



Facultad de Ciencias Económicas y Empresariales

EL HIDRÓGENO VERDE COMO NUEVO VECTOR ENERGÉTICO: UN ANÁLISIS DE SU FUNCIÓN COMO ENERGÍA ALMACENABLE y TRANSPORTABLE.

Autor: Malena López Sánchez

Director: Isabel Catalina Figuerola Ferretti

MADRID | marzo 2023

RESUMEN

Mediante el presente proyecto se pretende analizar en profundidad la situación o estado actual de la industria del hidrógeno, estudiando los hitos regulatorios más importantes de los últimos años, las distintas etapas que conforman su cadena de valor y entrando en detalle en los distintos métodos de transporte y almacenamiento del hidrógeno que existen actualmente, así como aquellos que son más viables en el corto plazo. Adicionalmente, en el presente trabajo se analiza la oportunidad que supone este recurso natural para un país como España, y como a su vez, éste presenta una serie de características que le impulsan a convertirse en un referente del hidrógeno a nivel europeo. Sin embargo, también se hace referencia a los distintos retos que habrá que afrontar en los próximos años para conseguir llegar a desarrollar un auténtico mercado del hidrógeno verde y que este se convierta en una verdadera “commodity”.

Palabras clave: Hidrógeno, cadena de valor, descarbonización, densidad volumétrica, infraestructura gasista, combustibles fósiles, almacenamiento, transporte, objeto de comercialización.

ABSTRACT

The aim of this project is to analyze in depth the current situation or status of the hydrogen industry, studying the most important regulatory milestones of recent years, the different stages that make up its value chain and going into detail on the different methods of transport and storage of hydrogen that currently exist, as well as those that are more viable in the short term. In addition, this project analyzes the opportunity that this natural resource represents for a country like Spain, and how, in turn, it presents a series of characteristics that drive it to become a hydrogen reference at European level. However, reference is also made to the different challenges that will have to be faced in the coming years in order to develop an authentic green hydrogen market and for it to become a true "commodity".

Keywords: Hydrogen, value chain, decarbonization, volumetric density, gas infrastructure, fossil fuels, storage, transportation, commodity.

ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN	5
1.1. Objetivo del trabajo	5
1.2. Metodología.....	5
1.3. Estructura del trabajo	5
2. ESTADO DE LA CUESTIÓN	6
3. MARCO CONCEPTUAL DEL HIDRÓGENO	10
3.1. Concepto y propiedades del hidrógeno	10
3.2. Clasificación ambiental del hidrógeno	11
• Hidrógeno gris.....	11
• Hidrógeno azul	12
• Hidrógeno verde	12
• Otros	13
3.3. Cadena de valor del hidrógeno	14
• Producción.....	14
• Transporte y almacenamiento	16
• Aplicación o uso final	17
4. EL HIDRÓGENO VERDE COMO NUEVO VECTOR ENERGÉTICO	18
4.1. Hitos regulatorios	19
A) Hitos regulatorios en el ámbito europeo	20
B) Hitos regulatorios en el ámbito nacional	26
4.2. Objetivos conseguidos	28
5. EL HIDRÓGENO VERDE COMO ENERGÍA ALMACENABLE Y TRANSPORTABLE	31
5.1. El hidrógeno verde como energía almacenable	32
A) Almacenamiento como gas a presión	35
B) Almacenamiento de hidrógeno líquido	38
C) Almacenamiento geológico.....	40
D) Almacenamiento basado en materiales	41
5.2. El hidrógeno verde como energía transportable	45
A) Transporte marítimo	46
B) Transporte terrestre.....	47
C) Transporte a través de una red de tuberías	49
6. ESPAÑA COMO PAÍS CLAVE PARA CONSEGUIR QUE EL HIDRÓGENO VERDE SE CONVIERTA EN UN NUEVO ‘COMMODITY’.....	52
7. FUNCIONES CLAVE Y RETOS PARA CONVERTIR EL HIDRÓGENO VERDE EN UN PRODUCTO OBJETO DE COMERCIALIZACIÓN	57
8. CONCLUSIONES	67
9. BIBLIOGRAFÍA	70

ÍNDICE DE FIGURAS

- Figura 1. *Evolución del nivel de consumo de energía hasta 2050.*
- Figura 2. *Etapas de la cadena de valor del hidrógeno.*
- Figura 3. *Hitos regulatorios en el ámbito europeo.*
- Figura 4. *Hitos regulatorios en el ámbito nacional.*
- Figura 5. *Mínimo consumo de energía para comprimir hidrógeno desde 1 atm y 20 °C.*
- Figura 6 *Clasificación de los distintos métodos de almacenamiento del hidrógeno*
- Figura 7. *Estructura y componentes de un contenedor de hidrógeno comprimido.*
- Figura 8. *Tipos de almacenamiento geológico del hidrógeno.*
- Figura 9. *Métodos de almacenamiento de hidrógeno en materiales.*
- Figura 10. *Infraestructura gasista en España.*
- Figura 11. *Comparación entre la red de infraestructuras actual y la futura.*
- Figura 12. *Evolución de los combustibles en función del incremento de la temperatura global.*
- Figura 13. *Evolución de producción de hidrógeno verde a partir de energías solar y eólica vs. Hidrógeno azul a partir de combustibles fósiles entre los años 2020-2050.*
- Figura 14. Precio estimado del productor de hidrógeno renovable.*
- Figura 15. Ammonia Energy Substitution Indices (AESI).*
- Figura 16. Esquema de los precios de negociación del hidrógeno renovable.*
- Figura 17. Evolución anual de la demanda de hidrógeno por usos.*

ÍNDICE DE TABLAS

- Tabla 1. *Métodos de obtención del hidrógeno.*
- Tabla 2. *Densidad volumétrica y energética del hidrógeno.*
- Tabla 3. *Clasificación de los tipos de contenedores de almacenamiento de hidrógeno.*
- Tabla 4. *Comparativa de la energía requerida y consumida dependiendo del proceso.*
- Tabla 5. *Tabla de densidades de distintos elementos metálicos.*

1. INTRODUCCIÓN

1.1. Objetivo del trabajo

El presente trabajo de investigación académica tiene como objetivo principal analizar y estudiar uno de los recursos energéticos que a día de hoy presenta un papel protagonista en el proceso de transición energética: el hidrógeno verde. Concretamente, se pretende profundizar en la capacidad de este recurso para ser almacenado y transportado, así como en los distintos objetivos que han de lograrse para convertir a éste en un objeto de comercialización, y a su vez, a España en un país pionero en la distribución del hidrógeno renovable a nivel europeo.

1.2. Metodología

Para alcanzar el objetivo que se pretende con este trabajo, la metodología seguida consistirá principalmente en:

- Una revisión y análisis de la literatura actual disponible relacionada con el hidrógeno verde como vector energético y las distintas formas posibles de almacenamiento y transporte de este recurso.
- Un análisis e investigación de las oportunidades que presenta España como país para convertirse en un referente en materia de distribución del hidrógeno a través de artículos, noticias de prensa o información procedente de diversas bases de datos.
- Una síntesis de las opiniones de diferentes expertos en la materia a través de conferencias impartidas por la Universidad.

1.3. Estructura del trabajo

Tras una introducción en la que se ha expuesto los objetivos que se pretenden alcanzar y la metodología que se ha utilizado para el desarrollo de este trabajo, es preciso

conocer cuál va a ser la estructura que se va a seguir. El presente trabajo sigue una estructura dividida en cuatro bloques:

En primer lugar, se realiza un análisis del estado actual del tema a tratar a lo largo del presente trabajo, es decir, una breve explicación de la situación y la importancia que presenta hoy en día el hidrógeno verde. Además, posteriormente, una vez se haya tratado la importancia actual de este recurso energético, se procede, por un lado, a exponer de manera detallada los aspectos básicos relacionados con éste, tales como su concepto, su clasificación y la cadena de valor, y, por otro lado, a tratar los hitos regulatorios que se han dado en los últimos años tanto a nivel europeo como a nivel estatal.

En segundo lugar, se procede a realizar un análisis más detallado de la segunda etapa de la cadena de valor del hidrógeno, correspondiente al almacenamiento y el transporte. En este apartado se desarrolla con una mayor profundidad las distintas formas de almacenamiento y de transporte, así como las respectivas ventajas e inconvenientes que presentan cada uno de los métodos explicados.

En tercer lugar, se estudiará el hidrógeno como futuro “commodity”. Es decir, en este bloque se analiza, por un lado, las distintas ventajas que presenta un país como España para convertirse en uno de los primeros “hub” de hidrógeno renovable a nivel europeo, y, por otro lado, los distintos retos y funciones que se deben afrontar para llegar a construir un auténtico mercado de hidrógeno verde y que éste pueda llegar a convertirse en un verdadero objeto de comercialización.

En cuarto y último lugar, se dedicará un apartado para desarrollar las conclusiones obtenidas tras la realización del trabajo.

2. ESTADO DE LA CUESTIÓN

En los últimos años, una de las principales amenazas con la que se ha encontrado la humanidad es el cambio climático derivado del calentamiento global. El calentamiento global se debe, principalmente, al aumento en la emisión de gases de efecto invernadero

como consecuencia de las actividades que lleva a cabo el ser humano. Durante el último siglo, la quema de combustibles fósiles, como puede ser el carbón o el petróleo, han generado un aumento en los niveles de concentración de dióxido de carbono (CO₂) en la atmósfera, lo cual, a su vez, ha provocado un aumento generalizado de las temperaturas medias de la atmósfera, siendo este fenómeno lo que se conoce como calentamiento global.

Como consecuencia de esta amenaza, la concienciación sobre el cambio climático, tanto por parte de las empresas como de la población, ha ido aumentando durante los últimos años. Esta preocupación generalizada se ha materializado mediante la puesta en marcha de muchos proyectos que han supuesto avances tecnológicos capaces de hacer frente a esta situación. Es en este punto en el que juega un papel importante la implantación de fuentes energéticas limpias que faciliten la descarbonización de la economía.

La descarbonización consiste en un proceso de reducción progresiva de los niveles de emisión de carbono hacia la atmósfera. En este sentido, son las energías limpias y renovables las que juegan un papel fundamental, siendo la transición energética hacia esas energías un punto clave en ese esfuerzo de descarbonización. Es por ello, por lo que, progresivamente, han ido surgiendo nuevos vectores energéticos en apoyo de dicha transición energética, siendo uno de ellos el hidrógeno renovable, o también conocido como hidrógeno verde¹.

Por otro lado, la tasa emisión de dióxido de carbono a la atmósfera está directamente relacionada con el consumo de energía por persona. En este sentido, la Agencia Internacional de la Energía (AIE) prevé un incremento continuo hasta el año 2040 de la demanda de energía global, lo que supone que en una economía en la que existe actualmente una fuerte dependencia al carbón y el petróleo, esto implicaría un aumento en los niveles de CO₂ en la atmósfera y un agravamiento del calentamiento global. Es por ello, por lo que, la descarbonización de la economía es uno de los principales objetivos a

¹ *Qué es la descarbonización y principales claves para conseguirla* | Repsol. (2022, 28 septiembre). REPSOL. <https://www.repsol.com/es/sostenibilidad/cambio-climatico/descarbonizacion/index.cshtml>

nivel mundial a conseguir en el año 2050, siendo, el hidrógeno verde o renovable, un elemento fundamental en la consecución de dicho objetivo².

De hecho, ya en el informe “*International Energy Outlook 2021*” (IEO2021), la AIE predecía que, en caso de que no se produzcan cambios significativos (tanto a nivel económico como político), el consumo global de energía aumentará casi en un 50% de cara a 2050. Sin embargo, lo relevante de este incremento en el nivel de demanda de energía, si se compara con períodos precedentes, son los porcentajes de participación de las diferentes fuentes de energía que contribuyen a cubrir dicha demanda. Esta redistribución de la participación de las fuentes de energía hará que la contribución principalmente del petróleo vaya disminuyendo progresivamente y sea sustituida por las energías renovables. Las previsiones a futuro indican que las energías renovables crecerán en los próximos 30 años a un ritmo tal que en el año 2050 alcanzarán niveles similares a los del petróleo (Figura 1).

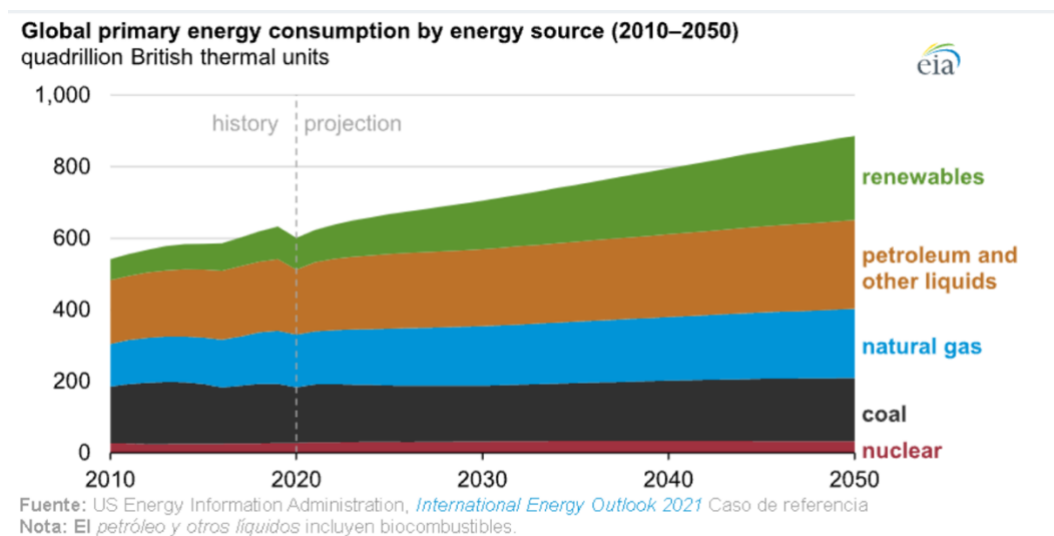


Figura 1. Evolución del nivel de consumo de energía hasta 2050.

Por lo tanto, se puede afirmar, que vivimos en un entorno en el que la preocupación por la sostenibilidad y el medio ambiente es creciente, y, que la sociedad es consciente de que el desarrollo y la implantación de las energías renovables constituye una de las respuestas clave ante este problema, siendo el hidrógeno (más concretamente, el hidrógeno verde)

² El hidrógeno verde: una alternativa para reducir las emisiones y cuidar nuestro planeta. (2021, 22 abril). Iberdrola. <https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/hidrogeno-verde>

una solución eficiente, accesible y sostenible, que cada vez ha ido ganando un mayor apoyo.

Esta demanda creciente de energía y sus consecuencias para el entorno son las razones que justifican, por un lado, la preocupación por la sostenibilidad y el medio ambiente y, por otro lado, la necesidad de incrementar el esfuerzo en el desarrollo e implantación de las energías renovables y en particular el hidrógeno verde. En este sentido, el hidrógeno verde se perfila como una solución eficiente, accesible y sostenible a largo plazo.

Por otro lado, la invasión de Ucrania por las fuerzas rusas y las consiguientes perturbaciones en los mercados energéticos derivados de este acto bélico ha supuesto un acicate a la descarbonización de la economía. En este sentido, en marzo de 2022 los dirigentes de la Unión Europea (UE) acordaron en el Consejo Europeo eliminar gradualmente la dependencia de Europa de las importaciones de energía procedente de Rusia, aumentando sus objetivos de implantación del hidrógeno y las energías renovables. Esta dependencia del petróleo y gas ruso es especialmente importante en Europa, donde Rusia llega a suministrar un 20% del petróleo y más del 30% del gas. Esta situación de dependencia podría llegar a suponer una crisis existencial³.

Con anterioridad al inicio de la guerra, ya se habían establecido en la Unión Europea unos objetivos a corto plazo consistentes en una reducción notable del consumo de combustibles fósiles en el año 2030 en comparación con el año 2019 y, el objetivo a largo plazo de conseguir la neutralidad del carbono en el año 2050. Sin embargo, una vez que comenzó la guerra en Ucrania aparecieron nuevos retos consistentes en poner fin a la dependencia energética de la Unión Europea con Rusia. Esta crisis energética es una de las causas que ha dado lugar a que el hidrógeno verde sea una alternativa que se encuentre en auge por constituirse como un vector energético de la transición energética que se pretende. Por lo tanto, el conflicto bélico ha hecho aflorar un parámetro que hasta la fecha no se consideraba relevante en el proceso de transformación hacia una economía descarbonizada, la necesidad de contar en la Unión Europea con una independencia y seguridad energética. Para lograr dicha independencia y seguridad energética es vital

³ Roca, J. A. (2021, 9 octubre). *El consumo mundial de energía crecerá casi el 50% para 2050 liderado por las renovables*. El Periódico de la Energía. <https://elperiodicodelaenergia.com/el-consumo-mundial-de-energia-crecera-casi-el-50-para-2050-liderado-por-las-renovables/>

coordinar las interconexiones entre los Estados miembros, creando un plan de acción unificado, articulado de forma clara y con un alto nivel de compromiso, garantizando así la cooperación entre los países del norte y del sur de Europa⁴.

3. MARCO CONCEPTUAL DEL HIDRÓGENO

3.1. Concepto y propiedades del hidrógeno

El hidrógeno, representado por el símbolo H, es el elemento químico más simple y ligero de la tabla periódica. Está formado únicamente por un protón y un electrón y es, por esta simplicidad estructural que le caracteriza, por la cual conforma el elemento más abundante del planeta. Sin embargo, el hidrógeno no es un elemento que se presente de forma libre, sino que, por el contrario, lo común es encontrar este elemento formando compuestos (como es el caso del agua, cuyo símbolo es H₂O) o como componente de multitud de moléculas orgánicas, siendo el caso más habitual encontrárselo en forma de molécula de gas (H₂). Por ello, para disponer de él, es necesario separarlo del resto de componentes, lo que requiere una determinada tecnología.

Además, atendiendo a otras propiedades fisicoquímicas del hidrógeno, se trata de un elemento con una alta densidad energética en masa (esto quiere decir, con un elevado valor de energía por unidad de masa), pero con una baja densidad energética en volumen (se trata de un elemento muy ligero).

Todas estas propiedades que presenta el hidrógeno son cualidades esenciales para su cadena de valor, y, aunque no son las ideales, sí que presentan una multitud de ventajas y beneficios (entre ellos: es el único combustible que no genera dióxido de carbono cuando se utiliza, se puede almacenar y las reservas de este combustible son inagotables).

Al comparar estas propiedades con las propias de uno de los combustibles más utilizados a día de hoy, como es el caso del gas natural, se observa que para conseguir una misma cantidad de masa de hidrógeno se requiere un volumen mucho mayor, pero que, sin

⁴ Negocios TV. (2022, 17 marzo). *Isabel Figuerola: La guerra en Ucrania relanza el papel del hidrógeno verde español* [Vídeo]. YouTube. <https://www.youtube.com/watch?v=C3XtyySyXqQ>

embargo, con la misma cantidad de masa de ambos combustibles, el hidrógeno aporta el doble de energía que el gas⁵.

3.2. Clasificación ambiental del hidrógeno

En el año 2019, la Agencia Internacional de Energía (AIE) en el informe *The Future of Hydrogen* estableció una clasificación del hidrógeno por colores, con la finalidad de facilitar la divulgación de la información. En dicha clasificación se han definido hasta siete tipos de hidrógeno y a cada uno de ellos se le ha asignado un color. Dichos colores se reparten atendiendo a la forma de producción utilizada para generar este elemento químico, así como, el grado de emisiones de CO₂ que ha generado⁶.

Actualmente existen siete tipos de hidrógeno como combustible. Esta clasificación se realiza en función de distintos colores, de tal forma, que cada uno de los colores que se atribuye al hidrógeno representa un tipo distinto, el cual está claramente definido y diferenciado del resto.

Atendiendo a este criterio, cabe destacar los siguientes tres tipos de hidrógeno:

- *Hidrógeno gris*

El hidrógeno gris se caracteriza por utilizar como materia prima para su obtención combustibles fósiles, como es, por ejemplo, el gas natural u otros hidrocarburos ligeros (como metano). Además, en cuanto a la emisión de dióxido de carbono, esta se produce durante los distintos procesos de *reforming* o síntesis⁷. A día de hoy, este es el tipo de hidrógeno más consumido en España y mayoritariamente

⁵ Morante, J. R., Andreu, T., García, G., Guilera, J., Tarancón, A., & Torrell, M. (s. f.). “*Hidrógeno. Vector energético de una economía descarbonizada*” (2.^a ed.). Fundación Naturgy. https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&ved=2ahUKEwjWicGYo6f9AhXInf0HHRX4ChAQFnoECBYQAQ&url=https%3A%2F%2Fwww.naturgy.com%2Ffiles%2FLIBRO_HIDROGENO_Fundaci%25C3%25B3n_Naturgy.pdf&usg=AOvVaw2l_b_e9wabIYGjSILrroQZ

⁶ (2019). *The Future of Hydrogen*. https://iea.blob.core.windows.net/assets/9e3a3493-b9a6-4b7d-b499-7ca48e357561/The_Future_of_Hydrogen.pdf

⁷ (s.f.). *Hoja de ruta del Hidrógeno: Una apuesta por el hidrógeno renovable*. Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD). https://energia.gob.es/es/Novedades/Documents/hoja_de_ruta_del_hidrogeno.pdf

en Europa. Según la Agencia Internacional de la Energía actualmente se consumen en todo el mundo alrededor de unas 70 toneladas (tm) de hidrógeno al año, con una emisión de unas 830 tm de dióxido de carbono. La principal materia prima utilizada en la producción de este tipo de hidrógeno es el gas natural⁸.

- *Hidrógeno azul*

El hidrógeno azul o “hidrógeno bajo en carbono” se obtiene a partir del gas natural. Sin embargo, la principal diferencia respecto al hidrógeno gris radica en que, durante el proceso de separación fisicoquímica del gas natural en hidrógeno y dióxido de carbono, este último se captura y almacena.

- *Hidrógeno verde*

El hidrógeno verde o “hidrógeno renovable” se produce mediante la división de la molécula de agua (H₂O) en hidrógeno y oxígeno empleando un proceso de electrólisis y utilizando como fuente de energía la electricidad procedente de energías renovables. Además, esta definición implícitamente implica que la obtención de este tipo de hidrógeno tendrá muy poco impacto al medio ambiente al no emitir del dióxido de carbono a la atmósfera.

Inicialmente el concepto de hidrógeno verde se asociaba al hidrógeno obtenido a través del proceso de electrólisis del agua mediante el uso exclusivo de la energía eléctrica procedente de fuentes renovables. Sin embargo, hoy en día en Europa se está debatiendo el considerar también como hidrógeno verde el procedente de otras fuentes de energía que aun no siendo consideraras energías renovables tampoco emiten dióxido de carbono, como es el caso de la energía nuclear.

La producción de hidrógeno verde presenta una serie de ventajas y desventajas. La principal ventaja es que su producción no impacta al medio ambiente al emplear como fuente de energía eléctrica las energías renovables. La principal

⁸ *El hidrógeno verde: la energía del futuro clave en la descarbonización* | ACCIONA. (s. f.). https://www.accion.com/es/hidrogeno-verde/?_adin=02021864894

desventaja o aspecto negativo es que el proceso de electrólisis requiere un alto consumo de energía eléctrica. En particular, requiere más energía que la requerida en otros procesos de producción de hidrógeno. Por lo tanto, el coste de generación de hidrógeno verde es fuertemente dependiente de la evolución del precio de la electricidad y por ello, el principal inconveniente se encuentra en el coste de producción, aunque éste está tendiendo a reducirse poco a poco a medida que aumenta la participación de fuentes renovables en el mercado eléctrico.

- *Otros*

Además de los tres tipos de hidrógenos indicados anteriormente, existen otros que, por su complejidad a la hora de cuantificar su impacto ambiental, muchas veces no se incluyen en la clasificación anterior o directamente se incluyen dentro de alguno de los tres tipos. Estos son:

- El hidrógeno negro. Es aquel generado a partir del carbón y a veces se incluye dentro del hidrógeno gris por englobar a todos los combustibles fósiles.
- El hidrógeno marrón. Es aquel que se obtiene a partir de lignito, que es un tipo de carbón, y al igual que ocurre con el hidrógeno negro, a veces se incluye dentro de la categoría del hidrógeno gris.
- El hidrógeno turquesa. Este tipo de hidrógeno es el obtenido a partir de la pirolisis del gas natural y a veces se incluye como un subtipo dentro del hidrógeno azul⁹.
- El hidrógeno rosa. Producido a partir de la electrolización de agua mediante energía nuclear¹⁰.

⁹ Morante, J. R., Andreu, T., García, G., Guilera, J., Tarancón, A., & Torrell, M. (s. f.). “Hidrógeno. Vector energético...”, *op. cit.*

¹⁰ Uría Menéndez. (2022). THE POTENTIAL OF HYDROGEN: A GUIDE TO KEY EUROPEAN MARKETS. En *Uría Menéndez*. <https://www.uria.com/en/publicaciones/7975-the-potential-of-hydrogen-a-guide-to-key-european-markets>

3.3. Cadena de valor del hidrógeno

A la hora de hablar de la cadena de valor del hidrógeno, esta puede definirse como la totalidad del proceso que vive el hidrógeno desde su producción hasta el uso final al que se destine, pudiendo tener diversas aplicaciones¹¹.

Por lo tanto, en la cadena de valor del hidrógeno se pueden distinguir tres grandes etapas: producción; transporte y almacenamiento; y finalmente, aplicación o utilidad final. La Figura 2 desarrolla en detalle las etapas que comprende la cadena de valor y las diferentes alternativas que pueden darse en cada una de ellas:

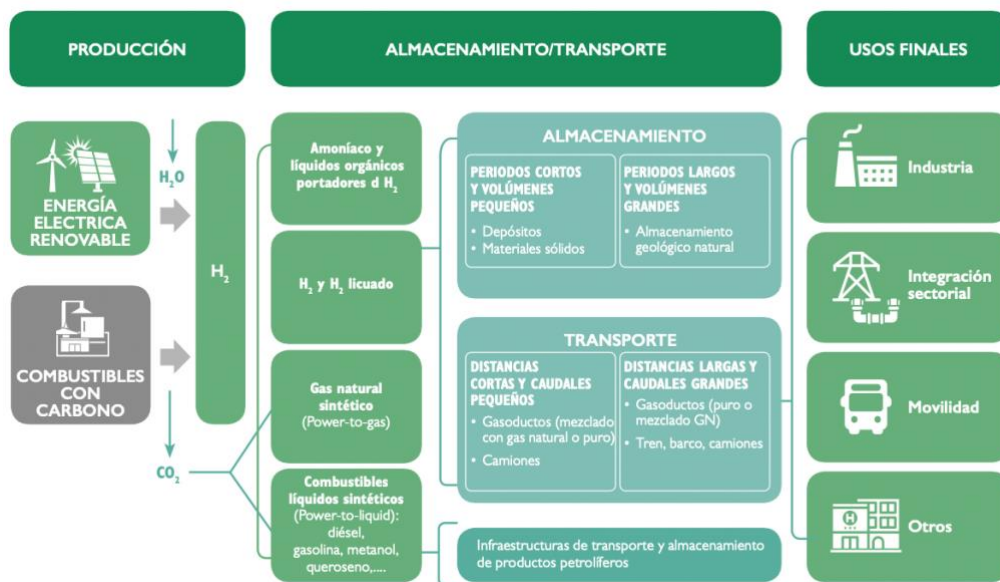


Figura 2. Etapas de la cadena de valor del hidrógeno.

- **Producción**

La cadena de valor del hidrógeno se inicia con la etapa de producción. Atendiendo a la clasificación ambiental se pueden distinguir varias tecnologías para la obtención de hidrógeno en función de la materia prima utilizada:

¹¹ 4e Chile. (2021, 5 agosto). Cadena de valor H2. <https://4echile.cl/recursos/cadena-de-valor-h2/>

A) Hidrógeno producido a partir de energía eléctrica renovable.

El método de producción más empleado es la electrólisis. La electrólisis se define como el proceso por el cual, por medio de electricidad, se separan o disocian los elementos que constituyen un determinado compuesto. En este caso concreto, la electrólisis se lleva a cabo sobre la molécula de agua (H₂O), disociándola en oxígeno e hidrógeno en estado de gas¹².

Todo este proceso es posible debido a un dispositivo denominado electrolizador, el cual permite separar las moléculas de agua en los distintos átomos que las componen. El electrolizador está compuesto por un conjunto de electrodos separados por una membrana, a los cuales se les aplica un elevado voltaje e intensidad con la finalidad de generar una corriente eléctrica en la molécula de agua que provoque la separación del hidrógeno y del oxígeno. Tras este proceso, por un lado, el oxígeno generado se libera a la atmósfera o se almacena para ser de utilidad posterior, y, por otro lado, el hidrógeno se almacena como gas o se licua para ser usado, por ejemplo, en la industria¹³.

Existen distintos tipos de electrolizadores, los cuales pueden ser seleccionados atendiendo a su coste, a la tecnología empleada y en función de la utilidad final que se le vaya a dar al hidrógeno obtenido.

Además de la técnica de electrólisis, existen otros métodos a través de los cuales también se puede producir hidrógeno mediante energías eléctricas renovables. Este es el caso de la termólisis, que provoca la descomposición de la molécula de agua a través del empleo de energía solar concentrada, o el caso de los métodos fotoelectroquímicos, que se caracterizan por aprovecharse de la radiación solar.

¹² (s.f.). *Hoja de ruta del Hidrógeno: Una apuesta por el hidrógeno renovable*. Ministerio para la Transición Ecológica (...) *op. cit.*

¹³ *¿Qué es un electrolizador y por qué es clave para el suministro de hidrógeno verde?* (2021, 22 abril). Iberdrola. <https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/electrolizador>

B) Hidrógeno producido a partir de combustibles con carbono (gas natural o biogás)

Las tecnologías que emplean combustibles con base de carbono para la producción de hidrógeno conllevan siempre, en mayor o menor medida, la emisión de CO₂. A esta categoría pertenecen métodos como el reformado de vapor o *Stream methane reforming* (SMR), la oxidación parcial o *Partial oxidation* (POX) o el reformado autotérmico o *Autothermal reforming* (ATR)¹⁴.

Para concluir este apartado se muestra en la tabla 1 un resumen de los diferentes procesos de producción de hidrógeno atendiendo al método seguido y la materia prima utilizada:

Método	Proceso	Materia prima
Térmico	Reformado con vapor	Gas natural
	Termólisis	Agua
	Pirólisis	Biomasa/Gas natural
	Gasificación	Biomasa/Carbón
Electroquímico	Electrólisis	Agua
	Fotoelectroquímico	Agua
Biológico	Fotobiológico	Agua y algas
	Fermentación	Productos/Bacterias
	Digestión anaerobia	Biomasa

Tabla 1. Métodos de obtención del hidrógeno¹⁵.

- *Transporte y almacenamiento*

Existen diversas alternativas de almacenamiento y transporte del hidrógeno. Es por ello por lo que hay que tener en cuenta una serie de criterios a la hora de determinar de qué forma o en qué estado se va a almacenar y transportar el hidrógeno en cada caso concreto.

¹⁴ (s.f.). *Hoja de ruta del Hidrógeno: Una apuesta por el hidrógeno renovable*. Ministerio para la Transición Ecológica (...) *op. cit.*

¹⁵ Morante, J. R., Andreu, T., García, G., Guilera, J., Tarancón, A., & Torrell, M. (s. f.). “*Hidrógeno. Vector energético...*”, *op. cit.*

Algunos de los factores a tener en cuenta son: la distancia entre el punto dónde se produce el hidrógeno y el lugar dónde se va a producir su consumo, la idoneidad para la aplicación final, la complementariedad de usos finales o el caudal producido y el caudal de consumo.

Además, en lo referido al transporte del hidrógeno, también habrá que tener en cuenta en qué estado es más favorable producirlo para facilitar su transporte: en estado líquido, gaseoso o a través de líquidos portadores, pues dependiendo del estado en el que se encuentre, las opciones de transporte serán unas u otras.

Por lo tanto, un punto clave para determinar el estado y la forma de transporte y almacenamiento es el coste que ello va a suponer. El coste asociado al transporte y almacenamiento del hidrógeno está directamente relacionado con el coste que supone la obtención de la energía requerida para su acondicionamiento, y ello, junto con el coste de producción afecta a la competitividad del hidrógeno en un mercado en el cual compita con a otras fuentes de energía.

- *Aplicación o uso final*

La tercera y última etapa de la cadena de valor son los usos finales del hidrógeno renovable. Sin embargo, se presentan diferencias dependiendo de si se hace uso directamente del hidrógeno o si la utilización del hidrógeno es como materia prima para la fabricación de un determinado producto.

En el caso de las aplicaciones directas del hidrógeno renovable en su forma natural como sustitución de recursos fósiles o más contaminantes, estas se pueden agrupar en los siguientes sectores:

- Industria.

En España se consumen al año alrededor de medio millón de toneladas de hidrógeno en este sector, siendo la mayoría hidrógeno gris. La práctica totalidad de este consumo se produce en las plantas de fabricación de productos industriales (amoníaco) y en las refinerías (mayoritariamente situadas en Huelva, Cartagena y Tarragona). Por ello, incorporar en este sector

el hidrógeno renovable supondría una gran oportunidad para el proceso de descarbonización en la industria. Dentro de los distintos campos de la industria, son de especial interés la industria química, metalúrgica y del refino.

- Integración sectorial.

Gracias a su condición de vector energético, el hidrógeno es una materia prima que puede integrarse en multitud de sectores, lo cual supone una mayor flexibilidad y disponibilidad. En concreto, son de especial interés algunos sectores como el eléctrico, el sector gasista, la economía circular y lo relacionado con el almacenamiento energético.

- Movilidad.

En este sector del transporte la aplicación principal del hidrógeno renovable es su uso en pilas de combustible de hidrógeno, que son dispositivos en los que se realiza un proceso inverso al llevado a cabo por los electrolizadores, es decir, utilizan el hidrógeno para producir electricidad, que aportan la fuerza motriz para mover los vehículos. Las pilas de combustible combinadas con baterías en vehículos suponen una gran ventaja competitiva en el sector del transporte.

- Otros.

El hidrógeno también presenta una gran campo de aplicación en otros sectores como puede ser el sector doméstico, el sector terciario y el sector agrónomo.

4. EL HIDRÓGENO VERDE COMO NUEVO VECTOR ENERGÉTICO

El hidrógeno tiene la consideración de un vector energético, ya que a diferencia de las fuentes de energía primaria (como es el caso de los combustibles fósiles), este requiere de la aportación de energía para ser obtenido, y que, además, sirve como medio para transportar y almacenar energía, pudiendo posteriormente ser liberada cuando se

requiera. En el caso del hidrógeno verde o renovable, como se ha comentado con anterioridad, éste es generado a partir de electricidad renovable¹⁶.

4.1. Hitos regulatorios

Es incuestionable el fuerte desarrollo que la economía del hidrógeno ha tenido en los últimos dos años, pero dicho desarrollo requiere de un marco legal adecuado y claro que aporte seguridad jurídica a los inversores. Dado que el hidrógeno es un combustible relativamente nuevo, en términos de su uso en la industria y el transporte, es esencial tener una regulación específica y sólida para que tanto los inversores como los desarrolladores puedan aportar los recursos, tanto de capital como humano, a largo plazo en proyectos relacionados con el hidrógeno. Sin embargo, la realidad es que el marco regulatorio para la economía del hidrógeno está fragmentado en su alcance y descoordinado entre los diferentes actores, directivas y reglamentos a nivel de la Unión Europea, y leyes y códigos en la legislación de los Estados miembros, lo que dificulta el realizar un plan de inversión y de desarrollo global del mercado del hidrógeno.

Actualmente, son muchos los legisladores que están trabajando en la revisión y simplificación de las regulaciones existentes para facilitar la implementación del hidrógeno renovable. No obstante, este proceso puede ralentizarse, por un lado, debido a la complejidad de poder sacar adelante regulación en la Unión Europea y, por otro lado, a la necesidad de coordinar las diferentes perspectivas legales de los Estados miembros. Esta coordinación de políticas es esencial para el desarrollo del mercado del hidrógeno a gran escala. En la Unión Europea, ya se han llevado a cabo algunas iniciativas, como, por ejemplo, la creación de una red de operadores de redes de hidrógeno y la integración de gases renovables y de bajo carbono en la red existente de gas natural¹⁷.

Por lo tanto, a la hora de hablar de hitos regulatorios en materia del hidrógeno, y en concreto, en lo relativo al hidrógeno renovable, conviene hacer una distinción entre el ámbito de la Unión Europea y el ámbito nacional.

¹⁶ (s.f.). *Hoja de ruta del Hidrógeno: Una apuesta por el hidrógeno renovable*. Ministerio para la Transición Ecológica (...) *op. cit.*

¹⁷ Uría Menéndez. (2022). THE POTENTIAL OF HYDROGEN: A GUIDE TO [...]. *op.cit.*

A) Hitos regulatorios en el ámbito europeo

En los últimos años, en el ámbito europeo, se pueden destacar varios hitos en materia de política energética y regulación en lo referente al hidrógeno. En la Figura 4, se muestra un esquema de los hechos más importantes que han tenido lugar en los últimos años:

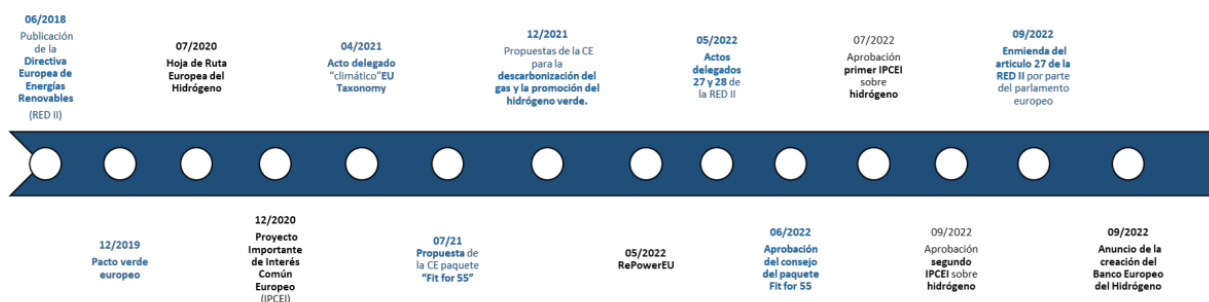


Figura 3. Hitos regulatorios en el ámbito europeo¹⁸.

- **06/2018. Publicación de la Directiva Europea de Energías Renovables.** Esta Directiva, también llamada RED II, establece un marco común para fomentar la energía de fuentes renovables y fija un objetivo vinculante para que la cuota de energía renovable en el consumo final bruto de energía de la Unión Europea en el año 2030 fuera del 32%. Además, establece normas para las ayudas financieras, el autoconsumo, el uso en calefacción, refrigeración y transporte, la cooperación regional, las garantías de origen y la sostenibilidad de los biocarburantes y biolíquidos¹⁹.
- **07/2020 Pacto verde europeo.** El Pacto Verde Europeo, o también conocido por el “*Green Deal*”, fue presentado en diciembre de 2019 y estableció un reto a largo plazo de convertir a Europa en el primer continente climáticamente neutro en el año 2050 y un objetivo a medio plazo de reducir las emisiones netas de gases de

¹⁸ Cátedra de estudios sobre el hidrógeno. (2022). Informe anual cátedra de estudios sobre el hidrógeno 2021-2022. En *Cátedra de estudios sobre el hidrógeno*. https://www.comillas.edu/images/catedras/catedra_estudios_hidrogeno/Español_Informe_Anual_Cátedra_Hidrógeno_FINAL_1.2_tg_ss.pdf

¹⁹ DIRECTIVA (UE) 2018/2001 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 11 de diciembre de 2018 relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables. L 328/82 <https://www.boe.es/doue/2018/328/L00082-00209.pdf>

efecto invernadero en al menos un 55 % en el año 2030, tomando como referencia las emisiones registradas en el año 1990. En este documento, por primera vez, se empieza a hacer referencia al hidrógeno como posible solución para conseguir este objetivo²⁰.

- **07/2020 Hoja de ruta europea del hidrógeno.** Esta hoja de ruta, publicada en julio del año 2020, tiene como objetivo convertirse en uno de los ejes centrales para llevar a cabo la descarbonización de la Unión Europea sobre la base de la economía del hidrógeno²¹.
- **12/2020 Proyecto importante de interés común europeo (IPCEI).** La Comisión europea impulsa la iniciativa IPCEI. La manifestación de interés permitirá identificar en el territorio español a las entidades que desarrollan proyectos industriales manufactureros de la cadena de valor del hidrogeno verde y que podrían participar en un Proyecto Importante de Interés Común Europeo (IPCEI) destinado a acelerar el desarrollo del sector industrial del hidrógeno en toda la cadena de valor²².
- **04/2021 Acto “delegado” climático que trata sobre la taxonomía europea.** Este documento se focaliza en el hidrógeno renovable o de bajas emisiones, estableciendo un límite de emisiones de gases de efecto invernadero relacionado con su producción. Esta limitación lo que hace es promover la producción de hidrógeno renovable, aunque es posible que instalaciones de producción de hidrógeno azul muy eficientes cumplan con estos niveles de emisiones y se consideren compatibles con la taxonomía europea²³.

²⁰ Pacto Verde Europeo: la Comisión propone transformar la economía y la sociedad de la UE para alcanzar los objetivos climáticos. (2021, julio).

<https://www.hablamosdeeuropa.es/es/Paginas/Noticias/Pacto-Verde-Europeo-la-Comisión-propone-transformar-la-econom%C3%ADa-y-la-sociedad-de-la-UE-para-alcanzar-los-objetivos-climáticos.aspx>

²¹ Una estrategia del hidrógeno para una Europa climáticamente neutra. Bruselas, 8 de julio de 2020.

<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:52020DC0301&from=DA>

²² Proyecto Europeo en la cadena de valor del hidrógeno verde bajo el mecanismo “Proyectos Importantes de Interés Común Europeo”. (2020). Ministerio de Industria, Comercio y Turismo.

https://industria.gob.es/es-es/participacion_publica/paginas/detalleparticipacionpublica.aspx?k=312

²³ REGLAMENTO DELEGADO (UE) 2021/2178 DE LA COMISIÓN. 6 de julio de 2021. L 443/9

<https://www.boe.es/doue/2021/443/L00009-00067.pdf>

- **07/2021. Propuesta de la Comisión Europea del paquete “Fit for 55”.** El término "Fit for 55" hace referencia a un conjunto de medidas presentadas por la Comisión Europea cuya finalidad es la de ajustar las políticas de la Unión Europea en relación con el clima, la energía, el transporte, el uso del suelo y la fiscalidad. Estas medidas supusieron elevar el objetivo de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero hasta lograr una reducción de al menos el 55% de las emisiones netas de gases de efecto invernadero en el año 2030 en comparación con los niveles de 1990²⁴.
- **12/2021. Propuesta de la Comisión Europea para la descarbonización del gas y la promoción del hidrógeno verde.** El propósito de esta propuesta es promover la integración del hidrógeno renovable y de baja emisión de carbono (como es el caso del hidrógeno azul) en el sistema energético, al mismo tiempo que se avanza gradualmente hacia la eliminación del uso de gas natural. Con esta propuesta se busca que estos nuevos tipos de gases tengan un papel relevante en la consecución del objetivo de neutralidad climática de la Unión Europea para el año 2050²⁵.
- **05/2022. RepowerEU.** La agresión militar injustificada de Rusia contra Ucrania ha afectado significativamente al sistema energético mundial, dando lugar al aumento de los precios de la energía (carbón, petróleo y gas) y generando preocupaciones sobre la seguridad del abastecimiento en la UE. Como consecuencia de lo anterior, los líderes de la UE acordaron reducir rápidamente la dependencia de la UE de las importaciones de energía procedente de Rusia mediante la implantación del plan REPowerEU, el cual busca acelerar la transición a energías limpias y mejorar la resiliencia del sistema energético. El

²⁴ “FIT FOR 55”: Haciendo realidad el Pacto Verde Europeo. (2021). En Evercom. <https://evercom.es/wp-content/uploads/2021/07/210715-Informe-Fit-for-55.pdf>

²⁵ DIRECTIVA DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO relativa a normas comunes para los mercados interiores del gas natural y los gases renovables y del hidrógeno. 15 de diciembre de 2021. https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&ved=2ahUKEwi_nuDt8Lz9AhU4SfEDHSPCC1MQFnoECA0QAQ&url=https%3A%2F%2Fenergia.gob.es%2F_layouts%2F15%2FHtt pHandlerParticipacionPublicaAnexos.ashx%3Fk%3D41143&usg=AOvVaw0BJpgwtou1n0TMejkbDibo

plan incluye medidas como el ahorro de energía, la diversificación de suministros y la aceleración de la transición a energías limpias²⁶.

- **05/2022 Actos delegados 27 y 28 de la RED II.** Estos actos tienen como objeto modificar el anexo VII de la Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo. Este, que incluía los actos 27 y 28 de la RED II, trataban sobre el método para calcular la cantidad de energía renovable utilizada para la calefacción y los sistemas urbanos de refrigeración²⁷.
- **07/2022 y 09/2022 Aprobación del primer y segundo IPCEI sobre el hidrógeno.** En cuanto al primero, el Consejo de Ministros aprobó un Real Decreto que otorga 74 millones de euros para el desarrollo e implantación de cuatro proyectos relacionados con el hidrógeno renovable en España y que va a ser llevado a cabo por conjuntamente por las empresas H2B2, SENER, Nordex e IVECO, en el marco del proyecto IPCEI aprobado por la Comisión Europea y denominado “Hy2Tech”. Este proyecto tiene como objetivo promover la sostenibilidad ambiental y social en el desarrollo de tecnologías de hidrógeno, y contribuir a la consecución de los objetivos de la Alianza Europea de Hidrógeno Limpio y de la UE en la descarbonización de la economía.

En cuanto al segundo proyecto, denominado “IPCEI Hy2Use”, fue elaborado y notificado conjuntamente por trece Estados miembros. Este proyecto persigue cubrir una gran parte de la cadena de valor del hidrógeno y apoyar, por un lado, la construcción de infraestructura relacionada con el hidrógeno, en particular electrolizadores a gran escala e infraestructura de transporte, para la producción, almacenamiento y transporte de hidrógeno renovable y bajo en carbono; y, por otro, el desarrollo de tecnologías innovadoras y más sostenibles para la integración del hidrógeno en los procesos industriales de múltiples sectores,

²⁶ REPowerEU Plan. Bruselas, 18 de mayo de 2022. European Commission. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM%3A2022%3A230%3AFIN&qid=1653033742483>

²⁷ Reglamento delegado (UE) 2022/759 de la Comisión de 14 de diciembre de 2021 por el que se modifica el anexo VII de la Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo con respecto a una metodología para calcular la cantidad de energías renovables utilizada para la refrigeración y los sistemas urbanos de refrigeración. 18 de mayo de 2022. <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=DOUE-L-2022-80759>

especialmente aquellos que son más difíciles de descarbonizar, como el acero, el cemento y el vidrio. Con este proyecto se busca impulsar el suministro de hidrógeno renovable y bajo en carbono, reduciendo así la dependencia del suministro de gas natural²⁸.

- **09/2022. El Parlamento Europeo dio su aprobación a la revisión de la Directiva de Energías Renovables (RED II)**, lo que supuso una revisión del grado de participación de las energías renovables en el consumo final de energía de la UE elevándolo al 45% en 2030, en lugar del 32% previamente planteado. Además, la nueva versión ampliará su alcance al sector industrial con la intención de que el hidrógeno renovable represente el 50% de la cuota de hidrógeno utilizado en la industria para 2030, y un 70% para 2035, aunque no incluye el hidrógeno utilizado en la industria del refino. Durante la misma sesión, se aprobó una enmienda al artículo 27 que cambió drásticamente los criterios para producir hidrógeno renovable, anulando efectivamente el Acto Delegado de adicionalidad²⁹.
- **09/2022. Creación del Banco Europeo del hidrógeno.** En septiembre de 2022, la Presidenta de la Comisión Europea, Ursula von der Leyen, como respuesta ante el rápido desarrollo de la economía del hidrógeno, anunció la creación del Banco Europeo del hidrógeno con un importe ascendente a 3.000 millones de euros para inversiones en el sector. La Presidenta Ursula von der Leyen defiende la idea de crear un mercado para el hidrógeno y, asegura que el Banco Europeo del hidrógeno servirá para garantizar la compra del hidrógeno, principalmente, mediante la utilización de los fondos del Fondo de Innovación³⁰. El lanzamiento del Banco de hidrógeno está previsto para el mes de mayo de 2023.

²⁸ La Comisión Europea aprueba Hy2Use, el segundo IPCEI en la cadena de valor del hidrógeno. (2022). <https://www.smartgridsinfo.es/2022/09/22/comision-europea-aprueba-hy2use-segundo-ipcei-cadena-valor-hidrogeno>

²⁹ Cátedra de estudios sobre el hidrógeno. (2022). Informe anual cátedra de estudios sobre el hidrógeno 2021-2022. En *Cátedra de estudios (...) op.cit.*

³⁰ Anuncian la creación del Banco Europeo de Hidrógeno con 3.000 millones de euros para inversiones en el sector. (2022, septiembre). *H2 Business News*. <https://h2businessnews.com/anuncian-la-creacion-del-banco-europeo-de-hidrogeno-con-3-000-millones-de-euros-para-inversiones-en-el-sector/>

- 02/2023. La Comisión Europea lanza el proyecto “the European Green Deal”.**

El 16 de agosto de 2022, el presidente Biden firmó “*The Inflation Reduction Act*” (IRA)³¹, marcando la acción más significativa y la mayor inversión que el Congreso ha tomado en energía limpia y cambio climático en la historia de Estados Unidos. La inversión ascendía a un total de \$370 mil millones, con el que se pretendía reducir los costes de energía para familias y pequeñas empresas, acelerar la inversión privada en soluciones de energía limpia en cada sector de la economía, y consecuentemente, convertir a Estados Unidos en líder mundial en la fabricación nacional de energías limpias. “*The European Green Deal*” surge como respuesta ante la aprobación de este documento por parte de Estados Unidos. La Comisión Europea presenta en febrero del año 2023 “*the European Green Deal*” con el objetivo de convertir a la Unión Europea en una economía moderna, competitiva y eficiente en el uso de los recursos naturales, pretendiendo crear así un entorno mucho más propicio para el aumento de la capacidad de fabricación de la UE de las tecnologías y productos con balance cero necesarios para cumplir los objetivos climáticos de Europa³².
- 03/2023. La Comisión Europea publicó el documento “the Net-Zero Industry Act”.**

El pasado 16 de marzo de 2023, la Comisión Europea ha publicado el documento “*the Net-Zero Industry Act*”, persiguiendo así, el objetivo de aumentar el desarrollo y puesta en servicio de tecnologías limpias en la Unión Europea y garantizar que la Unión esté bien equipada para la transición hacia energías no contaminantes. Además, pretende determinar los objetivos de la capacidad industrial neta cero y proporcionar un marco regulador adecuado para su rápido despliegue. Esta iniciativa fue anunciada por la Presidenta Von der Leyen como parte del Plan Industrial Green Deal³³.

³¹ The White House. (2023, 27 marzo). *Inflation Reduction Act Guidebook | Clean Energy*. <https://www.whitehouse.gov/cleanenergy/inflation-reduction-act-guidebook/>

³² European Commission. (2023, 1 febrero). *The Green Deal Industrial Plan: putting Europe’s net-zero industry in the lead*. https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_23_510

³³ European Commission. (2023b, marzo 16). *Net Zero Industry Act*. https://single-market-economy.ec.europa.eu/publications/net-zero-industry-act_en

B) Hitos regulatorios en el ámbito nacional

Además, de la regulación que ha surgido en los últimos años a nivel europeo, también son de especial importancia determinados hitos regulatorios que han surgido a nivel nacional. En la Figura 5 se muestran algunos de estos hitos a los que se hará referencia más detalladamente posteriormente:

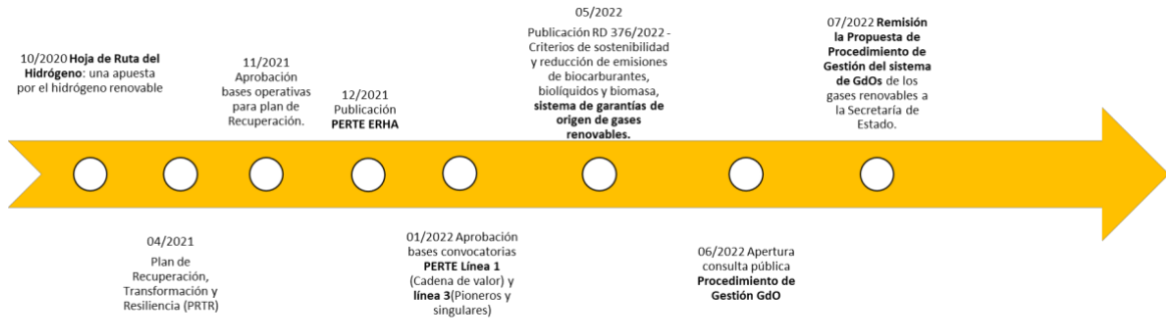


Figura 4. Hitos regulatorios en el ámbito nacional³⁴.

- **10/2020 Hoja de Ruta del Hidrógeno: una apuesta por el hidrógeno renovable.** Esta hoja de ruta, en línea con la publicada por la Comisión europea en 2020, tiene como finalidad convertirse en el eje director que guíe y fomente el despliegue y desarrollo del hidrógeno renovable. Esta hoja de ruta plantea el hidrógeno verde como una solución sostenible clave para la descarbonización de la economía³⁵.
- **04/2021 Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR).** Los instrumentos de financiación *Next Generation EU* han permitido poder llevar a cabo el despliegue de este Plan. Este Plan desarrolla la estrategia española para canalizar los fondos destinados por Europa a reparar los daños provocados por la crisis del COVID-19 y, a través de reformas e inversiones, construir un futuro más sostenible.

³⁴ Cátedra de estudios sobre el hidrógeno. (2022). Informe anual cátedra de estudios sobre el hidrógeno 2021-2022. *Op.cit.*

³⁵ (s.f.). *Hoja de ruta del Hidrógeno: Una apuesta por el hidrógeno renovable.* Ministerio para la Transición Ecológica (...) *op. cit.*

- **11/2021 Aprobación de las bases operativas para el plan de Recuperación.** La aprobación de este Plan ofrece a España una suma de hasta 140.000 millones de euros en forma de créditos y transferencias durante el periodo comprendido entre los años 2021 y 2026. Dichos recursos, junto con los demás instrumentos contemplados en el Marco Financiero Plurianual, se emplearán con el propósito de fomentar inversiones y reformas en áreas prioritarias a nivel europeo, haciendo referencia, por ejemplo, al impulso de un crecimiento sostenible³⁶.
- **12/2021 Se aprueba PERTE (Proyectos Estratégicos para la Recuperación y Transformación Económica) ERHA.** El PERTE de Energías Renovables, Hidrógeno renovable y Almacenamiento se centra en la transformación del sector productivo en España mediante la oferta de tecnologías, productos y soluciones. El PERTE busca impulsar la economía española y mejorar su capacidad de adaptación a través de la transición hacia energías renovables y la producción de hidrógeno renovable³⁷.
- **01/2022 Aprobación bases convocatoria PERTE Línea 1 (cadena de valor) y Línea 3 (Pioneros y singulares).** En cuanto a la Línea 1, esta pretende consolidar la cadena de valor nacional en lo referido a la transición energética para lograr conseguir una mayor autonomía del país y poder dar respuesta a este proceso con las suficientes capacidades tecnológicas, industriales y de conocimiento y facilitar la integración de estas soluciones en el tejido productivo del país. Por otro lado, en lo referido a la Línea 3, esta tenía como objetivo desarrollar proyectos innovadores que permitan la incorporación del hidrógeno renovable en áreas industriales fuera del clúster, así como en sistemas energéticos aislados. También se busca integrar el suministro de hidrógeno renovable en el transporte, la generación eléctrica y el uso térmico³⁸.

³⁶(2021). *Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia*. https://www.lamocloa.gob.es/temas/fondosrecuperacion/Documents/160621Plan_Recuperacion_Transformacion_Resiliencia.pdf

³⁷ (2021b). *PERTE de Energías Renovables, Hidrógeno Renovable y Almacenamiento*. https://planderecuperacion.gob.es/sites/default/files/202112/PERTE_Energias%20renovables_14122021.pdf

³⁸ Cátedra de estudios sobre el hidrógeno. (2022). Informe anual cátedra de estudios sobre el hidrógeno 2021-2022. *Op.cit.*

- **05/2022 Publicación del Real Decreto 376/2022** sobre los criterios de sostenibilidad y de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero, tanto de los biocarburantes, biolíquidos y combustibles de biomasa, como del sistema de garantías de origen de los gases renovables³⁹.
- **06/2022 Apertura consulta pública Procedimiento de Gestión de Garantías de Origen (GdO).** En 2022, Enagás lleva a cabo una consulta pública al borrador del Procedimiento de Gestión del Sistema de Garantías de Origen de gases renovables realizada entre el 27 de junio y 15 de julio de 2022. En julio del año pasado, finalmente se remite la propuesta de procedimiento a la Secretaria del Estado⁴⁰.

4.2. Objetivos conseguidos

Si se hace un análisis de los objetivos que, en el ámbito de la energía, la Unión Europea ha ido estableciendo desde su fundación en los años 50 hasta la fecha, se puede concluir que dichos objetivos se han visto modificados por circunstancias externas a la propia Comunidad. En este sentido se podría hablar de tres períodos, un primer período que iría desde la firma de los Tratados Fundacionales en los años 50 hasta el año 2002 cuando tiene lugar la ratificación del Protocolo de Kioto por la Unión Europea; un segundo período que va desde el año 2002 hasta la primavera de 2020 cuando tiene lugar la invasión de Ucrania por Rusia y un tercer período, que va desde el año 2020 en adelante.

Durante la primera etapa, tras la Segunda guerra mundial, que abarca aproximadamente desde 1950 hasta 2002, los objetivos en materia de energía que se pretendían conseguir giraron en torno a un desarrollo de la economía basada en la industria del petróleo y el

³⁹ Real Decreto 376/2022, de 17 de mayo. Boletín oficial del Estado. <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2022-8121>

⁴⁰ Consulta del Procedimiento Gestión GdO. (2022, 2 agosto). Enagás. <https://www.enagas.es/es/gestion-tecnica-sistema/informacion-general/consultas-publicas/>

carbón⁴¹ y al desarrollo de la energía nuclear⁴² (aunque esta última no logró reemplazar a los combustibles fósiles en dicho desarrollo económico).

No es hasta el 30 de mayo de 2002, con la ratificación del Protocolo de Kioto por parte de la Unión Europea en la Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, cuando se empiezan a desarrollar directivas para el desarrollo de proyectos de inversión en tecnologías limpias. Es decir, surge el compromiso de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero⁴³.

En el año 2004, la Comisión Europea publicó el documento *A European Initiative for Growth Investing in Networks and Knowledge for Growth and Jobs* que proponía las dos primeras con financiación pública para poner en marcha la "economía del hidrógeno"⁴⁴ y en 2007 lanza el Plan Estratégico de Tecnología Energética (SET-Plan), el cual establecía un conjunto de retos a cumplir de cara a 2020 y 2050. Por lo tanto, ya desde el año 2007 se establecen una serie de objetivos en los que tendría cabida la economía del hidrógeno⁴⁵. Sin embargo, la realidad es que todos estos retos requerían un desarrollo legislativo que diese respaldo a esas iniciativas.

En el año 2009, la Unión Europea promulga la Directiva 2009/28/CE para el fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables (RED). El plan RED estableció que cada Estado miembro adoptará un plan de acción nacional al objeto de cumplir con las cuotas de energía procedentes de fuentes renovables consumidas en el transporte, la electricidad,

⁴¹ Tratado de París constitutivo de la Comunidad Europea del Carbón y del Acero (CECA), 18 de abril de 1951.

⁴² Tratado de Roma constitutivo de la Comunidad Europea de la Energía Atómica (Euratom), 1 de enero de 1958.

⁴³ Decisión del Consejo de 25 de abril de 2002 relativa a la aprobación, en nombre de la Comunidad Europea, del Protocolo de Kyoto de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático y al cumplimiento conjunto de los compromisos contraídos con arreglo al mismo (2002/358/CE). <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:32002D0358&from=ES>

⁴⁴ A European Initiative for Growth Investing in Networks and Knowledge for Growth and Jobs – Final Report to the European Council. COM (2003) 690 final/2, Brussels, 21.11.2003. https://ec.europa.eu/ten/transport/doc/2003_11_11_prov_report_growth_initiative_en.pdf

⁴⁵ A European Strategic Energy Technology Plan (SET-Plan) – Towards a low carbon future. COM (2007) 723 final; SEC (2007) 1508, 1509, 1511, Brussels, 22.11.2007. <https://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2007:0723:FIN:EN:PDF>

la producción de calor y frío en el año 2020. El objetivo establecido por el Plan RED era que, en el año 2020, la cuota de energía procedente de fuentes renovables en el consumo de energía final bruta tanto para la Unión Europea, y en el caso particular de España, debería alcanzar el 20%⁴⁶.

El 8 de Julio de 2020 la Comisión Europea publica la Comunicación titulada “*Una estrategia del hidrógeno para una Europa climáticamente neutra*” cuyo objetivo es acelerar el desarrollo del hidrógeno limpio para conseguir un sistema energético neutro para el clima en el año 2050. Esta comunicación establece tres fases de actuación: la primera desde 2020 hasta 2024, la segunda desde 2025 hasta 2030, y la tercera y última que finaliza en 2050.

De la primera fase, 2020 a 2024 se está cumpliendo el objetivo de establecer un marco regulador. Este objetivo conlleva de partida, la modificación de la actual regulación europea para acoger en la misma al hidrógeno. En este sentido, se ha presentado ya la “Propuesta de Directiva del Parlamento Europeo y del Consejo relativa a las normas comunes para los mercados interiores del gas natural y los gases renovables y del hidrógeno”⁴⁷ y “Propuesta de Reglamento del Parlamento Europeo y del Consejo relativa a las normas comunes para los mercados interiores del gas natural y los gases renovables y del hidrógeno (versión refundida)”⁴⁸.

De la lectura de las dos propuestas se concluye que los dos fines generales perseguidos son:

1. Sentar las bases legislativas para la descarbonización de los mercados del gas. Lo cual va en la línea de la lucha contra el cambio climático.

⁴⁶ Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 23 de abril de 2009 relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:32009L0028&from=en>

⁴⁷ *Propuesta de Directiva del Parlamento Europeo y del Consejo relativa a las normas comunes para los mercados interiores del gas natural y los gases renovables y del hidrógeno*. COM (2021) 803 final 2021/0425(COD). Bruselas, 15.12.2021. https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:2f4f56d6-5d9d-11ec-9c6c-01aa75ed71a1.0018.01/DOC_1&format=PDF

⁴⁸ *Propuesta de Reglamento del Parlamento Europeo y del Consejo relativa a las normas comunes para los mercados interiores del gas natural y los gases renovables y del hidrógeno (versión refundida)*. COM (2021) 804 final 2021/0424(COD). Bruselas, 15.12.2021.

2. Establecer un mercado del hidrógeno, siendo el objetivo perseguido el promover la independencia energética de Europa con afección mínima al medio ambiente.

Ahora bien, estas propuestas que parecen relativamente fáciles de aplicar constituyen una auténtica revolución tanto del mercado de la energía, como del uso y desarrollo de las infraestructuras de transporte y por supuesto, de los operadores de las infraestructuras relacionadas con el hidrógeno.

La tercera y última etapa, que abarca desde febrero de 2022 en adelante, da comienzo con la invasión por parte de Rusia a Ucrania. Este conflicto bélico ha supuesto una importante perturbación al sistema energético global, provocando el alza de los precios de la energía y aumentando la preocupación en materia de seguridad energética debido a la dependencia de la Unión Europea de las importaciones de energía procedentes de Rusia. Esto supuso añadir un nuevo parámetro a los objetivos energéticos de la Unión que no había sido contemplado antes de la invasión. La seguridad en el abastecimiento energético de la Unión Europea debía guiar las actuaciones futuras en el ámbito de la energía y, además, coordinarse con la lucha contra el cambio climático.

5. EL HIDRÓGENO VERDE COMO ENERGÍA ALMACENABLE Y TRANSPORTABLE

El hidrógeno verde o renovable constituye una gran oportunidad para luchar contra el cambio climático por tratarse de una energía completamente limpia, ya que para su producción se utiliza como materia prima el agua, uno de los elementos más abundantes del planeta, y, como fuente primaria, la energía procedente de fuentes renovables. Sin embargo, a la hora de hablar de sus ventajas, hay que destacar la posibilidad de que esta energía renovable pueda ser transportada por la infraestructura gasista existente, mezclado con el gas natural, y por la estabilidad energética que ofrece debido a la posibilidad de almacenar esta energía⁴⁹. Ambas ventajas aportan unas sinergias que facilitan la integración del hidrógeno dentro del sector energético.

⁴⁹ (2021, 29 septiembre). La revolución del hidrógeno verde. Good New Energy. <https://goodnewenergy.enagas.es/innovadores/revolucion-del-hidrogeno-verde/>

Debido a la diversidad y flexibilidad de usos del hidrógeno como vector energético, éste requiere que el mismo sea almacenado por diferentes métodos y bajo determinadas condiciones de presión y temperatura. Estas formas y condiciones de almacenamiento han de cubrir situaciones que van, desde almacenar los excesos de producción, para su posterior transporte desde el punto donde se produce hasta el punto donde se va a desarrollar su aplicación final; hasta la posterior carga y descarga eficiente del hidrógeno según las distintas necesidades en el depósito de almacenamiento. Es decir, el transporte y almacenamiento del hidrógeno renovable, producido a partir de diversas fuentes y utilizando distintas tecnologías, supone un elemento clave a la hora de hablar de la economía del hidrógeno verde.

5.1. El hidrógeno verde como energía almacenable

Para entender las características que han de tener las instalaciones de almacenamiento de hidrógeno es necesario conocer previamente las propiedades fisicoquímicas del gas que se va a almacenar. La tabla 2 muestra las densidades volumétricas y energéticas del hidrógeno en estado gaseoso y en estado líquido.

	Densidad (kg/m³)	Densidad energética (kWh/m³)
H₂ líquido (1 bar; -252,8 °C)	70,71	2.375
H₂ gas (1 bar; 15 °C)	0.089	3
H₂ gas (300 bar; 25 °C)	20,55	690
H₂ gas (700 bar; 25 °C)	47,96	1.611
Gas natural (1 bar; 25 °C)	0,65	9,1

Tabla 2. Densidad volumétrica y energética del hidrógeno⁵⁰.

De la lectura de la tabla se deduce que el principal reto que presenta el almacenamiento del hidrógeno es consecuencia de una de sus propiedades, esta es, su baja densidad por unidad de volumen, y como consecuencia la pequeña cantidad de energía almacenada por

⁵⁰ *El hidrógeno y la energía. José Ignacio Linares Hurtado et al.*
<https://www.kimerius.com/app/download/5781455897/El+hidr%C3%B3geno+y+la+energ%C3%ADa.pdf>

m³, sobre todo si se compara con el gas natural bajo las mismas condiciones de almacenamiento.

Por ello, y debido a esta característica propia del hidrógeno, si se quiere incrementar la cantidad de energía almacenada por m³ a niveles próximos a los del gas natural, será necesario aumentar la densidad volumétrica. Para ello existen diferentes métodos de aumentar la densidad volumétrica del H₂, como son la compresión y la licuefacción en el caso de querer almacenar el hidrógeno en su estado puro o, mediante la incorporación del hidrógeno en la superficie o interior de otros compuestos químicos⁵¹.

Otro parámetro importante que es necesario tener en consideración a la hora de seleccionar el tipo de almacenamiento es el consumo mínimo de energía que es necesario emplear para conseguir las condiciones de almacenamiento. Este consumo mínimo de energía se mide en tanto por ciento del poder calorífico inferior (PCI) por unidad de volumen de hidrógeno almacenado. La figura 6 representa el mínimo consumo de energía necesario para comprimir hidrógeno desde 1 bar y 20°C hasta 1000 bares:

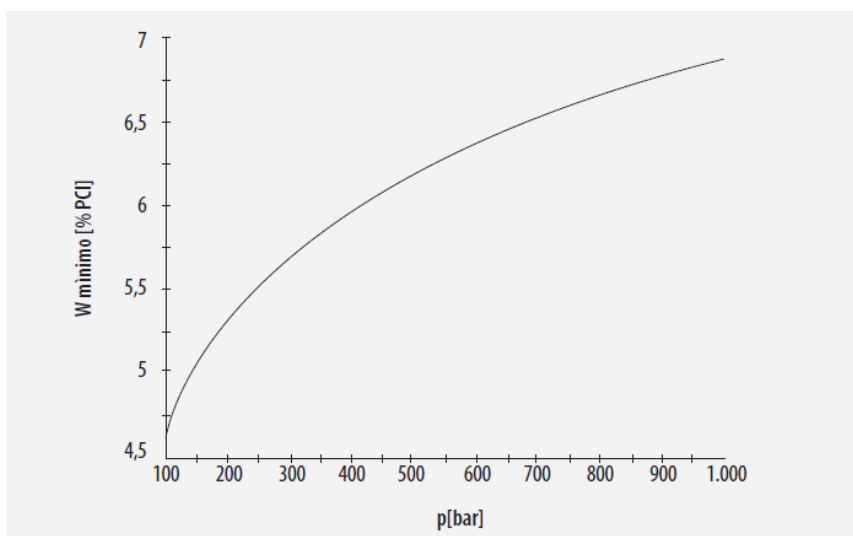


Figura 5. Mínimo consumo de energía para comprimir hidrógeno desde 1 atm y 20 °C⁵².

Como se puede apreciar en la gráfica, para conseguir una presión de 200 bares se requiere un consumo de energía equivalente al 5% de la energía almacenada.

⁵¹ Morante, J. R., Andreu, T., García, G., Guilera, J., Tarancón, A., & Torrell, M. (s. f.). “Hidrógeno. Vector energético...”, *op. cit.*

⁵² *El hidrógeno y la energía. José Ignacio Linares Hurtado et al. Op. Cit.*

Hoy en día existen diferentes opciones y métodos de almacenamiento de H₂ atendiendo al tipo de uso que se le tiene previsto dar al hidrógeno. Entre las diferentes alternativas se caben destacar las siguientes:

- en gas a presión
- en forma líquida (almacenamiento criogénico)
- formando mezcla con hidruros metálicos
- en carbón (ya sea carbón activado, grafito, lechos de carbón molecular, nanofibras, fullerenos, etc.)
- en forma de compuestos químicos (NH₃, tolueno, etc.)
- en microesferas de vidrio
- en zeolitas

Pero de todas las formas de almacenamiento mencionadas, sólo las tres primeras poseen una tecnología suficientemente madura que permita su uso a gran escala y con suficiente fiabilidad y garantías.

Adicionalmente, hay que tener en cuenta que el hidrógeno posee unas características energéticas que hacen que la seguridad ante las posibles fugas sea un condicionante importante a la hora de seleccionar el sistema de almacenamiento. El hidrógeno es un gas combustible, altamente inflamable, no tóxico, incoloro, inodoro e insípido. Es por ello por lo que el uso final al que se destine es lo que va a determinar tanto el sistema de almacenamiento como las condiciones de almacenamiento, las cuales habrán de ser las óptimas para cada caso concreto⁵³.

Tal y como se ha indicado anteriormente se puede establecer una clasificación atendiendo a si el almacenamiento del hidrógeno se realiza en estado puro, pudiendo almacenarse el hidrógeno en forma de gas o líquido sin ningún tipo de enlace con otros materiales, o si, por el contrario, el almacenamiento del hidrógeno tiene lugar mediante la asociación con otro material, es decir almacenamiento en materiales, y en el cual las moléculas de hidrógeno se disocian y se incorporan a la estructura de diversos metales y aleaciones.

⁵³ *Almacenamiento de hidrógeno*. (2019, 23 julio). ARIEMA. <https://www.ariema.com/almacenamiento-de-h2>

A continuación, se muestra un esquema de la clasificación de los distintos métodos de almacenamiento del hidrógeno siguiendo lo indicado en el párrafo anterior:

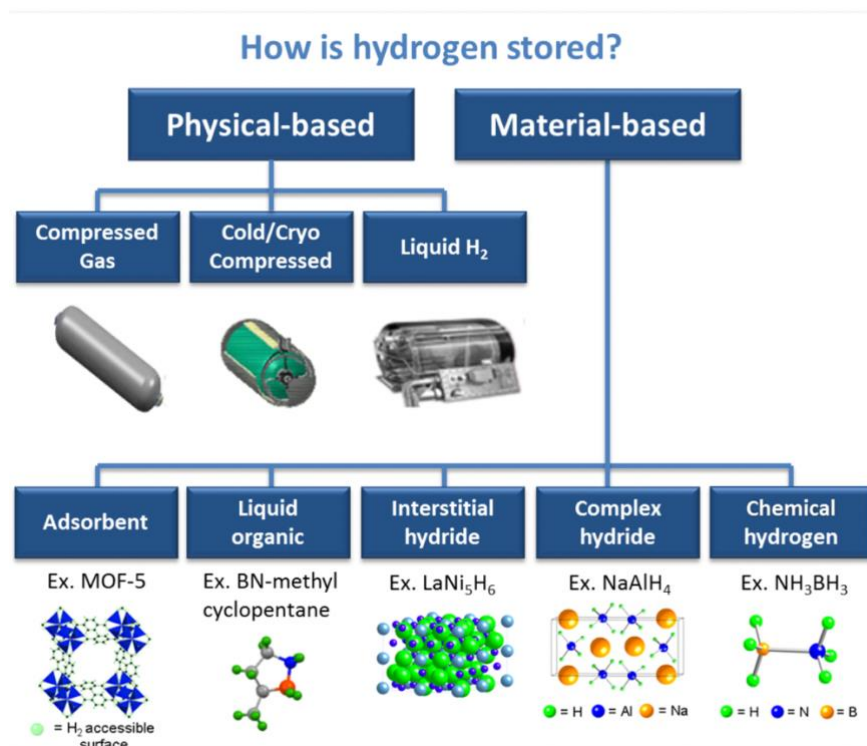


Figura 6. Clasificación de los distintos métodos de almacenamiento del hidrógeno⁵⁴.

A) Almacenamiento como gas a presión

La tecnología de almacenamiento de gases a presión es una tecnología madura y muy desarrollada. Esta forma de almacenamiento del hidrógeno es la más habitual.

A temperatura ambiente, el hidrógeno se encuentra en estado gaseoso y como se ha comentado anteriormente, presenta una baja densidad energética por unidad de volumen, siendo por esto, por lo que el hidrógeno gas es habitualmente almacenado bajo altas presiones (entre los 200-700 bar). En este rango de presiones, la forma de almacenamiento más habitual es mediante recipientes construidos, la mayoría de las veces, específicamente para dicho fin. Cuando los recipientes de gas comprimido prestan servicio en un rango de presión comprendido entre 350 y 700 bares, reciben la denominación técnica de “tanques”. La figura 7 muestra la estructura y configuración

⁵⁴ Pérez, L. (s. f.). Métodos de almacenamiento del hidrógeno / SynerHy. <https://synerhy.com/2022/02/metodos-de-almacenamiento-del-hidrogeno/>

geométrica de un contenedor típicamente utilizado en el almacenamiento de hidrógeno comprimido, con los componentes que lo conforman:

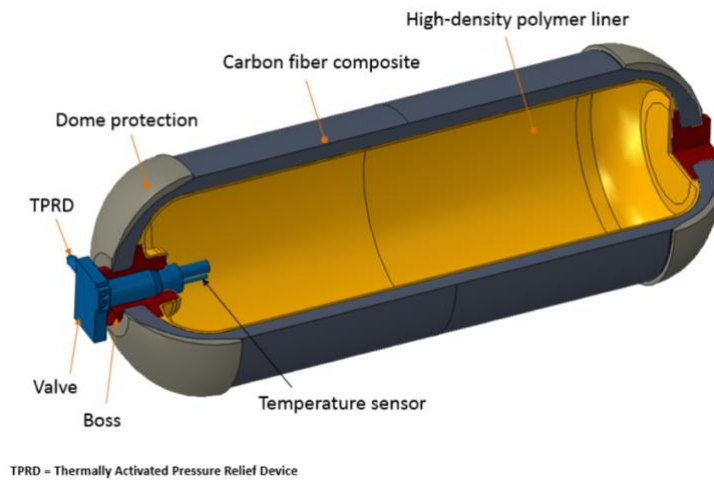


Figura 7. Estructura y componentes de un contenedor de hidrógeno comprimido⁵⁵.

Dependiendo del tipo de material utilizado para la fabricación de los tanques de almacenamiento y de la presión del diseño, estos contenedores pueden clasificarse en diversos tipos (Tabla 3).

Tipo de tanque	Presión admitida (bar)	Características
Tipo I Acero o Aluminio (sin costuras ni revestimiento)	150 - 300	Muy pesados y de paredes gruesas. Utilizados principalmente en vehículos de GNC y en aplicaciones estacionarias industriales.
Tipo II Metálicos sin costuras envueltos en aros de fibra de vidrio y resina	450 - 800	Muy pesados. Se utilizan principalmente como <i>buffer</i> o tanque intermedio en aplicaciones estacionarias.
Tipo III Revestimiento de aluminio sin costuras y envueltos con fibra de vidrio y resinas compuestas.	350 - 700	Más ligeros y de paredes más finas respecto a los de Tipo I y II. Se utilizan principalmente para aplicaciones de movilidad y transporte de H ₂ en trailers.
Tipo IV Revestimiento no-metálico envueltos con fibra y revestimiento polimérico.	350 - 700	

Tabla 3. Clasificación de los tipos de contenedores de almacenamiento de hidrógeno⁵⁶.

A pesar de ser la forma de almacenamiento más habitual y presentar la ventaja de poder almacenar hidrógeno a elevadas presiones, esta medida de almacenamiento requiere tener en consideración determinados parámetros.

⁵⁵ *Physical Hydrogen Storage*. (s. f.). Energy.gov. <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/physical-hydrogen-storage>

⁵⁶ Morante, J. R., Andreu, T., García, G., Guilera, J., Tarancón, A., & Torrell, M. (s. f.). “Hidrógeno. Vector energético...”, *op. cit.*

El primer parámetro a considerar es la geometría del tanque. Atendiendo al uso al cual esté destinado el hidrógeno se ha de seleccionar el contenedor con la construcción más compacta posible al objeto de que el mismo no ocupe mucho espacio en comparación con el hidrógeno almacenado.

Un segundo parámetro es la densidad del hidrógeno. La baja densidad del hidrógeno obliga, por un lado, a seleccionar aquellos contenedores capaces de soportar altas presiones, lo cual supone que los mismos van a estar sometidos a grandes tensiones, en particular en las zonas de las soldaduras; y, por otro lado, el tanque va a estar sometido a un gran número de ciclos de fatiga térmica derivados de la carga y descarga del depósito. La compresión de un gas conlleva un calentamiento del mismo, calor que se transmite a las paredes del contenedor y da lugar a esos ciclos de fatiga térmica.

Otro parámetro a considerar es el tipo de material empleado en la fabricación del contenedor y cuál será su comportamiento ante el fenómeno de hidruación. La hidruación es un fenómeno de difusión del hidrógeno en material base que da lugar a la fragilización del mismo a largo plazo. Por ello, a la hora de fabricar los contenedores hay que tener en cuenta los materiales empleados, pues tienen que ser lo menos susceptible posible a la fragilización por hidrógeno.

El último parámetro a considerar es el nivel de fugas, debido al pequeño tamaño de las moléculas de hidrógeno, estas son capaces de difundirse a través de distintos materiales lo cual debe ser tenido en cuenta a la hora del diseño de los tanques. Las fugas de hidrógeno al exterior constituyen un problema de seguridad muy importante ya que pueden llegar a darse atmósferas explosivas⁵⁷.

Una vez analizado los tipos de almacenamiento surge la necesidad de evaluar si la aplicación que se le va a dar al hidrógeno puede o no establecer nuevos requisitos sobre el tipo almacenamiento. Un claro ejemplo es si el almacenamiento va a ser “estático” o si el almacenamiento va a ser “móvil”. Este último caso, el de las aplicaciones al transporte, donde el espacio disponible para los tanques es pequeño debido a las dimensiones del

⁵⁷ Santiago, O. (2022, 22 febrero). *Almacenamiento de hidrógeno comprimido: tipos de tanques*. Apilados. <https://apilados.com/blog/almacenamiento-hidrogeno-comprimido-tipos-tanques/>

vehículo, es donde surge la necesidad de reevaluar las características del contenedor ya que las condiciones obligan a un almacenamiento a altas presiones.

Por último y para cerrar este apartado, en la figura 6 se hace mención al almacenamiento de hidrógeno Criocomprimido (Cold/Cryo compressed). El almacenamiento de hidrógeno criocomprimido es una combinación entre el almacenamiento de hidrógeno comprimido e hidrógeno criogénico. Esta tecnología de almacenamiento busca aliviar las necesidades de emplear altas presiones de compresión mediante el enfriamiento a bajas temperaturas del hidrógeno en forma gaseosa. Este tipo de almacenamiento destaca por las temperaturas a las que trabaja, pues el hidrógeno crio comprimido se encuentra a temperaturas superiores a -123 °C y para lo cual se requiere utilizar tanques especiales para mantener las condiciones de aislamiento térmico⁵⁸. Mediante esta técnica se obtiene una mayor densidad de hidrógeno por m^3 de volumen de almacenamiento. Sin embargo, a pesar de las ventajas que presenta este método, a día de hoy se encuentra en fase de experimentación debido a diversos retos que plantea⁵⁹.

B) Almacenamiento de hidrógeno líquido

Esta técnica de almacenamiento se lleva a cabo a partir de un proceso llamado licuefacción, que es equivalente al proceso de condensación, y mediante el cual la molécula del hidrógeno en estado gaseoso pasa a convertirse en hidrógeno en estado líquido, modificando así sus condiciones de presión y temperatura. Sin embargo, para llevar a cabo este proceso es necesario contar con temperaturas criogénicas, es decir, temperaturas muy bajas. El punto de ebullición del hidrógeno a una atmósfera de presión es de -252.8 °C , por lo tanto, para poder almacenar el hidrógeno en estado líquido es necesario alcanzar esta temperatura.

Una vez conseguida la licuefacción del hidrógeno es necesario que el contenedor de almacenamiento sea capaz de mantener dicha temperatura evitando la posible evaporación del hidrógeno líquido. En el caso de que tuviera lugar la evaporación del

⁵⁸ Morante, J. R., Andreu, T., García, G., Guilera, J., Tarancón, A., & Torrell, M. (s. f.). “Hidrógeno. Vector energético...”, *op. cit.*

⁵⁹ Santiago, O. (2022, 22 febrero). *Almacenamiento de hidrógeno comprimido: tipos de tanques*. Apilados. Op. Cit.

hidrógeno dentro del contenedor de almacenamiento esto no solo supondría la pérdida de parte de la energía consumida a lo largo del proceso de licuefacción, sino que además provocaría una pérdida de hidrógeno, ya que debido a la presión acumulada dentro del recipiente de almacenamiento el gas evaporado debe ser expulsado a través de válvulas de alivio de presión, evitando con ello el superar la presión de diseño del contenedor (este acontecimiento recibe el nombre de “boil-off” y se suele presentar en forma de porcentaje: la tasa boil-off). Los recipientes de almacenamiento de hidrógeno líquido no están diseñados para soportar altas presiones internas, sino únicamente para almacenar líquidos criogénicos.

Otros inconvenientes que presenta este método de almacenamiento son los excesivos tiempos que conllevan los procesos de enfriamiento y descarga. Además, si el tiempo de almacenamiento va a ser prolongado, esta no es la mejor opción, dado que la energía requerida para llevar a cabo este proceso es elevada y lo hace poco rentable en comparación con otros métodos de almacenamiento. Esto último queda esquematizado en la siguiente tabla:

	Energía primaria consumida en el proceso	Consumo eléctrico (kWh/kg H ₂)
H ₂ comprimido a 500 bar (incluyendo enfriamiento)	15 %	2,6
H ₂ comprimido a 500 bar (incluyendo enfriamiento)	21 %	3,5
Licuefacción	78 %	13

Tabla 4. Comparativa de la energía requerida y consumida dependiendo del proceso⁶⁰.

Sin embargo, este método de almacenamiento destaca principalmente por su eficiencia en términos de densidad energética por volumen de almacenamiento. Es por esto, por lo que habitualmente esta forma se utiliza para el almacenamiento de elevadas cantidades de hidrógeno⁶¹.

⁶⁰ Pérez, L. (s. f.). *Métodos de almacenamiento del hidrógeno / SynerHy. Op.cit.*

⁶¹ Morante, J. R., Andreu, T., García, G., Guilera, J., Tarancón, A., & Torrell, M. (s. f.). “Hidrógeno. Vector energético...”, *op. cit.*

C) Almacenamiento geológico

Se ha estudiado que las cavernas de sal, los yacimientos y acuíferos de gas natural o petróleo agotados, que actualmente se utilizan para almacenar gas natural, podrían utilizarse también para almacenar el hidrógeno. Estas alternativas subterráneas permitirían almacenar hidrógeno a gran escala y durante largos periodos de tiempo⁶².

En el caso de las cavernas de sal, se trata de un método de almacenamiento que permitiría almacenar grandes volúmenes de hidrógeno y con pérdidas muy bajas. Es por esto, por lo que el almacenamiento de hidrógeno en cavernas de sal se considera el método más prometedor, pues, destaca por su seguridad operacional, su capacidad de sellado y su bajo coste. El almacenamiento del hidrógeno en grandes espacios se haría a presiones no superiores a 10 bares, lo que supone un gasto muy pequeño en compresión.

Otra alternativa a las cavernas de sal son los yacimientos de petróleo y gas. A la hora de hablar de los yacimientos de gas, estos también suponen un método de almacenamiento que implicaría incluso costes más bajos que los derivados de las cavernas de sal, pero al igual que estas, su mayor reto se encuentra en las tasas de fuga.

También se ha estudiado la posibilidad de los acuíferos agotados, que en cuanto a las condiciones geológicas se parecen a los yacimientos de gas. Sin embargo, se trata del método de almacenamiento geológico menos desarrollado. A continuación, se ilustra un esquema con los tres tipos de almacenamiento geológico (figura 8):

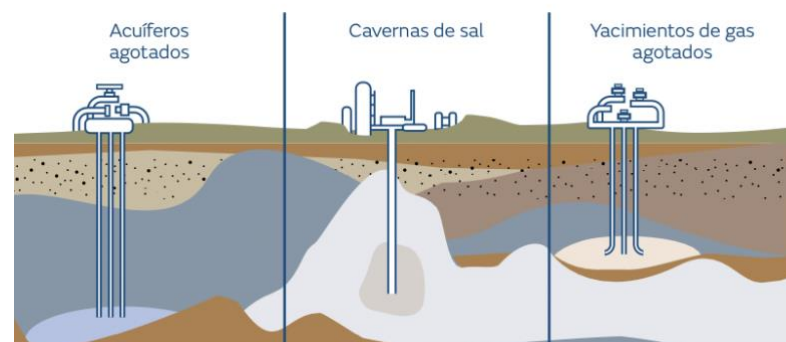


Figura 8. Tipos de almacenamiento geológico del hidrógeno⁶³.

⁶² Pérez, L. (s. f.). *Métodos de almacenamiento del hidrógeno* / SynerH. Op. Cit.

⁶³ Morante, J. R., Andreu, T., García, G., Guilera, J., Tarancón, A., & Torrell, M. (s. f.). “Hidrógeno. Vector energético...”, op. cit.

D) Almacenamiento basado en materiales

A la hora de hablar de este tipo de almacenamiento se puede hacer una primera clasificación atendiendo a la zona del material donde se almacene el hidrógeno. De esta manera se puede distinguir entre almacenamiento superficial, cuando las moléculas de hidrógeno se concentran en la superficie del material y almacenamiento en el material base cuando el hidrógeno se difunde a través del material almacenándose en su interior. Actualmente ninguna de estas dos alternativas presenta la suficiente madurez tecnológica para su aplicación a gran escala.

A continuación, se muestra un esquema ilustrativo de la clasificación de este tipo de métodos de almacenamiento (figura 9):

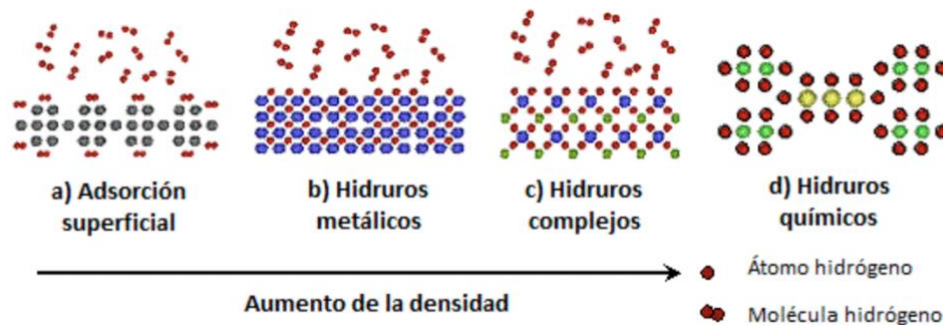


Figura 9. Métodos de almacenamiento de hidrógeno en materiales.

El almacenamiento por adsorción superficial consiste en la adsorción del hidrógeno de forma reversible en la superficie de determinados sólidos porosos. Este almacenamiento es posible gracias a los enlaces físicos establecidos por las fuerzas de Van der Waals que se producen entre el propio hidrógeno y los átomos de la superficie de un material. Sin embargo, los enlaces de Van der Waals destacan por su relativa debilidad, lo que hace que, para poder almacenar el hidrógeno a partir de este método sea necesario aplicar altas presiones (10-100 bar, aunque puede variar) y bajas temperaturas, para con ello, conseguir densidades significativas de almacenamiento de hidrógeno. Los materiales que se emplean para este almacenamiento suelen ser materiales porosos con base de carbono, zeolitas...etc. Sin embargo, no se ha experimentado lo suficiente sobre este método y todavía no es lo suficientemente fiable como para encontrarlo en el mercado.

El almacenamiento por absorción se lleva a cabo mediante el empleo de portadores de hidrógeno orgánico líquido, hidruros metálicos, hidruros complejos o hidruros químicos.

Los portadores de hidrógeno orgánico líquido, o también denominados LOHCs (Liquid Organic Hydrogen Carrier), son compuestos orgánicos que pueden absorber y liberar hidrógeno mediante procesos reversibles que reciben el nombre de hidrogenación y deshidrogenación. Por un lado, la hidrogenación consiste en un proceso por el cual se produce una reacción química que tiene como resultado la adición del hidrógeno a otro compuesto. Por otro lado, la deshidrogenación es un proceso químico en el que se libera el hidrógeno presente en una molécula. Este proceso puede desarrollarse de varias maneras, dependiendo de la molécula y las condiciones en las que se lleva a cabo, más concretamente, la deshidrogenación del hidrógeno presente en compuestos químicos se puede realizar bien hidrolíticamente, mediante la reacción del compuesto químico con agua, o termolíticamente, mediante la aportación de calor al compuesto.

En ambos casos, las formas resultantes de estos procesos son líquidas a temperatura ambiente, siendo esto una gran ventaja, puesto que así no será necesario producir, capturar o almacenar CO₂ o N₂, y el hidrógeno obtenido será puro. Es decir, mediante este método el almacenamiento de hidrógeno se produce a presión y temperaturas normales.

Otra ventaja que presenta este método es que esta tecnología podría utilizar las infraestructuras ya existentes, puesto que pueden utilizar los tanques estándar de los puertos y de las áreas industriales. Sin embargo, y a pesar de que existan varias alternativas viables, hoy en día todavía se trabaja en el desarrollo de este método, en mejorar su fiabilidad y en conseguir que sea viable económicamente.

El almacenamiento de hidrógeno en hidruros metálicos constituye una de las formas que a día de hoy presentan suficientes garantías y que pueden encontrarse en el mercado. El almacenamiento en hidruros metálicos comporta un proceso de carga del hidrógeno en el material (absorción) y un proceso de descarga (desorción). La formación de los hidruros metálicos tiene lugar mediante la combinación de los átomos de hidrógeno con los átomos de determinados metales y aleaciones. Algunos de los metales y aleaciones capaces de

formar hidruros metálicos son el magnesio, el titanio, el hierro, el manganeso, el níquel o el cromo⁶⁴.

Para el proceso de absorción del hidrógeno se requiere enfriar el hidruro para favorecer el proceso de carga de hidrógeno en el hidruro. Para el proceso de desorción es necesario calentar el hidruro para favorecer la liberación del hidrógeno contenido en el hidruro. Atendiendo a la temperatura de trabajo se puede distinguir entre hidruros de alta temperatura, cuando la desorción se realiza entre 150 y 300 °C, e hidruros de baja temperatura, cuando la desorción se realiza entre 20 y 90 °C. La fuente de calor se distribuye de manera uniforme en toda la estructura del hidruro. Esta reacción es reversible y está influenciada por la presión del gas hidrógeno. Si la presión supera la presión de equilibrio, se forma el hidruro metálico, pero si la presión cae por debajo del equilibrio, el hidrógeno se libera y la aleación vuelve a su estado original. La presión de equilibrio depende de la temperatura, incrementándose con el aumento de ésta y disminuyendo en caso contrario. Así, la absorción se suele llevar a cabo entre 30 y 55 bares y la desorción entre 0,7 y 10 bares. La energía consumida para este tipo de proceso suele ser del orden del 13% del poder calorífico inferior del hidrógeno y, por lo tanto, comparable con la energía consumida para el almacenamiento en hidrógeno comprimido a 700 bar⁶⁵.

No obstante, estos hidruros son vulnerables a compuestos como el oxígeno y monóxido de carbono, los cuales provocan la disminución de la capacidad de absorción de hidrógeno de los hidruros⁶⁶.

Por otro lado, a pesar de que la mayoría de los elementos metálicos sí que pueden formar hidruros elementales junto con el hidrógeno, no todos son aptos para el almacenamiento de hidrógeno. Esto se debe, sobre todo, a su baja densidad gravimétrica, refiriéndose esta a la cantidad de hidrógeno que puede ser almacenada por unidad de masa del material. Es decir, si un elemento tiene una baja densidad gravimétrica, significa que se necesita una

⁶⁴ Pérez, L. (s. f.). *Métodos de almacenamiento del hidrógeno / SynerH. Op. Cit.*

⁶⁵ *El hidrógeno y la energía. José Ignacio Linares Hurtado et al. Op. Cit.*

⁶⁶ Morante, J. R., Andreu, T., García, G., Guilera, J., Tarancón, A., & Torrell, M. (s. f.). “*Hidrógeno. Vector energético...*”, *op. cit.*

mayor cantidad de ese material para almacenar la misma cantidad de hidrógeno en comparación con otros materiales que tienen una densidad gravimétrica más alta. A continuación, se presenta la tabla 5 en la que se pueden comparar las densidades de diversos elementos metálicos:

Material	Densidad gravimétrica (% masa)	Densidad volumétrica (kg/m ³)
H₂ gas a 700 bar	100	50
H₂ líquido	100	70
LaNi₅	1.5	120
FeTi	1.5	110
MgH₂	7.6	105
LiH	12.6	100
NaAlH₄	7.5	95
NH₃BH₃	19.6	100
LiBH₄	18.4	120

Tabla 5. Tabla de densidades de distintos elementos metálicos.

Estos compuestos químicos pueden ser más estables y seguros que, por ejemplo, el hidrógeno gaseoso, pero también pueden ser más caros y requieren tecnologías específicas para su almacenamiento y liberación.

Además del almacenamiento de hidrógeno en hidruros metálicos, la retención de hidrógeno puede darse en hidruros complejos y en hidruros químicos. En cuanto a los primeros, los hidruros complejos, el hidrógeno forma parte de un anión complejo, el cual está unido a la vez a un catión metálico. Los principales hidruros complejos de interés son los alanatos, los borohidruros y las amidas. La principal ventaja que presentan estos hidruros complejos es que tienen una capacidad gravimétrica elevada, sin embargo, la mayoría de ellos requieren temperaturas muy elevadas para su deshidrogenación por termólisis.

El almacenamiento de hidrógeno en hidruros químicos tiene lugar mediante enlaces formados por hidrógeno y un elemento no metálico. A diferencia de los hidruros metálicos, estos están formados por elementos más ligeros y suelen ser líquidos, por lo que tanto su transporte como su almacenamiento es más sencillo. Entre los hidruros químicos de interés se encuentran el metanol (CH₃OH), el amoníaco (NH₃) y el ácido

fórmico (CH₂O₂). Además, actualmente estos compuestos tienen más utilidades que la del almacenamiento del hidrógeno, lo cual es ventajoso, puesto que el hecho de que ya se produzcan de manera generalizada implica que gran parte de la infraestructura necesaria para esta aplicación ya ha sido construida y existe⁶⁷.

5.2. El hidrógeno verde como energía transportable

Como se ha indicado anteriormente a la hora de hablar de la cadena de valor del hidrógeno, tras la producción y el almacenamiento de este, le sigue el transporte desde el punto de producción hasta el punto en el que se va a desarrollar su aplicación final, es decir, debe ser transportado hasta el consumidor final, pudiendo ser este de carácter industrial, doméstico o para uso de movilidad.

A día de hoy son tres las posibles alternativas mediante las cuales puede ser transportado el hidrógeno. Dichas alternativas presentan una gran similitud con las utilizadas actualmente para el transporte del gas natural. Atendiendo a la capacidad de transporte y la distancia a transportar dichas alternativas son:

- Transporte por vía marítima. Este medio de transporte se emplea principalmente para largas distancias o para acceder a zonas aisladas, pero con acceso portuario.
- Transporte terrestre. En este caso se puede distinguir si es por carretera, en cuyo caso se realizará mediante camiones de cisterna única o camiones multicilindro, o, mediante ferrocarril. Este medio de transporte se caracteriza por distancias cortas y baja capacidad.
- Transporte a través de tuberías. Esta opción es la más económica, en comparación con las anteriores, y permite un suministro continuo de hidrógeno. Si a ello se le añade el hecho de que actualmente en la Unión Europea ya existe una infraestructura muy desarrollada para el transporte del gas natural, la cual se puede adaptar al transporte de hidrógeno, se puede considerar que es la alternativa de más rápida implantación y con grandes sinergias.

⁶⁷ Pérez, L. (s. f.). *Métodos de almacenamiento del hidrógeno* / SynerH. Op. Cit.

A continuación, se analiza en detalle cada una de las alternativas de transporte anteriormente descritas:

A) Transporte marítimo

El transporte del hidrógeno por vía marítima se desarrolla actualmente a través de buques, siendo una de las ventajas que presenta este medio de transporte el poder transportar el hidrógeno tanto a largas distancias como a zonas aisladas. Además, permite y favorece la producción de hidrógeno en determinados lugares del planeta en los cuales su producción es económicamente más favorable y desde allí, llevar a cabo la exportación del mismo hasta puntos lejanos que presentan una alta demanda energética.

Actualmente se están planteando tres alternativas para transportar el hidrogeno mediante barcos. La primera de ellas es similar a la que se utiliza para el transporte de gas natural licuado. Pero a diferencia del gas natural licuado, el proceso de licuefacción del hidrógeno, tal y como se ha explicado en apartados anteriores, requiere enfriarlo a muy bajas temperaturas, lo cual supone un consumo de energía un 30% mayor que el empleado para el gas natural licuado y un acondicionamiento del barco que permita mantener dichas temperaturas durante todo el transporte. Es por esto, por lo que la infraestructura necesaria para este tipo de transporte marítimo sea posible es muy costosa. Una vez que el buque llega a su destino, se requiere de una instalación de regasificación, y en la cual se realizará un proceso similar al que se desarrolla con el gas natural licuado.

Una segunda alternativa es transportar el hidrógeno en combinación con otros compuestos químicos, como puede ser el amoniaco o compuestos orgánico como el metanol⁶⁸. En este caso se requiere establecer una instalación de síntesis de metanol ($H_2 + CO_2 \rightarrow CH_3OH$) próxima al puerto de origen y una instalación para el desarrollo de un proceso de “*reforming*” próxima al puerto de destino ($CH_3OH \rightarrow H_2 + CO_2$) donde tendría lugar la recuperación del hidrógeno. El transporte marítimo de metanol no presenta tantos requisitos de aislamiento como los requeridos para el transporte de

⁶⁸ Morante, J. R., Andreu, T., García, G., Guilera, J., Tarancón, A., & Torrell, M. (s. f.). “Hidrógeno. Vector energético...”, *op. cit.*

hidrógeno licuado, pero la cantidad transportada, así como los procesos químicos asociados lo siguen haciendo poco atractivo.

Actualmente todavía no se ha desarrollado una infraestructura a gran escala para el transporte marítimo del hidrógeno. Una de las razones por las cuales esto no ha tenido lugar, es el hecho de que a día de hoy el hidrógeno se produce cerca del lugar donde se va a desarrollar su aplicación o consumo final ya que principalmente su uso se da en aplicaciones químicas. En el momento en que el hidrógeno alcance la consideración de vector energético, la demanda de hidrógeno incentivará el desarrollo de las infraestructuras de transporte marítimo.

Como ejemplo del interés que hay hoy en día por desarrollar esta alternativa de transporte se puede destacar que en el año 2020 tuvo lugar la presentación del ‘Suiso Frontier’, el primer buque del mundo que transporte hidrógeno líquido, siendo en febrero de 2022 cuando consiguió entregar el primer cargamento de este combustible⁶⁹.

B) Transporte terrestre

El transporte por vía terrestre puede realizarse tanto por carretera, mediante el empleo de camiones, como por transporte ferroviario empleando trenes de mercancía, siendo esta opción a día de hoy viable y utilizada. Se recurre al transporte terrestre principalmente con la finalidad de distribuir hidrógeno en distancias pequeñas, es decir, de menos de 300 kilómetros y cuando no se requieren grandes cantidades o un suministro continuo.

En cuanto al método de transportar hidrógeno por medio de camiones, este es semejante al que se sigue con el transporte de otros gases industriales como el dióxido de carbono o el nitrógeno. Sin embargo, a pesar de que el transporte sea igual, la estructura actual no cumple con todas las necesidades concretas, y, por lo tanto, no está preparada para su uso generalizado.

⁶⁹ Fuentes, V. (2022, 5 abril). *El primer buque del mundo que transporta hidrógeno líquido, bajo investigación por un incidente nada más*. Motorpasión. <https://www.motorpasion.com/futuro-movimiento/primer-buque-mundo-que-transporta-hidrogeno-liquido-investigacion-incidente-nada-zarpar>

Además, otra desventaja que presenta este medio de transporte es la ineficiencia energética, pues, por cada unidad de hidrógeno transportado, la cantidad de material asociado que se requiere es mucho mayor, siendo la cantidad de energía que se consume para transportarlo muy elevada. Es por estos motivos, por los que no podría desarrollarse una economía en la que se utilizase el camión como medio habitual para transportar el hidrógeno.

Aun así, a la hora de hablar del transporte terrestre del hidrógeno, el método que se va a utilizar dependerá del volumen de hidrógeno que el cliente o consumidor final necesite. Cuando el volumen es muy elevado la opción óptima es usar tanques criogénicos, mientras que si el volumen es más reducido se opta por gas comprimido. Además, en caso de que el volumen sea muy pequeño, se optará por cilindros convencionales. En caso de que se quiera aumentar la cantidad manteniendo el estado gaseoso del hidrógeno, los cilindros empleados serán de grandes dimensiones y se transportarán agrupados en un remolque de tubos, como el utilizado para el transporte de dióxido de carbono o, mediante módulos compactos.

En el caso del transporte mediante camiones, son las propiedades propias del hidrógeno las que afectan directamente tanto al coste como a la eficiencia energética de este medio, pues, el hidrógeno es un gas muy ligero y por ello para transportar un volumen razonable se requiere aumentar su densidad, sin embargo, al aumentar dicha densidad, también es necesario aumentar el peso de los depósitos que hay que transportar, y ello requiere una mayor cantidad de energía. Esto deriva en que el transporte del hidrógeno vía terrestre tenga un impacto medioambiental superior al del gasoducto, lo que hace que sea recomendable transportar cantidades elevadas mediante la utilización de otros medios⁷⁰.

Por otro lado, como se ha indicado anteriormente, el uso de ferrocarriles para el transporte de hidrógeno ya se ha demostrado que es una alternativa viable y que puede ser utilizada. De hecho, fue en el año 2020 cuando la Agencia Estatal de Energía de Hesse encargó a DB Energie, una compañía ferroviaria alemana, que examinara sobre si el transporte de hidrógeno a través de ferrocarriles podía lograrse en términos de viabilidad técnica,

⁷⁰ Morante, J. R., Andreu, T., García, G., Guilera, J., Tarancón, A., & Torrell, M. (s. f.). “Hidrógeno. Vector energético...”, *op. cit.*

operativa y legal, llegando finalmente a la conclusión de que era factible pero que era en ese momento no existían contenedores de transporte de hidrógeno aprobados para dicho tráfico ferroviario.

Además, durante ese estudio se observó que este medio de transporte presenta numerosas ventajas en comparación con el desarrollado a través de camiones, siendo algunas de ellas la mayor fiabilidad y seguridad que presenta este método, la posibilidad de transportar grandes cantidades y la mayor precisión en términos de planificación en los tiempos de transporte⁷¹.

C) Transporte a través de una red de tuberías

El transporte de hidrógeno verde a través de una red de tuberías parece el método más económico, fiable, de mayor capacidad, así como el que menor impacto medioambiental podría ocasionar. El desarrollo de una red de transporte de hidrógeno mediante tubería permitiría conectar directamente al productor del hidrógeno con el consumidor final mediante un sistema independiente y similar al que actualmente existe para la red de gas natural.

Sin embargo, el desarrollo de una red de tuberías dedicada única y exclusivamente al transporte del hidrógeno presenta dos barreras importantes. La primera de ellas es la necesidad de una inversión inicial muy elevada, lo cual, para que fuese rentable requeriría de un transporte de elevadas cantidades de hidrógeno y un transporte de manera continuada. Y la segunda, los largos plazos asociados a la obtención de los permisos administrativos (estatales y autonómicos) y las autorizaciones medioambientales que son necesarias para poner en marcha la construcción de dicha red. Es por ello por lo que esta alternativa hay que plantearla como una opción a medio plazo.

A corto plazo, la única opción posible es la de readaptar y utilizar la actual red de transporte de tuberías en servicio. Actualmente, España ya cuenta con una red de tuberías destinada al transporte de gas natural, y es por ello, por lo que se ha considerado

⁷¹ Diermann, R. (2020, 10 agosto). *El hidrógeno puede ser transportado por ferrocarril*. pv magazine España. <https://www.pv-magazine.es/2020/08/10/el-hidrogeno-puede-ser-transportado-por-ferrocarril/>

interesante la posibilidad de utilizar la infraestructura ya existente para el futuro transporte del hidrógeno por las sinergias que ello conlleva⁷².

Según los últimos datos de Sedigas, España cuenta con una red de transporte de unos 11.000 km a lo largo del todo el territorio nacional, una capacidad de regasificación de 3.617 dam³ y 18 estaciones de compresión. La figura 10 muestra la distribución de las principales redes de transporte de gas natural actualmente en servicio.



Figura 10. Infraestructura gaseísta en España⁷³.

La Comisión Europea, en el año 2020, redactó un informe sobre el potencial que podría llegar a tener la infraestructura existente para el gas natural en el transporte del hidrógeno. En ese año, ya existía en la Unión Europea una infraestructura compuesta por 200.000 km de tuberías de transporte, más 2.000.000 de km de líneas de distribución y 20.000 compresores. A lo largo de ese informe, se concluye que la mejor opción a corto plazo consiste en introducir en las tuberías un pequeño porcentaje de hidrógeno junto con el gas natural, conociéndose esta acción como “*blending de hidrógeno*”⁷⁴.

⁷² Morante, J. R., Andreu, T., García, G., Guilera, J., Tarancón, A., & Torrell, M. (s. f.). “*Hidrógeno. Vector energético...*”, *op. cit.*

⁷³ Mesa redonda 2: Conclusiones del Think Tank de Sedigas. Hidrógeno en las infraestructuras de gas natural. <https://www.gasrenovable.org/docs/noticias/pptTTH2.pdf>

⁷⁴ EUROPEAN COMMISSION, Impact of the use of the biomethane and hydrogen potential on trans-European infrastructure, 2019.

Otro aspecto a su favor, son las interconexiones existentes entre los diferentes Estados miembros que permitirían un intercambio de hidrógeno entre los mismos.

Recientemente Nortegas ha presentado los resultados de las primeras pruebas del proyecto H2Sarea. Este proyecto investiga la posibilidades de poder inyectar de forma segura y fiable hidrógeno verde en las actuales infraestructuras de distribución de gas natural. Las pruebas iniciales contemplaron la inyección de una mezcla de 5% de hidrógeno y 95% de metano durante 3000 horas en un tramo de la red de distribución al objeto de comprobar las posibles fugas en puntos críticos (uniones bridadas, estaciones de regulación y medida, válvulas, etc.). Tras el éxito de las primeras pruebas de inyección al 5%, los siguientes pasos van encaminados a seguir incrementando el porcentaje de hidrógeno en la mezcla hasta alcanzar el 100% y comprobar el comportamiento de la infraestructura⁷⁵.

Sin embargo, el volumen de gas que pueda ser transportado por la red de distribución viene limitado, en primer lugar, por la presión de diseño de la línea y, en segundo lugar, por la capacidad de la propia red, ya que las tuberías tienen una limitación de la velocidad máxima a la cual se puede circular el gas y, además, en lo referido a las propiedades que presenta el hidrógeno, éste tiene 1/3 de la densidad del gas natural.

Es por ello, por lo que, al introducir hidrógeno junto con el gas natural, para mantener el mismo nivel de capacidad, se debería o bien aumentar la presión de trabajo de la conducción (presión de servicio actual 80-100 bar) o bien aumentar la velocidad hasta que el caudal de hidrógeno sea capaz de transportar una cantidad de energía por m³ equivalente a la que se transportaba con el gas natural⁷⁶.

Actualmente, la inyección de gases no convencionales es más simple cuando el gas introducido tiene una mayor proporción de metano respecto de hidrógeno. Esto se debe a que la composición de dicho biometano presenta una composición muy similar a la propia del gas natural, mientras que, por el contrario, el hidrógeno presenta unas propiedades

⁷⁵ Éxito de la fase inicial de H2Sarea, el primer test de inyección de hidrógeno en gasoductos. https://www.sedigas.es/uploads/gasactual_impression/65/documento/gas-actual-165.pdf

⁷⁶ Flores, E. (2022, 23 junio). *El blending mermará la capacidad de transporte de las pipelines*. H2news. <https://h2news.cl/2022/06/23/el-blending-mermara-la-capacidad-de-transporte-de-las-pipelines/>

que difieren de las del metano, sobre todo en lo relativo a la densidad, reactividad, poder calorífico, energía de ignición, inflamabilidad y velocidad de combustión.

En conclusión, no es posible transportar únicamente hidrógeno por la red de tuberías existentes para el gas natural sin llevar a cabo modificaciones técnicas de las infraestructuras de transporte⁷⁷.

6. ESPAÑA COMO PAÍS CLAVE PARA CONSEGUIR QUE EL HIDRÓGENO VERDE SE CONVIERTA EN UN NUEVO ‘COMMODITY’

España, es un país que no sólo cuenta con un sistema de infraestructura gasística avanzada, sino también, con un gran potencial en energías renovables. Es por estas dos razones por las que España se presenta como un país clave en el desarrollo de un futuro mercado de hidrógeno renovable, convirtiéndose en un país que juegue un papel fundamental en el suministro de hidrógeno a nivel europeo⁷⁸.

Por lo tanto, España podría llegar a ser el principal “hub” de hidrógeno renovable a nivel europeo gracias a las capacidades que presenta nuestro país en este tipo de energía y que se pueden resumir en los siguientes puntos:

- Potencial en la generación de energías renovables
- Una posición geográfica clave
- Red de infraestructuras robustas
- Capacidades industriales necesarias
- Colaboración con las administraciones públicas

En cuanto al potencial a la hora de generar energía renovable, se ha estimado que en 2030 España será capaz de producir un total situado entre dos y tres millones de toneladas (2-

⁷⁷ Morante, J. R., Andreu, T., García, G., Guilera, J., Tarancón, A., & Torrell, M. (s. f.). “Hidrógeno. Vector energético...”, *op. cit.*

⁷⁸ Mesa redonda 2: Conclusiones del Think Tank de Sedigas. Hidrógeno en las infraestructuras de gas natural. *Op.cit.*

3 Mt) de H₂ y en 2040 entre tres y cuatro millones de toneladas (3-4 Mt)⁷⁹. Además, Red Eléctrica de España anunció que el porcentaje de electricidad generada a partir de energías renovables durante el año 2020 alcanzó el 43,6% del total, y que, el porcentaje de energía libre de emisiones supuso el 66,9% del total⁸⁰.

Es otras palabras, España constituye un país que tiene un gran potencial para el uso de energías renovables, y además a muy bajo coste, habiéndose reducido este coste en la última década en un 60%. Esto supone, sin duda, un gran avance para el desarrollo del mercado del hidrógeno verde, pues, el hidrógeno renovable requiere y necesita de este tipo de energías⁸¹.

Este potencial es consecuencia en gran parte por el “fácil” acceso que un país como España tiene a las energías renovables, pues, debido a factores como su posición geográfica, España cuenta con unas determinadas características que son aspectos clave a la hora de producir energía renovable, un ejemplo de ello es el elevado número de horas de luz que tiene al día, en comparación con los países situados más al norte de Europa⁸². Además, en lo que se refiere al transporte, gracias a su posición geográfica y a las capacidades que presenta, España cuenta con el primer puerto europeo en desplegar la tecnología del hidrógeno en su actividad cotidiana. En este sentido, el pasado 15 de enero de 2023, la Autoridad Portuaria comunicó que en el Puerto de Valencia ya está todo preparado para empezar a utilizar la tecnología del hidrógeno, proyecto en el que se

⁷⁹ (s.f.). *El hidrógeno renovable, un vector energético clave para España y Europa* [Diapositivas]. Día del hidrógeno de Enagás, España. Enagás. https://www.enagas.es/content/dam/enagas/es/ficheros/accionistas-inversores/comunicados-cnmv/otra-informacion-relevante/2023/20230119_PPT%20D%C3%ADa%20H2_ESPAÑOL.pdf

⁸⁰ *Las renovables alcanzan el 43,6% de la generación de energía eléctrica en 2020, su mayor cuota desde que existen registros*. (2020, 17 diciembre). Red Eléctrica. <https://www.ree.es/es/sala-de-prensa/actualidad/nota-de-prensa/2020/12/las-renovables-alcanzan-el-43-6-por-ciento-de-la-generacion-de-2020-su-mayor-cuota-desde-existen-registros>

⁸¹ Negocios TV. (2022, 17 marzo). *Isabel Figuerola: La guerra en Ucrania relanza el papel del hidrógeno verde español* [Vídeo]. *Op. Cit.*

⁸² Miñano, R. (2022, 23 octubre). *España, país «clave» en la producción de hidrógeno verde para exportarla el resto de Europa*. Antena 3 Noticias. https://www.antena3.com/noticias/sociedad/espana-pais-clave-produccion-hidrogeno-verde-exportarla-resto-europa_20221023635504118fa20000019b9c22.html

llevaba trabajando mucho tiempo y que puede llegar a posicionar este puerto entre los más importantes de Europa⁸³.

Otro hecho que demuestra que España sigue avanzando en la línea de analizar la utilización del hidrógeno como vector energético son los recientes descubrimientos de yacimientos de hidrógeno en el subsuelo. En Aragón, ya se está analizando el primer pozo de hidrógeno natural, el cual podría tratarse de un yacimiento que impulsaría un cambio del sector energético. A la hora de hablar de hidrógeno natural nos referimos a un recurso que se encuentra en el subsuelo de nuestro planeta en grandes cantidades, y que, mediante su extracción, podría utilizarse para su consumo. Actualmente ya existe una *startup* fundada por geólogos con el objetivo de conseguir extraer ese recurso natural en la provincia de Huesca de cara al año 2024. Aunque existen expectativas reales de que esto pueda llevarse a cabo, a día de hoy todavía están presentes ciertas incertidumbres científicas, determinadas dificultades tanto técnicas como políticas, y además problemas con la legislación española que prohíbe dichas extracciones⁸⁴.

Otro aspecto clave que presenta España es su geología, pues la misma proporciona multitud de ventajas, sobre todo en lo referido al almacenamiento del hidrógeno. España es un país que contiene multitud de trampas geológicas, trampas que este territorio ofrece y que pueden ser utilizadas para el almacenamiento de este prometedor combustible del futuro. Se ha estudiado que en dichas “trampas” geológicas se puede almacenar tanto CO₂ como hidrógeno.

En lo referente al almacenamiento de CO₂ en estas trampas, ya en el año 2009, el Instituto Geológico y Minero de España (IMGE) realizó una investigación denominada ALGECO₂, y cuyo objetivo era estudiar 145 posibles cavidades o “trampas geológicas” en las que podría ser posible almacenar CO₂. Este estudio propuso reutilizar dichas trampas geológicas tanto para el almacenamiento de hidrógeno como para el almacenamiento de metano, ya sean en la misma trampa o en trampas diferentes.

⁸³ H2 PORTS. (2020, 1 diciembre). *News & Events*. H2PORTS. <https://h2ports.eu/news-events/>

⁸⁴ Pichel, J. (2023, 1 marzo). El primer pozo de hidrógeno europeo está en Aragón y puede cambiar el sector energético. *elconfidencial.com*. https://www.elconfidencial.com/tecnologia/ciencia/2023-03-01/primer-pozo-hidrogeno-europeo-aragon_3581493/

Sin embargo, el problema que presentan las cavidades salinas en España se debe a su bajo nivel de desarrollo, y es por ello, que sólo las de La Rosa en Jumilla, Pinoso en Alicante, Polanco en Cantabria y la sales de Suria-Cardona en Cataluña, ofrecen posibilidades reales de almacenamiento⁸⁵.

Por otro lado, en lo referente a la infraestructura que se requiere para poder crear este mercado de hidrógeno, la península presenta la ventaja de contar actualmente con un conjunto de redes de distribución y almacenamiento en servicio, que, mediante sus readaptaciones, pueden servir como punto de partida para el posterior desarrollo de esta red de hidrógeno.

Esto es de gran importancia, puesto que, para que el mercado del hidrógeno se convierta en una realidad, es necesario el despliegue de una red que conecte tanto los puntos de producción como los puntos en los que se va a consumir finalmente el hidrógeno.

Como consecuencia de esto, nace lo que se conoce como el proyecto H₂Med, el primer corredor de hidrógeno renovable en Europa, el cual conectará España, Francia y Portugal. Éste primer corredor estará formado por dos redes transfronterizas, una entre Portugal y España y que unirán las poblaciones de Celourico y Zamora respectivamente, y otra submarina entre Barcelona y Marsella (Francia), lo cual hará permitirá el transporte hasta países situados en el centro de Europa, como puede ser Alemania.

El proyecto H₂Med fue presentado por los TSOs (Transmission System Operators) de España, Portugal y Francia el 15 de diciembre de 2022, y más adelante, el 22 de enero de 2023, el Gobierno de España anunció la incorporación de Alemania en el proyecto.

Además, ese mismo diciembre de 2022 Enagás presentó los dos primeros ejes de la Red Troncal Española de Hidrógeno, comprendiendo uno de ellos el Eje de la Cornisa

⁸⁵ (2021a). Almacenamiento de Hidrógeno en España. *Revista de La Sociedad Geológica de España*. [https://sge.usal.es/archivos/REV/34\(2\)/RSGE34\(2\) p 53 59.pdf](https://sge.usal.es/archivos/REV/34(2)/RSGE34(2) p 53 59.pdf)

Cantábrica, Eje del Valle del Ebro y Eje Levante; y el otro el Eje Vía de la Plata con su conexión con el Valle de hidrógeno de Puertollano⁸⁶.

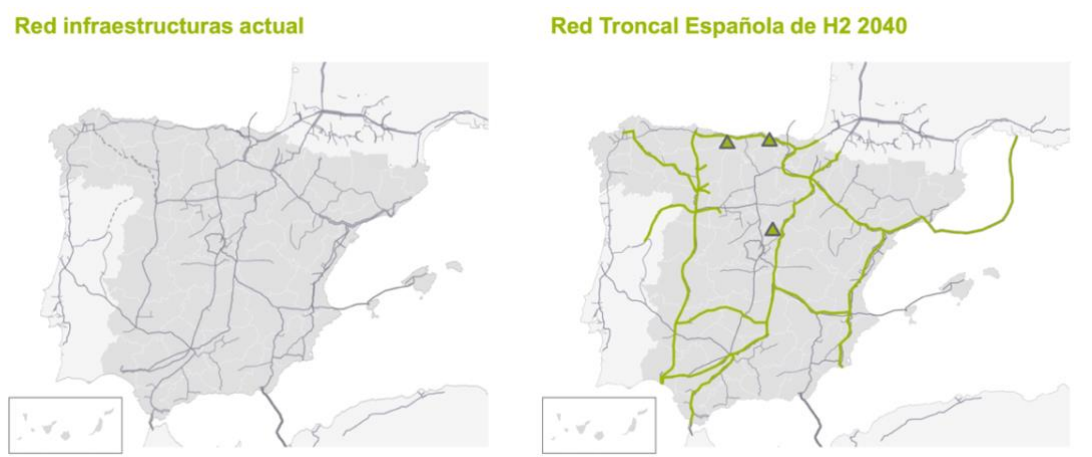


Figura 11. Comparación entre la red de infraestructuras actual y la futura.

Otro aspecto que ha estudiado la compañía Enagás son las posibles sinergias entre la red de gas actual y del H₂ de cara al año 2040. Tras este análisis, Enagás ha concluido que la actual red gasística se encuentra técnicamente preparada para poder transportar hidrógeno y que, a día de hoy ya existe un porcentaje de coincidencia entre los trazados de la red actual y la futura red troncal que asciende al 80% de la red total. Además, éste entidad ya ha identificado un 30% de los gaseoductos que van a poder ser reutilizados, pretendiendo que este porcentaje siga aumentando hasta poder alcanzar un porcentaje en torno al 70%.

Sin embargo, como todo proyecto, éste también requiere de una determinada financiación, y para ello, Enagás ha contemplado diversas fuentes para obtenerla. Las fuentes de financiación que se pretenden utilizar son las siguientes:

- Fondos europeos, acogiéndose al programa “CEF-E” para proyectos y otras vías de financiación europea.
- “Open Seasons”, que consiste en una serie de compromisos firmes de futuros *off-takers* que pueden dar lugar a mecanismos de *Project finance*.

⁸⁶ ALAYANS STUDIO. (2023, 2 marzo). *Cinco razones por las que España puede posicionarse como primer 'hub' de hidrógeno renovable en Europa*. La Información. https://www.lainformacion.com/branded-content/cinco-razones-espana-primer-hub-hidrogeno-renovable-europa/2882039/?utm_source=linkedin

- Asignación transfronteriza de costes. El Reglamento de Infraestructuras prevé mecanismos para asignar de mutuo acuerdo los costes de los proyectos de construcción de infraestructuras (PCI) a los países beneficiarios de los mismos.
- Peajes asociados al uso de la infraestructura.

Esto aportará, sin duda, múltiples beneficios a España, tanto de carácter medioambiental como beneficios económicos, socioeconómicos y sociales⁸⁷.

Por lo tanto, se puede concluir, que son esta serie de particularidades, oportunidades y capacidades que tiene España lo que hace viable que, dentro de la Unión Europea, se constituya como un país clave y una referencia en el desarrollo del hidrógeno verde como vector energético.

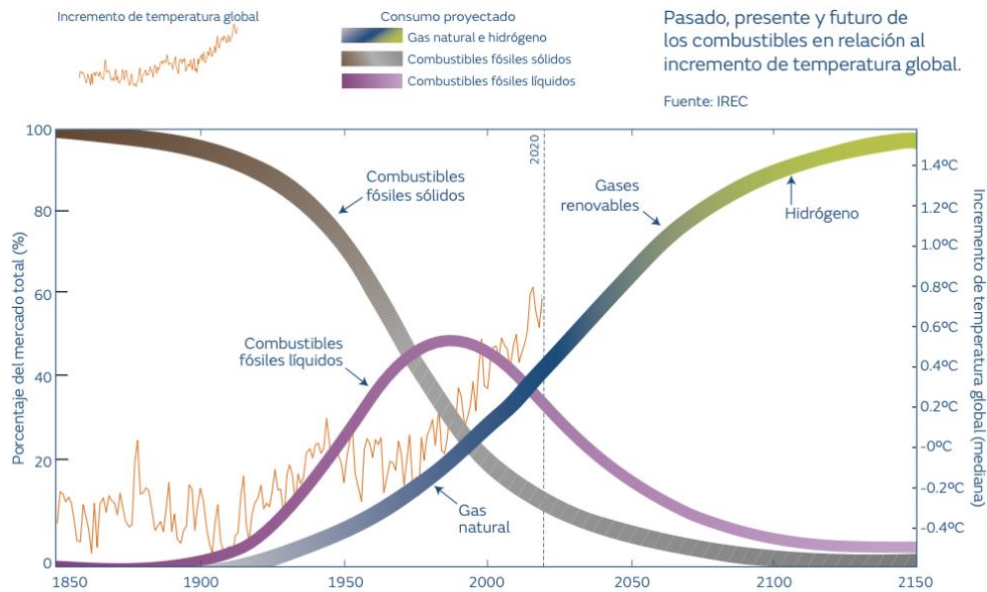
7. FUNCIONES CLAVE Y RETOS PARA CONVERTIR EL HIDRÓGENO VERDE EN UN PRODUCTO OBJETO DE COMERCIALIZACIÓN

La inherente conexión entre la economía y la energía, unido a los desafíos planteados por el cambio climático y los recientes conflictos geopolíticos, han sido un acicate, por un lado, para acelerar el progreso tecnológico hacia fuentes de energía sin carbono y, por otro lado, para lograr la independencia de Europa del suministro de energía procedente de Rusia. Todo ello ha dado lugar a que la Unión Europea haya incentivado todos aquellos proyectos que sean compatibles con los objetivos de la lucha contra el cambio climático y la independencia energética. Estas condiciones son las que han acelerado la búsqueda de soluciones como la utilización del hidrógeno.

En otras palabras, a día de hoy, la transición energética es uno de los principales retos y una de las prioridades mundiales, presentando el hidrógeno un fuerte protagonismo en dicho proceso⁸⁸. En la figura 12, se muestra la evolución de los diferentes tipos de combustibles en relación con el incremento de la temperatura global del planeta:

⁸⁷ (s.f.). *El hidrógeno renovable, un vector energético clave para España y Europa* [Diapositivas]. Día del hidrógeno de Enagás, España. Op. Cit.

⁸⁸ Hidrógeno verde y el papel de la reutilización y la desalinización de agua. (2022, 31 agosto). *RETEMA*. <https://www.retema.es/articulos-reportajes/hidrogeno-verde-y-el-papel-de-la-reutilizacion-y-la-desalinizacion-de-agua>



Figura

12. Evolución de los combustibles en función del incremento de la temperatura global⁸⁹.

Sin embargo, como ya se ha indicado con anterioridad a lo largo de este trabajo, para convertir un recurso natural como es el hidrógeno verde en un producto objeto de comercialización, hay determinadas funciones y retos que deben ser abordados. Es decir, a la hora de hablar de convertir al hidrógeno verde en un objeto de comercialización, en primer lugar, hay que abordar la cuestión de cómo la introducción de este nuevo recurso va a afectar al mercado y cómo éste se va a desarrollar. Por lo tanto, a la hora de hablar de funciones y retos clave, hay que tener en cuenta:

1. La producción del hidrógeno verde.

La producción de esta energía renovable debe ser suficiente y constante para así poder generar una cantidad considerable de energía, y a un coste razonable.

Atendiendo a lo anterior y en lo que se refiere a producir una cantidad suficiente hidrogeno verde, hay que tener en cuenta que, a día de hoy, en el mercado del hidrógeno son numerosos los sectores para los que se produce una cantidad considerable de hidrógeno gris, estando por ello las empresas acostumbradas a su consumo habitual. Es por ello por lo que, para competir con el hidrógeno gris, la producción de hidrógeno verde

⁸⁹ Morante, J. R., Andreu, T., García, G., Guilera, J., Tarancón, A., & Torrell, M. (s. f.). “Hidrógeno. Vector energético...”, *op. cit.*

a gran escala es un desafío, ya que, a día de hoy, la capacidad de producir hidrógeno verde es relativamente pequeña en comparación con la producción de hidrógeno a partir de combustibles fósiles.

Como consecuencia de esto, sustituir esta demanda de hidrógeno gris por hidrógeno verde constituye un primer paso, pues, lo más importante para que se pueda llegar a negociar es que haya tanto una producción como una demanda justificada.

Esto es un reto que hay que afrontar, porque, de introducir este recurso renovable en el mercado, las empresas deberán adaptar muchos de sus procesos y actividades. Es decir, se requiere un cliente final que garantice esta demanda, siendo este el desafío más importante, y para lograrlo, es necesario establecer unos precios de referencia atractivos para el mercado⁹⁰.

En este sentido, las proyecciones a corto plazo son muy optimistas, pues la velocidad a la que se están reduciendo los costes de generación es muy pronunciada, de hecho, en el año 2030 se podrían alcanzar precios de producción en torno a 1,26 €/kg. Con estos escenarios, se prevé que a medio plazo se podría incluso competir con los costes del hidrógeno de origen fósil. Aun así, la producción de hidrógeno azul seguirá siendo un poco más competitiva a corto plazo en comparación con el hidrógeno verde. Pero, esto no constituye una amenaza competitiva si se considera el hidrógeno azul como un paso intermedio hacia la transición definitiva al hidrógeno verde.

A continuación, en la Figura 13 se muestra la evolución de los costes de producción de hidrógeno verde a partir de las energías solar y eólica en comparación con la producción de hidrógeno azul a partir de combustibles fósiles:

⁹⁰ Cátedra de Estudios sobre el Hidrógeno (ICAI-ICADE, Universidad Pontificia Comillas). (2023, marzo 14) Conferencia: Raúl Yunta y Mario Pérez Cátedra Hidrógeno. [Video]. https://tv.comillas.edu/media/C%C3%A1tedra+Hidr%C3%B3geno+14+03+2023/1_jarh5ui1/248269253

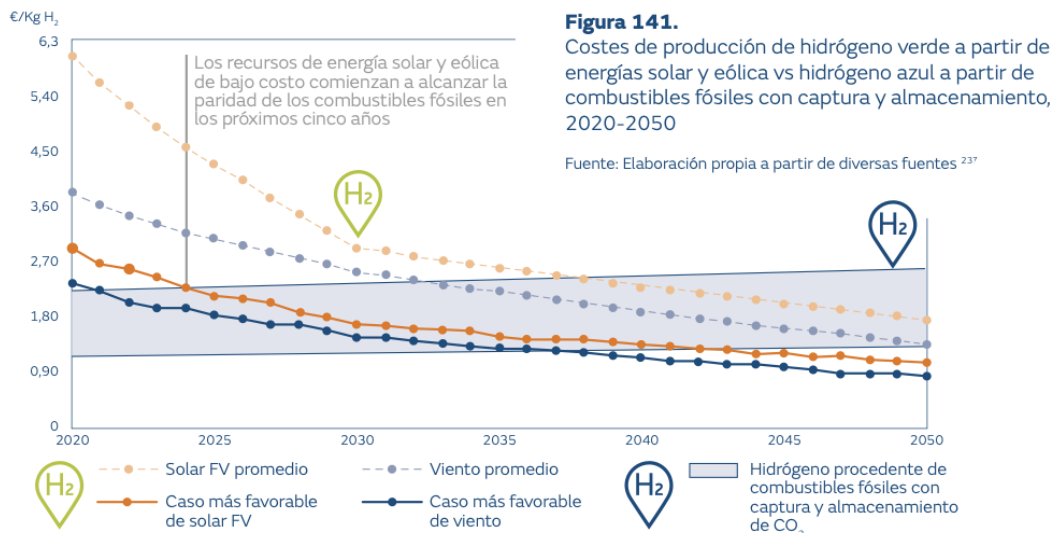


Figura 13. Evolución de producción de hidrógeno verde a partir de energías solar y eólica vs. Hidrógeno azul a partir de combustibles fósiles entre los años 2020-2050⁹¹.

Del análisis de la gráfica se concluye que, actualmente, la producción de hidrógeno verde todavía es relativamente pequeña en comparación con la producción de hidrógeno azul a partir de combustibles fósiles. Esto está directamente relacionado con el coste de este recurso, pues en términos de competitividad en comparación con los combustibles fósiles, el coste de producción del hidrógeno verde es uno de los principales retos a los que hay que enfrentarse a corto plazo para que el hidrógeno verde sea una alternativa energética atractiva.

Por eso, para crear un mercado de hidrógeno verde, el cual hoy en día es prácticamente inexistente, uno de los primeros pasos que habría que dar consistirá en conseguir producir este tipo de energía a un precio razonable y, que pueda ser realmente competitivo con el coste actual de producción de los combustibles fósiles.

Muchos de los actuales proyectos sobre el hidrógeno verde se están centrando en abordar esta circularidad, producir energía a precio razonable, pues, es necesario que este recurso natural presente un coste similar o inferior al de la energía que pretende sustituir, dado que, de no ser así, difícilmente se invertiría en su producción.

⁹¹ Morante, J. R., Andreu, T., García, G., Guilera, J., Tarancón, A., & Torrell, M. (s. f.). "Hidrógeno. Vector energético...", *op. cit.*

Esta cuestión está fuertemente relacionada con la eficiencia de todo el proceso de obtención del hidrógeno verde. Actualmente la mejora de la eficiencia de la producción de hidrógeno verde constituye un auténtico desafío, puesto que los procesos de producción todavía son poco eficientes en comparación con los procesos de producción de hidrógeno a partir de combustibles fósiles⁹².

2. El acceso a precios de negociación del hidrógeno

Tal y como ya se ha hecho referencia a la hora de hablar de la producción del hidrógeno, para conseguir alcanzar un verdadero mercado de comercialización del hidrógeno, es imprescindible tener en cuenta la necesidad de acceder a precios de negociación para asegurar la escalada de producción y consumo.

En la actualidad, no existe un mercado mayorista de hidrógeno, ni en España ni en otras áreas geográficas. El único mercado de aprovisionamiento de hidrógeno se realiza mediante contratos bilaterales entre productores y consumidores. Por lo tanto, lo primero que habrá que establecer es un mercado mayorista del hidrógeno. Ello conlleva, por un lado, la estandarización del producto, y, por otro lado, que se establezca una demanda mínima que garantice un retorno de la inversión de los futuros productores de hidrógeno. De esta demanda y de esta oferta es de donde nacerá el precio de negociación del hidrógeno.

En lo que respecta al precio de negociación del hidrógeno, un punto de partida importante es lo que se conoce como la creación de módulos, para así comprobar qué gastos son en los que tendrían que incurrir los productores de hidrógeno de cada país.

En primer lugar, un productor a la hora de generar hidrógeno tendrá que hacer frente a una serie de costes fijos. Un ejemplo básico de esto es el hecho de comparar el precio de un electrolizador, pues este podrá ser distinto dependiendo de si se trata de Europa o, por ejemplo, de China.

⁹² Baker, A. (2021, 19 mayo). *Can hydrogen develop into a global commodity like LNG?* Société Générale. *Op. Cit.*

Además, junto a estos costes fijos, encontramos los costes variables, que en este caso concreto y dado que el hidrógeno verde se produce a través del proceso de electrólisis, consisten en el precio del agua y de la electricidad.

La suma de ambas cantidades da lugar a lo que se podría denominar costes totales del productor. Sin embargo, para que este importe sea más exacto, una vez obtenido, se procederá a dividirlo entre lo que se espera de producción diariamente, es decir, entre la producción diaria estimada, usando como unidad un precio de hidrógeno por kilo para así, poder conocer el precio que el productor tiene que recaudar por cada kilo de hidrógeno producido.

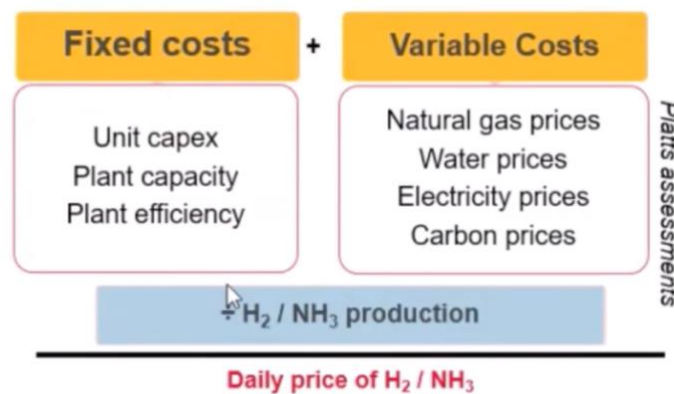


Figura 14. Precio estimado del productor de hidrógeno renovable.

Como consecuencia de esto, a la hora de hablar de los precios que tenemos actualmente, éstos se basan principalmente en comparaciones entre países en lo referente a los costes de producción. Es por esto por lo que, cuando se habla de cómo ayudar a la creación de un verdadero mercado de hidrógeno renovable, se observa que esos precios se enfocan sobre todo en los productores. Por eso surge la pregunta de: ¿entonces cómo atraemos a los compradores de esta nueva materia de hidrógeno?

Es en este punto en el que surgen los denominados '*replacement cost models*', haciendo referencia a cuáles son las ventajas de este nuevo recurso. En la figura 15 se muestra el '*Ammonia Energy substitution*' (AESI) para el caso concreto de Japón y Europa. Éste establece cuales serían los beneficios, en el caso de usar el amoníaco renovable, si este se compara con el amoníaco con el que se comercializa habitualmente ('*el grey ammonian*'):

Ammonia Energy Substitution Indices (AESI)

	21 February	14 February	7 February
NW Europe			
Energy Substitution Index (\$/t NH3)	750	759	783
Grey Ammonia cfr NW Europe duty paid (\$/t NH3)	800	820	825
Japan			
Energy Substitution Index (\$/t NH3)	727	750	786
Grey Ammonia cfr Far East (\$/t NH3)	745	755	760

As of Feb. 21, 2023.
Source: S&P Global Commodity Insights.
© 2023 S&P Global

Figura 15. Ammonia Energy Substitution Indices (AESI).

Al observar la figura, podemos ver que, durante el mes de febrero, antes de que cayeran los precios a principios de marzo, el precio de sustitución era inferior al del mercado extranjero. A continuación, se muestra una figura con un esquema visual de lo que conformaría un precio de negociación de hidrógeno renovable (figura 16):

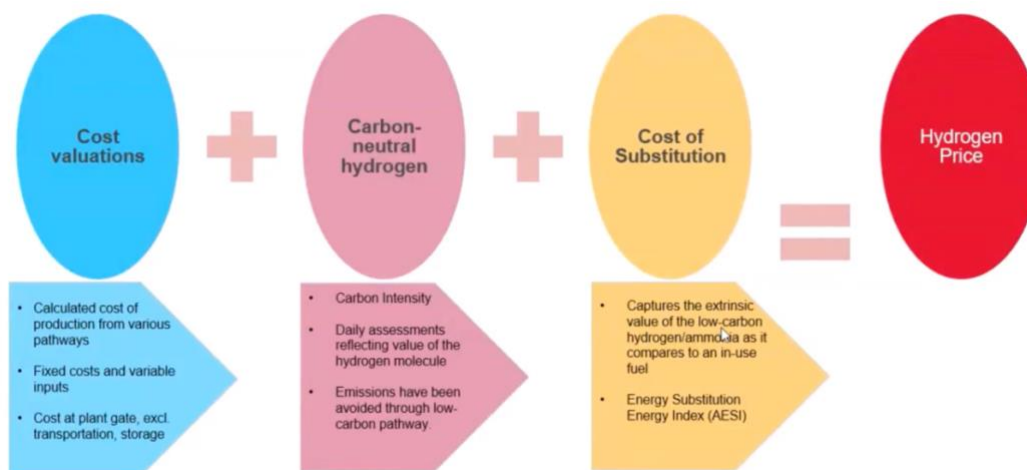


Figura 16. Esquema de los precios de negociación del hidrógeno renovable⁹³.

Mediante el desarrollo de un estudio de este tipo, se puede conocer tanto los costes que el productor va a tener que soportar como los precios que el comprador se va a encontrar, pudiendo de esta forma ayudar a este mercado de comercialización a acelerar su proceso de integración

3. El transporte, el almacenamiento y la red de infraestructuras

De las propiedades del hidrógeno cabe destacar que éste es un gas muy ligero y altamente inflamable, por lo que, a la hora de convertir este recurso en un objeto de

⁹³ Cátedra de Estudios sobre el Hidrógeno (ICAI-ICADE, Universidad Pontificia Comillas). (2023, marzo 14) Conferencia: Raúl Yunta y Mario Pérez Cátedra Hidrógeno. [Vídeo].

comercialización, el desarrollar una red de transporte y almacenamiento segura son factores cruciales.

En los últimos años, una de las bases de cooperación estratégica entre países a la hora de producir determinadas materias primas ha consistido en que, aquellos que contaban con recursos y características que le benefician a la hora de producir un determinado tipo de energía se centraban en convertirse en un productor y distribuidor de esa energía a bajo coste. Mientras que, por otro lado, aquellos que no contaban con esos beneficios, ahorraban costes comprando dicha energía a esos países en vez de producirlo, pues en ese caso, el coste sería mayor.

Sin embargo, en el caso particular del mercado del hidrógeno, esto es una cuestión que presenta un mayor número de dificultades a la hora de abordar su comercialización.

El hidrógeno es una energía mucho más difícil, y por ello, también más costosa, de transportar por la densidad del hidrógeno en condiciones normales. A pesar de que gran parte de la infraestructura gasista actual podría ser utilizada para el transporte del hidrógeno, ésta solo ofrece una ruta potencialmente económica para distancias cortas, sin embargo, a la hora de hablar de distancias largas la industria debe buscar una solución para convertir al hidrógeno en una mercancía verdaderamente global, pues, de lo contrario, los costes de transporte erosionarían la ventaja de haber producido dicha energía a un coste competitivo. En otras palabras, para que el hidrógeno verde sea atractivo comercialmente, se necesita una infraestructura adecuada, incluyendo esto plantas de producción de hidrógeno, estaciones de servicio para vehículos de hidrógeno y una red de distribución.

Para ello, ya se ha planteado en alternativas, como, por ejemplo, convertir el hidrógeno en un compuesto más sencillo de transportar como es el amoníaco. Sin embargo, esta conversión también conllevaría determinados costes, sobre todo, si la demanda final no es de amoníaco sino de hidrógeno, pues habría que convertirlo en el punto de consumo final del mismo⁹⁴.

⁹⁴ Baker, A. (2021, 19 mayo). *Can hydrogen develop into a global commodity like LNG?* Société Générale. <https://wholesale.banking.societegenerale.com/en/insights/news-press-room/news-details/news/can-hydrogen-develop-into-global-commodity-like-lng/>

De hecho, si se observa la demanda actual de hidrógeno, ésta está fundamentalmente dirigida al refinado y al amoníaco, en concreto, a la producción de fertilizantes (Figura 14):

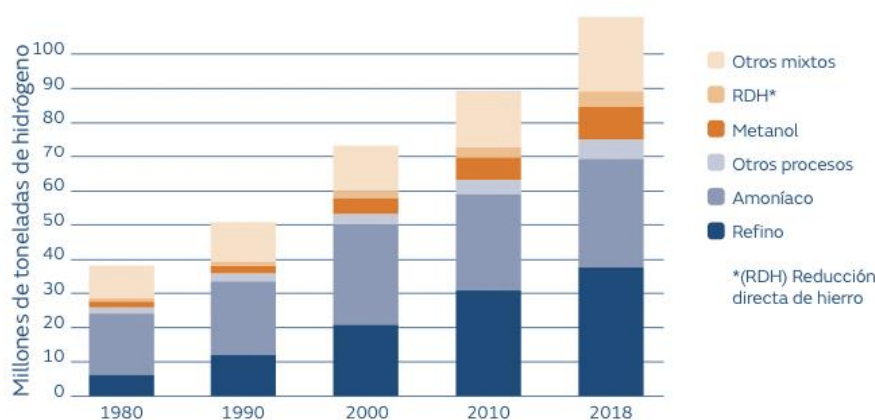


Figura 17. Evolución anual de la demanda de hidrógeno por usos⁹⁵.

Son estas dos áreas de aplicación los dos grandes demandantes de hidrogeno en la actualidad y, por ello, pueden servir de catalizadores de hidrogeno a la hora de desarrollar una demanda adicional y como consecuencia, una oferta que lo pueda cubrir.

Por lo tanto, el transporte del hidrógeno constituye una de las principales barreras a la hora de convertir el hidrógeno en una mercancía de comercialización, sobre todo, a la hora de hablar de comercialización a nivel mundial, es decir, a gran escala. Esto es un reto a tener en cuenta pues, a día de hoy, parece inconcebible que el hidrógeno no se convierta en un producto energético básico que represente un papel clave a la hora de hablar de la transición energética.

Por otro lado, en lo que respecta al almacenamiento del hidrógeno, éste también constituye un factor a tener en cuenta. De hecho, ya se está investigando y trabajando en el desarrollo de tecnología que permita almacenar hidrógeno a gran escala, pues se considera que es un punto muy importante que mejorar a la hora de crear un mercado de hidrógeno verde competitivo⁹⁶.

⁹⁵ Morante, J. R., Andreu, T., García, G., Guilera, J., Tarancón, A., & Torrell, M. (s. f.). “Hidrógeno. Vector energético...”, *op. cit.*

⁹⁶ Baker, A. (2021, 19 mayo). *Can hydrogen develop into a global commodity like LNG?* Société Générale. *Op. Cit.*

4. La regulación

La regulación también es un desafío. Se necesitan regulaciones adecuadas para la producción, el transporte, el almacenamiento y el uso del hidrógeno verde para garantizar su seguridad y viabilidad comercial. El año pasado, ya había muchos proyectos de hidrógeno que se estaban llevando a cabo, pero quedaron paralizados debido a que no había mucha certidumbre sobre cuál era el plan europeo.

Sin embargo, en este aspecto ya se han dado recientemente grandes avances tanto en la Unión Europea como en Estados Unidos y entre los que caben destacar, por un lado, el plan REPowerEU mediante el cual la Unión Europea ha incrementado en el doble los objetivos en cuanto a la producción de hidrógeno verde. Por otro lado, en el año 2022, el gobierno de los Estados Unidos ha aprobado el documento “*The Inflation Reduction Act*” (IRA), que supone la mayor inversión en clima y energía de la historia de EE.UU. y que tiene por objetivo impulsar la transición energética.

Adicionalmente la Comisión Europea ha lanzado el proyecto “*the European Green Deal*” con el objetivo de convertir a la Unión Europea en una economía moderna, competitiva y eficiente en el uso de los recursos naturales. Pero, además, este pasado 14 de marzo de 2023, la Comisión Europea ha publicado el documento “*the Net-Zero Industry Act*” y que tiene por principal objetivo el aumentar el desarrollo y puesta en servicio de tecnologías limpias en la Unión Europea y garantizar que la Unión esté bien equipada para la transición hacia energías no contaminantes. Esta iniciativa fue anunciada por la Presidenta Von der Leyen como parte del Plan Industrial Green Deal.

Esto, además, supone una ventaja competitiva para un país como España. Tras esta nueva regulación relativa al hidrógeno y a los detalles que en estos planes se definen, se llega a la conclusión de que Europa va a ser un importador global, pero, sobre todo, que la Península Ibérica se puede convertir en uno de los pocos países exportadores de este recurso, tanto por su posición como por sus precios, pues, por ejemplo, España es un país

que cuenta con precios de electricidad más bajos en comparación con los que puede disponer un país como Alemania ⁹⁷.

Por lo tanto, disponer de una regulación adecuada es fundamental a la hora de construir un verdadero mercado de hidrógeno verde, y ello a su vez supone uno de los principales retos a los que hay que hacer frente y en los que se ha mejorado en los últimos años, dado que cada vez son más los planes y leyes que tienen en cuenta esta transición energética.

8. CONCLUSIONES

A la hora de realizar este trabajo se ha perseguido el objetivo de analizar en profundidad la situación actual de la industria del hidrógeno, estudiando su cadena de valor y los distintos métodos de transporte y almacenamiento existentes, así como aquellos que son más viables en el corto plazo. También se analiza la oportunidad que representa este recurso natural para un país como España y cómo este país presenta una serie de características que le impulsan a convertirse en un referente del hidrógeno a nivel europeo, sin olvidar los retos tecnológicos y los desarrollos normativos que se requiere afrontar para poder hacer posible un auténtico mercado de hidrógeno.

Del análisis se concluye en primer lugar que la industria del hidrógeno se encuentra en una fase de desarrollo acelerado en la que los avances tecnológicos y la creciente preocupación por la sostenibilidad son los motores que están impulsando su crecimiento. Además, en los últimos años, se han producido importantes hitos regulatorios que han fomentado la investigación y el desarrollo de tecnologías para la producción de hidrógeno. Estos hitos incluyen la adopción del Acuerdo de París sobre el cambio climático y la Estrategia Europea de Hidrógeno de la Comisión Europea.

La cadena de valor del hidrógeno consta de varias etapas, desde la producción hasta el consumo final. En este proyecto se ha realizado un estudio detallado de los diferentes medios o métodos para transportar y almacenar el hidrógeno dependiendo de las necesidades y características que se tengan en cada caso. A pesar de que en este aspecto

⁹⁷ Conferencia: Raul Yunta y Mario Pérez Cátedra Hidrógeno 14/03/2023. (s. f.). [Vídeo]. Universidad Pontificia Comillas. Op.cit.

también se ha avanzado en los últimos años, y que, se ha comprobado que hay posibilidades de que en el futuro gran parte de la infraestructura gasista pueda emplearse para el transporte del hidrógeno, se concluye que aun así siguen presentes importantes desafíos técnicos y económicos, sobre todo en lo referido a corto plazo. Sin embargo, se está innovando en desarrollo de nuevas tecnologías para con ello poder llegar a conseguir una verdadera transición energética.

En lo referente al hidrógeno como vector energético y convertirlo en un objeto de comercialización, hay que destacar que España es un país que cuenta con una serie de ventajas que le permiten posicionarse como un referente en la industria del hidrógeno a nivel europeo. Entre ellas, destaca su posición geográfica clave, que permite, por ejemplo, producir hidrógeno verde de manera rentable utilizando energías como la solar, su infraestructura de transporte y almacenamiento de gas natural, pues constituye una red de infraestructura robusta que puede adaptarse para el uso de hidrógeno, y su posición geográfica clave, que lo convierte en un punto de acceso a los mercados europeos y a unas energías renovables a bajo coste.

A pesar de las oportunidades que presenta la industria del hidrógeno, también existen desafíos que deberán afrontarse en los próximos años para que el hidrógeno verde se convierta en una verdadera "commodity". Es decir, es imprescindible construir un mercado de hidrógeno verde a un precio competitivo, en el que se produzca, se almacene, se transporte y se consuma a gran escala y donde, además, haya una demanda justificada. Sin embargo, entre los retos destacan la necesidad de reducir los costes de producción y aumentar la eficiencia de las tecnologías existentes, la necesidad de desarrollar una infraestructura de transporte y almacenamiento adecuada y, con ello, la necesidad de fomentar la investigación y el desarrollo de tecnologías.

En conclusión, la industria del hidrógeno presenta una oportunidad única para un país como España, que cuenta con una serie de ventajas competitivas en este ámbito. Pero ello requiere que el hidrógeno verde se convierta en una verdadera "commodity", siendo necesario afrontar los desafíos técnicos y económicos que plantea su producción, transporte y almacenamiento, y fomentar la investigación y el desarrollo en este campo, para así conseguir una demanda justificada y un precio competitivo. Si se abordan estos

desafíos de manera adecuada, el hidrógeno verde tiene el potencial de transformar la economía y contribuir a la lucha contra el cambio climático.

9. BIBLIOGRAFÍA

- ¿Qué es un electrolizador y por qué es clave para el suministro de hidrógeno verde? (2021, 22 abril). Iberdrola. <https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/electrolizador>
- “FIT FOR 55”: Haciendo realidad el Pacto Verde Europeo. (2021). En Evercom. <https://evercom.es/wp-content/uploads/2021/07/210715-Informe-Fit-for-55.pdf>
- (2019). *The Future of Hydrogen*. https://iea.blob.core.windows.net/assets/9e3a3493-b9a6-4b7d-b499-7ca48e357561/The_Future_of_Hydrogen.pdf
- (2021, 29 septiembre). La revolución del hidrógeno verde. Good New Energy. <https://goodnewenergy.enagas.es/innovadores/revolucion-del-hidrogeno-verde/>
- (2021). *Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia*. https://www.lamoncloa.gob.es/temas/fondos-recuperacion/Documents/160621-Plan_Recuperacion_Transformacion_Resiliencia.pdf
- (2021a). *Almacenamiento de Hidrógeno en España*. Revista de La Sociedad Geológica de España. [https://sge.usal.es/archivos/REV/34\(2\)/RSGE34\(2\)_p_53_59.pdf](https://sge.usal.es/archivos/REV/34(2)/RSGE34(2)_p_53_59.pdf)
- (2021b). *PERTE de Energías Renovables, Hidrógeno Renovable y Almacenamiento*. https://planderecuperacion.gob.es/sites/default/files/2021-12/PERTE_Energias%20renovables_14122021.pdf
- (s.f.). *El hidrógeno renovable, un vector energético clave para España y Europa* [Diapositivas]. Día del hidrógeno de Enagás, España. Enagás. https://www.enagas.es/content/dam/enagas/es/ficheros/accionistas-e-inversores/comunicados-cnmv/otra-informacion-relevante/2023/20230119_PPT%20D%C3%ADa%20H2_ESPAÑOL.pdf
- (s.f.). *Hoja de ruta del Hidrógeno: Una apuesta por el hidrógeno renovable*. Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD). https://energia.gob.es/es-es/Novedades/Documents/hoja_de_ruta_del_hidrogeno.pdf
- A European Initiative for Growth Investing in Networks and Knowledge for Growth and Jobs – Final Report to the European Council. COM (2003) 690 final/2, Brussels, 21.11.2003 https://ec.europa.eu/ten/transport/doc/2003_11_11_prov_report_growth_initiative_en.pdf
- A European Strategic Energy Technology Plan (SET-Plan) – Towards a low carbon future. COM (2007) 723 final; SEC (2007) 1508, 1509, 1511, Brussels, 22.11.2007. <https://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2007:0723:FIN:EN:PDF>
- ALAYANS STUDIO. (2023, 2 marzo). *Cinco razones por las que España puede posicionarse como primer 'hub' de hidrógeno renovable en Europa*. La Información. <https://www.lainformacion.com/branded-content/cinco-razones-espana-primer-hub-hidrogeno-renovable-europa/2882039/>

Almacenamiento de hidrógeno. (2019, 23 julio). ARIEMA. <https://www.ariema.com/almacenamiento-de-h2>

Anuncian la creación del Banco Europeo de Hidrógeno con 3.000 millones de euros para inversiones en el sector. (2022, septiembre). *H2 Business News*. <https://h2businessnews.com/anuncian-la-creacion-del-banco-europeo-de-hidrogeno-con-3-000-millones-de-euros-para-inversiones-en-el-sector/>

Baker, A. (2021, 19 mayo). *Can hydrogen develop into a global commodity like LNG?* Société Générale. <https://wholesale.banking.societegenerale.com/en/insights/news-press-room/news-details/news/can-hydrogen-develop-into-global-commodity-like-lng/>

Cátedra de estudios sobre el hidrógeno. (2022). Informe anual cátedra de estudios sobre el hidrógeno 2021-2022. En *Cátedra de estudios sobre el hidrógeno*. [https://www.comillas.edu/images/catedras/catedra_estudios_hidrogeno/Español Informe Anual Cátedra Hidrógeno FINAL 1.2 tg ss.pdf](https://www.comillas.edu/images/catedras/catedra_estudios_hidrogeno/Español%20Informe%20Anual%20Cátedra%20Hidrógeno%20FINAL%201.2%20tg%20ss.pdf)

Chile. (2021, 5 agosto). *Cadena de valor H2*. <https://4echile.cl/recursos/cadena-de-valor-h2/>

Cátedra de Estudios sobre el Hidrógeno (ICAI-ICADE, Universidad Pontificia Comillas). (2023, marzo 14) *Conferencia: Raúl Yunta y Mario Pérez Cátedra Hidrógeno*. [Vídeo]. https://tv.comillas.edu/media/C%C3%A1tedra+Hidr%C3%B3geno+14+03+2023/1_jarh5ui1/248269253

Consulta del Procedimiento Gestión GdO. (2022, 2 agosto). Enagás. <https://www.enagas.es/es/gestion-tecnica-sistema/informacion-general/consultas-publicas/>

Decisión del Consejo de 25 de abril de 2002 relativa a la aprobación, en nombre de la Comunidad Europea, del Protocolo de Kyoto de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático y al cumplimiento conjunto de los compromisos contraídos con arreglo al mismo (2002/358/CE). <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:32002D0358&from=ES>

Diermann, R. (2020, 10 agosto). *El hidrógeno puede ser transportado por ferrocarril*. pv magazine España. <https://www.pv-magazine.es/2020/08/10/el-hidrogeno-puede-ser-transportado-por-ferrocarril/>

DIRECTIVA (UE) 2018/2001 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 11 de diciembre de 2018 relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables. L 328/82 <https://www.boe.es/doue/2018/328/L00082-00209.pdf>

Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 23 de abril de 2009 relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:32009L0028&from=en>

DIRECTIVA DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO relativa a normas comunes para los mercados interiores del gas natural y los gases renovables y del hidrógeno. 15 de diciembre de

2021. https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&ved=2ahUKEwi_nuDt8Lz9AhU4SfEDHSPCC1MQFnoECA0QAQ&url=https%3A%2F%2Fenergia.gob.es%2F_layouts%2F15%2FHhttpHandlerParticipacionPublicaAnexos.ashx%3Fk%3D41143&usg=AOvVaw0BJpgwtou1n0TMejkbDibo

El hidrógeno verde: la energía del futuro clave en la descarbonización | ACCIONA. (s. f.). https://www.accionacom.es/hidrogeno-verde/?_adin=02021864894

El hidrógeno verde: una alternativa para reducir las emisiones y cuidar nuestro planeta. (2021, 22 abril). Iberdrola. <https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/hidrogeno-verde>

El hidrógeno y la energía. José Ignacio Linares Hurtado et al. <https://www.kimerius.com/app/download/5781455897/El+hidr%C3%B3geno+y+la+energ%C3%ADa.pdf>

EUROPEAN COMMISSION, Impact of the use of the biomethane and hydrogen potential on trans-European infrastructure, 2019.

European Commission. (2023, 1 febrero). *The Green Deal Industrial Plan: putting Europe's net-zero industry in the lead.* https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_23_510

European Commission. (2023b, marzo 16). *Net Zero Industry Act.* https://single-market-economy.ec.europa.eu/publications/net-zero-industry-act_en

Éxito de la fase inicial de H2Sarea, el primer test de inyección de hidrógeno en gasoductos. https://www.sedigas.es/uploads/gasactual_impresion/65/documento/gas-actual-165.pdf

Flores, E. (2022, 23 junio). *El blending mermará la capacidad de transporte de las pipelines.* H2news. <https://h2news.cl/2022/06/23/el-blending-mermara-la-capacidad-de-transporte-de-las-pipeline/>

Fuentes, V. (2022, 5 abril). *El primer buque del mundo que transporta hidrógeno líquido, bajo investigación por un incidente nada más.* Motorpasion. <https://www.motorpasion.com/futuro-movimiento/primer-buque-mundo-que-transporta-hidrogeno-liquido-investigacion-incidente-nada-zarpar>

H2 PORTS. (2020, 1 diciembre). *News & Events.* H2PORTS. <https://h2ports.eu/news-events/>

Hidrógeno verde y el papel de la reutilización y la desalinización de agua. (2022, 31 agosto). RETEMA. <https://www.retema.es/articulos-reportajes/hidrogeno-verde-y-el-papel-de-la-reutilizacion-y-la-desalinizacion-de-agua>

La Comisión Europea aprueba Hy2Use, el segundo IPCEI en la cadena de valor del hidrógeno. (2022). <https://www.smartgridsinfo.es/2022/09/22/comision-europea-aprueba-hy2use-segundo-ipcei-cadena-valor-hidrogeno>

Las renovables alcanzan el 43,6% de la generación de energía eléctrica en 2020, su mayor cuota desde que existen registros. (2020, 17 diciembre). Red Eléctrica. <https://www.ree.es/es/sala-de-prensa/actualidad/nota-de-prensa/2020/12/las->

[renovables-alcanzan-el-43-6-por-ciento-de-la-generacion-de-2020-su-mayor-cuota-desde-existen-registros](#)

Mesa redonda 2: Conclusiones del Think Tank de Sedigas. Hidrógeno en las infraestructuras de gas natural. <https://www.gasrenovable.org/docs/noticias/pptTTH2.pdf>

Miñano, R. (2022, 23 octubre). *España, país «clave» en la producción de hidrógeno verde para exportarla el resto de Europa*. Antena 3 Noticias. https://www.antena3.com/noticias/sociedad/espana-pais-clave-produccion-hidrogeno-verde-exportarla-resto-europa_20221023635504118fa20000019b9c22.html

Morante, J. R., Andreu, T., García, G., Guilera, J., Tarancón, A., & Torrell, M. (s. f.). *Hidrógeno. Vector energético de una economía descarbonizada* (2.^a ed.). Fundación Naturgy. https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&ved=2ahUKEwjWicGYo6f9AhXInf0HHRX4ChAQFnoECBYQAQ&url=https%3A%2F%2Fwww.naturgy.com%2Ffiles%2FLIBRO_HIDROGENO_Fundaci%25C3%25B3n_Naturgy.pdf&usq=AOvVaw2l_b_e9wabIYGjSILrroQZ

Negocios TV. (2022, 17 marzo). *Isabel Figuerola: La guerra en Ucrania relanza el papel del hidrógeno verde español* [Vídeo]. YouTube. <https://www.youtube.com/watch?v=C3XtyySyXqQ>

Pacto Verde Europeo: la Comisión propone transformar la economía y la sociedad de la UE para alcanzar los objetivos climáticos. (2021, julio). <https://www.hablamosdeeuropa.es/es/Paginas/Noticias/Pacto-Verde-Europeo-la-Comisión-propone-transformar-la-econom%C3%ADa-y-la-sociedad-de-la-UE-para-alcanzar-los-objetivos-clim%C3%A1tic.aspx>

Pérez, L. (s. f.). *Métodos de almacenamiento del hidrógeno / SynerHy*. <https://synerhy.com/2022/02/metodos-de-almacenamiento-del-hidrogeno/>

Physical Hydrogen Storage. (s. f.). Energy.gov. <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/physical-hydrogen-storage>

Pichel, J. (2023, 1 marzo). *El primer pozo de hidrógeno europeo está en Aragón y puede cambiar el sector energético*. *elconfidencial.com*. https://www.elconfidencial.com/tecnologia/ciencia/2023-03-01/primer-pozo-hidrogeno-europeo-aragon_3581493/

Propuesta de Directiva del Parlamento Europeo y del Consejo relativa a las normas comunes para los mercados interiores del gas natural y los gases renovables y del hidrógeno. COM (2021) 803 final 2021/0425(COD). Bruselas, 15.12.2021. https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:2f4f56d6-5d9d-11ec-9c6c-01aa75ed71a1.0018.01/DOC_1&format=PDF

Propuesta de Reglamento del Parlamento Europeo y del Consejo relativa a las normas comunes para los mercados interiores del gas natural y los gases renovables y del hidrógeno (versión refundida). COM (2021) 804 final 2021/0424(COD). Bruselas, 15.12.2021.

Proyecto Europeo en la cadena de valor del hidrógeno verde bajo el mecanismo “Proyectos Importantes de Interés Común Europeo”. (2020). Ministerio de Industria, Comercio y Turismo. https://industria.gob.es/es-es/participacion_publica/paginas/detalleparticipacionpublica.aspx?k=312

Qué es la descarbonización y principales claves para conseguirla | Repsol. (2022, 28 septiembre). REPSOL. <https://www.repsol.com/es/sostenibilidad/cambio-climatico/descarbonizacion/index.cshtml>

Real Decreto 376/2022, de 17 de mayo. Boletín oficial del Estado. <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2022-8121>

REGLAMENTO DELEGADO (UE) 2021/2178 DE LA COMISIÓN. 6 de julio de 2021. L 443/9 <https://www.boe.es/doue/2021/443/L00009-00067.pdf>

Reglamento delegado (UE) 2022/759 de la Comisión de 14 de diciembre de 2021 por el que se modifica el anexo VII de la Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo con respecto a una metodología para calcular la cantidad de energías renovables utilizada para la refrigeración y los sistemas urbanos de refrigeración. 18 de mayo de 2022. <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=DOUE-L-2022-80759>

REPowerEU Plan. Bruselas, 18 de mayo de 2022. European Commission. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM%3A2022%3A230%3AFIN&qid=1653033742483>

Roca, J. A. (2021, 9 octubre). *El consumo mundial de energía crecerá casi el 50% para 2050 liderado por las renovables*. El Periódico de la Energía. <https://elperiodicodelaenergia.com/el-consumo-mundial-de-energia-crecera-casi-el-50-para-2050-liderado-por-las-renovables/>

Santiago, O. (2022, 22 febrero). *Almacenamiento de hidrógeno comprimido: tipos de tanques*. Apilados. <https://apilados.com/blog/almacenamiento-hidrogeno-comprimido-tipos-tanques/>

The White House. (2023, 27 marzo). *Inflation Reduction Act Guidebook | Clean Energy*. <https://www.whitehouse.gov/cleanenergy/inflation-reduction-act-guidebook/>

Tratado de París constitutivo de la Comunidad Europea del Carbón y del Acero (CECA), 18 de abril de 1951.

Tratado de Roma constitutivo de la Comunidad Europea de la Energía Atómica (Euratom), 1 de enero de 1958.

Una estrategia del hidrógeno para una Europa climáticamente neutra. Bruselas, 8 de julio de 2020. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:52020DC0301&from=DA>

Uría Menéndez. (2022). THE POTENTIAL OF HYDROGEN: A GUIDE TO KEY EUROPEAN MARKETS. En *Uría Menéndez*. <https://www.uria.com/en/publicaciones/7975-the-potential-of-hydrogen-a-guide-to-key-european-markets>