



COMILLAS
UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

**DEMANDA DEL HIDRÓGENO VERDE EN ESPAÑA Y
POTENCIAL DE PENETRACIÓN EN EL HORIZONTE 2030.
CASO DE APLICACIÓN AL ANÁLISIS COSTE BENEFICIO DE
USOS DE HIDRÓGENO EN UNA REFINERÍA, EN LA INDUSTRIA
SIDERÚRGICA Y EN LA INDUSTRIA QUÍMICA**

Autor: Mario Cavestany García-Matres

Director: Daniel Fernández Alonso

En Madrid a 9 de Julio de 2022

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título: **Demanda del hidrógeno verde en España y potencial de penetración en el horizonte 2030. Caso de aplicación al análisis coste beneficio de usos de hidrógeno en una refinería, en la industria siderúrgica y en la industria química**

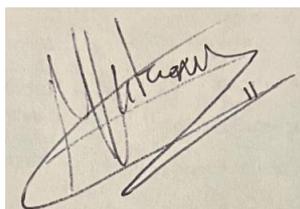
en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el

curso académico ...**2021-22**... es de mi autoría, original e inédito y

no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos. El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido tomada

de otros documentos está debidamente referenciada.

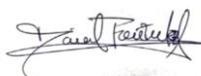
Fdo.: Mario Cavestany García-Matres Fecha: 09/ 07/ 2022



Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Daniel Fernández Alonso Fecha: 10/ 07/2022





**DEMANDA DEL HIDRÓGENO VERDE EN ESPAÑA Y
POTENCIAL DE PENETRACIÓN EN EL HORIZONTE 2030.
CASO DE APLICACIÓN AL ANÁLISIS COSTE BENEFICIO DE
USOS DE HIDRÓGENO EN UNA REFINERÍA, EN LA INDUSTRIA
SIDERÚRGICA Y EN LA INDUSTRIA QUÍMICA**

Autor: Mario Cavestany García-Matres

Director: Daniel Fernández Alonso

En Madrid a 9 de Julio de 2022

DEMANDA DEL HIDRÓGENO VERDE EN ESPAÑA Y POTENCIAL DE PENETRACIÓN EN EL HORIZONTE 2030. CASO DE APLICACIÓN AL ANÁLISIS COSTE BENEFICIO DE USOS DE HIDRÓGENO EN UNA REFINERÍA, EN LA INDUSTRIA SIDERÚRGICA Y EN LA INDUSTRIA QUÍMICA

Autor: Cavestany García- Matres, Mario.

Director: Fernández Alonso, Daniel.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

Introducción

El hidrógeno verde es un vector energético que juega un papel clave en la descarbonización de la economía. Es la solución para todos aquellos sectores o industrias difíciles de electrificar.

Para este trabajo se hizo un análisis del futuro del hidrógeno verde en España. Se analizó la demanda potencial, una estimación del coste de producción y el coste de transición a este nuevo combustible para las industrias. Este nuevo vector energético presenta muchas oportunidades para la descarbonización de la economía además de que trae muchas ventajas para España. Las principales oportunidades y ventajas definidas fueron las siguientes:

- La eliminación de emisiones en industrias difíciles de electrificar
- El desarrollo de tecnologías para la producción y distribución de España con tecnología “hecha en España” que nos puede posicionar como pioneros
- Potenciar las fuentes de energía renovable abaratando sus costes y haciéndolas más eficientes.
- La disminución de dependencia energética con otros países
- Incrementar el porcentaje de energías renovables en el sistema eléctrico español

Metodología

El principal objetivo de este proyecto es analizar la competitividad del hidrogeno verde en 2030 en el sector de la industria, más concretamente, en la industria del refino, la industria siderúrgica y la industria química. La competitividad se midió a partir del coste

de transición del hidrogeno gris consumido por estas industrias, al hidrógeno verde. Para ello, lo primero que se hizo fue analizar el consumo actual de hidrógeno, la demanda potencial para 2030 y los costes de producción de tanto hidrógeno gris como verde.

En España se consumen en torno a 500.000 toneladas de hidrógeno gris al año repartidas entre las industrias como se puede ver en la figura 1.

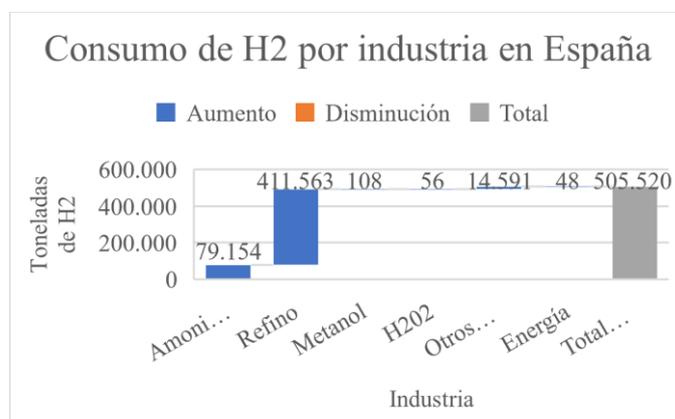


Figura 1. Consumo de H2 en España por industria

Fuente: Elaboración propia

La industria del refino acapara el 70% del consumo total de hidrógeno (350.000 toneladas equivalentes a 525 millones de €), la química un 25% (125.000 toneladas equivalentes a 187,5 millones de €) y la industria siderúrgica el 5% restante (25.000 toneladas equivalentes a 37,5 millones de €).

En cuanto a los costes, según un estudio realizado por la Asociación Española de Cogeneración, los costes de producción de hidrogeno 100% libre de emisiones varían en funcion de 3 variables: El coste de la electricidad, el CAPEX y las horas de funcionamiento del electrolizador. El coste del hidrógeno se mide a través del LCOH (*Levelised Cost of Hydrogen*) el LCOH es lo mismo que el LCOE (*Lvelised Cost of Energy*) pero para el hidrógeno. El LCOE recoge el coste actual total construir y operar un planta de generación de energía durante toda su vida útil. Los costes que tiene en cuenta son: los gastos de inversión anuales, los costes de operación y mantenimiento y el coste del combustible. Sirve para comparar los costes de distintas fuentes de energía. En la Figura 2 se puede ver el impacto cuantitativo que tienen cada una de estas variables en el LCOH.

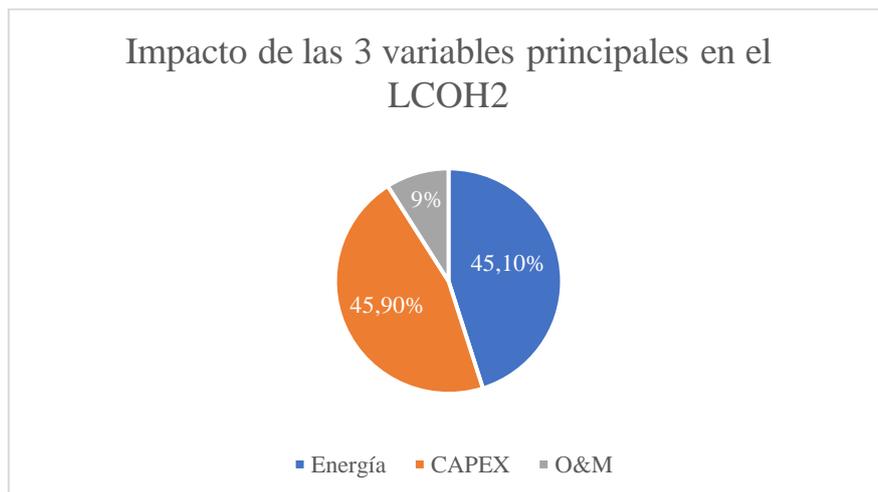


Figura 2. Desglose del coste nivelado de producción de hidrógeno renovable

Fuente: Elaboración propia

Por último, se llegó al precio por kilogramo de hidrógeno gris como verde en la década de 2020 y la de 2030 como se puede ver en la Figura 3.

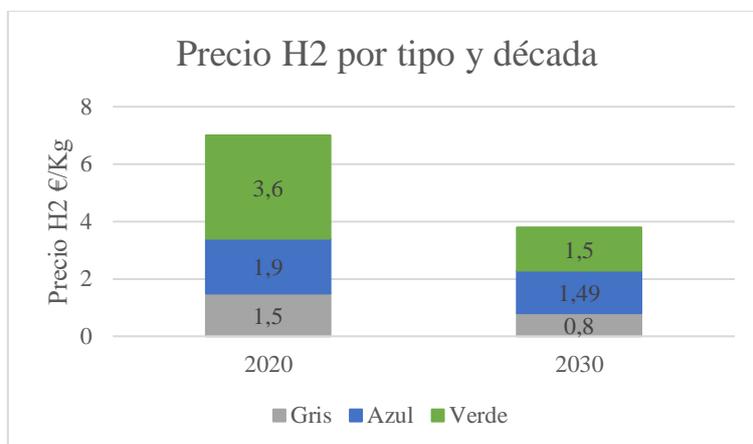


Figura 3. Coste de producción de hidrógeno por tipo de hidrógeno en la actualidad y su estimación en 10 años

Fuente: Elaboración propia

Habiendo definido ya los costes actuales y futuros junto con el consumo de hidrógeno por cada una de las 3 industrias analizadas se calculó el coste de transición. Para llegar a este resultado se multiplicó (tanto para 2022 como para 2030) el total de toneladas por el precio correspondiente de cada tipo de hidrógeno. Con esta operación se obtuvo el precio total que asumía cada industria, representado para una industria en las figuras 4 y 5 para un mejor entendimiento. Por último, para llegar al coste de transición simplemente se restaron el coste total de consumo en hidrógeno verde menos el coste total de consumo en hidrógeno gris.

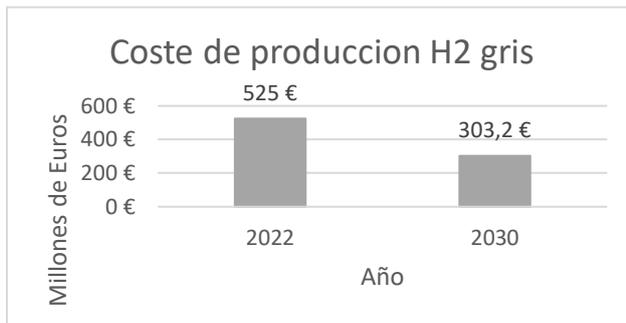


Figura 5. Coste H2 gris en la industria del refino

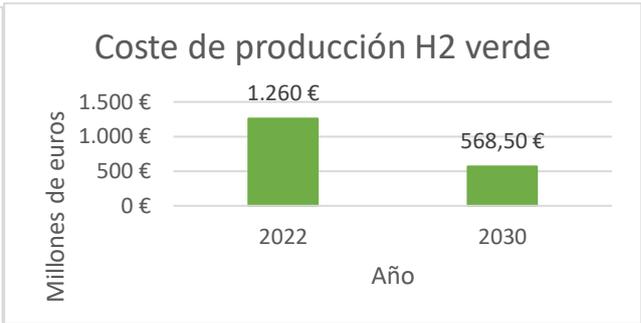


Figura 6. Coste H2 verde en la industria del refino

Fuente: Elaboración propia (para ambas)

Resultados obtenidos y conclusiones

Una vez obtenidas todas las variables necesarias para obtener los costes de transición en cada industria se obtuvieron los siguientes resultados:

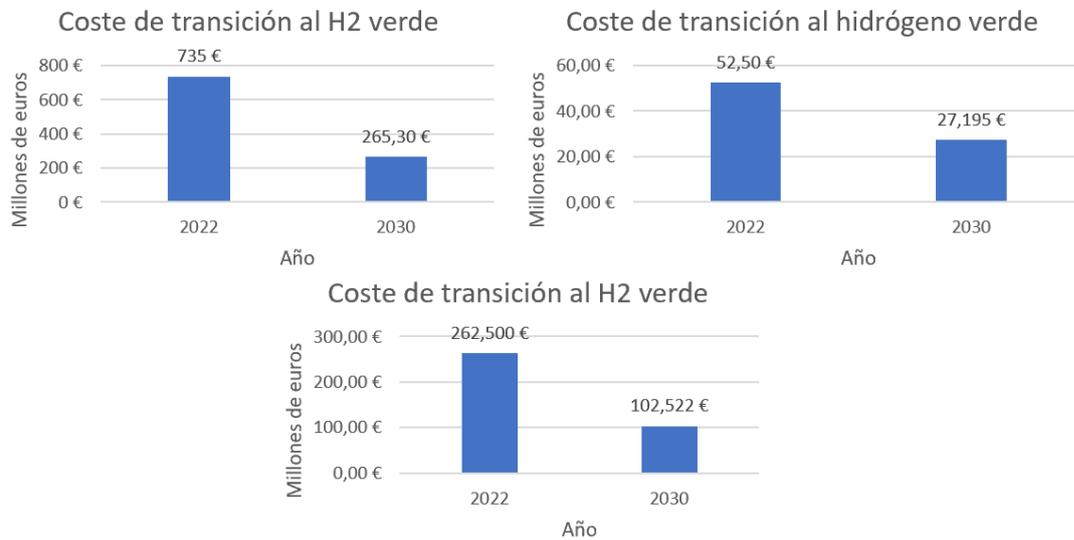


Figura 7. Costes de transición en las 3 industrias estudiadas

Fuente: Elaboración propia

Como se puede ver, para las 3 industrias los costes de transición para 2022 son muy elevados pero para 2030 todos tienen una bajada superior al 50%. La principal conclusión que se saca de este análisis es que el hidrógeno renovable aun supone una alta inversión ahora mismo. Pero viendo la tendencia de los precios para los próximos 8 años, y no solo para los siguientes 8, sino también apuntando a 2050, las energías renovables, los electrolizadores y todo el tema de logística de hidrógeno estará infinitamente más desarrollado provocando que ese coste de transición baje todavía más. Con la cantidad de

proyectos e iniciativas que se están impulsando en España se conseguirá hacer del hidrógeno verde un combustible muy competitivo con otros. Sin embargo para llegar a esto, el precio debe de bajar todavía más y la forma de hacerlo es: bajando el coste de la electricidad, mejorando la tecnología de los electrolizadores e impulsando la demanda de hidrógeno.

Para el futuro del hidrógeno descarbonizado, hay actualmente 3 escenarios que puede seguir desde 2020 hasta 2030. El primer escenario, el base, es que la demanda del hidrógeno verde se expandirá en centros de materia prima y transporte. En el escenario 2, el consumo de hidrógeno crecerá debido a la agrupación de la demanda y una reducción de costes en la producción (aprox. 2-3 euros/kg en 2030 y aprox. 2 euros/kg en 2050). Y por último, en el escenario 3, la demanda será mayor gracias una reducción mayor de los costes (aprox. 2 euros/Kg en 2030 y aprox. 1 euro/kg en 2050). Esta demanda de hidrógeno verde por escenario se reúne en la siguiente figura:

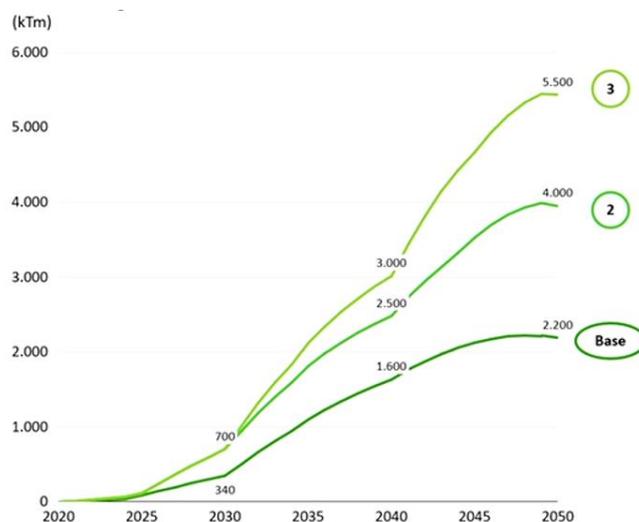


Figura 8. Demanda de H2 verde por escenario

Fuente: Estudios de diversas firmas de consultoría: Deloitte, PWC, RolandBerger, AdL

Esta figura afirma lo que se ha estudiado en este trabajo. Los costes de hidrógeno verde bajarán notablemente cerca de 2030 y más aún para 2050. Esto provoca un aumento de la demanda y como se ve en el gráfico, ese aumento es casi exponencial. Además afirma los resultados obtenidos en cuanto al coste de transición, se ve una tendencia clara en que bajarán a medida que pasen los años. El hidrógeno verde será muy competitivo con otros combustibles y será la pieza clave para la descarbonización de los sectores imposibles de electrificar.

GREEN HYDROGEN DEMAND IN SPAIN AND PENETRATION POTENTIAL IN THE 2030 HORIZON. CASE OF APPLICATION TO THE COST-BENEFIT ANALYSIS OF HYDROGEN USES IN A REFINERY, IN THE IRON AND STEEL INDUSTRY AND IN THE CHEMICAL INDUSTRY.

Author: Cavestany García- Matres, Mario.

Director: Fernández Alonso, Daniel.

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

ABSTRACT

Introduction

Green hydrogen is an energy vector that plays a key role in the decarbonization of the economy. It is the solution for all those sectors or industries that are difficult to electrify.

For this project, an analysis of the future of green hydrogen in Spain was made. The potential demand, an estimate of the production cost and the cost of transition to this new fuel for industries were analyzed. This new energy vector presents many opportunities for the decarbonization of the economy and brings many advantages for Spain. The main opportunities and advantages defined were the following:

- The elimination of emissions in industries difficult to electrify.
- The development of technologies for production and distribution in Spain with "made in Spain" technology that can position us as pioneers.
- To promote renewable energy sources by reducing their costs and making them more efficient.
- Reducing energy dependence on other countries
- Increasing the percentage of renewable energies in the Spanish electricity system.

Methodology

The main objective of this project is to analyze the competitiveness of green hydrogen in 2030 in the industry sector, more specifically, in the refining industry, the steel industry and the chemical industry. Competitiveness was measured based on the cost of transition from gray hydrogen consumed by these industries to green hydrogen. The first step was

to analyze the current hydrogen consumption, the potential demand for 2030 and the production costs of both gray and green hydrogen.

In Spain, around 500.000 tons of gray hydrogen are consumed per year, distributed among industries as shown in Figure 1.

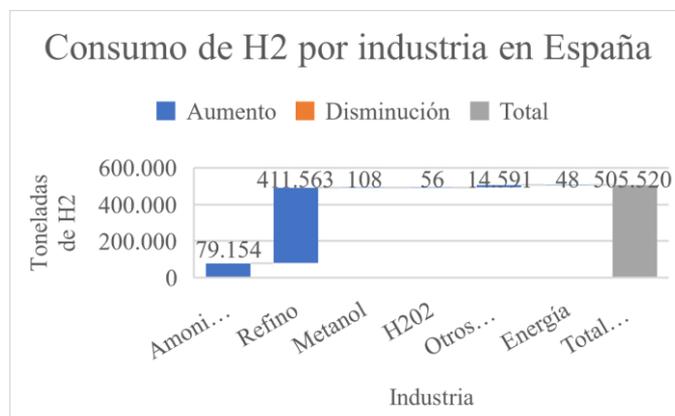


Figure 1. Hydrogen consumption in Spain per industry

Source: own elaboration

The refining industry accounts for 70% of total hydrogen consumption (350.000 tons equivalent to 525 million euros), the chemical industry for 25% (125.000 tons equivalent to 187,5 million euros) and the steel industry for the remaining 5% (25.000 tons equivalent to 37,5 million euros).

In terms of costs, according to a study carried out by the Spanish Cogeneration Association, the costs of producing 100% emission-free hydrogen vary according to 3 variables: the cost of electricity, CAPEX and electrolyzer operating hours. The cost of hydrogen is measured through the LCOH (Levelised Cost of Hydrogen) the LCOH is the same as the LCOE (Levelised Cost of Energy) but for hydrogen. The LCOE is the total current cost to build and operate a power plant during its entire lifetime. The costs taken into account are: annual investment costs, operation and maintenance costs and fuel costs. It is used to compare the costs of different energy sources. Figure 2 shows the quantitative impact of each of these variables on the LCOH (Levelised Cost of Hydrogen).

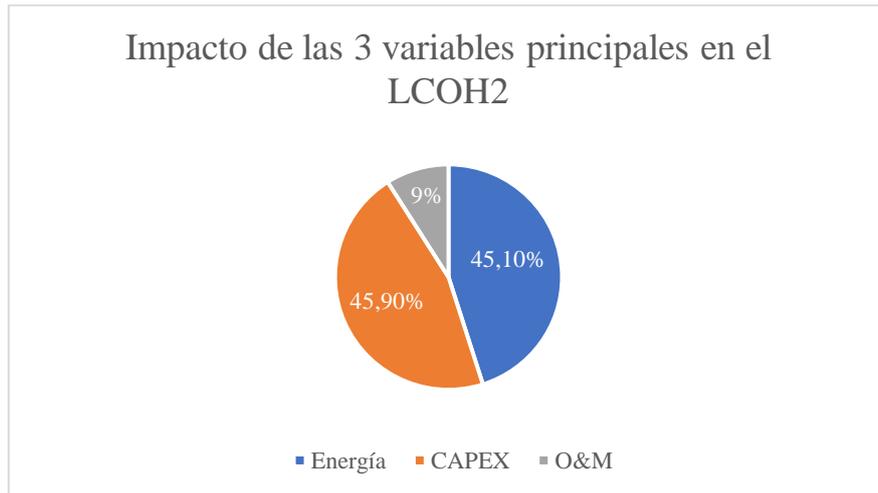


Figure 2. Breakdown of levelized cost of renewable hydrogen production

Source: Own elaboration

Finally, the price per kilogram of gray and green hydrogen was arrived at in the 2020s and 2030s as shown in Figure 3.

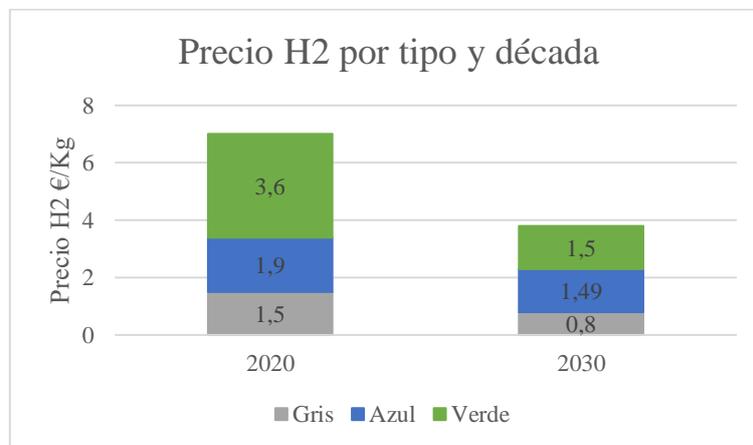


Figure 3. Cost of hydrogen production by type of hydrogen at present and estimated in 10 years

Source: Own elaboration

Having already defined the current and future costs together with the hydrogen consumption for each of the 3 industries analyzed, the transition cost was calculated. To arrive at this result, the total tons were multiplied (for both 2022 and 2030) by the corresponding price of each type of hydrogen. With this operation, the total price assumed by each industry was obtained, represented for an industry in Figures 4 and 5 for a better understanding. Finally, to arrive at the transition cost, we simply subtracted the total cost of green hydrogen consumption minus the total cost of gray hydrogen consumption.

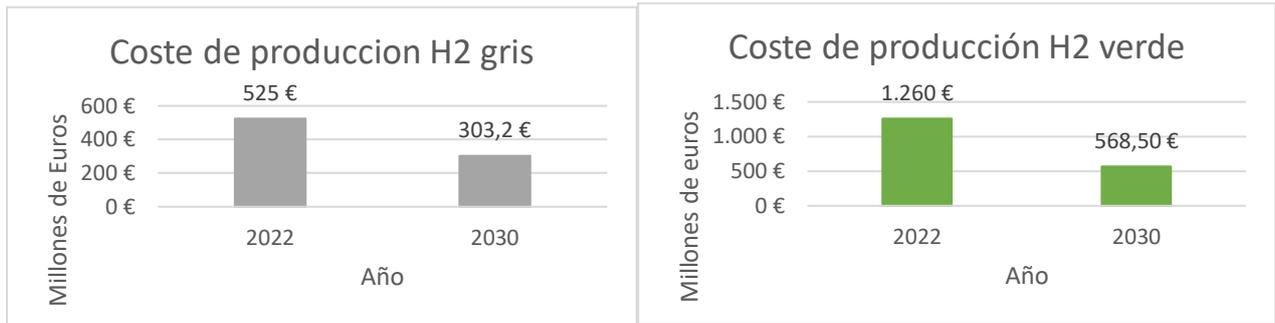


Figure 5. Grey H2 cost in refining industry

Figure 6. Green H2 cost in refining industry

Source: Own elaboration (for both)

Results and conclusions

Once all the variables necessary to obtain the transition costs in each industry were obtained, the following results were obtained:

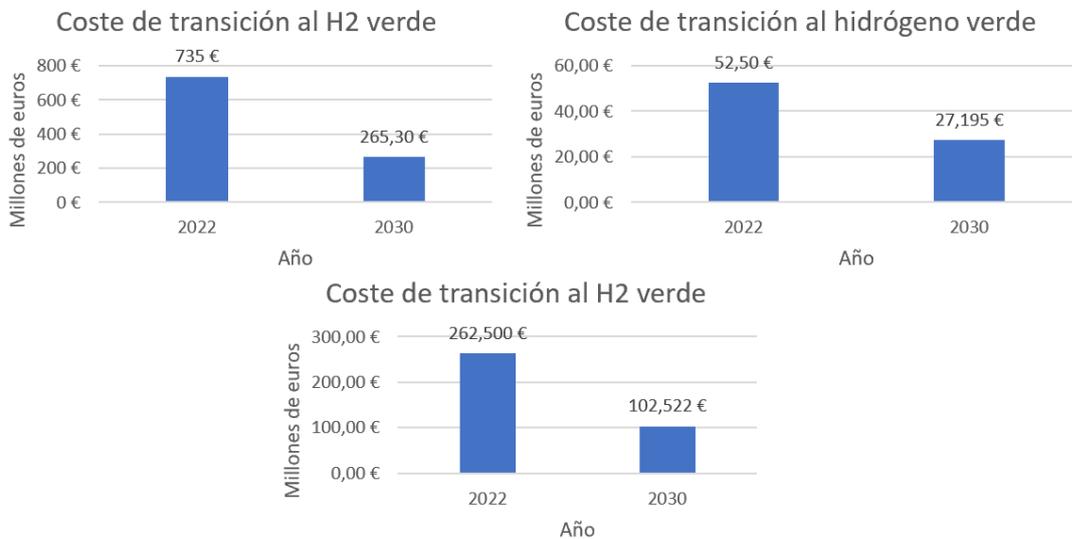


Figure 7. Transition costs in the 3 industries studied

Source: Own elaboration

As can be seen, for all 3 industries the transition costs for 2022 are very high but by 2030 they all have a drop of more than 50%. The main conclusion to be drawn from this analysis is that renewable hydrogen is still a high investment right now. But looking at the price trend for the next 8 years, and not only for the next 8 years, but also pointing to 2050, renewables, electrolyzers and the whole issue of hydrogen logistics will be infinitely more developed causing that transition cost to go down even more. With the number of projects and initiatives that are being promoted in Spain, green hydrogen will

become a very competitive fuel with others. However, to achieve this, the price must come down even further and the way to do it is: lowering the cost of electricity, improving the technology of electrolyzers and boosting the demand for hydrogen.

For the future of decarbonized hydrogen, there are currently 3 scenarios that can be followed from 2020 to 2030. The first scenario, the base scenario, is that demand for green hydrogen will expand in feedstock and transportation hubs. In scenario 2, hydrogen consumption will grow due to demand pooling and a cost reduction in production (approx. 2-3 €/kg in 2030 and approx. 2 €/kg in 2050). And finally, in scenario 3, demand will be higher due to a further reduction in costs (approx. 2 €/kg in 2030 and approx. 1 €/kg in 2050). This demand for green hydrogen by scenario is summarized in the figure below:

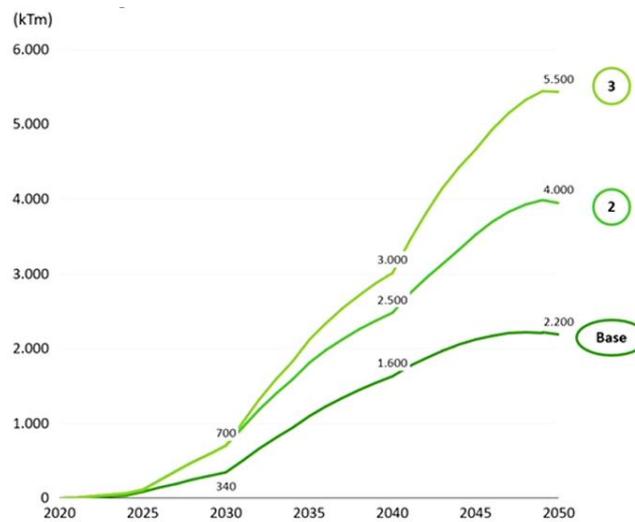


Figura 8. H2 demand per scenario

Source: Consulting firms studies: Deloitte, PWC, RolandBerger, AdL

This figure affirms what has been studied in this paper. Green hydrogen costs will drop significantly around 2030 and even more so by 2050. This leads to an increase in demand and as seen in the graph, this increase is almost exponential. It also affirms the results obtained in terms of transition cost, there is a clear trend that they will go down as the years go by. Green hydrogen will be very competitive with other fuels and will be the key piece for the decarbonization of the sectors impossible to electrify.

ÍNDICE

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN	23
CAPÍTULO 2. ESTADO DEL ARTE	24
2.1 PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO VERDE	24
2.2 APLICACIONES DEL HIDRÓGENO	29
2.3. ALMACENAMIENTO Y TRANSPORTE	33
CAPÍTULO 3. HOJA DE RUTA A NIVEL EUROPEO	37
CAPÍTULO 4. HOJA DE RUTA A NIVEL NACIONAL	39
4.1 OPORTUNIDADES PARA ESPAÑA	39
4.2. VISIÓN 2030	41
4.3. PRINCIPALES PROYECTOS E INICIATIVAS DE HIDRÓGENO EN ESPAÑA	44
CAPÍTULO 5. COSTE HIDRÓGENO VERDE EN 2030	50
5.1. CONSUMO ACTUAL DE HIDRÓGENO	50
5.2. COSTES DE HIDRÓGENO	52
CAPÍTULO 6. COSTES DE TRANSICIÓN AL HIDRÓGENO VERDE EN LAS PRINCIPALES INDUSTRIAS	56
6.1. METODOLOGÍA	56
6.2. INDUSTRIA DEL REFINO	57
6.3. INDUSTRIA SIDERÚRGICA	60
6.4. INDUSTRIA QUÍMICA	63
CAPÍTULO 7. COMPETITIVIDAD HIDRÓGENO 2030	67
CAPÍTULO 8. ALINEACIÓN CON LOS ODS	69
CAPÍTULO 9. BIBLIOGRAFÍA	70

ÍNDICE DE FIGURAS

- Figura 1. Consumo de H2 en España por industria
- Figura 2. Desglose del coste nivelado de producción de hidrógeno renovable
- Figura 3. Coste de producción de hidrógeno por tipo de hidrógeno en la actualidad y su estimación en 10 años
- Figura 5. Coste H2 gris en la industria del refino
- Figura 6. Coste H2 verde en la industria del refino
- Figura 7. Costes de transición en las 3 industrias estudiadas
- Figura 8. Demanda de H2 verde por escenario
- Figura 2.1.1 Procesos de producción de hidrógeno que requieren de energía térmica
- Figura 2.2.2 Procesos de producción de hidrógeno que requieren de electricidad.
- Figura 2.1.3. Esquema de un electrolizador
- Figura 2.1.4. Características tecnoeconómicas de diferentes tecnologías de electrolizadores
- Figura 2.2.1. Trayectorias de competitividad de las aplicaciones de hidrógeno
- Figura 2.2.2. Diagrama de una pila de combustible
- Figura 2.2.3. Tipos de pilas de combustible
- Figura 2.3.1. Costes de transporte de hidrógeno en función de la distancia y volumen
- Figura 4.2.1. Consumo energético en España
- Figura 4.2.2. Objetivos de España para 2030
- Figura 4.3.1. Esquema de la planta de Puertollano
- Figura 4.3.2. Proyectos de hidrógeno de Endesa en España
- Figura 4.3.3. Esquema del sistema del proyecto Deep Purple
- Figura 4.3.4. Ubicación de las hidrogeneras que planifica montar Naturgy antes de 2025
- Figura 5.1.1. Consumo de H2 en España por industria
- Figura 5.1.2. Distribución de la producción de H2
- Figura 5.2.1. Coste de producción de hidrógeno por tipo de hidrógeno en la actualidad y su estimación en 10 años
- Figura 5.2.2. Desglose del coste nivelado de producción de hidrógeno renovable
- Figura 5.2.3. Coste de producción H2 con electrólisis PEM en 2030
- Figura 5.2.4. Costes de producción y logística de H2 en 2030 en función de los diferentes casos de producción
- Figura 6.2.1. Coste de hidrógeno gris por año
- Figura 6.2.2. Coste de hidrógeno verde por año
- Figura 6.2.3. Coste de transición al hidrógeno verde en la industria del refino
- Figura 6.3.1. Coste de producción H2 gris por año
- Figura 6.3.2. Coste de producción H2 verde por año
- Figura 6.3.3. Coste de transición al H2 verde en la industria siderúrgica
- Figura 6.4.1. Coste de producción hidrógeno gris por año
- Figura 6.4.2. Coste de producción hidrógeno verde por año
- Figura 6.4.3. Coste de transición al hidrógeno verde en la industria química
- Figura 7.1. Demanda de H2 verde por escenario

ÍNDICE DE TABLAS

- Tabla 2.1.1 Valores teóricos de energía necesaria y eficiencia de la electrólisis en función de la presión y la temperatura
- Tabla 6.2.1. Consumo de H₂ gris en la industria del refino por proceso de producción y por año
- Tabla 6.2.2. Coste de H₂ gris en la industria del refino por año
- Tabla 6.2.3. Coste de hidrógeno verde en la industria del refino por año
- Tabla 6.2.4. Coste de transición al hidrógeno verde en la industria del refino
- Tabla 6.3.1. Consumo de H₂ gris en la industria siderúrgica
- Tabla 6.3.2. Coste de H₂ gris en la industria siderúrgica por año
- Tabla 6.3.3. Coste de H₂ verde en la industria siderúrgica
- Tabla 6.3.4. Coste de transición al hidrógeno verde en la industria siderúrgica
- Tabla 6.4.1. Consumo de H₂ gris en la industria química
- Tabla 6.4.2. Coste de H₂ gris en la industria química por año
- Tabla 6.4.3. Coste de hidrógeno verde en la industria química
- Tabla 6.4.4. Coste de transición al hidrógeno verde en la industria química

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN

El hidrógeno es el elemento más abundante del planeta, estando presente en más de un 75% de la materia [1]. El problema es que no se encuentra por sí sólo por lo que para obtenerlo hacen falta procesos de extracción que requieren energía. La obtención de este elemento (de forma 100% libre de emisiones) supone una de las piezas claves para llevar a cabo la descarbonización de la economía, no solo en España sino en toda Europa y resto del mundo.

En función de la materia prima de la cual se obtiene el hidrógeno y de las emisiones de CO₂ durante su proceso de producción hay tres tipos de hidrógeno:

- **Hidrógeno gris:** Es el más utilizado hoy en día, producido a partir de gas natural. En su proceso de producción no se realiza ningún tipo de captura de emisiones de CO₂ por lo que poco a poco va disminuyendo su uso.
- **Hidrógeno azul:** Se produce a partir de la misma materia prima que el gris, sin embargo, durante el proceso de producción de hidrógeno azul sí que se realiza algo de captura de emisiones que son almacenadas o reutilizadas.
- **Hidrógeno verde:** opción renovable y libre de emisiones, producido por electrólisis, a partir del agua y la electricidad procedente de fuentes renovables. También se podría incluir como verde, el hidrógeno proveniente del reformado de biogás o biomasa siempre y cuando cumpla los requisitos de sostenibilidad.

El hidrógeno no es una fuente de energía primaria ya que no se encuentra en la naturaleza como tal. Para obtenerlo, se necesita un proceso que consuma energía y salvo el del hidrógeno verde, los procesos todavía no están al 100% libres de emisiones. El hidrógeno se diferencia de la electricidad en cuanto a que es capaz de almacenar la energía y dispensarla en función de la demanda.

CAPÍTULO 2. ESTADO DEL ARTE

2.1 PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO VERDE

El hidrógeno verde, como ya se ha mencionado, es el que se obtiene a partir de energías renovables, siendo sus materias primas el agua, el biogás o la biomasa. El hidrógeno se puede producir a través de procesos térmicos, electroquímicos y biológicos. En las siguientes figuras se pueden ver las cadenas de producción de hidrógeno para los diferentes procesos en función de si necesitan energía térmica o electricidad.

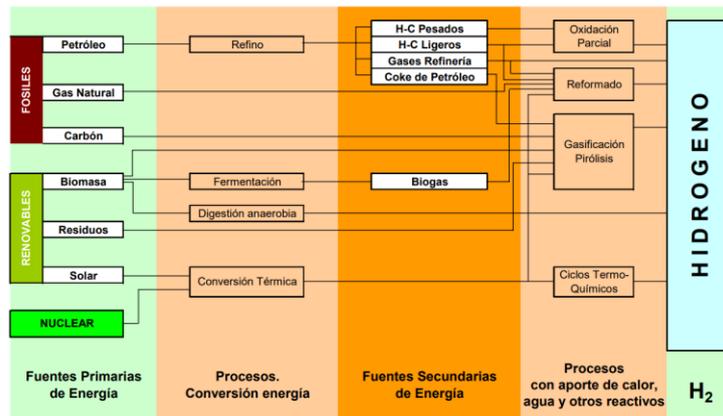


Figura 2.1.1 Procesos de producción de hidrógeno que requieren de energía térmica

Fuente: [4]

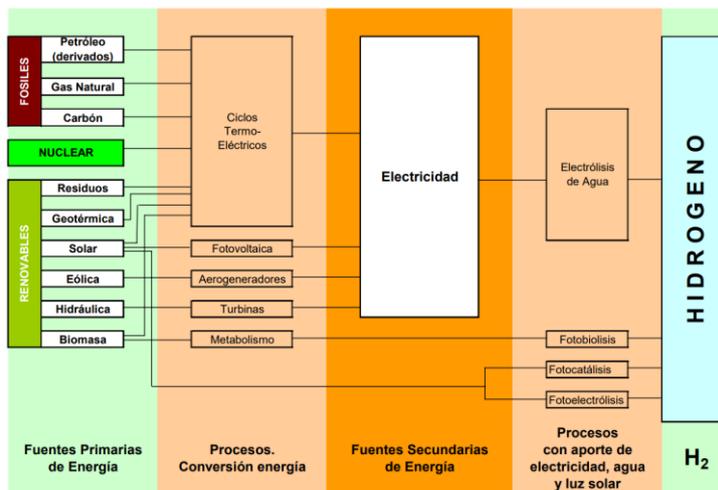


Figura 2.2.2 Procesos de producción de hidrógeno que requieren de electricidad.

Fuente: [4]

Para este trabajo, se analizará solo la producción de hidrógeno renovable a partir del agua y la biomasa. El hidrógeno a partir del agua se puede obtener mediante tres procesos

diferentes: la electrólisis, la fotoelectrólisis y la descomposición del agua por ciclos termo-químicos. A partir de la biomasa, mediante la gasificación de la biomasa y la fotobiólisis.

Electrólisis

La electrólisis es el proceso más utilizado actualmente en la producción de hidrógeno verde. Es un proceso por el cual se consigue la separación de la molécula del agua en oxígeno e hidrógeno mediante la aplicación de electricidad.



La gran ventaja que ofrece este proceso es que al ser necesaria la participación de electricidad, se puede utilizar cualquier fuente primaria de energía para la producción de hidrógeno. Por lo general, estas fuentes de energía suelen provenir de fuentes renovables. Sin embargo, hay una desventaja, que es que la molécula del agua es muy estable por lo que la energía que hay que aportar para separarla es grande, en concreto, 286,45 kJ/mol a 25°C. Una solución ante este problema es elevar la temperatura de trabajo. Al elevar la temperatura aunque la energía total aumente, se consigue sustituir parte de la electricidad necesaria en calor.

Presión (bar)	Temperatura (°C)	Electricidad necesario (GJ/GJ H2)	Calor necesario (GJ/GJH2)	Energía total necesaria (GJ/GJ H2)	Eficiencia (%)
1	25	0,98	0,2	1,18	84,6
1	1000	0,74	0,63	1,37	73,1
400	25	1,07	0,2	1,27	78,6

Tabla 2.1.1 Valores teóricos de energía necesaria y eficiencia de la electrólisis en función de la presión y la temperatura

Fuente: Elaboración propia

Por otro lado, mirando a la tabla 2.1 se puede observar que al operar a altas presiones, la electricidad necesaria aumenta pero se pueden evitar costes de compresión de hidrógeno. Por último, se puede ver como resulta más eficiente trabajar a presión alta y baja temperatura que a alta temperatura y baja presión. Esto es relevante a la hora de diseñar sistemas de suministro de hidrógeno. En estos sistemas no solo hay que tener en cuenta el coste de electricidad y del electrolizador, si no también los costes de compresión y almacenamiento.

Para lograr la división de la molécula de agua se utiliza un dispositivo llamado electrolizador. Un electrolizador consiste en un apilamiento de electrodos conductores separados por una membrana. Se les aplica un voltaje e intensidad elevados lo que provoca una corriente eléctrica en el agua que logra la descomposición de la molécula.

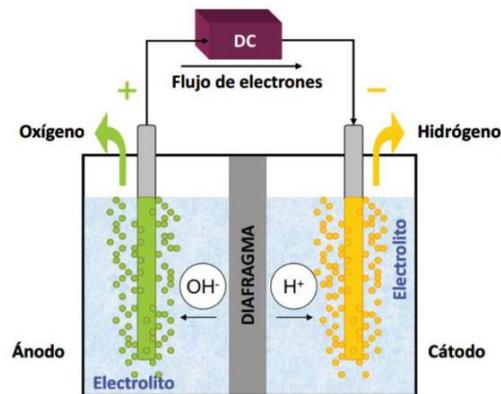


Figura 2.1.3. Esquema de un electrolizador

Fuente: [5]

Hay diferentes tipos de electrolizadores dependiendo de su tamaño y su función:

- **Electrolizador alcalino:** El electrolito es una solución líquida formada por hidróxido de potasio o de sodio y agua. El hidrógeno se produce en una celda formada por un ánodo, un cátodo y una membrana. Estas celdas están montadas en serie para incrementar la producción de hidrógeno y oxígeno de forma simultánea. Es el electrolizador más antiguo, no requiere metales nobles pero es muy voluminoso y el hidrógeno obtenido es de pureza media.
- **Electrolizador de una membrana de intercambio de protones (PEM):** Estos electrolizadores utilizan un electrolito polimérico sólido. Son los más populares ya que producen hidrógeno de alta pureza y son fáciles de refrigerar. Además, son los que mejor se adaptan a la variedad de energías renovables.
- **Electrolizador de óxido sólido (SOEC):** Los electrolizadores SOEC funcionan a temperaturas muy altas (entre 500°C y 800°C) y son los que más potencial tienen en términos de eficiencia. Utiliza un metal cerámico sólido como electrolito y tecnológicamente es menos desarrollado que los anteriores.

	Electrolizador alcalino			Electrolizador PEM			Electrolizador SOEC		
	Hoy	2030	Largo plazo	Hoy	2030	Largo plazo	Hoy	2030	Largo plazo
Eficiencia eléctrica (% PCI)	63-70	65-71	70-80	56-60	63-68	67-74	74-81	77-84	77-90
Presión de operación (bar)	1-30			30-80			1		
Temperatura de operación (°C)	60-80			50-80			650 1 000		
Vida media del stack (horas de funcionamiento)	60 000 90 000	90 000 100 000	100 000 150 000	30 000 90 000	60 000 90 000	100 000 150 000	10 000 30 000	40 000 60 000	75 000 100 000
Rango de carga (% relativo a carga nominal)	10-110			0-160			20-100		
Superficie ocupada (m ² /kW _e)	0.095			0.048					
CAPEX (\$/kW _e)	500 1 400	400 850	200 700	1 100 1 800	650 1 500	200 900	2 800 5 600	800 2 800	500 1 000

Figura 2.1.4. Características tecnoeconómicas de diferentes tecnologías de electrolizadores.

Fuente: [7]

Fotoelectrólisis

La fotoelectrólisis es un proceso muy similar a la electrólisis. La única diferencia es que en este proceso la energía aportada proviene de sistemas fotovoltaicos. En este método se utilizan los fotoelectrolizadores. Estos dispositivos no están conectados a la red eléctrica ya que cuentan con un sistema de generación de energía fotovoltaica a la vez que con uno de producción de hidrógeno. Gracias a este proceso se puede suministrar electricidad y un combustible, hidrógeno.

Descomposición del agua por ciclos termo-químicos

El uso de energía térmica para la descomposición de la molécula de agua tiene la ventaja de reducir el consumo de electricidad necesario para la producción de hidrógeno. Para descomponer la molécula de agua térmicamente se necesitan temperaturas por encima de los 2500°C, una temperatura inviable de alcanzar en la práctica. Los ciclos termo-químicos consisten en una serie de procesos por los cuales se logra reducir esa temperatura y conseguir la separación de la molécula. La aportación de energía térmica es a través de fuentes internas por lo que se aprovecha el calor residual de plantas que requieren temperaturas elevadas para su funcionamiento. Los ciclos más utilizados son los ciclos SI (basados en la familia del azufre y del yodo) y los ciclos UT-3.

Gasificación de la biomasa

La gasificación es un proceso termo-químico mediante el cual el combustible, biomasa en este caso, es transformado en gas. En función de si la gasificación se realiza con oxígeno o aire y el tipo de biomasa, se consigue un gas con componentes distintos. Por lo general, el gas producido después de este proceso contiene CO, H₂, CH₄, CO₂ y N₂. Uno de los principales problemas de este proceso es la formación de alquitranes.

Fotobiólisis

La fotobiólisis es un proceso en investigación todavía que consiste en la producción de hidrógeno a partir de algas verdes y cianobacterias. Estos organismos son capaces de liberar hidrógeno con la aportación de luz solar.

2.2 APLICACIONES DEL HIDRÓGENO

El hidrógeno dota de muchas aplicaciones ya sea como fuente energética, como combustible y como materia prima. En la figura 3.1, se puede ver que las principales aplicaciones del hidrógeno son la cogeneración de calor y electricidad para edificios e industrias, el transporte y las aplicaciones industriales. También se puede ver la trayectoria de competitividad que tendrán estas aplicaciones a lo largo del tiempo. El hidrógeno además puede ser utilizado para la descarbonización de la red de gas natural.

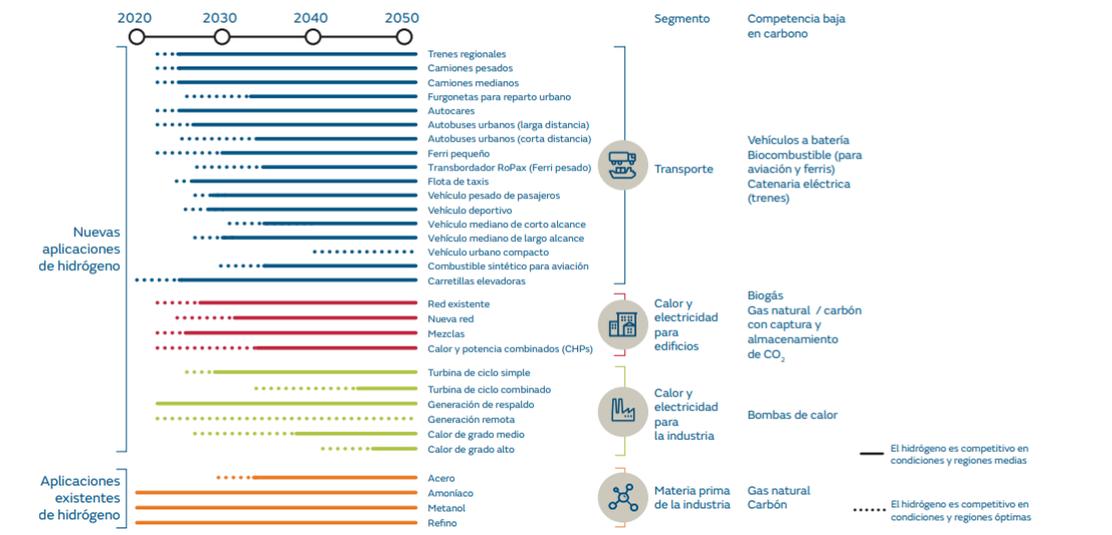


Figura 2.2.1. Trayectorias de competitividad de las aplicaciones de hidrógeno

Fuente: [8]

➤ Aplicaciones industriales

Actualmente en España se utilizan en torno a 500.000 toneladas de hidrógeno al año, sin embargo, este hidrógeno es gris en prácticamente su totalidad. Esta gran cantidad de hidrógeno utilizada, de ser sustituida por hidrógeno verde o renovable, supondría un gran paso adelante en la descarbonización del sector. En la actividad industrial es complicado utilizar procesos renovables como la electricidad debido a la alta necesidad energética en sus procesos. Por ello, el hidrógeno es la solución. En la industria se utilizan principalmente para las plantas de fabricación de productos industriales y en las refinerías. En primer lugar, en la industria del refino se utiliza para los procesos de eliminación de impurezas del petróleo crudo. En la industria química, para la producción de productos químicos como el amoníaco o

el metanol. Por último, en la industria siderúrgica en la elaboración de aceros y aleaciones.

➤ **Integración sectorial**

El hidrógeno verde o renovable también puede ser usado como una herramienta para la integración de sectores energéticos. Estos sectores son: el almacenamiento energético (tanto a largo como a corto plazo), el sector eléctrico, el sector gasista (inyección de hidrógeno a la red gasista actual, aumentando así la integración de los sectores energéticos) y por último la economía circular (al producir hidrógeno a través de biomasa o biogás se ayuda a la utilización de residuos agrarios o industriales).

➤ **Movilidad**

El hidrógeno en la movilidad principalmente se usa a través de pilas de combustible (explicadas en el siguiente punto). Al utilizar pilas de combustible junto con baterías en vehículos se supera a los vehículos eléctricos de baterías eléctricas en el tiempo de recarga, la máxima autonomía (dos de los puntos más conflictivos con los actuales vehículos eléctricos) y el peso. En el transporte por carretera, el hidrógeno sale más rentable para vehículos pesados como camiones o autobuses. El transporte ferroviario es el más electrificado de todos en nuestro país aunque aun siguen existiendo trenes impulsados por locomotoras diésel. En este caso, el hidrógeno solo es conveniente cuando la electrificación no es viable. En el transporte marítimo el hidrógeno se puede usar no solo para las embarcaciones si no también en la maquinaria utilizada en los puertos de carga. Por último, el hidrógeno, o mejor dicho, las pilas de hidrógeno también tienen aplicación en la aviación. Al igual que en el sector marítimo, sus aplicaciones valen tanto como para la propulsión como para la maquinaria usada en aeropuertos.

➤ **Pila de combustible**

Otra aplicación para el hidrógeno es la pila de combustible. La pila de combustible es un dispositivo con un esquema muy parecido al del electrolizador que, a partir de reacciones químicas es capaz de transformar energía química almacenada en un combustible (hidrógeno en este caso) en energía eléctrica. La reacción que se produce en el interior se realiza con hidrógeno como reactivo y por lo general oxígeno como elemento oxidante. Esta reacción da lugar a una corriente eléctrica que se saca a un circuito externo.

La pila de combustible o para este trabajo, pila de hidrógeno, como su nombre indica, es capaz de producir esta electricidad de forma continua siempre y cuando contenga hidrógeno almacenado en su interior. Sin embargo, como el oxidante (oxígeno) puede ser extraído del aire, no es necesario almacenarlo.

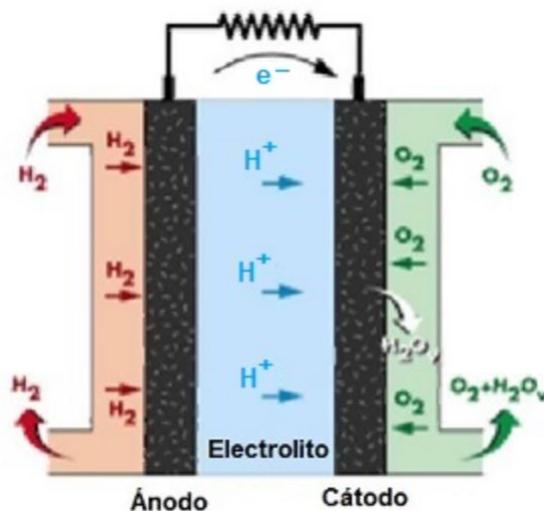


Figura 2.2.2. Diagrama de una pila de combustible

Fuente: [10]

Como se puede ver en la figura 3.2, la pila de combustible está formada por un ánodo, un cátodo y un electrolito. La forma en la que funciona es: primero el hidrógeno es inyectado por ánodo y se disocia en iones positivos y electrones. Por el otro cátodo entra el oxígeno extraído del aire y se disocia en iones negativos. Entre el ánodo y el cátodo se encuentra una membrana que además de separar los dos electrodos, actúa de electrolito. Permite el flujo de los iones positivos del ánodo al cátodo mientras los electrones circulan por el circuito externo generando

así la corriente eléctrica continua que es utilizada por ejemplo, para el accionamiento de un motor de un vehículo eléctrico. Finalmente, los electrones llegan al cátodo, se juntan con los protones que han circulado por el electrolito y con el oxígeno formando agua. Por lo tanto, se consigue sacar electricidad a través de un proceso libre de emisiones (siempre y cuando el hidrógeno sea verde).

Por último se puede ver en la figura 3.3 los distintos tipos de pilas de combustible que existen actualmente. Estos tipos, principalmente se diferencian en el electrolito que utilizan. Además se puede ver las ventajas y aplicaciones de cada uno de ellos.

	PEMFC	AFC	PAFC	MCFC	SOFC	DMFC
Electrolito	Membrana de Polímero Sólido	Solución Alcalina	Ácido Fosfórico	Carbonatos Fundidos	Óxido Sólido	Membrana de Polímero Sólido
Temperatura Operación (°C)	60 - 80	100 - 120	200 - 250	600 - 700	800 - 1000	50 - 120
Rango potencia	5 - 250 kW	5 - 150 kW	50 kW - 11 MW	100 kW - 2 MW	100 - 250 kW	5 kW
Ventajas	Baja Temperatura Arranque rápido Baja corrosión y mantenimiento	Mayor eficiencia Reacción catódica más rápida	Acepta H2 impuro	Reformado interno Cogeneración	Reformado interno Cogeneración	No necesita reformador de combustible
Aplicaciones	Transporte Portátiles Residencial	Espaciales	Generación eléctrica distribuida y calor	Generación eléctrica distribuida y calor	Generación eléctrica distribuida y calor	Portátiles

Figura 2.2.3. Tipos de pilas de combustible

Fuente: [11]

2.3. ALMACENAMIENTO Y TRANSPORTE

El hidrógeno producido a través de los métodos anteriores puede encontrarse en varios estados: líquido y gaseoso.

- **Hidrógeno gaseoso:** El hidrógeno en forma de gas tiene una densidad muy baja, lo que dificulta su almacenamiento a gran escala y su transporte a larga distancia. Sin embargo, es muy fácil de comprimir y puede ser almacenado en forma de hidrógeno comprimido. También, como ya se ha mencionado, puede ser inyectado en la red gasista mezclado con otros gases. La desventaja que esto supone es que al mezclarlo sufre una pérdida de valor y presenta dificultades en la posterior separación.
- **Hidrógeno líquido:** El hidrógeno líquido es muy similar al gas natural licuado (GNL). El hidrógeno líquido se puede almacenar en grandes cantidades pero no durante mucho tiempo. Para mantener el hidrógeno en estado líquido hace falta aportar energía por lo que a la larga, no sale rentable almacenarlo durante un tiempo prolongado.

El hidrógeno, si su almacenamiento es de corta duración, se puede almacenar de las siguientes formas:

- **Depósitos a altas presiones:** El hidrógeno se debe de almacenar entre rangos de presiones de 200 y 700 bar pero también puede llegar a los 1000 bar. Por esta razón, se necesitan depósitos de materiales específicos como acero o materiales compuestos. Hay 4 tipos de tanques en los que se puede almacenar el hidrógeno comprimido:
 - Tipo I: Son depósitos de acero o aluminio y sin costuras. En estos depósitos se puede almacenar el hidrógeno a presiones no superiores a 175 bar si es de aluminio y 200 bar si es de acero. La desventaja que presentan estos depósitos es que tiene paredes muy gruesas y es muy pesado por lo que su capacidad volumétrica de almacenamiento es pequeña. Tan sólo 1% de su peso lleno es hidrógeno. Estos tanques principalmente son utilizados en laboratorios.

- Tipo II: Son depósitos también de acero y aluminio sin costuras, pero se diferencian de los de tipo I en que van reformados con materiales compuestos como fibra de carbono o de vidrio en su sección cilíndrica. Estos tanques soportan presiones mucho más elevadas, entre 700 bar y 1000 bar. Siguen siendo muy pesados por lo que no se transportan si no que se usan como depósitos en hidrogeneras.
 - Tipo III: Estos tanques tienen un forro metálico interno que evita las fugas de hidrógeno por difusión. Está recubierto al completo por un material compuesto y suele ser de aluminio o acero y la presión capaz de soportar entorna los 700 bar. Al eliminar las paredes gruesas metálicas su peso es mucho más reducido que los dos anteriores.
 - Tipo IV: Son depósitos que tienen un forro interno pero en vez de metálico, esta hecho de material plástico (polietileno de alta densidad) para evitar la difusión del hidrógeno. Están reforzados con material compuesto, fibra de carbono concretamente, que recubre todo el plástico y por tanto, soporta todas las cargas estructurales. También pueden tener fibra de vidrio como refuerzo. Lo único que tienen de metal son las válvulas para poder recargarlos. La presión máxima es otra vez unos 700 bar. La gran ventaja es que como no tienen casi metal su peso es mucho menor que los otros tanques y pueden almacenar hasta un 11.3% de hidrógeno (once veces más que con los de tipo I) pero a su vez, la gran cantidad de fibra de carbono utilizada hace que sean mucho más caros.
- **Materiales sólidos:** Hay ciertos materiales y aleaciones que al mezclarse con el hidrógeno forman hidruros metálicos o químicos como hierro, litio, níquel, magnesio y cromo que les permite almacenar más hidrógeno por unidad de volumen. La capacidad de estos compuestos para absorber y liberar hidrógeno depende la presión y temperatura de carga/descarga. La desventaja de este método es que almacenar estos productos es más pesado que el almacenamiento del hidrógeno puro.

Por lo general, no hay una opción correcta de almacenar el hidrógeno, ya que depende de la aplicación y de los requisitos. El almacenamiento de hidrógeno siempre supone un gasto, ya sea para comprimirlo, disminuir su temperatura o licuarlo por lo que a la hora de almacenarlo hay que tener en cuenta estos gastos y compararlos con otros métodos.

En cuanto al transporte del hidrógeno se puede dividir en 3 formas: transporte terrestre, marítimo o aéreo. En la figura 2.3.1 se pueden ver los costes de transporte de hidrógeno en función de la distancia recorrida y el volumen transportado.

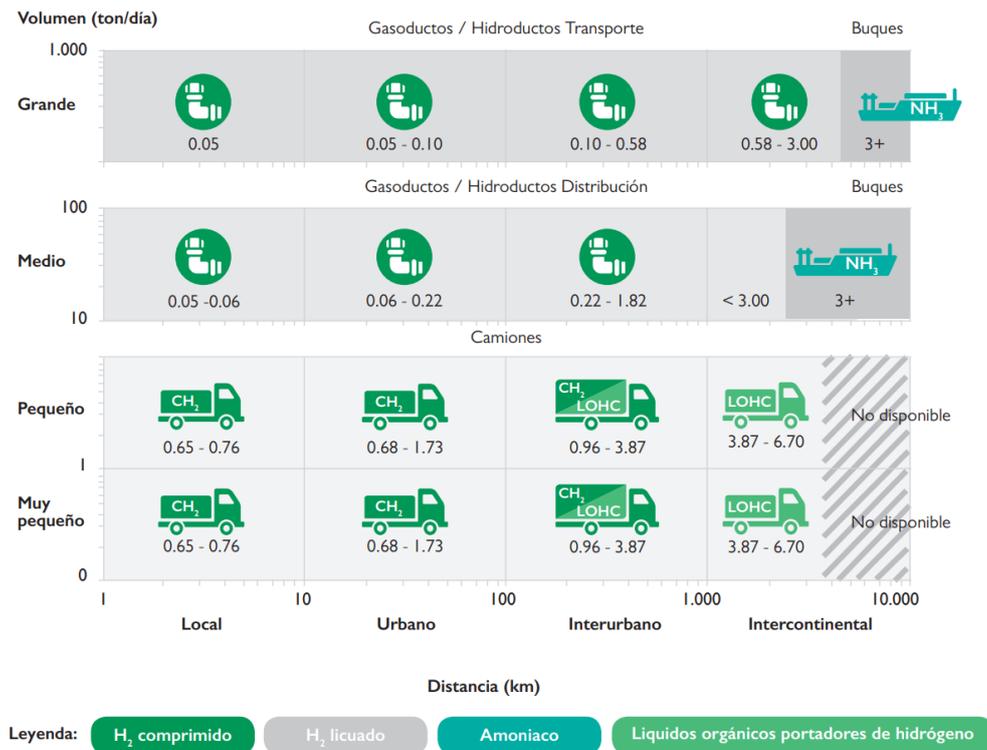


Figura 2.3.1. Costes de transporte de hidrógeno en función de la distancia y volumen

Fuente: [7]

Viendo la figura las opciones de transporte se pueden resumir en:

- **Transporte por carretera:** Se realiza en camiones cisterna de hidrógeno líquido o comprimido. Pueden transportar hasta 360kg para el comprimido y 4300Kg para el líquido.
- **Transporte por ferrocarril:** Se transforma de la misma forma que por carretera, en cisternas de capacidades entre 2900- 9100kg de hidrógeno.

- **Transporte marítimo:** El hidrógeno se transporta por mar para trasladar grandes cantidades, los buques que lo transportan tienen una capacidad de unas 70 toneladas.

CAPÍTULO 3. HOJA DE RUTA A NIVEL EUROPEO

En 2019, se redactó el llamado *European Green Deal (Pacto Verde Europeo)*. Con este pacto, la Unión Europea se ha comprometido a alcanzar la neutralidad climática para 2050. Para lograr este objetivo, la Unión Europea ha establecido diferentes estrategias y pasos a seguir, como por ejemplo, la estrategia de adaptación al cambio climático, estrategia sobre la biodiversidad de aquí a 2030 o la estrategia Industrial Europea. El principal *checkpoint* del Pacto Verde Europeo es reducir al menos un 55% las emisiones netas para 2030.

La estrategia que influye a este proyecto es la estrategia europea para alcanzar una energía limpia, asequible y segura a través del hidrógeno renovable. Para conseguir el objetivo de reducción de emisiones y de alcanzar una energía limpia, la Unión Europea ha definido 3 fases desde el 2020 al 2050:

- **Primera Fase (2020-2024):** La primera fase consiste en que la potencia que deben alcanzar los electrolizadores en la Unión Europea sea al menos 6 GW y se marca el objetivo de producir 1 millón de toneladas de hidrógeno verde. Por último se promoverá la instalación de hidrogeneras para los vehículos de pila de combustible.

- **Segunda Fase (2025-2030):** La segunda fase es igual que la primera solo que los requerimientos son mucho más altos. Los electrolizadores deben proporcionar una potencia de al menos 40 GW y la producción de hidrógeno verde debe alcanzar las 10 millones de toneladas.

- **Tercera fase (2030-2050):** En esta última fase, las tecnologías de producción de hidrógeno renovable deben alcanzar la madurez y desplegarse a gran escala. Con esto, se logrará la descarbonización de muchos sectores.

Con el establecimiento de estos objetivos, surgen muchos retos a superar. Los principales retos a superar son: la necesidad de una inversión masiva, el establecimiento de regulaciones, una investigación e innovación continuas, una gigantesca red de infraestructuras y la cooperación de otros países. Sin embargo, el cumplimiento de los objetivos y la superación de estos retos trae consigo una serie de ventajas notables. A

parte de las ventajas obvias ya mencionadas, la expansión del hidrógeno renovable puede llegar a dar empleo de forma directa o indirecta a hasta un millón de personas.

CAPÍTULO 4. HOJA DE RUTA A NIVEL NACIONAL

4.1 OPORTUNIDADES PARA ESPAÑA

Gracias a la posición geográfica y meteorología de nuestro país, España tiene el potencial de ser líder en la producción y distribución del hidrógeno en Europa. Como en el resto de la Unión Europea, el desarrollo del hidrógeno no sólo favorece a la descarbonización sino también a la economía española, aportando miles de puestos de trabajo nuevos e impulsando el desarrollo económico. La transición a esta nueva fuente de energía trae muchas más oportunidades que las ya mencionadas, siendo estas las siguientes:

- **Eliminar las emisiones** en industrias difíciles de electrificar y por tanto, de descarbonizar para conseguir así una economía climáticamente neutra en 2050.
- **Desarrollar las tecnologías para la producción y distribución de hidrógeno con tecnología “hecha en España” y posicionarnos como pioneros.** La tecnología que compone la cadena de valor de hidrógeno consiste en electrolizadores, pilas de combustible, tanques de almacenamiento, infraestructura para el transporte, hidrogenas y mucho más. España se puede convertir en un país de referencia para el desarrollo de estas tecnologías gracias al hidrógeno.
- **Potenciar las fuentes de energía renovable.** Para producir hidrógeno de manera 100% libre de emisiones, se necesita de las energías renovables. Para hacer este hidrógeno competitivo estas fuentes de energía deben ser más eficientes. Por ello, gracias al hidrógeno también se pone mucha atención y dinero en las energías renovables.
- **Disminuir la dependencia energética.** España tendrá la capacidad de producir hidrógeno en tal cantidad que seremos capaces de satisfacer la demanda nacional e incluso la europea. De esta forma, se reduce de forma exponencial la dependencia con otros países a la hora de importar productos energéticos fósiles.
- **Convertir a España en una de las potencias europeas de generación de energía renovable.** Como ya se ha mencionado, las condiciones meteorológicas y la geografía de nuestro país es idílica para la generación de energías renovables como la eólica y la fotovoltaica.

- **Lograr la descarbonización de territorios aislados, especialmente los insulares.** En estos territorios el acceso a energía sostenible es mucho más limitado. Gracias al almacenamiento de hidrógeno renovable, se podrán descarbonizar estos lugares.

- **Incrementar el porcentaje de energías renovables en el sistema eléctrico.**

Estas son las oportunidades que presenta el hidrógeno renovable para España pero irán saliendo más a medida que avance esta nueva tecnología. Por ello, España debe centrar gran parte de su atención en esto y fomentar el desarrollo y elaboración de proyectos relacionados con el hidrógeno renovable. Muchas de las grandes empresas energéticas como Iberdrola, Repsol o Endesa ya tienen una gran cantidad de proyectos relacionados con el hidrógeno verde puestos en marcha.

4.2. VISIÓN 2030

Según Red Eléctrica Española, El consumo total de energía en España es de 87 Mtep (Megatonelada equivalente de petróleo, 1tep=11630 KWh), el cual un 43% corresponde a transporte, un 30% a edificación, un 24% a la industria y un 4% a otras actividades.

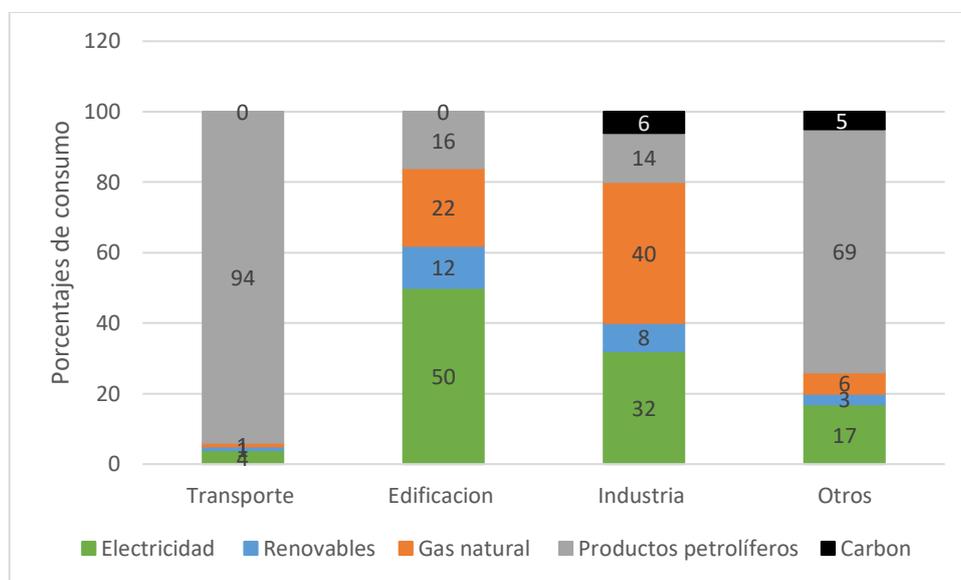


Figura 4.2.1. Consumo energético en España

Fuente: Elaboración propia

En la figura 4.2.1, se puede ver la división de estos consumos energéticos en las materias primas utilizadas para la obtención de esta energía. Como se puede ver, la electricidad no llega a cubrir ni la mitad de este consumo por lo que el hidrógeno es clave en la descarbonización de nuestro país.

España tiene como primer *checkpoint* el año 2030. Para este año, no solo se han fijado los objetivos de la UE descritos anteriormente si no que España se ha establecido unos propios. Estos objetivos se pueden ver en la figura 4.2.2.



Figura 4.2.2. Objetivos de España para 2030

Fuente: [7]

En la figura se muestran los objetivos que están divididos en los sectores de producción de hidrógeno, industria, transporte y en el sector eléctrico y de almacenamiento de energía.

Producción: En el sector de producción de hidrógeno se instalarán electrolizadores capaces de proporcionar al menos 4 GW de potencia. Estos electrolizadores se colocarán de forma estratégica en la península, principalmente, cerca de las zonas de consumo. Situando de esta forma los electrolizadores se consiguen reducir los costes de transporte y almacenamiento de hidrógeno verde producido. Aun así, España tiene un objetivo más cercano con la producción de hidrógeno renovable. Para 2024, quiere tener ya unos 300 y 600 MW de potencia de electrolizadores ya instalados.

Industria: Para la industria, se estima que para 2030 un 25% del hidrógeno que se consume en España (principalmente en las refinerías e industrias químicas), sea hidrógeno renovable. Actualmente, el que se consume es hidrógeno gris y una muy pequeña parte está representada por hidrógeno azul.

Transporte: En el transporte es donde se prevé que va a haber más cambios y avances para 2030.

- Se quieren construir y poner en marcha por lo menos entre 150 y 200 autobuses de pila de combustible de hidrógeno repartidos por todo el país concentrándose principalmente, en las ciudades con más de 10.000 habitantes.
- Se pondrán en funcionamiento entre 5000 y 7000 vehículos ligeros y pesados (camiones) de pila de hidrógeno para el transporte de mercancías.
- Habrá una red de 100 a 150 hidrogeneras abiertas al público para el repostaje de los vehículos mencionados anteriormente. Estas hidrogeneras estarán repartidas por todo el país pero manteniendo una distancia máxima de 250 kilómetros entre ellas.
- Para vías de tren no electrificadas todavía, se sustituirán 2 de ellos con trenes propulsados por hidrógeno, uno de media y otro de larga distancia.
- En los 5 puertos y aeropuertos más transitados en función de mercancías y pasajeros, se introducirá maquinaria propulsada por pilas de combustible de hidrógeno renovable.

Sector eléctrico y almacenamiento de energía: En el sector eléctrico y de almacenamiento de energía se llevaran acabo proyectos comerciales de hidrógeno que tendrán que ver con el almacenamiento de la electricidad y aprovechamiento de la energía renovable sobrante.

El establecimiento de estos objetivos trae consigo un despliegue de inversiones que alcanza los 8.900 millones de euros en proyectos de hidrógeno renovable y generación eléctrica renovable asociada con el hidrógeno. Los principales promotores de hidrógeno España actualmente son Iberdrola, Repsol, Endesa y Naturgy. Posteriormente en este trabajo, se hablará de los principales proyectos de estas compañías ya puestos en marcha.

Además, el cumplimiento de estos objetivos tendrá un impacto medioambiental muy fuerte. Se conseguirán eliminar emisiones de 4,6 Mton de CO₂ (Megatoneladas de CO₂) durante la década de 2020-2030.

4.3. PRINCIPALES PROYECTOS E INICIATIVAS DE HIDRÓGENO EN ESPAÑA

Como ya se ha mencionado anteriormente, los principales promotores del hidrógeno verde en España son: Iberdrola, Endesa, Repsol, Naturgy y Enagás. En este apartado se entrará más en detalle en los proyectos que está realizando cada uno.

Iberdrola

Iberdrola es una de las empresas más pioneras en todo el tema de las energías renovables y también lo es con el hidrógeno renovable. Han desarrollado alrededor de 90 iniciativas que suponen una inversión de unos 15.000 millones de euros. Entre estas iniciativas las más destacables para nuestro país son:

1. La puesta en marcha de la primera hidrogenera pública con producción de hidrógeno in-situ en Barcelona para reabastecer a los autobuses de hidrógeno desplegados sobre la zona.
2. La colaboración con el grupo CAF (Construcciones y Auxiliar de Ferrocarriles) para construir el primer tren propulsado con hidrógeno verde.
3. La construcción de la planta de hidrógeno verde para uso industrial más grande de Europa.

De estos 3 proyectos sin duda el más notorio y en el que se va a entrar en detalle es el tercero. La planta de hidrógeno estará ubicada en un complejo industrial en Puertollano, Ciudad Real. La planta cuenta con una planta solar fotovoltaica de 100 MW, un sistema de baterías ión-litio con una capacidad de almacenamiento de 20 MWh y un sistema de producción de hidrógeno a través de la electrólisis de 20 MW. Con esta planta se pretende producir hidrógeno para la fábrica de amoníaco de Fertiberia. Supone una inversión de 150 millones de euros, generará 1000 puestos de trabajo y se conseguirán evitar 39.000 toneladas de CO₂ emitidas al año. La planta de hidrógeno es capaz de producir 1.080 toneladas de H₂ al año, que serán utilizados por Fertiberia para producir fertilizantes 100% verdes. En la siguiente figura se puede ver un esquema de la planta.

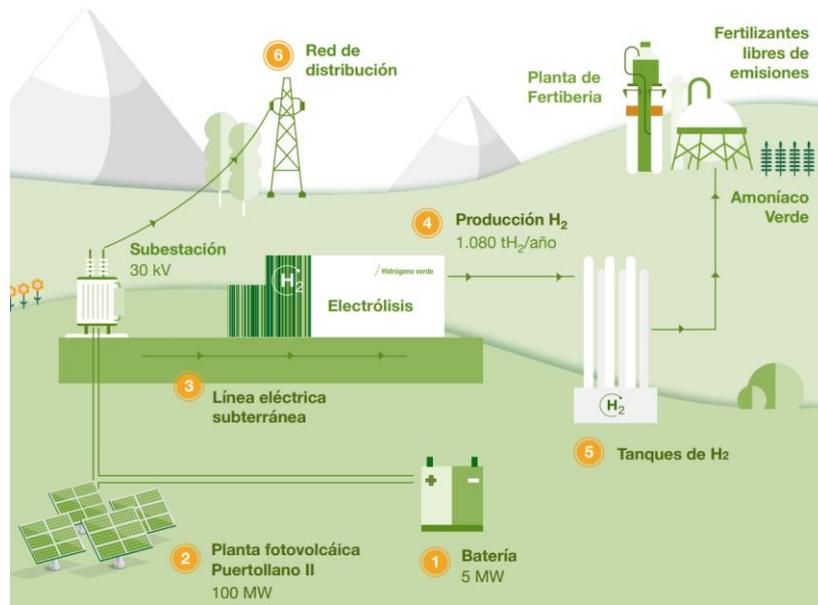


Figura 4.3.1. Esquema de la planta de Puertollano

Fuente: [18]

En cuanto a la parte del hidrógeno de esta planta, el hidrógeno se producirá a través de la electrólisis polimérica alimentada con la energía generada por la planta fotovoltaica más la almacenada en la batería. La planta de 20 MW de hidrógeno será capaz de producir 360 kg/hora. Este hidrógeno será almacenado en un total de 11 tanques que aportan una capacidad de almacenamiento total de 6.000 kg a 60 bares de presión.

La alianza entre Iberdrola y Fertiberia no acaba aquí. Ambas compañías tienen como objetivo situar a España como la pionera en la producción de hidrógeno en Europa, principalmente con la electrólisis. Para ello, han lanzado un plan para alcanzar los 830 MW de hidrógeno renovable con una inversión de 1.800 millones de euros. El plan traería consigo 4000 nuevos puestos de empleo junto con el 20% del objetivo nacional (4 GW) y el 25% del hidrógeno consumido en España sería hidrógeno verde.

Endesa

Endesa es otra de las principales promotoras de hidrógeno en nuestro país. Presenta 23 proyectos actualmente que suponen una inversión de 2.900 millones de euros. En la siguiente figura se pueden ver la localización de esos proyectos, la inversión, y las potencias de los electrolizadores y de las energías renovables.

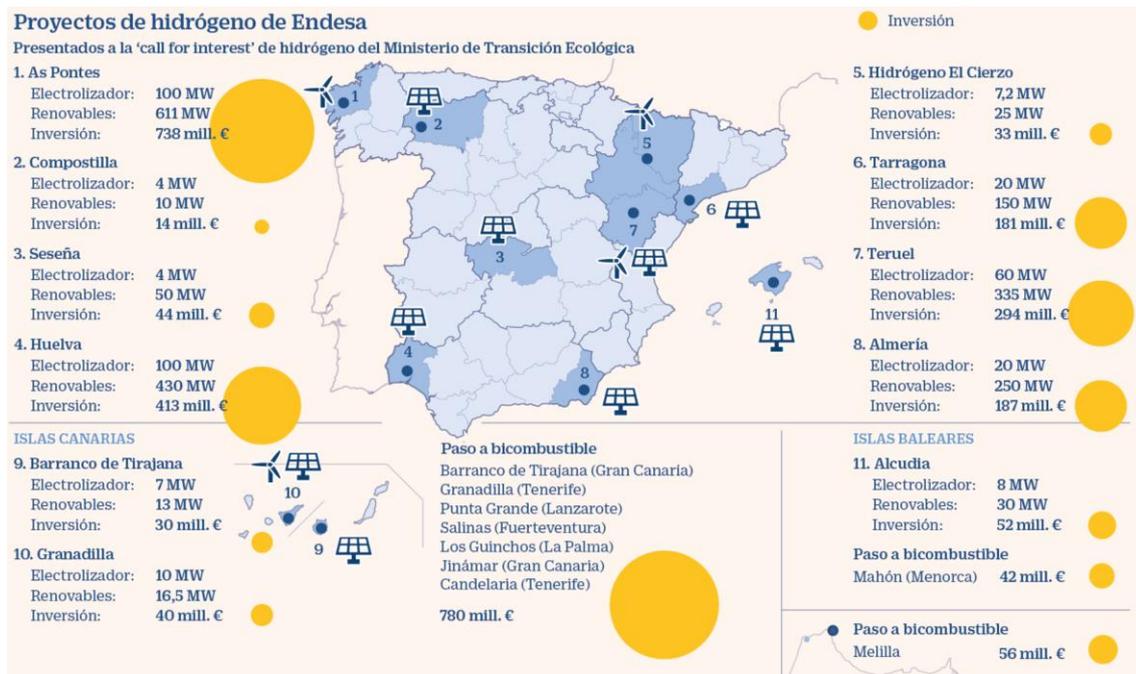


Figura 4.3.2. Proyectos de hidrógeno de Endesa en España

Fuente: [20]

El más avanzado de todos estos proyectos representados en la figura 4.3.2 es el de As Pontes. Supone una inversión de 738 millones de euros pero contará con un electrolizador de 100 MW y seis parques eólicos asociados que suman una potencia conjunta de 611 MW para alimentarlo. Además, generará alrededor de 1600 nuevos empleos.

En total, la suma todos los proyectos llevados a cabo por Endesa alcanzarán una cifra de 2.000 MW renovables, 340 MW de electrolizadores y una producción de hidrógeno verde total de 26.000 toneladas al año. Se estima que estén funcionando para 2023 y 2024.

Repsol

Repsol a pesar de que su actividad principal sea el petróleo, es la más previsora de todos y ve el fin de este combustible. Por ello, también quiere liderar y ser promotor de hidrógeno renovable. Han anunciado una capacidad de 552 MW para 2025 y 1,9 GW para 2030 y una inversión de aproximadamente 2.500 millones de euros de aquí a 2030. Actualmente, Repsol utiliza el hidrógeno renovable como materia prima para varios de sus procesos industriales.

Los principales proyectos que han lanzado son el de la instalación de un electrolizador de 2,5 MW en la refinería de Petronor en Bilbao que se pondrá en funcionamiento en 2022. En 2024 pretende poner en marcha otro electrolizador también en las inmediaciones de Petronor de 10 MW para alimentar su planta de combustibles sintéticos. Por último la instalación de electrolizadores en las refinerías de Cartagena y Tarragona de unos 100 MW de potencia. El principal objetivo de Repsol es desarrollar una tecnología que consiga bajar el coste del hidrógeno renovable aproximadamente a los 3 euros el kilo.

Uno de los proyectos más interesantes que tiene en marcha Repsol junto con otras compañías, es el de producción de hidrógeno verde con energía eólica marina en Noruega. Este proyecto llamado *Deep Purple* cuenta con un presupuesto inicial de 9 millones de euros y cuenta con el apoyo financiero del gobierno noruego. La principal idea es extraer el hidrógeno directamente del agua del mar.

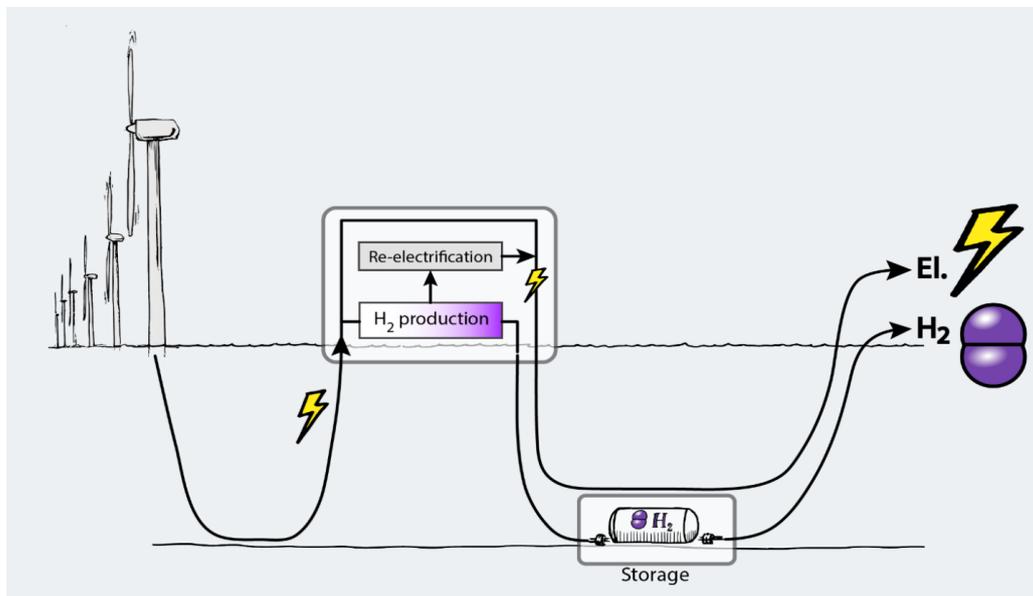


Figura 4.3.3. Esquema del sistema del proyecto Deep Purple

Fuente: [21]

Como se puede ver en la figura 4.3.3, el sistema consta de turbinas eólicas marinas que generan la electricidad necesaria para la producción de hidrógeno mediante electrólisis y su presurización para el almacenamiento y transporte. Además como se puede ver también distribuye la electricidad sobrante.

Naturgy y Enagás

Estas dos empresas trabajan de forma conjunta en la explotación del hidrógeno verde en España y son grandes promotoras. Junto con el fondo Copenhagen Infrastructure Partners desarrollarán un proyecto para producir hidrógeno renovable a gran escala. El proyecto llamado *Catalina* tendrá lugar en Aragón y Valencia. En Aragón se encontrarán las plantas de energía solar y fotovoltaica de 5 GW que alimentarán a un electrolizador de 2 GW. La primera fase de este proyecto tiene como objetivo empezar a construir a finales de 2023 y consiste en 1,7 GW proporcionados por energía solar y fotovoltaica que alimentan a un electrolizador de 500 MW. Este electrolizador sería capaz de producir 40.000 toneladas de hidrógeno al año. El hidrógeno verde producido se mandará a Valencia a una nueva planta de producción de amoníaco. También se utilizará para descarbonizar otros procesos e inyectarlo en la red gasista. Este proyecto dará lugar a 5000 nuevos puestos de trabajo.

Por otro lado, estas dos empresas construirán una de las mayores plantas de producción de hidrógeno en España en La Robla, León. Lo que quieren hacer, es utilizar los terrenos de la central térmica de La Robla y construir una planta fotovoltaica de 400 MW y un electrolizador de 60 MW con el fin de producir unas 9.000 toneladas de hidrógeno verde al año. Este hidrógeno servirá para abastecer el consumo local, inyectarse en la red gasista e incluso exportarlo al noroeste de Europa. Este proyecto supone una inversión de unos 200 millones de euros y tiene el objetivo de producir cerca de un 10% de todo el hidrógeno renovable en la Unión Europea.

Para finalizar, Naturgy considera muy importante la incorporación de hidrogeneras. Quieren poner en marcha 120 hidrogeneras, 38 de ellas antes de 2025. En la siguiente figura se puede ver las ubicaciones en las que Naturgy propone instalar estas 38 hidrogeneras.



Figura 4.3.4. Ubicación de las hidrogeneras que planifica montar Naturgy antes de 2025

Fuente: [26]

CAPÍTULO 5. COSTE HIDRÓGENO VERDE EN 2030

5.1. CONSUMO ACTUAL DE HIDRÓGENO

Según la Asociación Española del Hidrógeno, en el mundo se produce una cantidad aproximada de hidrógeno de 118 Mt de las cuales tan sólo 4 Mt son producidas a través de la electrólisis. A nivel nacional el consumo de hidrógeno se encuentra en torno a las 500.000 toneladas situándolo el quinto país de la Unión Europea más consumidor de hidrógeno.

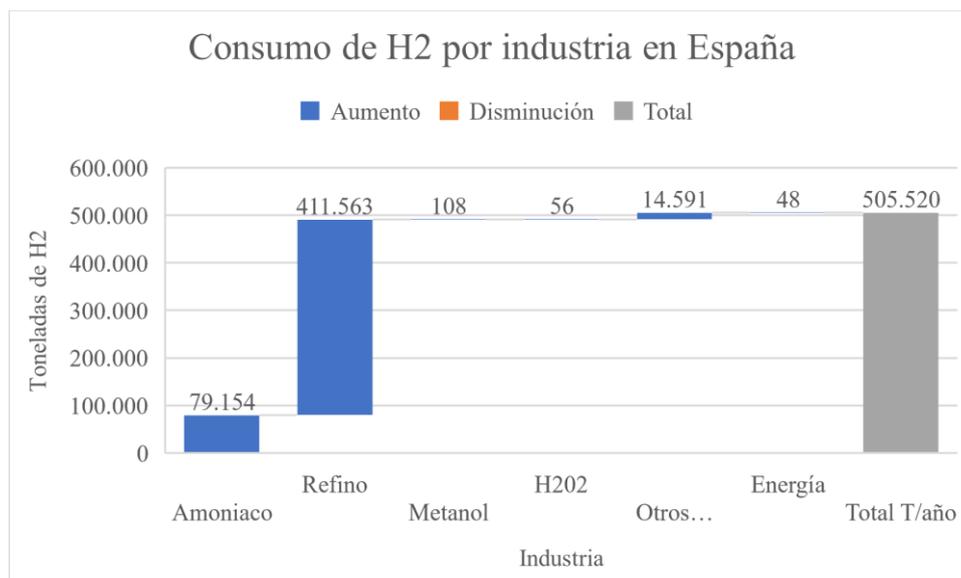


Figura 5.1.1. Consumo de H2 en España por industria

Fuente: Elaboración propia (datos obtenidos de la Asociación Española de Cogeneración)

Como se puede ver en la Figura 5.1.1, de esas 500.000 toneladas de hidrógeno, 411.563 corresponden a la industria del refino. El resto se divide en la industria química, con el amoníaco, el metanol y otros químicos y en la siderurgia. De todas estas toneladas consumidas en España, lamentablemente el 95% corresponden a hidrógeno gris, es decir, hidrógeno producido a través de orígenes fósiles y por tanto contaminante.

En cuanto a la producción de este hidrógeno, hay 3 vías de producción: By-product (producción indirecta), Merchant (venta directa al mercado) y On-site (consumo en el

mismo lugar de producción). En el siguiente gráfico se puede ver como se reparten las 500.000 toneladas producidas en España entre estas 3 vías.

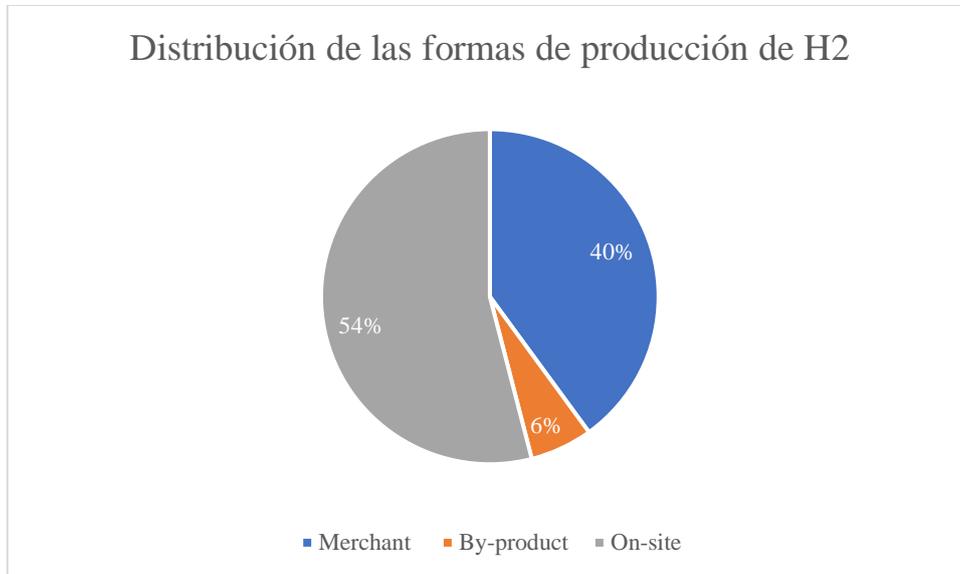


Figura 5.1.2. Distribución de la producción de H2

Fuente: Elaboración Propia (datos obtenidos de la Asociación Española de Cogeneración)

El principal objetivo de España en cuanto al hidrógeno es cambiar esta situación y para 2050 que los porcentajes de hidrógeno sean al revés: 90% hidrógeno renovable. Para conseguir esto, primero hay que desarrollar más la tecnología y bajar los costes.

5.2. COSTES DE HIDRÓGENO

La principal barrera que tiene que superar el hidrógeno verde para que sea competitivo es la del coste. Actualmente, solamente producir hidrógeno renovable ya cuesta entre los 3,5 y los 7 euros el kilogramo. Para hacer el precio por kilogramo más visual, un kilogramo de hidrógeno da unos 100 kilómetros de autonomía para un coche, es equivalente a 6-10 litros de gasolina. Comparándolos con los precios del hidrógeno gris o el azul son muy elevados y para nada competitivos. Sin embargo, se promete una gran bajada de precios para el 2030.

En cuanto al coste de producción, se debe lograr un coste de producción de aproximadamente 2 euros/kg (esto es equivalente a 60 €/MWh) para llegar a ser competitivo. En la siguiente figura se puede ver una comparativa de los precios de hidrógeno por tipo en la década actual, y en la siguiente.

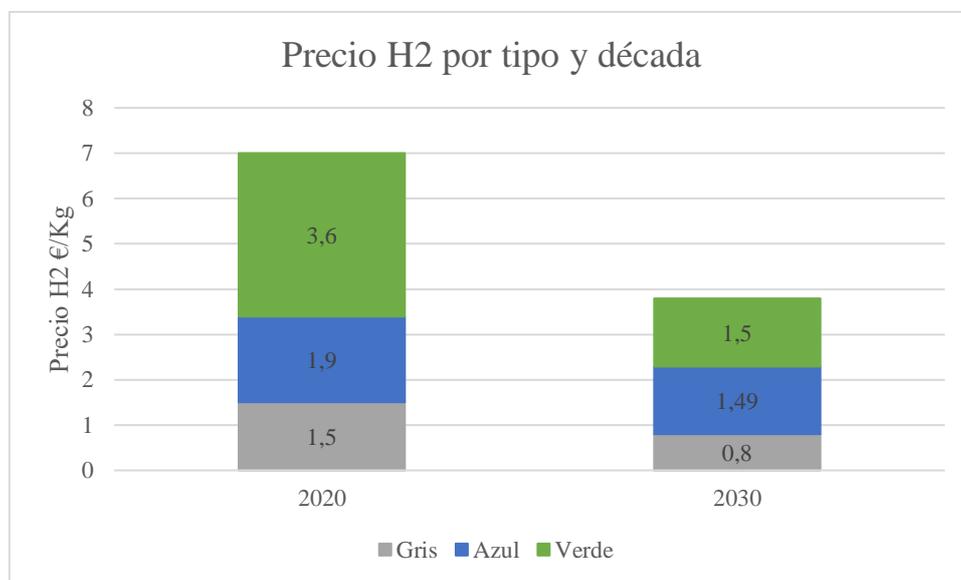


Figura 5.2.1. Coste de producción de hidrógeno por tipo de hidrógeno en la actualidad y su estimación en 10 años

Fuente: Elaboración propia (datos obtenidos de la Asociación Española de Cogeneración)

Como se puede ver, el precio del hidrógeno verde se aleja mucho del azul y del gris. Actualmente la electrólisis es la vía más cara, pero la que más proyección tiene en las próximas décadas. Además, el hidrógeno verde ofrece ventajas que el azul no tiene como la independencia energética, no hay incertidumbre en el almacenamiento de CO₂ y sus precios son menos volátiles.

Dependiendo de la tecnología que se use para producirlo, la media está cerca de los 4 euros/kg usando un electrolizador alcalino y 5 euros/kg usando un electrolizador PEM.

En los próximos 8 años, las energías renovables juegan un papel fundamental en la bajada de precio del hidrógeno verde, especialmente la solar y la eólica. También el completo desarrollo de las técnicas de electrólisis ayudaran a bajar el precio llevándolo al objetivo de 1,50-2,00 euros el kilogramo.

El coste de producción de hidrógeno depende de 3 variables: el capex, las horas de funcionamiento y el coste de la electricidad. . El coste del hidrógeno se mide a través del LCOH (*Levelised Cost of Hydrogen*) el LCOH es lo mismo que el LCOE (*Levelised Cost of Energy*) pero para el hidrógeno. El LCOE recoge el coste actual total construir y operar un planta de generación de energía durante toda su vida útil. Los costes que tiene en cuenta son: los gastos de inversión anuales, los costes de operación y mantenimiento y el coste del combustible. Sirve para comparar los costes de distintas fuentes de energía. A continuación en la figura 5.2.2 se puede ver el peso que tiene cada una de estas variables sobre el LCOH (*Levelised Cost of Hydrogen*). (O&M indica todos los costes de operación y mantenimiento)

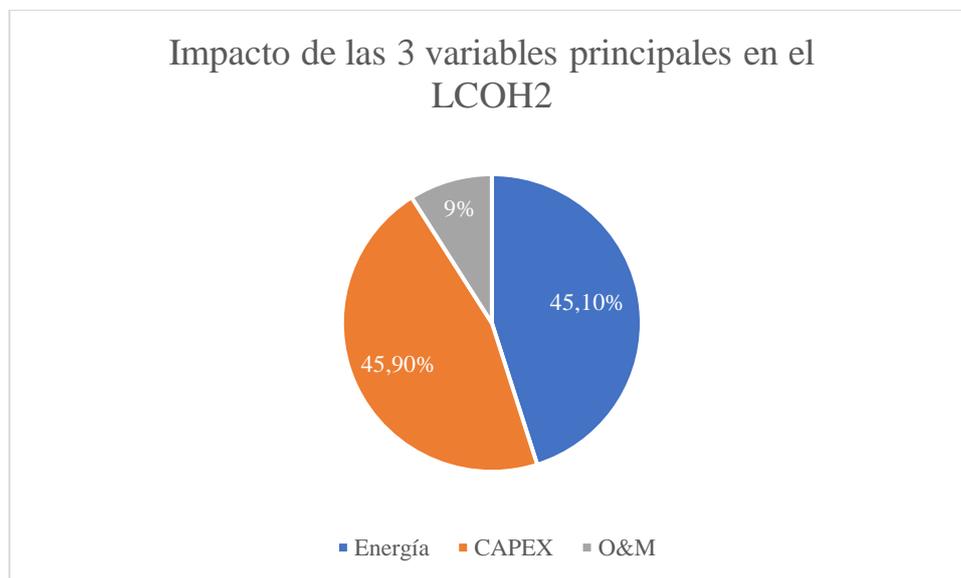


Figura 5.2.2. Desglose del coste nivelado de producción de hidrógeno renovable
Fuente: Elaboración propia (datos obtenidos de la Asociación Española de Cogeneración)

Y en la siguiente figura, una estimación del coste de producción de hidrógeno a través de electrólisis PEM en 2030 en función de las 3 variables clave.

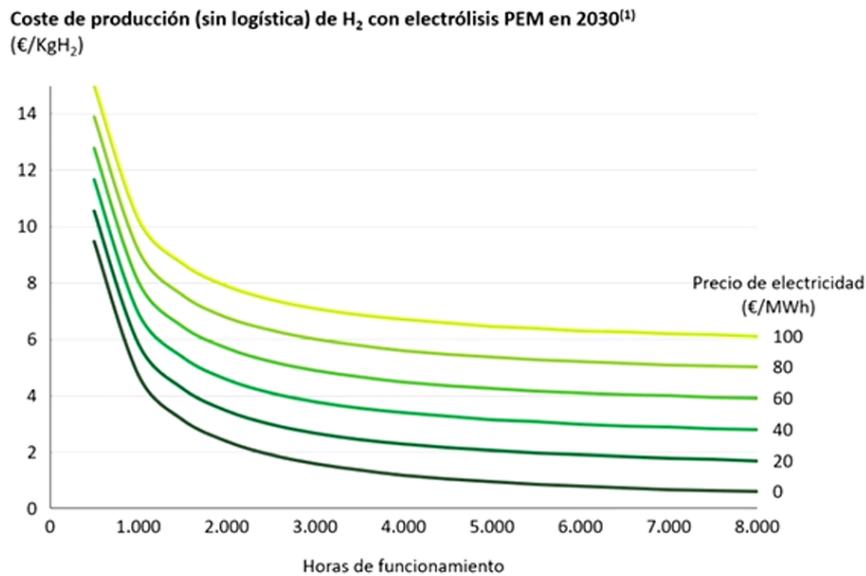


Figura 5.2.3. Coste de producción H₂ con electrólisis PEM en 2030

Fuente: Estudios de diversas firmas de consultoría: Deloitte, PWC, RolandBerger, AdL

Para la correcta interpretación de este gráfico, si suponemos de un electrolizador con unas 3.000 horas de funcionamiento y un precio de electricidad de 40 €/MWh, el precio del hidrógeno estaría entorno a los 4 €/Kg. Otra forma de verlo también puede ser, que valor deben tomar las otras variables para conseguir un precio de 4 €/Kg ya que también se podría conseguir ese precio con casi 2.000 horas de funcionamiento y 20 €/MWh de precio de electricidad.

Como se puede ver, el gran factor en el coste de producción de hidrógeno verde es el coste de la electricidad (menos de 60 euros/MWh para precios competitivos) y se necesitan de muchas horas de funcionamiento (alrededor de 1500) para que los precios empiecen a ser competitivos. Estos costes sin embargo son sin logística, eliminando procesos de compresión, almacenamiento, transporte o incluso impuestos. En la siguiente figura se puede ver cuanto supondrá el añadido de estos costes en función de los diferentes casos de producción.

Casos de producción y logística de H₂ para la industria intensiva (€/kg)

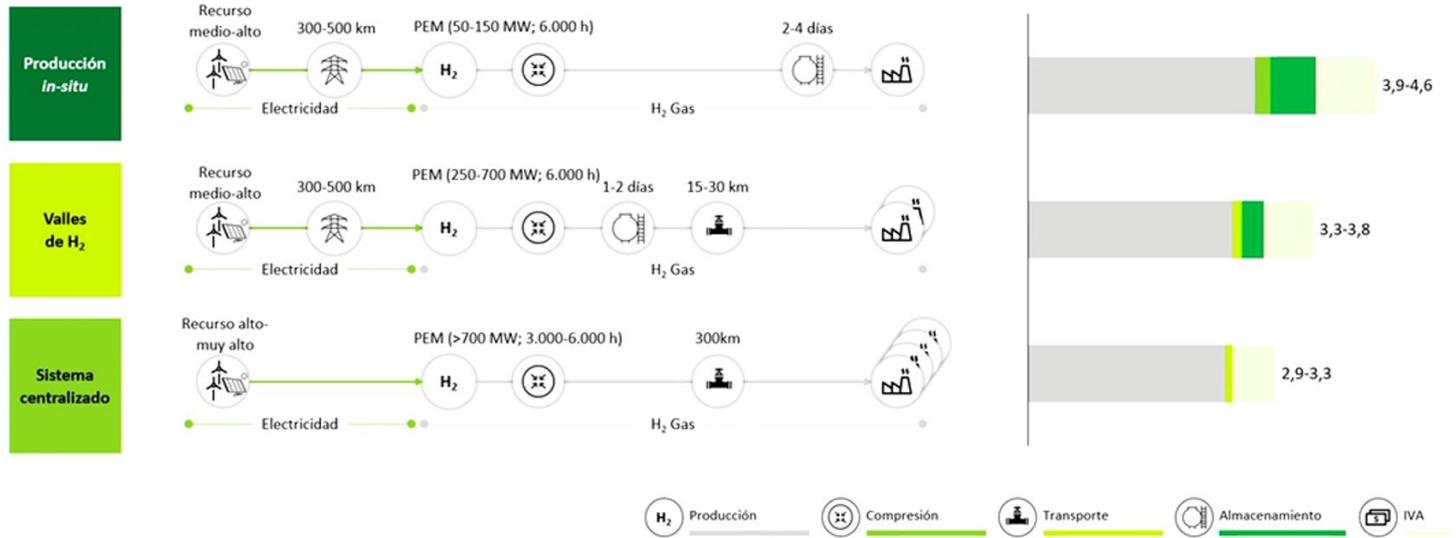


Figura 5.2.4. Costes de producción y logística de H₂ en 2030 en función de los diferentes casos de producción
 Fuente: Estudios de diversas firmas de consultoría: Deloitte, PWC, RolandBerger, AdL

De los tres casos de producción, el más competitivo es el del sistema centralizado como se puede ver en la figura. Además de los tres, es el único que ofrece la posibilidad de importar y exportar H₂.

CAPÍTULO 6. COSTES DE TRANSICIÓN AL HIDRÓGENO VERDE EN LAS PRINCIPALES INDUSTRIAS

6.1. METODOLOGÍA

Como ya se mencionó al hablar de las aplicaciones del hidrógeno, la principal función que tiene el hidrógeno es aportar soluciones para descarbonizar las industrias difíciles de electrificar. Estas industrias son: la industria del refino, la industria química y la industria siderúrgica. Cada una de estas industrias tiene un consumo de hidrógeno y una hoja de ruta hacia el uso del hidrógeno como combustible diferente. En los siguientes apartados se verá cuales son los costes de transición actuales y futuros del hidrógeno gris (el utilizado actualmente) al verde.

De la Hoja de Ruta del Hidrógeno publicada por el ministerio y un estudio publicado por la Asociación Española de Cogeneración se sacó la demanda nacional de hidrógeno en estas 3 industrias junto con el crecimiento anual de cada una. Con ese dato lo que se obtiene son: las kilotoneladas de hidrógeno demandadas en 2022 y 2030. También se obtuvo (de las mismas fuentes) el precio por kilogramo de hidrogeno tanto gris como verde, ahora y en 2030. Multiplicando las toneladas (pasadas a kilogramos) por el precio por kilogramo se obtuvo el coste total que le supone a cada industria comprar hidrógeno gris en 2022 y en 2030. Posteriormente, se hizo lo mismo asumiendo que en vez de hidrógeno gris, se trataba de hidrógeno verde y se calculó de la misma forma el coste por industria. Por último, para llegar al coste de transición simplemente se restaron estos dos costes totales.

6.2. INDUSTRIA DEL REFINO

El hidrógeno donde más está presente como combustible en la actualidad es en los procesos de refinado del petróleo. El refinado consiste en la transformación de una sustancia en su forma natural a un producto útil. Lo que se hace en las refinerías es separar la materia prima en varias partes mediante un proceso que requiere mucha energía llamado destilación.

El uso del hidrógeno en industria del refino está dividido en: hidrotratamiento e hidrocracking del crudo principalmente, hidrotratamiento de biocombustibles, desalinización y lubricantes y otros procesos petroquímicos. Según la Asociación Española de Cogeneración, en todo el mundo aproximadamente se utilizaron 38 Mt de hidrógeno en 2019 en esta industria, con una previsión de un aumento del 1% por año hasta 2030. En España, según el ministerio de transición ecológica en la Hoja de ruta del hidrógeno [7], el consumo de hidrógeno es de 500.000 toneladas al año entre la industria del refino (70%) , la química (25%) y la siderúrgica (5%).

Año	Consumo H2 (Kt)
2022	350,00
2030	379,00

Tabla 6.2.1. Consumo de H2 gris en la industria del refino por proceso de producción y por año

Fuente: Elaboración propia

El hidrogeno producido derivado del proceso del refino como no supone costes relevantes para la industria se despreciará. En la siguiente tabla se puede ver el precio que supone el consumo de estas cantidades de hidrógeno por proceso de producción y el total. El precio por kilogramo en 2022 es de 1,5€/kg y en 2030 de 0,80€/kg.

Año	Total (Millones de €)	Precio (€/Kg)
2022	525 €	1,50 €
2030	303,2 €	0,80 €

Tabla 6.2.2. Coste de H2 gris en la industria del refino por año

Fuente: Elaboración propia

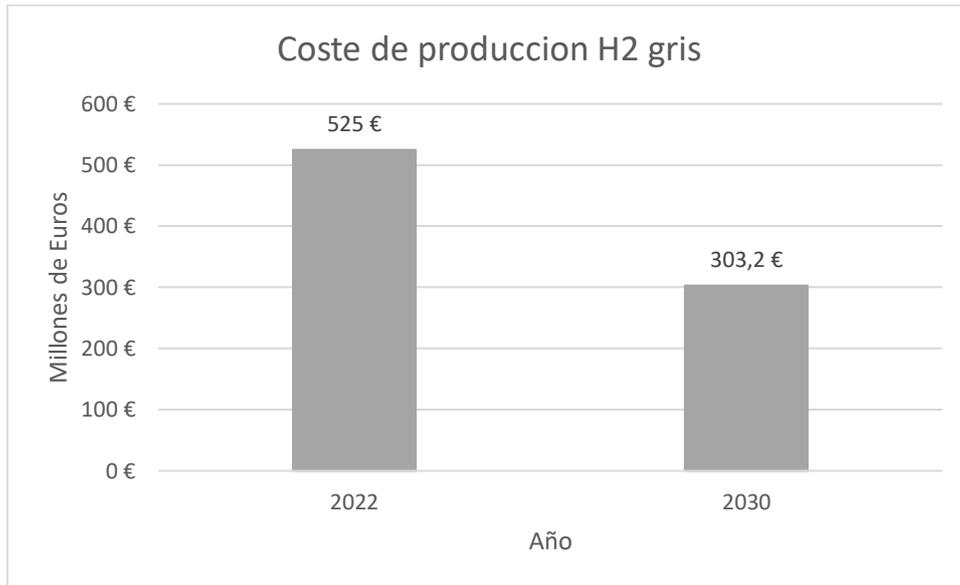


Figura 6.2.1. Coste de hidrógeno gris por año
Fuente: Elaboración propia

Lo mismo se realizó para el hidrógeno verde. Ajustándolo simplemente a su precio correspondiente, 3,6 €/Kg en 2022 y 1,5 €/kg en 2030.

Año	Total (€)	Precio (€/Kg)
2022	1.260 €	3,60 €
2030	568,5 €	1,50 €

Tabla 6.2.3. Coste de hidrógeno verde en la industria del refino por año
Fuente: Elaboración propia

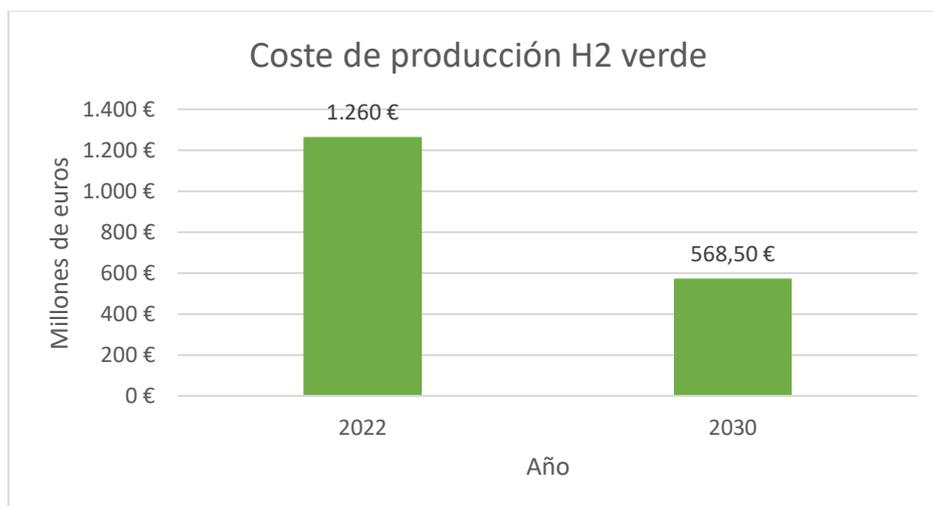


Figura 6.2.2. Coste de hidrógeno verde por año
Fuente: Elaboración propia

Por último se calculó cual es el coste que tendría que asumir la industria del refino en el caso de sustituir este hidrógeno gris por hidrógeno renovable, obteniendo el siguiente resultado:

Año	Coste de Transición (Millones de €)
2022	735,00 €
2030	265,30 €

Tabla 6.2.4. Coste de transición al hidrógeno verde en la industria del refino
Fuente: Elaboración propia

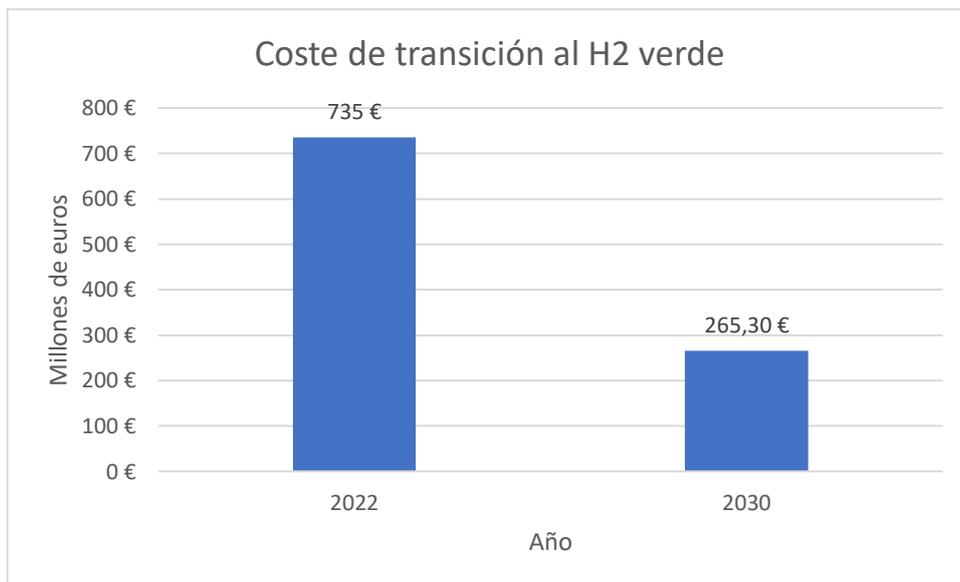


Figura 6.2.3. Coste de transición al hidrógeno verde en la industria del refino
Fuente: Elaboración propia

Como se puede ver de forma ilustrativa en la figura 6.2.7, el coste de transición es elevado en ambos años, pero hay una grandísima diferencia entre la actualidad y 2030. El coste de transición en 2030 baja un 64% con respecto a este año y más que bajará a medida que pasen los años. Por tanto ahora no, pero en 2030 se empieza a considerar la transición al hidrógeno renovable ya teniendo en cuenta la cantidad de hidrógeno que se utiliza en esta industria el coste de transición no es tan elevado y supone una grandísima contribución a la descarbonización.

6.3. INDUSTRIA SIDERÚRGICA

La industria siderúrgica es otra de las grandes consumidoras de hidrógeno para procesos de transformación del hierro en acero. Según la Asociación Española de Cogeneración, la industria siderúrgica representa un 3,5% de todo el total de hidrógeno utilizado en el mundo además de un 7% de las emisiones totales de gases de efecto invernadero emitidas. Es por tanto, uno de los principales sectores a descarbonizar. Desde 2019, se usaban 14 Mt de hidrógeno gris al año con una previsión de un aumento del 6% por año hasta llegar a 2030. Como ya se ha mencionado anteriormente, España la industria siderúrgica representa un 5% del hidrógeno utilizado a nivel nacional (500.000 toneladas/año).

Año	Consumo H2 (Kt)
2022	25
2030	38,85

Tabla 6.3.1. Consumo de H2 gris en la industria siderúrgica

Fuente: Elaboración propia

En este caso, como se desconoce el porcentaje correspondiente a cada proceso de producción y como no afecta al coste de transición final, se omitieron los costes de logística obteniendo los siguientes costes para tanto el hidrógeno verde como el gris.

Año	Total (Millones de €)	Precio (€/Kg)
2022	37,5 €	1,50 €
2030	31,08 €	0,80 €

Tabla 6.3.2. Coste de H2 gris en la industria siderúrgica por año

Fuente: Elaboración propia

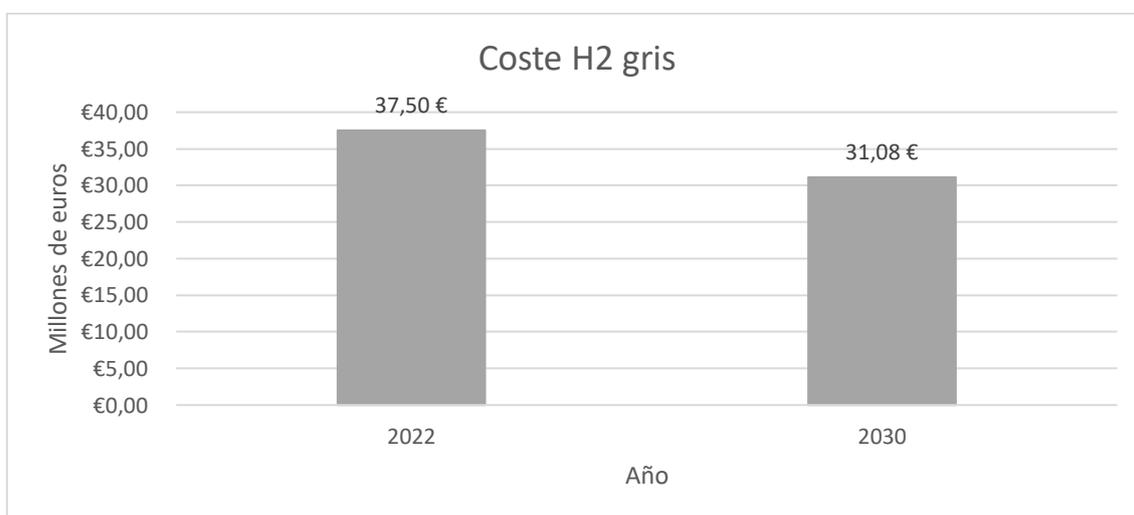


Figura 6.3.1. Coste de producción H2 gris por año

Fuente: Elaboración propia

Año	Total (Millones de €)	Precio (€/Kg)
2022	90,00 €	3,60 €
2030	58,275 €	1,50 €

Tabla 6.3.3. Coste de H2 verde en la industria siderúrgica

Fuente: Elaboración propia

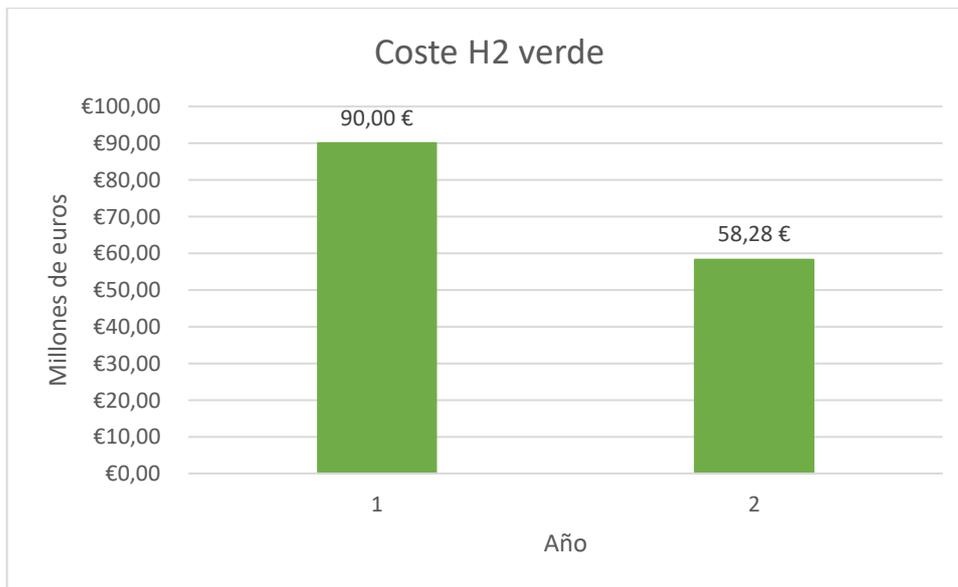


Figura 6.3.2. Coste de producción H2 verde por año

Fuente: Elaboración propia

Como en el análisis anterior por último se calculó el coste de transición al hidrogeno verde:

Año	Coste de Transición (Millones de euros)
2022	52,50 €
2030	27,195 €

Tabla 6.3.4. Coste de transición al hidrógeno verde en la industria siderúrgica

Fuente: Elaboración propia

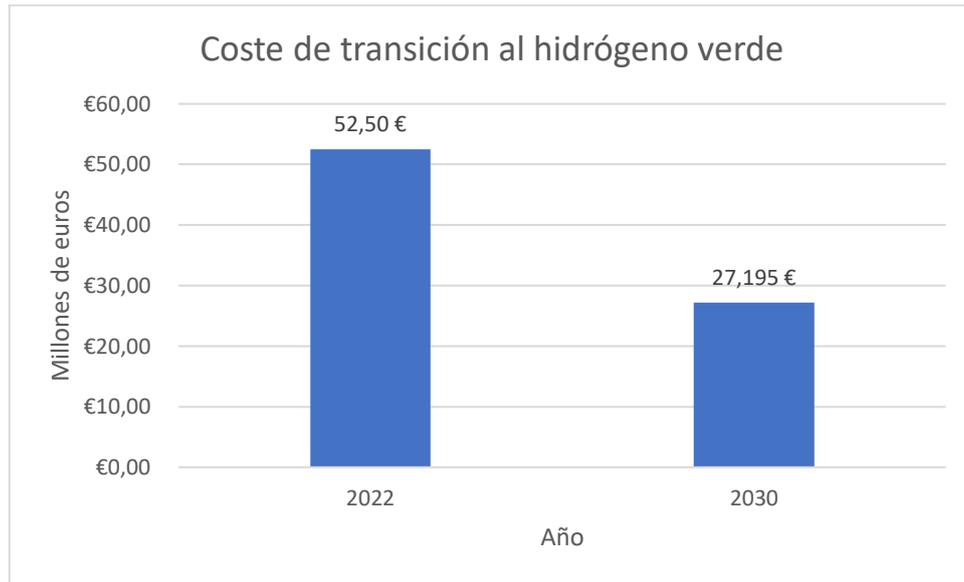


Figura 6.3.3. Coste de transición al H2 verde en la industria siderúrgica
Fuente: Elaboración propia

En esta industria el coste de transición hoy en día es mucho más barato que para la industria del refino y para 2030 aún más. La diferencia entre hoy en día y 8 años es bastante grande (casi un 50%). Viendo la evolución de precios y que la industria siderúrgica es la menos consumidora de hidrógeno, la inversión en hidrogeno verde todavía tampoco sale rentable. Para 2030, es bastante asequible y además, según varios estudios, el hidrógeno verde puede ser la opción más barata de producir acero para 2050.

6.4. INDUSTRIA QUÍMICA

En la industria química se utiliza mucho el hidrógeno para procesos de producción de amoníaco y metanol. Con el amoníaco principalmente se producen fertilizantes pero también es usado para productos como el líquido refrigerante y otras aplicaciones industriales. Por otro lado el metanol se utiliza principalmente para la fabricación de productos químicos y para combustibles (gasolina y biodiesel). La industria química es la industria en la que más se utiliza el hidrógeno, representa un 37,4% de todo el hidrógeno utilizado globalmente. Se consumen unas 48 Mt de hidrógeno al año, con un crecimiento del 2% anual hasta 2030. En España el consumo de hidrógeno por parte de la industria química representa un 25% del consumo nacional (datos obtenidos de la Asociación Española de Cogeneración y la Hoja de Ruta del Hidrógeno publicada por el ministerio de transición ecológica). Se realizó el mismo análisis que para las dos industrias anteriores.

Año	Consumo H2 (Kt)
2022	125
2030	146,46

Tabla 6.4.1. Consumo de H2 gris en la industria química

Fuente: Elaboración propia

En este caso también se desconocían los consumos por proceso de producción de hidrógeno por lo que se omitieron los costes de logística y solamente se han tenido en cuenta los costes de producción.

Año	Total (Millones de €)	Precio (€/Kg)
2022	187,50 €	1,50 €
2030	117,168 €	0,80 €

Tabla 6.4.2. Coste de H2 gris en la industria química por año

Fuente: Elaboración propia

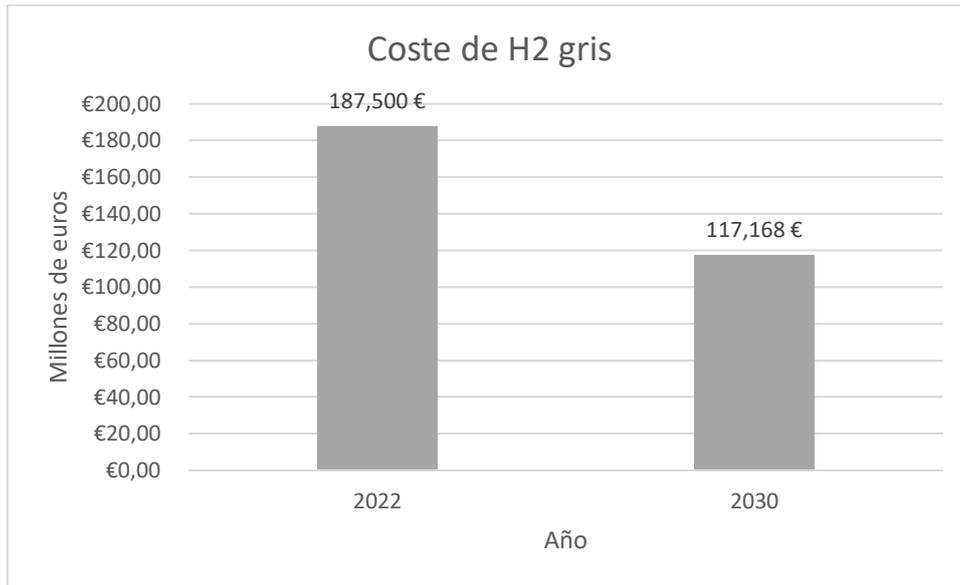


Figura 6.4.1. Coste de producción hidrógeno gris por año
Fuente: Elaboración propia

Año	Total (Millones de €)	Precio (€/Kg)
2022	450,00 €	3,60 €
2030	219,690€	1,50 €

Tabla 6.4.3. Coste de hidrógeno verde en la industria química
Fuente: Elaboración propia



Figura 6.4.2. Coste de producción hidrógeno verde por año
Fuente: Elaboración propia

Y con esta diferencia de costes entre ambos tipos de hidrógeno se computó el coste de transición.

Año	Coste de Transición (Euros)
2022	262,500 €
2030	102,522 €

Tabla 6.4.4. Coste de transición al hidrógeno verde en la industria química

Fuente: Elaboración propia

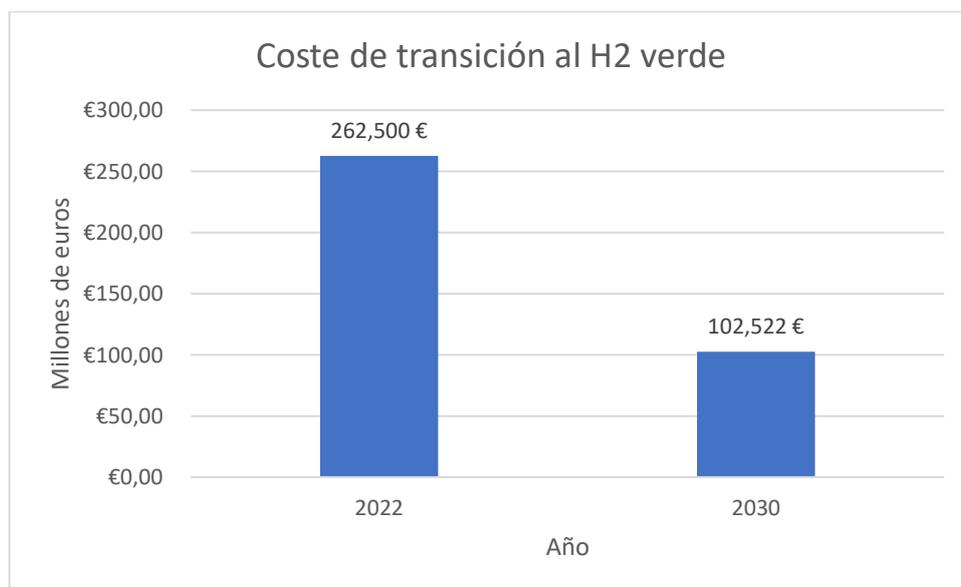


Figura 6.4.3. Coste de transición al hidrógeno verde en la industria química

Fuente: Elaboración propia

Dentro de las tres, donde más poco rentable es la transición al hidrogeno verde en la actualidad es en la industria química como se puede ver en la figura superior. Al igual que en las 3 para 2030 el coste de transición baja muchísimo, en este caso un 61%. Con la industria química pasa lo mismo que con el refino, para todo el hidrógeno que se utiliza, el coste de transición en 2030 es bastante asequible.

La principal conclusión que se saca de este análisis es que el hidrógeno renovable aun supone una alta inversión ahora mismo. Pero viendo la tendencia de los precios para los próximos 10 años, y no solo para los siguientes 10 años, sino también apuntando a 2050,

las energías renovables, los electrolizadores y todo el tema de logística de hidrógeno estará infinitamente más desarrollado provocando que ese coste de transición baje todavía más.

CAPÍTULO 7. COMPETITIVIDAD HIDRÓGENO 2030

Una vez hecho todo el análisis se puede concluir con certeza que, el hidrógeno verde a día de hoy no es competitivo con otros combustibles. Sin embargo, viendo los resultados obtenidos y la cantidad de iniciativas y proyectos puestos en marcha en España, se conseguirá hacerlo competitivo. Para conseguir este objetivo y potenciar el despliegue de este nuevo vector energético hay 3 acciones: bajar el coste de la electricidad, lograr mejoras la tecnología de la electrólisis e impulsar la demanda del hidrógeno.

1. **Bajar el coste de la electricidad:** Para bajar el coste de la electricidad se puede mejorar la colocación de las renovables, aumentando así las horas de producción. También bajaría el precio reducir los peajes y cargos. Con estas iniciativas se aumentarían las horas de funcionamiento de los electrolizadores y se reducirían los costes de la factura eléctrica de estos.
2. **Mejorar la tecnología de los electrolizadores:** Los electrolizadores todavía tienen un largo camino por recorrer. Para mejorarlos se podría reducir el grosor de la membrana lo que mejoraría la eficiencia y por tanto, necesitarían menos electricidad. Por otro lado también se puede mejorar su proceso de fabricación que reduciría su coste.
3. **Impulsar la demanda de hidrógeno:** Acciones que impulsarían la demanda del hidrógeno serían: el establecimiento de un plan de ayudas, fomentar la necesidad de la descarbonización e informar del rol del hidrógeno en la descarbonización y de sus grandes ventajas.

Para el futuro del hidrógeno descarbonizado, hay actualmente 3 escenarios que puede seguir desde 2020 hasta 2030. El primer escenario, el base, es que la demanda del hidrógeno verde se expandirá en centros de materia prima y transporte. En el escenario 2, el consumo de hidrógeno crecerá debido a la agrupación de la demanda y una reducción de costes en la producción (aprox. 2-3 euros/kg en 2030 y aprox. 2 euros/kg en 2050). Y por último, en el escenario 3, la demanda será mayor gracias una reducción mayor de los costes (aprox. 2 euros/Kg en 2030 y aprox. 1 euro/kg en 2050). Esta demanda de hidrógeno verde por escenario se reúne en la siguiente figura:

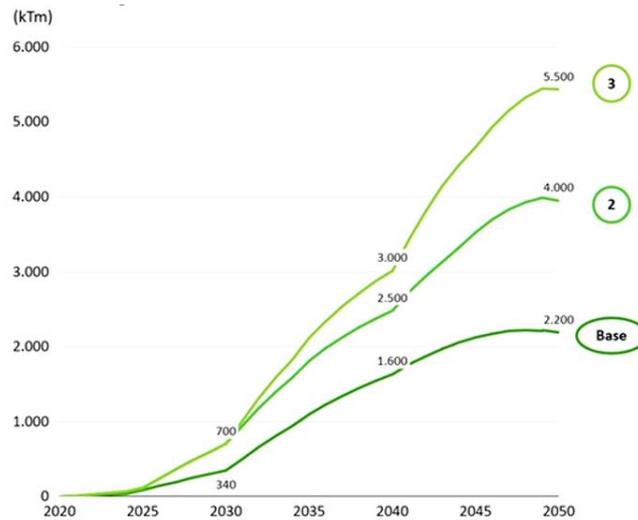


Figura 7.1. Demanda de H2 verde por escenario

Fuente: Estudios de diversas firmas de consultoría: Deloitte, PWC, RolandBerger, AdL

Esta figura afirma lo que se ha estudiado en este trabajo. Los costes de hidrógeno verde bajarán notablemente cerca de 2030 y más aún para 2050. Esto provoca un aumento de la demanda y como se ve en el gráfico, ese aumento es casi exponencial. Además afirma los resultados obtenidos en cuanto al coste de transición, se ve una tendencia clara en que bajarán a medida que pasen los años. El hidrógeno verde será muy competitivo con otros combustibles y será la pieza clave para la descarbonización de los sectores imposibles de electrificar.

CAPÍTULO 8. ALINEACIÓN CON LOS ODS

El proyecto se alinea con varios de los objetivos de desarrollo sostenible. En primer lugar, con el Objetivo 7 (Energía asequible y no contaminante). Este objetivo tiene como meta aumentar considerablemente la proporción de energía renovable de aquí a 2030. Para producir hidrógeno verde, se necesita de las energías renovables lo que hace que se enfoque más atención en mejorar y aumentar estas fuentes de energía.

También está relacionado con el Objetivo 9 (Industria, innovación e infraestructuras), el cual tiene como metas modernizar la infraestructura, reconvertir las industrias para que sean sostenibles y apoyar el desarrollo de tecnologías, la investigación y la innovación nacional. El hidrógeno verde es una nueva tecnología con mucho potencial por la que se está apostando fuerte en España provocando un gran aumento en las inversiones de I+D. Además, la distribución del hidrógeno verde requiere una nueva infraestructura o una modernización de la red gasista actual en España.

Con el último objetivo con el que se alinea este trabajo es con el Objetivo 13 (Acción por el clima). Este objetivo tiene como finalidad adoptar medidas para reducir las emisiones de gases que provocan el efecto invernadero y de esta forma, combatir el cambio climático. El hidrógeno verde tiene capacidad de ser un principal sustituto de combustibles necesarios para el transporte, para la producción de elementos o la generación de calor. Con la transición a este nuevo combustible se consigue reducir en gran cantidad las emisiones de CO₂ y otros gases contaminantes, frenando así el cambio climático y sus efectos.

CAPÍTULO 9. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Acciona.com. *El hidrógeno verde: la energía del futuro clave en la descarbonización* / ACCIONA. [online] Available at: https://www.acciona.com/es/hidrogeno-verde/?_adin=02021864894#2
- [2] Good New Energy. 2021. *Del gris al verde, los colores del hidrógeno* - Good New Energy. [online] Available at: <https://goodnewenergy.enagas.es/innovadores/del-gris-al-verde-los-colores-del-hidrogeno/#:~:text=En%20concreto%2C%20el%20hidr%C3%B3geno%20gris,ni%20se%20utilizan%20energ%C3%ADas%20renovables>
- [3] Iberdrola. *Qué es el Hidrógeno Verde y su importancia* - Iberdrola. [online] Available at: <https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/hidrogeno-verde>
- [4] González García-Blanco, A, 2010. *Producción, almacenamiento y distribución de hidrógeno*. [online] Available at: http://www2.udg.edu/Portals/88/proc_industrials/5%20-%20Otros%20Combustibles-Hidrogeno.pdf
- [5] Linares Hurtado, J.I. & Moratilla Soria, B. Y. (2007). *El hidrogeno y la energía*. Madrid: Asociación Nacional de Ingenieros de ICAI
- [6] Iberdrola. *Electrolizador | Factor clave en la producción de hidrógeno verde* - Iberdrola. [online] Available at: <https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/electrolizador>
- [7] Gobierno de España. Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, Hoja de Ruta del Hidrógeno: una apuesta por el hidrógeno renovable, Madrid 2020
- https://energia.gob.es/es-es/Novedades/Documents/hoja_de_ruta_del_hidrogeno.pdf
- [8] Morante, J., Andreu, T., García, G., Guilera, J., Tarancón, A. and Torrell, M., 2020. *Hidrógeno Vector energético de una economía descarbonizada*. 1st ed. Fundación Naturgy.
- [9] Good New Energy. 2021. *¿Para qué utilizaremos el hidrógeno verde, la ya conocida como “energía del futuro”?* - Good New Energy. [online] Available at: <https://goodnewenergy.enagas.es/innovadores/para-que-utilizaremos-el-hidrogeno-verde-la-ya-conocida-como-energia-del-futuro/>
- [10] Ingemecanica.com. 2022. *Pilas de Combustible*. [online] Available at: <https://ingemecanica.com/tutorialsemanal/tutorialn115.html>
- [11] Centro Nacional de Hidrógeno. *Pilas de Combustible*. [online] Available at: <https://www.cnh2.es/pilas-de-combustible/#:~:text=Una%20pila%20de%20combustible%20es,de%20corriente%20continua%20y%20calor>
- [12] Santiago, O., 2017. *Almacenamiento de hidrógeno comprimido: tipos de tanques / Apilados*. [online] Apilados. Available at: <https://apilados.com/blog/almacenamiento-hidrogeno-comprimido-tipos-tanques/>

- [13] Pública, A., 2021. *Hidrógeno verde: la posición estratégica de España y la UE*. [online] Agendapublica.elpais.com. Available at: <https://agendapublica.elpais.com/noticia/17409/hidrogeno-verde-posicion-estrat-gica-espana-ue>
- [14] Consilium.europa.eu. 2022. *Pacto Verde Europeo*. [online] Available at: <https://www.consilium.europa.eu/es/policies/green-deal/>
- [15] Works, E., 2022. *Hidrógeno verde: retos, oportunidades y potencial en España - Actualidad RETEMA*. [online] Retema.es. Available at: <https://www.retema.es/noticia/hidrogeno-verde-retos-oportunidades-y-potencial-en-espana-vm32>
- [16] Iberdrola.es. 2022. *Los mayores proyectos de hidrógeno verde en España - IBERDROLA*. [online] Available at: <https://www.iberdrola.es/blog/sostenibilidad/grandes-proyectos-espana-hidrogeno-verde>
- [17] Iberdrola. 2022. *El tren de hidrógeno verde será una realidad gracias a Iberdrola y CAF - Iberdrola*. [online] Available at: https://www.iberdrola.com/sala-comunicacion/noticias/detalle/tren_hidrogeno_verde_sera_realidad_gracias_a_iberdrola_caf
- [18] Iberdrola. *Planta de hidrógeno verde de Puertollano - Iberdrola*. [online] Available at: <https://www.iberdrola.com/conocenos/lineas-negocio/proyectos-emblematicos/puertollano-planta-hidrogeno-verde>
- [19] Sobrino, R., 2021. *Endesa prepara la mayor inversión en hidrógeno verde en España con 2.900 millones*. [online] Cinco Días. Available at: https://cincodias.elpais.com/cincodias/2021/01/29/companias/1611950644_648508.html
- [20] Roca, R., 2021. *Repsol participa en un proyecto pionero de hidrógeno verde con eólica marina en Noruega*. [online] El Periódico de la Energía. Available at: <https://elperiodicodelaenergia.com/repsol-participa-en-un-proyecto-pionero-de-hidrogeno-verde-con-eolica-marina-en-noruega/>
- [21] Cinco Días. 2022. *El fondo CIP se une a Enagás y Naturgy en un megaproyecto de fabricación de hidrógeno*. [online] Available at: https://cincodias.elpais.com/cincodias/2022/02/01/companias/1643721440_471248.html#:~:text=El%20fondo%20Copenhague%20Infrastructure%20Partners,la%20demanda%20actual%20en%20Espa%C3%B1a.
- [22] Aragón, E., 2022. *Naturgy y Enagás plantean una planta de hidrógeno verde en La Robla*. [online] Hidrogeno verde. Available at: <https://hidrogeno-verde.es/naturgy-y-enagas-planta-en-la-robla/>
- [23] ELMUNDO. 2021. *Bilbao, Cartagena y Tarragona, las 'sedes' del hidrógeno verde en España*. [online] Available at: <https://www.elmundo.es/ciencia-y-salud/medio-ambiente/2021/10/14/61683b5afdddf7a98b45a5.html>
- [24] Naturgy.es. 2020. *Enagás y Naturgy impulsan en León la mayor planta de hidrógeno verde de España - Naturgy - Sala de prensa*. [online] Available at: https://www.naturgy.es/Publicacion/Satellite?c=Page&childpagename=GNF%2FPPage%2FGNF_GlobalLayout&cid=1477704358105&pagename=GNFWrapper

[25] Morales, G., 2021. *Hidrógeno verde y biometano, el futuro de la energía que ya explora Naturgy*. [online] El Español. Available at: https://www.elespanol.com/invertia/20210320/hidrogeno-verde-biometano-futuro-energia-explora-naturgy/566693998_0.html

[26] Benito, J., 2022. *Hidrógeno verde para descarbonizar el sector siderúrgico*. [online] Hidrogeno verde. Available at: <https://hidrogeno-verde.es/hidrogeno-verde-sector-siderurgico/>

[27] Acogen.es. 2021. *Entendimiento del Mercado del Hidrógeno y sus oportunidades para la Cogeneración*. [online] Available at: <https://www.acogen.es/post/estudio-hidrogeno-en-la-cogeneracion-completo.pdf>

[29] Enérgyavm.es, 2020. *¿Qué es el Levelised Cost of Energy (LCOE)?*. [online]. Available at: <https://www.energyavm.es/que-es-el-levelized-cost-of-energy-lcoe/>

