-Generation.aspx>

Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (2020a). *Estrategia de descarbonización a largo plazo 2050*.

https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/cambio-climatico/planes-y-estrategias/ELP_2050.pdf

Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (2020b). *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. (2020c). *Plan nacional de adaptación al cambio climático 2021-2030*.

https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/cambio-climatico/temas/impactos-vulnerabilidad-y-adaptacion/pnacc-2021-2030_tcm30-512163.pdf

Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (2023, 30 de noviembre). *El MITECO adjudica los 150 millones de la segunda edición de H2 pioneros a 12 nuevos proyectos innovadores de hidrógeno renovable*. [Nota de prensa].

<https://www.miteco.gob.es/es/prensa/ultimas-noticias/2023/11/miteco-adjudica-150-millones-segunda-edicion-h2-pioneros-12-nuevos-proyectos-hidrogeno-renovable.html>

Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (2024, 9 de julio). *El gobierno asigna 794 millones a siete proyectos de clústeres y tecnologías industriales de hidrógeno renovable del IPCEI Hy2Use*. [Nota de prensa].

<https://www.miteco.gob.es/es/prensa/ultimas-noticias/2024/julio/el-gobierno-asigna-794-millones-a-siete-proyectos-de-clusteres-y.html>

Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (2024). *Inventario nacional de emisiones a la atmósfera, Emisiones de gases de efecto invernadero*.

<https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/calidad-y-evaluacion-ambiental/temas/sistema-espanol-de-inventario-sei-/resumen-Inventario-CA-2025.pdf>

Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (2024). *Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (actualización 2023-2030)*.

https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/energia/files-1/pniec-2023-2030/PNIEC_2024_240924.pdf

Red Eléctrica (2025, Enero). *Datos de la estructura de la generación y la demanda*.

<https://www.ree.es/es/datos/aldia>

Reglamento (UE) 2023/2405, de 18 octubre, para la garantía de unas condiciones de competencia equitativas para un transporte aéreo sostenible, ReFuelEU Aviation (Parlamento Europeo y del Consejo, de 31 de octubre de 2023). https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=OJ:L_202302405

RMI. (2025, Abril). *The five dimensions of hydrogen*.

https://rmi.org/the-five-dimensions-of-hydrogen/?utm_source=chatgpt.com

Unión Española Fotovoltaica. (2024). *Forjando la transformación hacia la sostenibilidad* (Informe anual).

<https://www.unef.es/en/recursos-informes?idMultimediaCategoria=18>

Declaración de Uso de Herramientas de Inteligencia Artificial Generativa

Por la presente, yo, Javier Urdiain Hernández, estudiante del grado en Administración y Dirección de Empresas de la Universidad Pontificia Comillas al presentar mi Trabajo Fin de Grado titulado " **Viabilidad del Hidrógeno Verde en el Mercado Español: Una Cuestión de Regulación y Economías de escala**", 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. **Referencias:** Usado conjuntamente con otras herramientas, como Science, para identificar referencias preliminares que luego he contrastado y validado.
2. **Corrector de estilo literario y de lenguaje:** Para mejorar la calidad lingüística y estilística del texto.
3. **Traductor:** Para traducir textos de un lenguaje a otro.

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: 04-06-2025

Firma: Javier Urdiain Hernández