



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO EL HIDRÓGENO VERDE, IMPLICACIONES Y RELEVANCIA EN EL PROCESO DE LA DESCARBONIZACIÓN EN LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Autor: Fernando Vicente Tejero Calvo

Director: Emilio Manuel Domínguez Adán

Madrid

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
El hidrógeno verde, implicaciones y relevancia en el proceso de la descarbonización en la
generación de energía eléctrica.

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

curso académico 2022/23 es de mi autoría, original e inédito y

no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos.

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

tomada de otros documentos está debidamente referenciada.



Fdo.: Fernando Vicente Tejero Calvo

Fecha: 19/07/2023

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Emilio Manuel Domínguez Adán

Fecha: 19/07/2023

AUTORIZACIÓN PARA LA DIGITALIZACIÓN, DEPÓSITO Y DIVULGACIÓN EN RED DE PROYECTOS FIN DE GRADO, FIN DE MÁSTER, TESIS O MEMORIAS DE BACHILLERATO

1º. Declaración de la autoría y acreditación de la misma.

El autor D. Fernando Vicente Tejero Calvo

DECLARA ser el titular de los derechos de propiedad intelectual de la obra: “El hidrógeno verde, implicaciones y relevancia en el proceso de la descarbonización en la generación de energía eléctrica”, que ésta es una obra original, y que ostenta la condición de autor en el sentido que otorga la Ley de Propiedad Intelectual.

2º. Objeto y fines de la cesión.

Con el fin de dar la máxima difusión a la obra citada a través del Repositorio institucional de la Universidad, el autor **CEDE** a la Universidad Pontificia Comillas, de forma gratuita y no exclusiva, por el máximo plazo legal y con ámbito universal, los derechos de digitalización, de archivo, de reproducción, de distribución y de comunicación pública, incluido el derecho de puesta a disposición electrónica, tal y como se describen en la Ley de Propiedad Intelectual. El derecho de transformación se cede a los únicos efectos de lo dispuesto en la letra a) del apartado siguiente.

3º. Condiciones de la cesión y acceso

Sin perjuicio de la titularidad de la obra, que sigue correspondiendo a su autor, la cesión de derechos contemplada en esta licencia habilita para:

- a) Transformarla con el fin de adaptarla a cualquier tecnología que permita incorporarla a internet y hacerla accesible; incorporar metadatos para realizar el registro de la obra e incorporar “marcas de agua” o cualquier otro sistema de seguridad o de protección.
- b) Reproducirla en un soporte digital para su incorporación a una base de datos electrónica, incluyendo el derecho de reproducir y almacenar la obra en servidores, a los efectos de garantizar su seguridad, conservación y preservar el formato.
- c) Comunicarla, por defecto, a través de un archivo institucional abierto, accesible de modo libre y gratuito a través de internet.
- d) Cualquier otra forma de acceso (restringido, embargado, cerrado) deberá solicitarse expresamente y obedecer a causas justificadas.
- e) Asignar por defecto a estos trabajos una licencia Creative Commons.
- f) Asignar por defecto a estos trabajos un HANDLE (URL *persistente*).

4º. Derechos del autor.

El autor, en tanto que titular de una obra tiene derecho a:

- a) Que la Universidad identifique claramente su nombre como autor de la misma
- b) Comunicar y dar publicidad a la obra en la versión que ceda y en otras posteriores a través de cualquier medio.
- c) Solicitar la retirada de la obra del repositorio por causa justificada.
- d) Recibir notificación fehaciente de cualquier reclamación que puedan formular terceras personas en relación con la obra y, en particular, de reclamaciones relativas a los derechos de propiedad intelectual sobre ella.

5º. Deberes del autor.

El autor se compromete a:

- a) Garantizar que el compromiso que adquiere mediante el presente escrito no infringe ningún derecho de terceros, ya sean de propiedad industrial, intelectual o cualquier otro.
- b) Garantizar que el contenido de las obras no atenta contra los derechos al honor, a la intimidad y a la imagen de terceros.
- c) Asumir toda reclamación o responsabilidad, incluyendo las indemnizaciones por daños, que pudieran ejercitarse contra la Universidad por terceros que vieran infringidos sus derechos e intereses a causa de la cesión.

- d) Asumir la responsabilidad en el caso de que las instituciones fueran condenadas por infracción de derechos derivada de las obras objeto de la cesión.

6º. Fines y funcionamiento del Repositorio Institucional.

La obra se pondrá a disposición de los usuarios para que hagan de ella un uso justo y respetuoso con los derechos del autor, según lo permitido por la legislación aplicable, y con fines de estudio, investigación, o cualquier otro fin lícito. Con dicha finalidad, la Universidad asume los siguientes deberes y se reserva las siguientes facultades:

- La Universidad informará a los usuarios del archivo sobre los usos permitidos, y no garantiza ni asume responsabilidad alguna por otras formas en que los usuarios hagan un uso posterior de las obras no conforme con la legislación vigente. El uso posterior, más allá de la copia privada, requerirá que se cite la fuente y se reconozca la autoría, que no se obtenga beneficio comercial, y que no se realicen obras derivadas.
- La Universidad no revisará el contenido de las obras, que en todo caso permanecerá bajo la responsabilidad exclusiva del autor y no estará obligada a ejercitar acciones legales en nombre del autor en el supuesto de infracciones a derechos de propiedad intelectual derivados del depósito y archivo de las obras. El autor renuncia a cualquier reclamación frente a la Universidad por las formas no ajustadas a la legislación vigente en que los usuarios hagan uso de las obras.
- La Universidad adoptará las medidas necesarias para la preservación de la obra en un futuro.
- La Universidad se reserva la facultad de retirar la obra, previa notificación al autor, en supuestos suficientemente justificados, o en caso de reclamaciones de terceros.

Madrid, a 19 de julio de 2023

ACEPTA



Fdo.: Fernando Vicente Tejero Calvo

Motivos para solicitar el acceso restringido, cerrado o embargado del trabajo en el Repositorio Institucional:



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO EL HIDRÓGENO VERDE, IMPLICACIONES Y RELEVANCIA EN EL PROCESO DE LA DESCARBONIZACIÓN EN LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

Autor: Fernando Vicente Tejero Calvo
Director: Emilio Manuel Domínguez Adán

Madrid

Agradecimientos

Este proyecto me gustaría dedicárselo a mi tutor y amigo, Emilio Manuel Domínguez Adán por su formidable manera de ayudar en la realización de la investigación. Además de aportarme enseñanza no solo en el ámbito académico.

Agradezco también a mis padres, Gloria Calvo Anguís y Eduardo Tejero Calvo, por haberme brindado la oportunidad de estudiar en esta universidad y por el inmensurable apoyo que me han brindado siempre, así como a mis dos hermanos, Gonzalo y Eduardo por haberme inspirado y transmitido la pasión que tengo a día de hoy por la ingeniería.

EL HIDRÓGENO VERDE, IMPLICACIONES Y RELEVANCIA EN EL PROCESO DE LA DESCARBONIZACIÓN EN LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

Autor: Tejero Calvo, Fernando Vicente.

Director: Domínguez Adán, Emilio Manuel.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas.

RESUMEN DEL PROYECTO

Este proyecto está enfocado en investigar y analizar todo lo relacionado al hidrógeno verde como método de descarbonización de energía eléctrica. En él, se va a hacer un análisis exhaustivo de las propiedades y características del hidrógeno. Desde la naturaleza de este, como sus propiedades físicas y químicas, sus métodos de obtención o su relación con otros combustibles. Se va a analizar también la manera en la que se puede obtener energía a partir del hidrógeno mediante células de combustible, los métodos existentes de almacenamiento y transporte y se hablará de los diferentes colores asignados al hidrógeno.

Después de dicho análisis se va a hablar sobre el estado actual del hidrógeno tanto en Europa como en España, y se comentarán los proyectos actuales que se están llevando a cabo para el desarrollo del hidrógeno verde. Posteriormente se analizará el mercado actual del hidrógeno a nivel europeo y nacional para así llegar a unas conclusiones acerca de si el hidrógeno verde es una tecnología con futuro real o por el contrario es solo una manera para las empresas y gobiernos de practicar el término conocido como “Greenwashing” o en español, “lavado de imagen verde”.

Palabras clave: Hidrógeno, descarbonización, cambio climático, fuentes renovables.

1. Introducción

Hoy en día, hay una gran preocupación a nivel global debido al cambio climático y por encontrar maneras eficientes de combatirlo para reducir así los efectos negativos y algunos irreversibles de este. La principal causa del cambio climático es la inmensa emisión de gases de efecto invernadero que se desprenden de los procesos de combustión de los combustibles fósiles convencionales. No solo para la generación de energía eléctrica, sino también para el transporte y usos industriales. Es por esto por lo que la búsqueda de métodos de descarbonización de estos sectores se ha convertido en algo muy codiciado por muchos. Una

de las soluciones propuestas es el uso de hidrógeno verde como almacenamiento de energía renovable ya que, no existen aún maneras eficientes de almacenarla.

2. Metodología

La manera en la que se ha realizado este proyecto en el cual se ha investigado la viabilidad de introducir el hidrógeno verde en el mercado eléctrico como una posible fuente de energía o como método de almacenamiento de esta ha sido, primero, mediante una previa lectura de diferentes documentos proporcionados por mi tutor. Estos documentos contenían información muy detallada sobre diferentes propiedades. En primer lugar, se ha buscado toda la información posible relativa a las propiedades físicas y químicas de este abundante gas con el fin de comprender mejor su comportamiento en la naturaleza.

Posteriormente se ha realizado una lectura sobre la relación que el hidrógeno tiene con otros combustibles para realizar una comparativa de su uso con otros combustibles convencionales, seguido de un estudio de los procesos de obtención existentes del hidrógeno, de sus formas de almacenamiento y de transporte y un análisis del funcionamiento de las células de combustible. Por último, en este capítulo sobre las características del hidrógeno se ha realizado una clasificación de los métodos de obtención del hidrógeno por colores, según las emisiones que cada proceso de obtención produce.

En el tercer capítulo del proyecto, en el que se habla sobre el estado actual del hidrógeno renovable en Europa y España se ha obtenido información de la hoja de ruta del hidrógeno renovable, del ministerio para la transición ecológica y el reto demográfico, así como de documentos oficiales de la Unión Europea. En este capítulo se pretende dar una imagen real de si el hidrógeno verde se está desarrollando en Europa o no.

El cuarto capítulo se enfoca en analizar los costes con los que la producción de hidrógeno verde cuenta hoy en día. Este coste se ha analizado por partes, desde los precios de los electrolizadores hasta el transporte hasta el consumidor, para así poder tener una idea de como se podrían abaratar dichos costes para que el precio final del hidrógeno verde convierta a este en un combustible competitivo con los convencionales. Con toda esta información se ha realizado un capítulo de conclusiones en el que se ha hablado sobre si el hidrógeno tiene un futuro próximo o si, en cambio, le espera un largo tiempo de desarrollo e investigación por delante.

3. Descripción del proyecto

Debido a la creciente preocupación por el cambio climático, se habla mucho sobre el uso del hidrógeno verde como nueva fuente de energía limpia, para sustituir a los combustibles fósiles como el petróleo, el gas natural o el carbón. El hidrógeno es el elemento más abundante del universo, por lo que a priori parece ser un método muy eficaz para la descarbonización en la generación de energía eléctrica ya que es un elemento prácticamente inagotable. El problema hoy en día es que, su cadena de valor cuenta aún con costes excesivamente altos, que hacen al hidrógeno verde una tecnología poco competitiva en el mercado eléctrico actual.

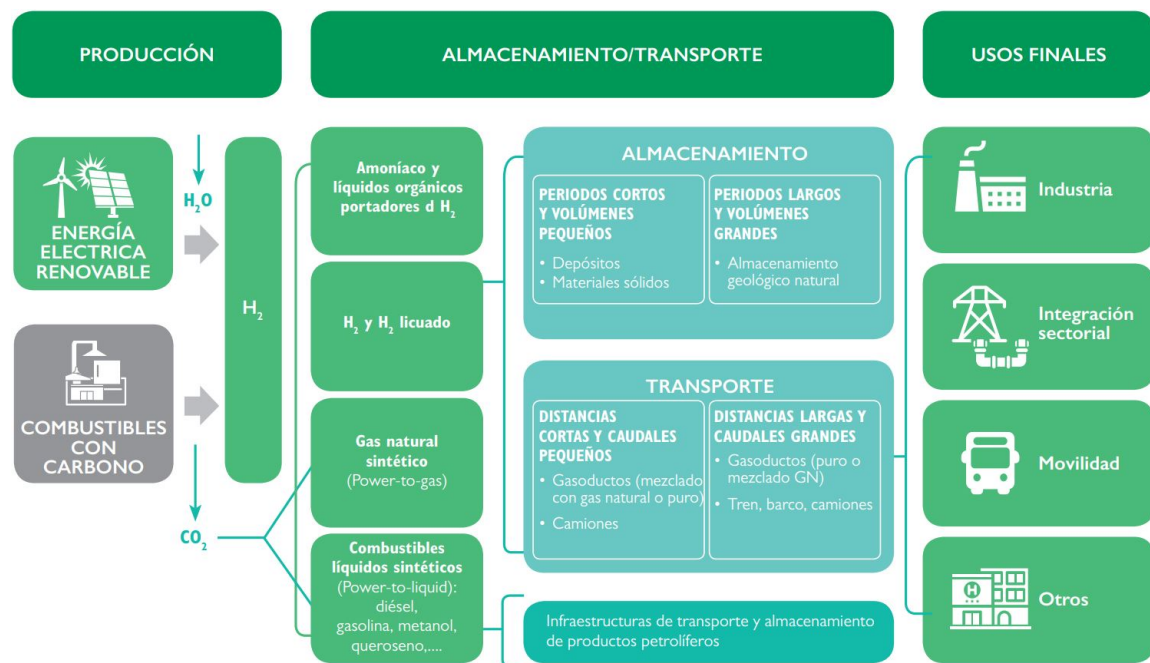


Figura 1 Etapas de la cadena de valor del hidrógeno¹

Como se puede ver en la figura número uno, en la cadena de valor del hidrógeno entran en juego la producción, donde contribuyen la energía utilizada en el proceso de obtención del hidrógeno y los electrolizadores utilizados. Hay una segunda etapa constituida por el almacenamiento y transporte, que va a ser diferente según el estado en el que se encuentre el hidrógeno (gaseoso, licuado, en forma de amoníaco...) así como según la cantidad y a la distancia que se transporte. La última etapa son los posibles usos que se le puede dar al hidrógeno, como transporte, industria o generación de energía eléctrica.

¹ Hoja de ruta del hidrógeno: Una apuesta por el hidrógeno renovable del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

Los principales retos que presenta la obtención del hidrógeno verde son, por un lado, los altos precios con los que los electrolizadores cuentan, normalmente alrededor del 40% del presupuesto total de una planta de hidrógeno.² Y por otro lado el precio de la energía eléctrica en el momento en el que se produce el hidrógeno.

Por otro lado, el hidrógeno cuenta con una densidad muy baja, por lo que este hace que sea muy complicado de almacenar y transportar. Hoy en día no hay métodos eficientes de contener el hidrógeno, por lo que se plantean métodos de transporte como en forma de amoníaco, utilizando líquidos portadores de hidrógeno orgánico LOHC (del inglés Liquid Organic Hydrogen Carrier) o mezclándolo con gas natural y utilizando la infraestructura ya existente de gas. Aunque este último no es un método eficiente debido a la energía malgastada en el camino, por la mezcla y su posterior separación.

A lo largo del proyecto se analizan todos estos puntos en los que el hidrógeno verde necesita investigación y desarrollo, y se plantean posibles soluciones para poder utilizar el hidrógeno verde como fuente de energía en el corto plazo.

4. Conclusiones

En el último capítulo de este proyecto se concluye que, aunque el hidrógeno verde es una tecnología que podría tener mucho futuro si se sigue invirtiendo en su desarrollo, hoy en día estamos bastante alejados de considerarlo un combustible competitivo con los combustibles fósiles convencionales. Los campos en los que más se necesita investigar es en los electrolizadores, ya que los que se utilizan actualmente no son eficientes debido a la falta de conocimiento de sus condiciones óptimas de operación y a sus excesivos costes.

Por otro lado, es necesario realizar una gran inversión en cuanto a los métodos de almacenamiento y transporte. Es imprescindible encontrar maneras mucho más eficientes de manipularlo y materiales capaces de contener el hidrógeno. Hoy en día la única manera efectiva de utilizar el hidrógeno como fuente de energía es si se dan una serie de eventos como la producción del hidrógeno en los momentos del día en los que la energía alcance los precios más bajos o reduciendo la distancia de transporte mediante la producción de

² Agencia Internacional de Energía – Electrolysers <https://www.iea.org/reports/electrolysers>

hidrógeno in situ (en el lugar en el que posteriormente se va a utilizar para generar energía eléctrica).

5. Referencias

- [1] *Hoja de ruta del hidrógeno: Una apuesta por el hidrógeno renovable* del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.
- [2] *Agencia Internacional de Energía – Electrolysers* <https://www.iea.org/reports/electrolysers>

GREEN HYDROGEN, IMPLICATIONS AND RELEVANCE IN THE PROCESS OF DECARBONIZATION IN POWER GENERATION.

Author: Tejero Calvo, Fernando Vicente.

Supervisor: Domínguez Adán, Emilio Manuel.

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas)

ABSTRACT

This project is focused on researching and analyzing everything related to green hydrogen as a method of decarbonization of electrical energy. In it, an exhaustive analysis of the properties and characteristics of hydrogen will be made. From the nature of this, as its physical and chemical properties, its methods of obtaining or its relationship with other fuels. It will also analyze the way in which energy can be obtained from hydrogen through fuel cells, the existing methods of storage and transport and will talk about the different colors assigned to hydrogen.

After this analysis, the current state of hydrogen in Europe and Spain will be discussed, and the current projects that are being carried out for the development of green hydrogen will be commented. Subsequently, the current hydrogen market at European and national level will be analyzed to reach conclusions about whether green hydrogen is a technology with a real future or on the contrary is just a way for companies and governments to practice the term known as "Greenwashing".

Keywords: Hydrogen, decarbonization, climate change, renewable sources.

1. Introduction

Nowadays, there is great global concern about climate change and about finding efficient ways to combat it to reduce its negative and sometimes irreversible effects. The main cause of climate change is the huge emission of greenhouse gases from the combustion of conventional fossil fuels. Not only for electricity generation, but also for transportation and industrial uses. This is why the search for methods to decarbonize these sectors has become a coveted goal for many. One of the proposed solutions is the use of green hydrogen as renewable energy storage, since there are still no efficient ways to store it.

2. Methodology

The way in which this project has been carried out to investigate the feasibility of introducing green hydrogen in the electricity market as a possible source of energy or as a method of

energy storage has been, first, through a previous reading of different documents provided by my tutor. These documents contained very detailed information about different properties. First of all, as much information as possible about the physical and chemical properties of this abundant gas has been searched in order to better understand its behavior in nature.

Subsequently, a reading on the relationship that hydrogen has with other fuels has been carried out to make a comparison of its use with other conventional fuels, followed by a study of the existing processes for obtaining hydrogen, its storage and transport forms and an analysis of the operation of fuel cells. Finally, in this chapter on the characteristics of hydrogen, a classification of the methods of obtaining hydrogen by color has been made, according to the emissions that each process produces.

In the third chapter of the project, which talks about the current state of renewable hydrogen in Europe and Spain, information has been obtained from the renewable hydrogen roadmap, from the Ministry for Ecological Transition and the Demographic Challenge, as well as from official documents of the European Union. This chapter aims to give a true picture of whether green hydrogen is being developed in Europe or not.

The fourth chapter focuses on analyzing the costs of green hydrogen production today. This cost has been analyzed in parts, from the prices of the electrolyzers to the transport to the consumer, in order to have an idea of how these costs could be reduced so that the final price of green hydrogen becomes a competitive fuel with conventional ones. With all this information, a chapter of conclusions has been made in which it has been discussed whether hydrogen has a near future or if, instead, it has a long time of development and research ahead.

3. Description of the project

Due to the growing concern about climate change, there is much talk about the use of green hydrogen as a new source of clean energy to replace fossil fuels such as oil, natural gas, or coal. Hydrogen is the most abundant element in the universe, so a priori it seems to be a very effective method for decarbonization in power generation because it is a virtually inexhaustible element. The problem today is that its value chain still has excessively high costs, which make green hydrogen a very uncompetitive technology in the current electricity market.

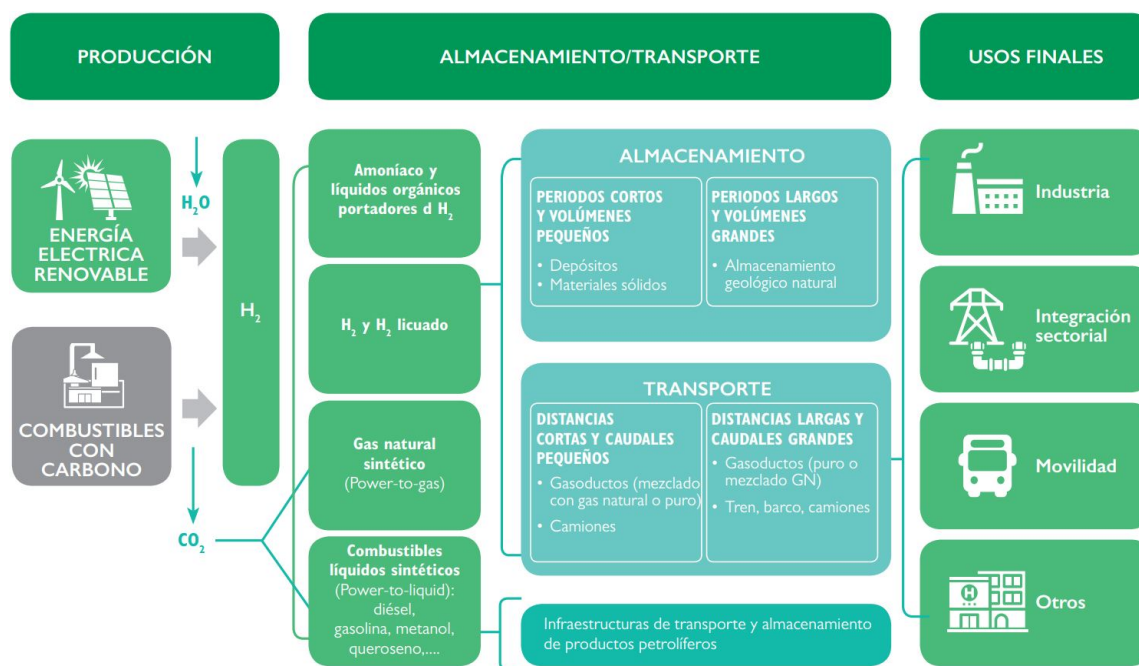


Figure 1 Stages of the hydrogen value chain³

As it can be seen in figure one, the hydrogen value chain involves production, where the energy used in the hydrogen production process and the electrolyzers used contribute. The second stage consists of storage and transport, which will vary according to the state in which the hydrogen is found (gaseous, liquefied, in the form of ammonia, etc.) as well as the quantity and distance it is transported. The last stage is the possible uses that can be given to hydrogen, such as transportation, industry, or electricity generation.

The main challenges in obtaining green hydrogen are, on the one hand, the high prices of electrolyzers, normally around 40% of the total budget of a hydrogen plant.⁴ On the other hand, the price of electricity at the time the hydrogen is produced.

On the other hand, hydrogen has a very low density, which makes it very difficult to store and transport. There are currently no efficient methods of containing hydrogen, so transport methods such as in the form of ammonia, using LOHC (Liquid Organic Hydrogen Carrier) or mixing it with natural gas and using the existing gas infrastructure are being considered. Although the latter is not an efficient method due to the energy wasted along the way, due to the mixing and subsequent separation.

³ Hoja de ruta del hidrógeno: Una apuesta por el hidrógeno renovable del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

⁴ Agencia Internacional de Energía – Electrolysers <https://www.iea.org/reports/electrolysers>

Throughout the project, all these points where green hydrogen needs research and development are analyzed, and possible solutions are proposed to be able to use green hydrogen as an energy source in the short term.

4. Conclusions

The last chapter of this project concludes that, although green hydrogen is a technology that could have a great future if investment continues to be made in its development, today we are far from considering it a fuel that is competitive with conventional fossil fuels. The fields in which research is most needed are electrolyzers since those currently in use are not efficient due to the lack of knowledge of their optimal operating conditions and their excessive costs.

On the other hand, it is necessary to invest heavily in storage and transportation methods. It is imperative to find much more efficient ways of handling it and materials capable of containing hydrogen. Today, the only effective way to use hydrogen as an energy source is if a series of events occur, such as producing hydrogen at the times of day when energy prices are lowest or reducing the transport distance by producing hydrogen on site (at the location where it will later be used to generate electricity).

5. References

- [1] *Hoja de ruta del hidrógeno: Una apuesta por el hidrógeno renovable* del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.
- [2] *Agencia Internacional de Energía – Electrolysers* <https://www.iea.org/reports/electrolysers>

Índice de la memoria

Capítulo 1. Introducción	6
1.1 Contexto del proyecto.....	6
1.2 Estado de la cuestión	9
1.3 Motivación del proyecto.....	11
1.4 Objetivos del proyecto.....	12
Capítulo 2. Descripción de las Tecnologías.....	14
2.1 Hidrógeno: propiedades físicas y químicas.....	14
2.1.1 Aparición del hidrógeno en la naturaleza.....	14
2.1.2 Propiedades físicas.....	14
2.1.3 Propiedades químicas.....	16
2.2 Relaciones con otros combustibles.....	20
2.3 Procesos de obtención del hidrógeno	24
2.3.1 Métodos térmicos.....	25
2.3.2 Métodos fotocatalíticos.....	33
2.3.3 Métodos biológicos y fotónicos	34
2.3.4 Métodos eléctricos.....	39
2.4 Formas de almacenamiento y transporte	44
2.4.1 Formas de almacenamiento.....	44
2.4.2 Métodos de transporte.....	53
2.5 Células de combustible.....	60
2.5.1 Principios termodinámicos de las células de combustible.....	61
2.5.2 Funcionamiento y operación de las células de combustible	63
2.5.3 Eficiencia y pérdidas de energía	69
2.5.4 Tipos de células de combustible	72
2.5.5 Aplicaciones de las células de combustible.....	83
2.6 Los colores del hidrógeno: taxonomía	85
Capítulo 3. Estado de la Cuestión.....	92
3.1 El mercado del hidrógeno.....	92
3.2 La estrategia de la Unión Europea respecto del hidrógeno	94
3.3 Los planes en España.....	96

3.4 El futuro.....	101
Capítulo 4. El hidrógeno en la descarbonización en la generación de energía eléctrica	
102	
4.1 Coste de producción del hidrógeno en la actualidad.....	102
4.2 Futuro del consumo de hidrógeno en España y Europa	103
4.3 Papel de los electrolizadores en la producción de hidrógeno.....	105
4.4 Papel del transporte y almacenamiento en la economía del hidrógeno.....	106
Capítulo 5. Conclusión.....	112
Capítulo 6. Bibliografía.....	117
ANEXO I	118

Índice de figuras

Figura 1 Etapas de la cadena de valor del hidrógeno	13
Figura 2 Evolución de las emisiones de dióxido de carbono en miles de toneladas en España	8
Figura 3 Sustitución de la producción de energía eléctrica de carbón por gas en porcentaje del total de generación de energía	9
Figura 4 Producción de energía global por sectores	20
Figura 5 Poder calorífico inferior de diferentes combustibles	22
Figura 6 Ratio carbono/hidrógeno de diferentes combustibles	24
Figura 7 Tendencia de formación de coque según molécula del reactivo	27
Figura 8 Ciclo termoquímico puro e híbrido	32
Figura 9 Diagrama de producción de hidrógeno mediante fotofermentación	36
Figura 10 Densidad del hidrógeno en función de la presión a seis temperaturas diferentes	46
Figura 11 Compresor mecánico de dos fases	47
Figura 12 Compresor de pistón de líquido iónico	48
Figura 13 Compresor de diafragma metálico	49
Figura 14 Compresor electroquímico	50
Figura 15 Comparativa de la densidad energética volumétrica y gravimétrica del hidrógeno y otros combustibles fósiles.....	56
Figura 16 Modelo termodinámico de una célula de combustible.....	64
Figura 17 Efecto de la temperatura en una célula de combustible	67
Figura 18 Célula de combustible de membrana polimérica	78
Figura 19 Esquema de funcionamiento de una célula de combustible de carbonatos fundido	82
Figura 20 Objetivos a nivel nacional para 2030	97
Figura 21 Ubicación de las instalaciones del proyecto Green Hysland	100
Figura 22 Costes de almacenamiento del hidrógeno Nota: (LCOS) Coste de almacenamiento de referencia a la tasa de ciclado más alta razonable. (LOHC) Liquid Organic Hydrogen Carrier	107

Figura 23 Costes de transporte de hidrógeno por distancia y volumen (€/kg). Nota: CGH2 Hidrógeno comprimido. LOHC Portador de hidrógeno líquido. NH3 Amoníaco	108
Figura 24 Demanda potencial de hidrógeno en diferentes escenarios para 2050. Nota: MMT Millones de toneladas	111

Índice de tablas

Tabla 1 Velocidad de la onda según la mezcla.....	17
Tabla 2 Propiedades físicas y químicas del hidrógeno.....	19
Tabla 3 Comparación del hidrógeno con combustibles convencionales	22

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

En el mundo en el que vivimos, estamos experimentando una creciente preocupación a nivel medioambiental debido al cambio climático y la necesidad de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero como el dióxido de carbono. Esto ha hecho que la transición hacia una economía energética sostenible y limpia se haya convertido en una de las principales necesidades a nivel global. La producción de hidrógeno verde ha destacado en los últimos años como una posible solución, muy prometedora en esta transición.

Por otro lado, la demanda de energía eléctrica crece constantemente en todo el mundo, impulsada por el crecimiento de la población y el desarrollo económico. Por lo que es necesario encontrar nuevas fuentes de energía eficientes y con mínimo impacto medioambiental.

1.1 CONTEXTO DEL PROYECTO

El contexto de este proyecto está enmarcado en una situación de creciente preocupación por la reducción de la emisión de gases de efecto invernadero. La comunidad internacional ha reconocido la importancia de abordar este problema y ha establecido objetivos y planes a futuro como el Acuerdo de París.

Este acuerdo se puso en marcha en noviembre del año 2016 y su objetivo principal es el de limitar el aumento de la temperatura a nivel global por debajo de los dos grados centígrados comparado con los niveles de temperatura preindustriales. Este acuerdo funciona en ciclos de cinco años, en los que, al principio de estos, los países presentan sus hojas de ruta en los

que se expone la manera de actuar que dichos países van a seguir para cumplir con los objetivos impuestos.⁵

En la hoja de ruta presentada por España se puede ver que se están impulsando una serie de proyectos con el fin de desarrollar la tecnología de producción de hidrógeno verde. En España hay actualmente una potencia instalada proveniente de fuentes renovables que supone el 62% del total. Esto nos convierte en uno de los países de la Unión Europea con mejores condiciones para propulsar la producción a gran escala de hidrógeno verde.⁶

El contexto del proyecto se relaciona directamente con el dióxido de carbono. Este gas es uno de los principales causantes del efecto invernadero que está llevando al aumento de temperatura global. La generación de energía eléctrica actual es altamente dependiente de combustibles fósiles como el petróleo, el gas natural o el carbón, y estos son los principales emisores de dióxido de carbono a la atmósfera.

En el año 2017, las emisiones de dióxido de carbono supusieron el 81,6% de las emisiones de gases de efecto invernadero provenientes de acciones humanas. El dióxido de carbono, como parte del ciclo del carbono de la Tierra, se encuentra en nuestra atmósfera de forma natural. Sin embargo, las perturbaciones que este ciclo está sufriendo se ven producidas por muchas de las actividades industriales realizadas por el ser humano. No solo al agregar más CO₂ a la atmósfera sino también al afectar la capacidad de los sumideros naturales, como los bosques, para eliminar el CO₂ de la atmósfera y al alterar la capacidad de almacenamiento de carbono de la tierra.⁷

Las principales actividades mediante las cuales se emiten dióxido de carbono son el transporte, la generación de energía eléctrica y la industria. En este contexto el hidrógeno verde ofrece una solución atractiva para la reducción de emisiones en estos procesos. Al

⁵ El Acuerdo de París – United Nations Climate Change <https://unfccc.int/es/acerca-de-las-ndc/el-acuerdo-de-paris>

⁶ Red Eléctrica – Generación <https://www.ree.es/es/datos/generacion>

⁷ Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos – Emisiones de dióxido de carbono <https://espanol.epa.gov/la-energia-y-el-medioambiente/emisiones-de-dioxido-de-carbono>

utilizar fuentes de energía completamente renovables para la electrólisis del agua, y producir así el hidrógeno, posteriormente utilizado como combustible, se consigue evitar la liberación de CO_2 a la atmósfera.

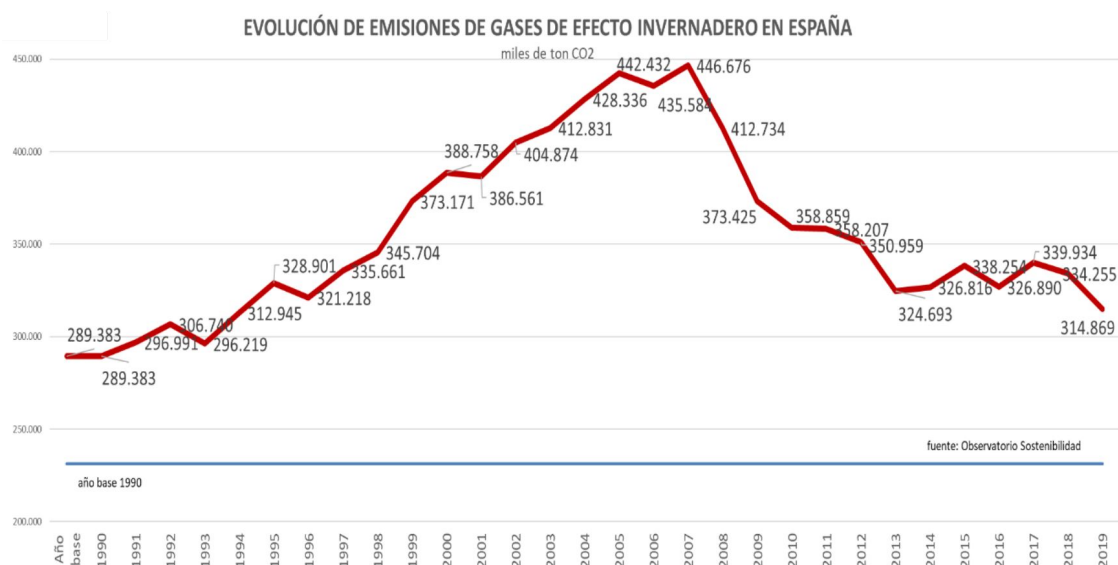


Figura 2 Evolución de las emisiones de dióxido de carbono en miles de toneladas en España⁸

En la figura número dos se puede apreciar el excesivo aumento en las emisiones de dióxido de carbono entre el año 1990 y el año 2007. Pasando de emitir 289,4 millones de toneladas de CO_2 a 446,7 millones de toneladas. Esta bajada en 2007 se puede atribuir a la sustitución de quema de carbón para la generación de energía eléctrica por el consumo de gas natural en las centrales de ciclo combinado.

⁸ Evolución de las emisiones de gases de efecto invernadero en España (1990-2019) – Observatorio sostenibilidad

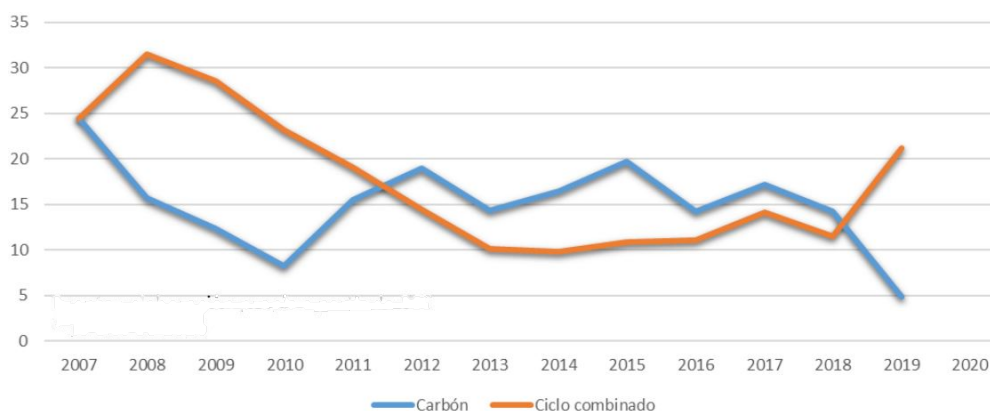


Figura 3 Sustitución de la producción de energía eléctrica de carbón por gas en porcentaje del total de generación de energía⁹

Como se puede ver en la figura número tres, a partir del año 2007 se empezó a utilizar un porcentaje mayor de gas que de carbón, aunque posteriormente en 2012 se volvió a utilizar algo más de carbón otra vez. Esto explica los picos de subida en el gráfico de las emisiones de dióxido de carbono en España.

El proyecto se desarrolla por tanto en este contexto global de transición hacia una economía baja en carbono y busca explorar y evaluar el potencial del hidrógeno verde como una solución para la descarbonización de la energía eléctrica. Se centra en investigar la viabilidad de la producción, almacenamiento y uso del hidrógeno verde en el sector eléctrico. El objetivo es proporcionar información relevante y contribuir al conocimiento en esta área emergente y de rápido desarrollo.

1.2 ESTADO DE LA CUESTIÓN

En la actualidad, tanto la Unión Europea como otros países como Estados Unidos y Canadá están impulsando planes de desarrollo del hidrógeno con el objetivo de descarbonizar la generación de energía eléctrica para el año 2050. En el caso de la Unión Europea, se destaca

⁹ Evolución de las emisiones de gases de efecto invernadero en España (1990-2019) – Observatorio sostenibilidad

la inclusión del hidrógeno verde en la Directiva 2018/2001, la cual promueve el uso de fuentes de energía renovable. Además, se resalta la "Iniciativa del Hidrógeno" presentada en Linz en 2018, en la cual los países miembros de la Unión Europea, así como la Comisión Europea y otras naciones y organizaciones, reconocen el potencial de las tecnologías de hidrógeno sostenible para lograr la descarbonización en diversos sectores de la economía, asegurar un suministro energético a largo plazo y mejorar la competitividad económica de Europa.

En este contexto, se prevé desarrollar una política conocida como la "Estrategia Europea del Hidrógeno". El propósito fundamental de esta estrategia es establecer pautas que impulsen el papel del hidrógeno verde en la reducción eficiente de las emisiones en la economía de la Unión Europea. Para lograrlo, se abordan diversas áreas de acción, como las inversiones, el marco regulatorio, el liderazgo en nuevos mercados, la investigación y desarrollo de tecnologías y mercados, la infraestructura de redes y la cooperación con países no pertenecientes a la Unión Europea.¹⁰

Dicha estrategia se divide en tres etapas. Durante la primera etapa comprendida entre el año 2020 y 2024 el objetivo es la implementación de 6 GW de electrolizadores en la Unión Europea y la producción de un millón de toneladas de hidrógeno renovable. Esto permitirá descarbonizar la producción actual de hidrógeno y se ubicarán estratégicamente cerca de los centros de demanda. También se establecerán hidrogeneras para abastecer de combustible a los autobuses y, en el futuro, a los camiones eléctricos con pilas de combustible de hidrógeno.

En la segunda etapa comprendida entre el año 2025 y el 2030, el objetivo es instalar al menos 40 GW de electrolizadores y producir hasta 10 millones de toneladas de hidrógeno renovable. Durante esta etapa, el hidrógeno renovable desempeñará un papel crucial en el sistema eléctrico renovable al convertir la electricidad excedente en hidrógeno a bajo costo.

¹⁰ *Hoja de ruta del hidrógeno: Una apuesta por el hidrógeno renovable* del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

También se utilizará el hidrógeno como almacenamiento a corto y largo plazo, actuando como un "buffer" para garantizar un suministro constante.

Y en la tercera y última etapa que abarca desde el año 2031 hasta 2050, el objetivo es el de establecer tecnologías maduras y ampliamente adoptadas a gran escala. Estas tecnologías se desplegarán en sectores que son difíciles de descarbonizar. El hidrógeno renovable y los combustibles sintéticos derivados de él tendrán una amplia aplicación en diversos sectores de la economía, incluyendo la aviación, el transporte marítimo y la industria, que son difíciles de descarbonizar.

En España están llevando a cabo diversos proyectos relacionados con el hidrógeno verde como H2Ports, SUN2HY, SEAFUEL, HIGGS o Green Hysland. Algunos de estos proyectos están actualmente en marcha mientras que otros ya han terminado. Se analizarán más adelante en el transcurso de este trabajo.

1.3 MOTIVACIÓN DEL PROYECTO

La motivación para realizar este proyecto acerca del hidrógeno verde ha estado impulsada por varias razones. En primer lugar, existe una creciente preocupación por el cambio climático y la necesidad de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. El hidrógeno verde, producido a partir de fuentes de energía renovable, es una alternativa prometedora y libre de emisiones para reemplazar los combustibles fósiles en varios sectores.

Además, el aumento de la demanda de energía eléctrica y la necesidad de diversificar las fuentes de energía impulsan la exploración de soluciones sostenibles. El hidrógeno verde puede desempeñar un papel importante en la descarbonización de la generación de energía eléctrica al ser utilizado como un medio de almacenamiento de energía y como combustible limpio para diversos usos.

Por último, la disponibilidad de recursos renovables, como la energía solar y eólica, ha aumentado significativamente en muchos países como España, lo que ha facilitado la

producción de hidrógeno verde de manera más eficiente y económica. Esto ha generado un interés renovado en el desarrollo de tecnologías relacionadas con el hidrógeno verde y ha llevado a la implementación de proyectos para demostrar su viabilidad y potencial en la transición hacia un sistema energético más sostenible.

Por estas razones creo que es muy interesante informarse debidamente sobre este tema ya que, es algo relativamente nuevo y que no todo el mundo conoce o tiene información acerca de ello. Además, pienso que va a suponer la próxima revolución energética y con este trabajo se pretende aportar algo de valor a dicha transición, analizando los aspectos que envuelven al consumo de hidrógeno verde. Como su producción, su almacenamiento, su transporte, etc.

1.4 OBJETIVOS DEL PROYECTO

Los objetivos de este proyecto son cuatro.

- Adquirir conocimientos sobre las características físicas y químicas del hidrógeno, así como su presencia natural. Esto nos permitirá comprender mejor el comportamiento de este gas abundante en la Tierra y explorar las posibilidades de su uso en la generación de energía eléctrica, abriendo así un campo de oportunidades.
- El segundo objetivo es evaluar todas las posibles metodologías de producción de hidrógeno para entender mejor su funcionamiento. Mediante esta evaluación, buscamos encontrar la mejor forma de producir hidrógeno verde considerando la cantidad de energía requerida para su obtención. Actualmente, la producción global de hidrógeno es mínima en comparación con otros combustibles, por lo que es crucial encontrar métodos de producción que maximicen la eficiencia y minimicen el consumo de energía.
- El tercer objetivo de este proyecto adquiere gran relevancia en relación con el primer objetivo, ya que como se verá durante el transcurso del trabajo, el transporte de hidrógeno no es sencillo. Por lo tanto, se busca investigar las formas más eficientes de almacenamiento y distribución, ya que este aspecto se ha convertido en un obstáculo para el desarrollo de esta economía.

- El cuarto objetivo se centra en el estudio de la producción de energía eléctrica utilizando el hidrógeno verde. Es importante destacar que el hidrógeno en sí mismo no es una fuente de energía, sino un vector energético que permite almacenar energía de forma eficiente. En este contexto, las pilas de combustible desempeñan un papel fundamental, ya que permiten convertir el hidrógeno en electricidad mediante un proceso electroquímico, generando así una fuente de energía limpia y sostenible.
- El último objetivo, y en el que se va a hacer más énfasis durante todo este trabajo, es el de analizar en profundidad la viabilidad de implantar una economía basada en el hidrógeno, teniendo en cuenta varios aspectos. Entre estos se encuentran los costes de producción del hidrógeno, maneras de almacenarlo, maneras de transportarlo, análisis de estudios sobre el porvenir del hidrógeno en el mercado, posibles alternativas de uso del hidrógeno como el amoníaco, etc.

Capítulo 2. DESCRIPCIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS

2.1 HIDRÓGENO: PROPIEDADES FÍSICAS Y QUÍMICAS

2.1.1 APARICIÓN DEL HIDRÓGENO EN LA NATURALEZA

El descubrimiento del hidrógeno se atribuye al médico y químico suizo Théodore de Mayerne el cual, a partir de ácido sulfúrico diluido en hierro, obtuvo en 1650 un gas, o “aire inflamable”. Lo que hoy en día conocemos como hidrógeno.

En la naturaleza, el hidrógeno molecular aparece en pequeñas cantidades. Se encuentra condensado en el interior de muchas rocas y en algunas especies de hierro meteórico. Está presente en pozos de gas, volcanes y en las descargas gaseosas provenientes del petróleo.

Se encuentra también una abundante masa de hidrógeno en el interior del sol.

Por otro lado, el hidrógeno en estado combinado es extremadamente abundante en nuestro planeta, ya que compone (en masa) una novena parte del agua, y es un constituyente de todos los ácidos y gran parte de los compuestos orgánicos.

Dentro de las rocas lo podemos encontrar en un estado de “oclusión” o condensación molecular, y se encuentra dentro de la mayoría de las rocas magmáticas junto a otros gases.

2.1.2 PROPIEDADES FÍSICAS

El hidrógeno, es un elemento cuyas propiedades físicas han sido muy estudiadas. Teniendo como número atómico el uno, es el átomo más pequeño y, por consecuencia, el gas más ligero. El átomo de hidrógeno se compone de un solo electrón orbitando alrededor de su núcleo.

Así mismo, el hidrógeno cuenta con tres isótopos naturales, con un peso atómico estándar de 1.00794u. Estos tres son el protio 1H (o hidrógeno-1), el deuterio 2H (o hidrógeno-2,

también representado con la letra D) y el tritio ^3H (o hidrógeno-3, representado también con la letra T). En condiciones estándar de temperatura y presión (20°C y 1 atm) estos isótopos forman de manera natural gases moleculares estables diatómicos, H_2 .

De los átomos naturales de hidrógeno, el protio es el más abundante, constituyendo el 99.9885% de estos. El agua está formada principalmente por moléculas de protio y oxígeno (H_2O). El deuterio aparece solo en un 0.0115% y cuando se junta con oxígeno forma agua pesada (D_2O). El agua pesada se usa como moderador de neutrones y líquido refrigerante en ciertos reactores de fisión nuclear. Por último, el tritio es el único isótopo radiactivo de los tres, con una vida media de 12.31 años. Cuando se une con oxígeno forma agua tritiada (T_2O). El tritio es considerado como una parte indispensable del combustible para la energía de fusión nuclear.

El hidrógeno, posee el segundo punto de ebullición más bajo de entre todos los elementos (-252.87 °C), justo después del helio (-268.92 °C), a presión atmosférica. Esto hace que sea muy difícil almacenar el hidrógeno en forma líquida, ya que la presurización de este no supone un gran aumento en su temperatura de ebullición.

En consecuencia, el hidrógeno como combustible se almacena frecuentemente como un gas presurizado en vez de líquido criogenizado en el depósito de combustible.

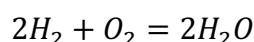
La densidad del gas hidrógeno (H_2) es de $0.08375 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$ y, su volumen específico es de $11.940 \frac{\text{m}^3}{\text{kg}}$ en condiciones estándares (1 atm y 20°C). A presiones elevadas, el gas hidrógeno se desvía significativamente del comportamiento termodinámico de los gases ideales. La densidad de este es un 2.9% menor a 5MPa (49 atm) y un 5.7% menor a 10 MPa (91 atm) que lo que se puede predecir con la ley de los gases ideales (normalmente utilizada para gases sometidos a bajas presiones). Para poder conocer el comportamiento del hidrógeno a presiones altas, se debe usar el factor de compresibilidad “Z”. Este factor se utiliza para corregir este error del que se ha hablado y varía con la presión y temperatura del gas.

El gas hidrógeno tiene, comparado con los demás gases, las moléculas de menor tamaño. Esto produce que tenga mucha facilidad para difundir a través de materiales que, normalmente son impermeables a cualquier otro gas. Por esta razón, los contenedores de hidrógeno necesitan una construcción y unos materiales muy específicos. Son tecnologías las cuales, hoy en día están bajo desarrollo e investigación continua.

2.1.3 PROPIEDADES QUÍMICAS

En estado libre, el hidrógeno es capaz de combinarse con múltiples sustancias formando diferentes compuestos químicos. La reacción química más conocida y, a su vez la más importante es en la que reacciona con oxígeno.

Cuando estos dos elementos se combinan a una temperatura muy elevada, reaccionan de manera explosiva produciendo vapor, siguiendo la siguiente ecuación:



Cuando los dos elementos se combinan siguiendo las proporciones mostradas en la anterior ecuación la reacción es muy violenta, aunque si cualquiera de los dos gases está presente de forma excesiva, la violencia de la explosión al reaccionar se reduce y la cantidad de gas en exceso queda como residuo. Cuando el hidrógeno está combinado con aire, si este último está presente en una proporción menor al 20% (por lo tanto, menos del 4% de oxígeno) del volumen total, la disolución es tan pura que, al aplicar una chispa a esta, no se produce ninguna reacción.

Esta última propiedad tuvo una gran importancia en el uso de dirigibles entre el año 1900 y el 1937 (año en el que el accidente del dirigible LZ 129 Hindenburg puso fin al uso de estos como medio de transporte) ya que, si se mantenía una pureza en el interior de más del 80%, una chispa no causaría una explosión. De ahí que, cuando su pureza descendía de este valor, la aeronave debía ser desinflada.

Se ha visto que cuando el hidrógeno y el oxígeno entran en contacto en la proporción antes mencionada su temperatura de ignición se da a 585°C antes de que se produzca explosión.

Se ha demostrado también que, si se mezclan expuestos a la influencia de luz solar, los dos gases reaccionan lentamente produciendo agua.

El profesor Harold Bailly Dixon investigó en 1893, además de las temperaturas de ignición de mezclas de hidrógeno y oxígeno con diferentes proporciones volumétricas, la naturaleza de las explosiones que estas producían. Sin entrar en detalle, es interesante mencionar que la velocidad de la onda expansiva de una mezcla gaseosa es prácticamente igual a la velocidad del sonido producido en los gases de combustión.

Partiendo de esta relación entre la onda expansiva y la velocidad del sonido de estos gases de combustión, el profesor H.B. Dixon calculó la velocidad de la onda que producían las explosiones de diferentes mezclas y, a su vez lo calculó experimentalmente obteniendo los siguientes resultados.

<i>Mezcla Gaseosa</i>	<i>Velocidad de la onda expansiva (m/s)</i>	
	Calculado	Experimental
$8H_2 + O_2$	3554	3535
$H_2 + 3O_2$	1740	1712

Tabla 1 Velocidad de la onda según la mezcla

Analizando esos resultados podemos ver que, si el hidrógeno se presenta en una mayor proporción, la agresividad de la explosión es mayor que en el caso contrario.

Ya se ha hablado de la temperatura a la que se produce la ignición del hidrógeno y el oxígeno, pero también es importante considerar la temperatura que alcanza la llama producida.

Esta temperatura ha sido determinada experimentalmente por diferentes químicos. Robert Bunsen determinó una temperatura de 2024°C cuando el hidrógeno se quemaba en aire y

2844°C en oxígeno. Más tarde, en 1902 el químico Georges Féry obtuvo los valores de 1900°C y 2420°C respectivamente.

La razón por la que la llama de hidrógeno quemándose en oxígeno alcanza una temperatura mayor que en aire se debe a que la velocidad de combustión en oxígeno es más rápida que en aire debido a la ausencia de otras disoluciones. El valor de la temperatura de la llama del hidrógeno quemado en aire calculado por el químico Henry Louis Le Chatelier es de 1970°C. El cual concuerda aproximadamente con los valores comentados anteriormente de 1900 y 2024°C.

En la siguiente tabla podemos ver muchas de las propiedades físicas y químicas del hidrógeno

<i>Propiedades</i>	<i>Valor</i>
Peso atómico	1.008
Categoría	No metal
Color	Sin color
Olor	Sin olor
Fase	Gas
Poder calorífico superior	141.6 MJ/kg
Poder calorífico inferior	119.9 MJ/kg
Densidad	0.084 kg/m ³
Densidad líquida	70.8 kg/m ³
Temperatura de ebullición	-252.87 °C
Temperatura de fusión	-259.14 °C
Temperatura de la llama	585 °C
Puntos críticos	
• Temperatura	306 °C
• Presión	12.67 atm
• Densidad	31.4 kg/m ³
Coefficiente de difusión	0.61 cm ² /s
Calor específico	14.89 kJ/kg K
Exergía química estándar	236.09 kJ/mol
Densidad energética	3 MJ/dm ³
Temperatura de autoignición	585 °C
Velocidad de la llama en laminar	230 cm/s
Energía mínima de ignición por chispa	0.02 mJ
Temperatura adiabática de la llama	2107 °C
Velocidad de la llama	2.65-3.25 m/s
Relación másica estequiométrica combustible/aire	0.029
Octanaje	130
Velocidad de difusión en el aire	2 m/s

Tabla 2 Propiedades físicas y químicas del hidrógeno

2.2 RELACIONES CON OTROS COMBUSTIBLES

La generación de energía es uno de los pilares fundamentales en la actual revolución industrial (conocida como cuarta revolución industrial) en cualquier país. La mayor parte de esta generación está cubierta por los métodos a los que todos estamos habituados en los que se emplean combustibles fósiles, mientras que la otra parte está cubierta por fuentes de energía renovables, las cuales están creciendo significativamente.

El consumo de energía a nivel global actual se sitúa hoy en día en unos $445 \times 10^{18} J$ y está creciendo debido al constante aumento de población y estándares de vida. Los principales consumidores de energía per cápita en el sector residencial son América del Norte y Europa.

La producción de energía global se puede dividir en varias categorías. El sector de crudo, líquidos de gas natural (NGLs) y materias primas, el sector del carbón, el sector del gas natural, el sector de los biocombustibles y residuos, el sector nuclear, la energía hidráulica, la solar, la eólica, la geotérmica y otras.

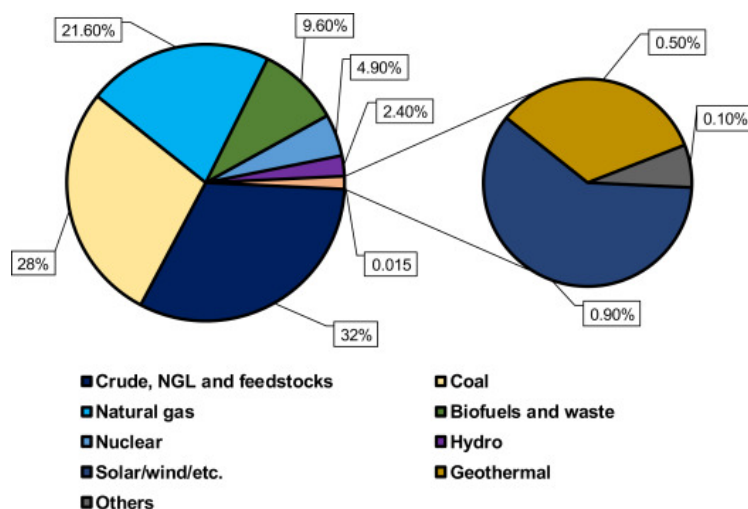


Figura 4 Producción de energía global por sectores ¹¹

¹¹ *Renewable Hydrogen Production* by Ibrahim Dincer and Haris Ishaq

El sector de crudo, NGLs y materias primas es el que lidera la producción de energía con un 32%, seguido del carbón con un 28%, el gas natural con un 21,6%, los biocombustibles y residuos con un 9,6%, las energías renovables con un 2,4% y por último las fuentes geotérmicas con tan solo un 0,5%.

Los combustibles fósiles cubren una gran parte de esta creciente demanda energética y las técnicas de producción tradicionales se están viendo obligadas a afrontar nuevos retos debido a las emisiones de CO_2 que estas producen, la emisión de gases de efecto invernadero y la creciente preocupación general a nivel mundial por el calentamiento global.

Las fuentes de energía renovables son las mejores candidatas para sustituir las fuentes actuales debido a estos problemas medioambientales. Dentro de las energías renovables, las tecnologías más adecuadas para dar este paso hacia una energía más verde parecen ser la solar, la eólica, la geotérmica, la hidráulica y la maremotérmica.

La naturaleza intermitente de estas fuentes genera una necesidad de desarrollar métodos de almacenamiento de energía y el hidrógeno es el principal candidato para esto, debido a su posible uso como combustible, como fuente de almacenamiento de energía y para la síntesis de metanol y amoníaco.

El hidrógeno está siendo cada vez más reconocido como posible combustible y solución energética ya que su uso propone varias ventajas sin necesidad del carbono. Además, las actuales estructuras utilizadas para almacenamiento y transporte de otros combustibles químicos pueden utilizarse también para almacenamiento y transporte de hidrógeno.

A diferencia de otros combustibles, el hidrógeno ofrece un alto poder calorífico que, acompañado de la ventaja a nivel medioambiental que este ofrece al no liberar emisiones nocivas a la hora de quemarlo, hace que incremente el beneficio de utilizarlo como combustible. La figura número cinco muestra una comparativa de los poderes caloríficos inferiores de diferentes combustibles.

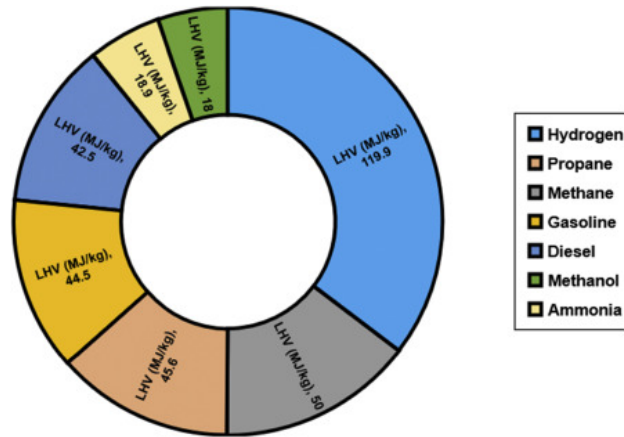


Figura 5 Poder calorífico inferior de diferentes combustibles¹²

Se puede apreciar que el hidrógeno lidera el gráfico con un poder calorífico de 119.9 (MJ/kg), seguido del metano con 50 (MJ/kg), siendo el último de la lista el metanol con 18 (MJ/kg).

Combustible	Hidrógeno	Propano	Metano	Gasolina	Diesel	Metanol
LHV (MJ/kg)	119.9	45.6	50	44.5	42.5	18
HHV (MJ/kg)	141.6	50.3	55.5	47.3	44.8	22.7
Relación estequiométrica aire/combustible (kg)	34.3	15.6	17.2	14.6	14.5	6.5
Temperatura de la llama (°C)	2207	1925	1914	2307	2327	1870
Energía mínima de ignición (MJ)	0.017	0.3	0.3	0.29	-	0.14

Tabla 3 Comparación del hidrógeno con combustibles convencionales¹³

¹² Renewable Hydrogen Production by Ibrahim Dincer and Haris Ishaq

¹³ Renewable Hydrogen Production by Ibrahim Dincer and Haris Ishaq

En la tabla número tres vemos una comparación entre algunas propiedades del hidrógeno, poder calorífico inferior (MJ/kg), poder calorífico superior (MJ/kg), relación estequiométrica de aire y combustible (kg), temperatura de la llama (°C) y energía mínima de ignición (MJ) con respecto a otros combustibles convencionales como el propano, el diésel o la gasolina.

El hidrógeno ofrece la velocidad de combustión más rápida en comparación con cualquier otro combustible ya sea en estado líquido o gaseoso. Las células de combustible de hidrógeno no siguen los límites de eficiencia del ciclo de Carnot por lo que ofrecen un alto rendimiento en cuanto a eficiencia.

El hidrógeno cuenta con numerosos beneficios como el hecho de ser una energía eficiente sin emisiones de carbono, la posibilidad de producir amoníaco y otros combustibles sintéticos mediante diferentes reacciones químicas, su abundancia de fuentes en la naturaleza, la disponibilidad de diferentes opciones de almacenamiento, la existencia de infraestructuras que hacen posible su transporte en largas distancias, un alto poder calorífico y la posibilidad de disminuir los problemas medioambientales en el sector energético.

A pesar de esto, uno de los principales problemas del hidrógeno es el de su almacenamiento ya que, aun teniendo más energía por kilogramo de peso, su baja densidad hace que tenga muy poca energía por volumen comparado con otros combustibles como la gasolina. Esto lo que nos indica es que para obtener la misma energía con hidrógeno que con gasolina necesitamos tanques mucho más grandes que puedan contener un alto volumen de hidrógeno. Actualmente se están estudiando maneras de convertir el hidrógeno a sólido debido a su baja densidad energética.

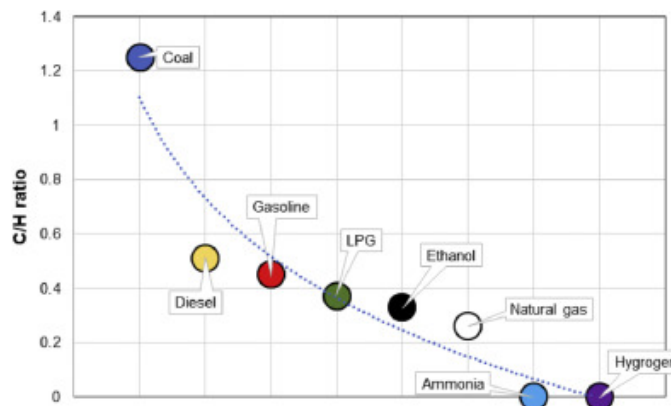


Figura 6 Ratio carbono/hidrógeno de diferentes combustibles¹⁴

La figura número seis nos muestra el ratio de carbono respecto a hidrógeno de diferentes combustibles. En comparación con otros combustibles empleados para aplicaciones de combustión, el amoníaco ofrece la mayor densidad de energía sin contener carbono y produciendo agua y nitrógeno cuando se quema.

2.3 PROCESOS DE OBTENCIÓN DEL HIDRÓGENO

Ya hemos visto que, a pesar de la gran variedad de fuentes de energía de las que disponemos, los combustibles fósiles son los que proveen la mayor parte de la energía global. Para conseguir una gran disminución en la huella de carbono en la generación de energía eléctrica necesitamos emplear fuentes puramente renovables.

Dado que es el elemento más abundante del universo y que tiene unos valores caloríficos altos, el hidrógeno es uno de los principales candidatos para esta transición energética hacia la descarbonización de energía eléctrica.

El hidrógeno no es una fuente primaria, pero sí un portador de energía. Puede ser producido a partir de fuentes de energía primarias y luego ser utilizado para producir energía. Es decir, no se encuentra de forma natural en el medio ambiente en forma utilizable, y debe ser

¹⁴ *Renewable Hydrogen Production* by Ibrahim Dincer and Haris Ishaq

producido utilizando otras fuentes de energía como el carbón, el gas natural o fuentes renovables.

En este apartado voy a estudiar los principales métodos de producción de hidrógeno.

2.3.1 MÉTODOS TÉRMICOS

Actualmente la mayor parte del hidrógeno utilizado se produce mediante procesos térmicos, incluyendo el reformado con vapor, la gasificación y métodos termoquímicos.

2.3.1.1 Reformado con vapor

El proceso de reformado con vapor implica una reacción catalizada entre un hidrocarburo y vapor para producir gas hidrógeno. Esta reacción es endotérmica de equilibrio, esto quiere decir que para que la reacción se pueda llevar a cabo necesita calor y que la concentración de los reactantes y productos van a alcanzar un estado constante y estable a lo largo del tiempo.

La reacción es la siguiente:



En esta ecuación C_nH_m representa un hidrocarburo como el gas natural o el metano y nH_2O representa vapor de agua. La reacción se cataliza, normalmente con níquel y tiene lugar a altas temperaturas y bajas presiones. De todos los procesos de reformado, el más factible es el reformado con vapor de metano (MSR), aunque también se emplean el reformado de moléculas modelo de bioaceite, el reformado con vapor de metanol, etanol y glicerol.

- Reformado con vapor de metano (MSR)

El metano cuenta con la molécula más simple de los hidrocarburos y una densidad energética de $55.5 \text{ MJ} \cdot \text{kg}^{-1}$. En el reformado reacciona con el vapor a una temperatura de entre 700 y 1000°C a una presión entre 3 y 25 atmósferas.

Además del monóxido de carbono y el hidrógeno, a la salida del reformador, el gas resultante contiene parte de metano y dióxido de carbono no reaccionado por lo que tiene que pasar por un proceso de filtrado para poder obtener hidrógeno puro.

Específicamente, se necesitan uno o dos pasos adicionales de tratamiento para purificar el hidrógeno generado en la reacción de reformado. Estos pasos de tratamiento incluyen la conversión del monóxido de carbono residual en dióxido de carbono a través de la reacción de cambio de gas de agua CO, seguida por la eliminación selectiva del metano reaccionado mediante metanación selectiva, la eliminación del CO residual mediante oxidación preferencial o el uso de membranas permselectivas para separar los componentes no deseados del hidrógeno.

Uno de los principales problemas de este proceso es el de conseguir unas temperaturas tan altas para que se de la reacción. Se necesitan entre 700 y 800°C en el centro del lecho catalítico y unos 1200°C en la pared externa del reactor.

- Reformado de moléculas modelo de bioaceite

Si hablamos de los métodos térmicos, las dos maneras más comunes de producir hidrógeno a partir de biomasa son la gasificación para obtener gas sintético y la pirólisis para obtener bioaceite. Ambos métodos seguidos de reformado.

El desempeño de diferentes moléculas modelo de bioaceite ha sido estudiado en múltiples ocasiones. Un estudio ¹⁵ comparativo del reformado de vapor de distintas moléculas derivadas del bioaceite (metanol, ácido fórmico, etanol, ácido acético, acetaldehído, acetona, furfural y guaiacol), demuestra que la reactividad y la tendencia a la formación de coque durante el proceso se ven afectadas drásticamente por la estructura molecular de los compuestos.

¹⁵ Zhang, L.; Yu, Z.; Li, J.; Zhang, S.; Hu, S.; Xiang, J.; Wang, Y.; Liu, Q.; Hu, G.; Hu, X. Steam reforming of typical small organics derived from bio-oil: Correlation of their reaction behaviors with molecular structures. *Fuel* 2020, 259, 116214.

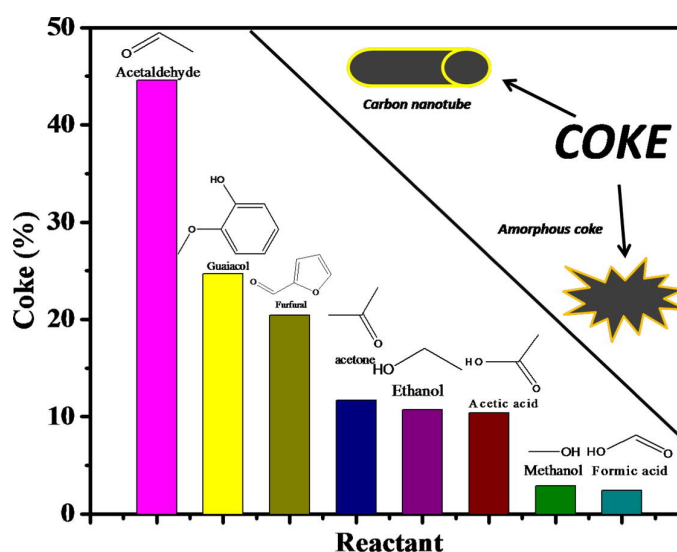


Figura 7 Tendencia de formación de coque según molécula del reactivo¹⁶

En la figura número siete se puede apreciar como el metanol y el ácido fórmico pueden ser reformados a baja temperatura ya que no contienen una cadena de carbonos alifáticos que pueda ser rota, mostrando así una probabilidad de formación de coque prácticamente nula.

Por otro lado, el ácido acético, el etanol o el acetaldehído requieren una temperatura de reformado mucho más alta ya que en el estudio mostraron una formación de coque notable.

Las características del catalizador son sumamente importantes para esta formación de coque. Un estudio en el que se comparaba el comportamiento de diferentes catalizadores¹⁷ muestra que el soporte de alúmina influye notablemente en la estabilidad catalítica del catalizador en la reforma con vapor de metanol, ácido acético y acetona. El

¹⁶ Zhang, L.; Yu, Z.; Li, J.; Zhang, S.; Hu, S.; Xiang, J.; Wang, Y.; Liu, Q.; Hu, G.; Hu, X. Steam reforming of typical small organics derived from bio-oil: Correlation of their reaction behaviors with molecular structures. *Fuel* 2020, 259, 116214.

¹⁷ Li, J.; Mei, X.; Zhang, L.; Yu, Z.; Liu, Q.; Wei, T.; Wu, W.; Dong, D.; Xu, L.; Hu, X. A comparative study of catalytic behaviors of Mn, Fe, Co, Ni, Cu and Zr-based catalysts in steam reforming of methanol, acetic acid and acetone. *Int. J. Hydrogen Energy* 2020, 45, 3815–3832.

cobre sin soporte mostró una estabilidad menor que el cobre soportado en alúmina, mientras que el níquel sin soporte mostró una estabilidad mayor que con soporte.

Además de la formación de coque, un factor crítico en la selección de la materia prima es la disponibilidad y renovabilidad de los materiales utilizados. Los bioalcoholes como el metanol, el etanol y el glicerol se obtienen fácilmente de fuentes renovables y ofrecen una alternativa prometedora al gas natural no renovable.

- Reformado con vapor de metanol

El metanol es una materia prima sumamente atractiva para los procesos de reformado ya que puede obtenerse a partir de biomasa y CO₂. Su principal ventaja respecto al etanol es la menor tendencia a la formación de coque debido a su alto ratio H/C. Además, debido a la ausencia de enlaces C-C impide la formación de una serie de subproductos.

Los catalizadores más estudiados para el reformado con vapor de metanol son los de cobre. Estos muestran un buen comportamiento a temperaturas bajas, aunque su fácil sinterización puede dar lugar a la desactivación irreversible del catalizador. Una de las formas de mejorar la estabilidad y actividad de estos catalizadores es la de doparlos añadiendo MgO. Los cationes de Mg^{2+} reemplazan de manera parcial los de Cu^{2+} haciendo así que los catalizadores tengan una tasa de liberación de cobre menor, así como partículas de cobre más pequeñas.

- Reformado con vapor de etanol

El etanol se puede producir mediante la fermentación de los sacáridos, y después de la destilación, el bioetanol se puede usar para reformado con vapor de etanol (ESR). Este tiene un alto valor calorífico de alrededor de $1450,9 \text{ kJ}\cdot\text{mol}^{-1}$.

El reformado por vapor de etanol se ha investigado tanto mediante el uso de alimentación de bioetanol simulado, como mediante el uso de bioetanol crudo o mezclas modelo que contienen contaminantes típicos, sin embargo, en este último caso, se produce una rápida desactivación del catalizador.

En el caso de este reformado el catalizador más estudiado es el de níquel debido a su bajo coste. La formación de carbón es el mayor problema presente en este proceso. Se han planteado varias estrategias para solventar esta limitación, como el uso de promotores catalíticos (que aumentan la eficiencia catalítica de la reacción) o métodos de control del tamaño de las partículas de metal.

El promotor más utilizado en este caso es el potasio. Los catalizadores potenciados con potasio presentan un mayor rendimiento de hidrógeno y una menor selectividad de metano que los no potenciados. Esto se debe principalmente a la eliminación de la reacción de metanización.

- Reformado con vapor de glicerol

Este último proceso es muy prometedor dentro de los reformados por vapor ya que con el glicerol se puede obtener teóricamente siete moles de hidrógeno por cada mol de $C_3H_8O_3$ (glicerol). Además, el glicerol es un subproducto de la producción de biodiesel que, debido al exceso de oferta su valor comercial se ha visto fuertemente afectado.

El uso de glicerol para la producción productos químicos de alto valor agregado como el hidrógeno parece ser de las mejores maneras de explotarlo, y a su vez aumentar el mercado global de biodiesel.

En este reformado los catalizadores basados en metales nobles muestran un muy buen rendimiento. Concretamente se ha visto que los catalizadores de platino muestran un rendimiento óptimo y que, con potenciadores se puede llegar a suprimir la formación de coque.

A pesar de esto, los catalizadores de platino tienen un muy alto coste por lo que los hace muy poco competitivos comparado con los catalizadores a base de níquel.

2.3.1.2 Reformado autotérmico

El reformado autotérmico es un proceso que aprovecha el calor de una reacción exotérmica para producir una reacción endotérmica de reforma con vapor. En esta reacción exotérmica

están presentes aire, vapor y materia prima como metano, metanol o etanol que, al reaccionar producen una fuente rica en hidrógeno.

La característica más importante de este tipo de reformado es que necesita muy poca energía. Si se consigue una proporción de oxígeno y combustible determinada la reacción se puede dar sin la necesidad de una fuente de calor externa.

Los catalizadores de níquel son los más usados en este tipo de reformado ya que presentan un coste muy bajo, aunque debido a las condiciones severas de reacción se puede dar una desactivación muy rápida del catalizador. El desempeño de estos se puede mejorar si se usan potenciadores o sistemas catalíticos bimetálicos.

Uno de los aspectos que puede mejorar el rendimiento catalítico es el método de preparación del catalizador dado que puede mejorar sus propiedades fisicoquímicas. Este método consiste en modificar la interacción entre metal y soporte, cambiando así la cinética del catalizador. Esto puede llevar a una mejora en su rendimiento, una reducción en el coste y unos requerimientos energéticos optimizados.

2.3.1.3 Gasificación

En el proceso de gasificación se convierten una serie de materiales carbonosos en gases de síntesis a altas temperaturas en presencia de un agente oxidante. Se puede usar como materia prima diferentes tipos de biomasa para producir hidrógeno mediante la gasificación, incluyendo algas, residuos alimenticios, residuos sólidos urbanos y biomasa lignocelulósica.

Las condiciones del proceso de gasificación de biomasa son muy importantes en el rendimiento del hidrógeno resultante, así como la temperatura del flujo de corriente y el tipo de material sin procesar. Esta dependencia en el rendimiento es un problema crítico de este proceso.

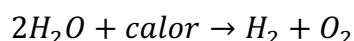
La imposibilidad de usar biomasa con un alto contenido de humedad es uno de los mayores problemas que presenta la gasificación convencional. Una de las formas de usar biomasa sin

la necesidad de un proceso previo de secado es el de la gasificación en agua supercrítica ya que la reacción ocurre en fase acuosa.

En un estudio experimental sobre la gasificación de una mazorca de maíz en agua supercrítica¹⁸ llevado a cabo a una temperatura de entre 500 y 800°C, un tiempo de reacción de entre 1 y 15 minutos y una concentración de entre el 1 y el 9% de materia prima, demostró que la eficiencia de gasificación de carbono alcanzó el 99% a 700°C, un tiempo de reacción de 15 minutos y una concentración de biomasa del 3%.

2.3.1.4 Separación termoquímica del agua

La separación termoquímica del agua es un proceso mediante el cual se usa una fuente de calor externa para separar el agua en moléculas de hidrógeno y oxígeno según la siguiente reacción:



Este proceso involucra una serie de reacciones químicas impulsadas termodinámicamente que pueden ser llevadas a cabo de varias maneras. Esta separación es una tecnología prometedora para la producción de hidrógeno de manera limpia.

Se puede conseguir la separación completa del agua mediante un solo paso a altas temperaturas, por encima de 2000°C, mientras que la separación realizada en varios pasos se puede conseguir a temperaturas de operación más bajas. Se puede realizar siguiendo dos tipos de ciclo termoquímico. Por un lado, el ciclo puro funciona con energía térmica mientras que el híbrido funciona mediante energía térmica y alguna otra forma de energía como eléctrica o fotónica.

¹⁸ Wang, C.; Jin, H.; Feng, H.; Wei, W.; Cao, C.; Cao, W. Study on gasification mechanism of biomass waste in supercritical water based on product distribution. Int. J. Hydrogen Energy 2020, 45, 28051–28061

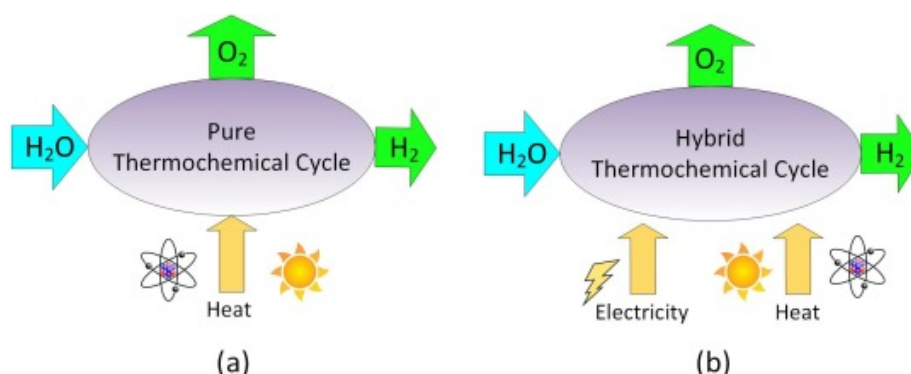


Figura 8 Ciclo termoquímico puro e híbrido¹⁹

En los ciclos de dos pasos, se utiliza un óxido metálico como intermediario reactivo para realizar dos pasos de reducción/oxidación separados. En el primer paso el óxido metálico de mayor valencia se reduce al correspondiente óxido de menor valencia, produciendo oxígeno. En el segundo paso, el óxido de menor valencia reacciona con agua para formar hidrógeno y un óxido metálico de mayor valencia que se recicla para realizar de nuevo el primer paso.

A partir del proceso de dos pasos, podemos obtener el de tres pasos. En este caso la reacción de temperatura más alta se reemplaza por una reacción de dos etapas, consiguiendo así una temperatura máxima requerida menor. La temperatura requerida para la separación de agua disminuye a medida que aumenta el número de pasos en la mayoría de los casos. Pero esta misma tendencia decreciente se da en la eficiencia de la separación debido a las pérdidas de energía añadidas en cada paso, asociadas con la transferencia de calor y la separación de productos.

2.3.1.5 Observaciones en los métodos térmicos

La necesidad de un suministro de calor, el cual comúnmente proviene de la combustión de combustibles fósiles, típicamente mediante calentamiento eléctrico o un quemador catalítico, es la principal desventaja de los métodos térmicos.

¹⁹ Safari, F.; Dincer, I. A review and comparative evaluation of thermochemical water splitting cycles for hydrogen production. *Energy Convers. Manag.* 2020, 205, 112182

Para que estos procesos sean sostenibles, tanto las materias primas como la energía empleada tienen que ser renovables. Es por esto que la energía solar, eólica y geotérmica presentan una serie de beneficios como alternativa a los métodos convencionales.

La división termoquímica del agua también presenta una serie de ventajas entre las que están la independencia de una fuente de energía externa y del uso de membranas para la separación del hidrógeno.

2.3.2 MÉTODOS FOTOCATALÍTICOS

Los métodos fotocatalíticos están basados en la separación de agua mediante energía solar para producir hidrógeno, mediante la generación de pares electrón-hueco mediante fotones y semiconductores. Cuando la luz (fotones) incide en un material semiconductor, excita un electrón de la banda de valencia a la banda de conducción, creando así un hueco (carga positiva) en la banda de valencia. Estos pares de huecos de electrón pueden participar en reacciones de reducción oxidación para impulsar la división del agua y así obtener hidrógeno.

Los pares de electrón-hueco fotoexcitados se pueden separar usando agentes de sacrificio para reducir así la recombinación de los pares de huecos de electrón a la hora de producir el hidrógeno.

Dado su baja eficiencia de conversión de fotones, este proceso muestra desafíos para su implementación usando luz visible hoy en día. Para lograr la división de agua los fotocatalizadores deben cumplir con una serie de criterios. Estos deben poder absorber luz visible, ser químicamente estables bajo condiciones redox, tener un bajo coste, ser reciclables, químicamente resistentes y adaptables para poder producir hidrógeno en grandes cantidades.

Debido a esto, el principal objetivo para los métodos fotocatalíticos de producción de hidrógeno es el de desarrollar fotocatalizadores eficientes que cumplan con todos los requisitos mencionados.

Diferentes configuraciones de catalizadores se han estudiado en los últimos años. Entre estas se incluyen heterouniones (unión entre dos semiconductores con diferentes bandas) basadas en CuS y NiS, estructuras basadas en dióxido de titanio del tipo núcleo-corteza (en este caso el núcleo es el titanio y el oxígeno lo rodea a modo de corteza) o estructuras periódicas con gran capacidad de adsorción. Esta última estructura se compone de una serie periódica de capas con diferentes índices de refracción. Esta estructura se puede utilizar para manipular la propagación de la luz a través del material.

Entre todas las posibles estructuras, la más utilizada hoy en día es la de dióxido de titanio debido a su resistencia química, su accesibilidad y su asequibilidad.

La necesidad de agentes de sacrificio típicamente orgánicos es uno de los principales problemas de la división fotocatalítica de agua. Estos agentes tienen un costo e impacto ambiental que no se pueden despreciar. Otro de los problemas es el de la necesidad de desarrollar fotocatalizadores más activos frente a la luz solar, así como diseñar reactores de menor coste.

Todos estos problemas hacen este método poco competitivo desde el punto de vista económico.

2.3.3 MÉTODOS BIOLÓGICOS Y FOTÓNICOS

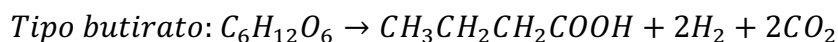
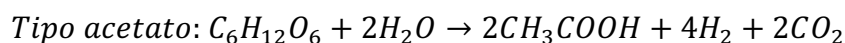
Los métodos biológicos permiten la producción de hidrógeno a partir de recursos renovables como biomasa y energía solar. Los principales se pueden clasificar como fotólisis directa o indirecta, foto fermentación, fermentación oscura y fermentación gaseosa de CO_2 .

2.3.3.1 Fermentación oscura

La fermentación oscura es un proceso mediante el cual se puede obtener hidrógeno a partir de materiales orgánicos como azúcares, aminoácidos, materiales y aguas residuales sin la necesidad de luz, utilizando organismos anaerobios. Debido a su bajo coste, la fermentación oscura es una alternativa muy prometedora a los métodos de producción de hidrógeno convencionales.

Las bacterias productoras de hidrógeno se pueden clasificar en tres categorías diferentes, las bacterias anaerobias obligadas que forman esporas, las anaerobias que no forman esporas y las bacterias facultativas.

En cuanto a la producción de hidrógeno, la bacteria más eficaz es la Clostridium, un microorganismo anaerobio obligado que forma esporas. Su fermentación puede ser de tipo acetato o butirato.



Existen diversos factores que afectan la eficacia de este proceso como el pH, la temperatura, la presión, el tiempo de retención hidráulica, el tipo de microorganismo, la composición del sustrato y la presencia de metales. La alteración de estos parámetros ha sido investigada en diversos estudios.

En un estudio²⁰ se llevó a cabo una investigación para determinar si el rendimiento de la fermentación oscura podía verse influido por el uso de bacterias autóctonas o de inóculo microbiano. En este estudio se examinaron siete sustratos orgánicos diferentes y se trató de determinar si las bacterias autóctonas asociadas al pretratamiento térmico podían influir en la producción de hidrógeno. El mayor rendimiento se obtuvo usando Clostridiales y Enterobacteriales.

2.3.3.2 Fotofermentación

La fotofermentación es un método de producción de hidrógeno a partir de sustancias orgánicas basada en la reacción catalizada por la nitrogenasa en presencia de energía lumínica. Este proceso se puede llevar a cabo mediante diferentes bacterias, anaerobias o fotosintéticas como la Rhodobium, Rhodobacter, Rhodospirillum y la Rhodopseudomonas.

²⁰ Dauplain, K.; Trably, E.; Santa-Catalina, G.; Bernet, N.; Carrere, H. Role of indigenous bacteria in dark fermentation of organic substrates. Biores. Technol. 2020, 313, 123665.

La disponibilidad y distribución de la luz es la mayor limitación para la industrialización de la fotofermentación, así como la necesidad de sustratos específicos como pequeños ácidos grasos como el acetato, propionato y butirato.

De manera similar a la fermentación oscura, diversas investigaciones han estudiado el impacto de diversos parámetros en la producción de hidrógeno mediante fotofermentación con el fin de mejorar su eficiencia.

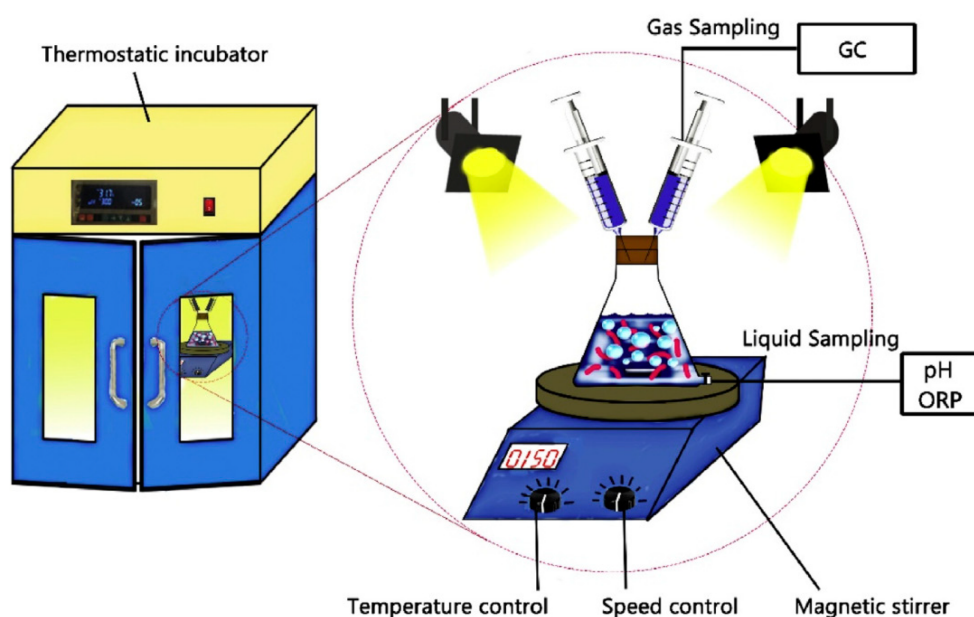


Figura 9 Diagrama de producción de hidrógeno mediante fotofermentación²¹

La producción de hidrógeno a partir de residuos agrícolas se ve influida por la iluminación y la mezcla, como se muestra en la figura número nueve. La mezcla ayuda a mejorar la transferencia de masa y a acortar la fase de retardo, pero las altas velocidades de mezcla requieren una iluminación más intensa. Se ha observado que la agitación intermitente aumenta la tasa de producción de hidrógeno en un 65,05% en comparación con la agitación continua en la fotofermentación utilizando hidrolizado de rastrojo de maíz.

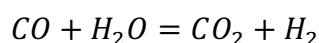
²¹Zhu, S.; Zhang, Z.; Zhang, H.; Jing, Y.; Li, Y.; Zhang, Q. Rheological properties of corn stover hydrolysate and photo-fermentation bio-hydrogen producing capacity under intermittent stirring. Int. J. Hydrogen Energy 2020, 45, 3721–3728.

La relación entre el pH y el volumen de inoculación también afecta en gran medida a la producción de hidrógeno. Se ha demostrado que una disminución del pH, causada por la producción de ácidos metabólicos, puede limitar la cantidad de hidrógeno producido durante la fotofermentación de la glucosa.

Se podría considerar la producción de otras sustancias químicas además del hidrógeno a partir de este método para hacerlo más competitivo. Por ejemplo, a partir de aguas residuales de bodega se pueden obtener en una sola etapa de fotofermentación, hidrógeno y polihidroxibutirato a la vez, utilizando un consorcio mixto de bacterias púrpuras no sulfurosas (PNSB).

2.3.3.3 Fermentación gaseosa de CO

En este último método de fermentación, el hidrógeno se produce reaccionando monóxido de carbono y agua en presencia de bacterias fotosintéticas en un medio anaerobio. Esto se consigue gracias a la siguiente reacción.

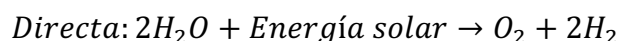


A pesar del potencial que muestra este método para producir hidrógeno, el uso de este por homoacetogénesis sigue planteando un reto importante. En una investigación reciente, se examinó el impacto del pH y la carga de CO en la cofermentación de aguas residuales ricas en CO y carbohidratos, centrándose en el comportamiento de la homoacetogénesis²². Se demostró que el mayor rendimiento de producción de hidrógeno se alcanzaba con un pH de 5 y una carga de óxido de carbono de $2000\text{cm}^3 \cdot \text{d}^{-1}$. A medida que el pH aumentaba de 5 a 8, también aumentaba el consumo de hidrógeno y la inyección de CO.

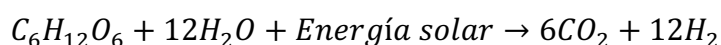
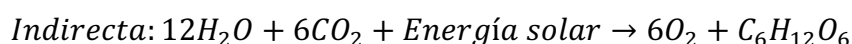
²² Liu, C.; Shi, Y.; Liu, H.; Ma, M.; Liu, G.; Zhang, R.; Wang, W. Insight of co-fermentation of carbon monoxide with carbohydraterich wastewater for enhanced hydrogen production: Homoacetogenic inhibition and the role of pH. J. Clean. Prod. 2020, 267, 122027.

2.3.3.4 Biofotólisis

El proceso de biofotólisis consiste en utilizar cianobacterias y algas verdeazuladas para dividir el agua mediante energía fotónica y producir así hidrógeno. Se puede clasificar en dos categorías, biofotólisis directa e indirecta. La biofotólisis directa utiliza microalgas y energía solar en una reacción fotosintética.



Por otro lado, la biofotólisis indirecta se divide en dos partes, la primera es la fotosíntesis mientras que en la segunda se produce hidrógeno y dióxido de carbono.



El hidrógeno es producido por las enzimas hidrogenasa y nitrogenasa.

2.3.3.5 Sistemas integrados

La combinación de múltiples procesos es una estrategia para aumentar la eficiencia y abordar así el problema crítico del bajo rendimiento del hidrógeno en los procesos biológicos, que a menudo se atribuye a la presencia de subproductos.

Producir hidrógeno de manera simultánea con la utilización de residuos reduce los gastos tanto del cultivo de microalgas como del tratamiento de aguas residuales.

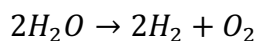
Un proceso que ha ganado cada vez más atención es el secuencial de dos etapas de fermentación oscura y fotofermentación. Este proceso consiste en utilizar los ácidos grasos volátiles producidos durante la fermentación oscura para producir hidrógeno en la fotofermentación.

La combinación de dos procesos puede aumentar significativamente la producción de hidrógeno. Como se ha visto en los procesos anteriores, en la fermentación de tipo acetato,

un mol de glucosa produce cuatro de hidrógeno y dos moles de ácido acético, que a su vez este produce ocho moles de hidrógeno a partir de los dos moles de ácido.

2.3.4 MÉTODOS ELÉCTRICOS

Cuando hablamos de métodos eléctricos, nos referimos básicamente a la electrólisis del agua en la cual, a partir de la molécula del agua se produce hidrógeno y oxígeno siguiendo la siguiente reacción general.



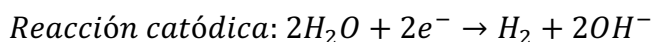
La disociación de agua requiere una cantidad de energía significativa y por tanto en condiciones estándares, se requiere un voltaje de célula de 1.23 voltios para la disociación.

La lentitud de la cinética es el principal obstáculo para lograr una tasa sustancial de producción de hidrógeno y, para alcanzarla se necesitan unos voltajes de célula de entre 1.8 y 2 voltios. Esto se traduce en un aumento de los costes y disminución de la eficiencia del proceso.

Se conocen muchas tecnologías de electrólisis de agua, pero los principales en el mercado son las células de electrólisis alcalina (AEC), células de electrólisis de membrana de intercambio aniónico (AEMEC), células de electrólisis de membrana de intercambio protónico (PEMEC) y las células de electrólisis de óxido sólido (SOEC).

2.3.4.1 Pila de electrólisis alcalina

Las reacciones anódica y catódica en una pila de electrólisis alcalina se producen cuando los electrodos se colocan en un electrolito líquido, que suele consistir en una solución al 25-30% de KOH o NaOH, está separado por un diafragma.



Seleccionar los electrocatalizadores adecuados es un factor crucial. Aunque los basados en metales nobles son muy eficaces, los materiales basados en Ni se utilizan de manera habitual para los electrodos ya que tienen una rentabilidad mayor. Sin embargo, para mejorar la eficacia y minimizar la degradación, pueden utilizarse como aditivos metales como el cobalto, el vanadio, el hierro y el seleniuro.

Aunque los electrodos basados en metales nobles ofrecen un mejor rendimiento, se prefieren alternativas más económicas.

El funcionamiento de las células a bajas densidades de corriente ($<0.4\text{A} \cdot \text{cm}^{-2}$) resulta en una alta eficiencia. En el pasado, el diafragma más utilizado era el de amianto blanco poroso ($\text{Mg}_3\text{Si}_2\text{O}_5(\text{OH})_4$). Sin embargo, debido a la preocupación por la toxicidad asociada al uso de amianto, en la última década se han estudiado el desarrollo de polímeros conductores de hidróxidos que sean adecuados para la electrólisis del agua alcalina.

El uso de una mayor densidad de corriente plantea un reto debido a la formación de burbujas de gas que quedan atrapadas en los electrodos porosos, lo que reduce el acceso a los sitios activos. Sin embargo, en estudios recientes se ha reportado el desarrollo de electrodos impresos en 3D con estructuras periódicas controladas que pueden evitar el atasco de burbujas de gas.²³

2.3.4.2 Pila de electrólisis de membrana de intercambio aniónico

La pila de electrólisis de intercambio aniónico (AEMEC) funciona de forma diferente a la alcalina (AEC). En esta los aniones hidroxilo se mueven a través de una membrana.

En el ánodo se suelen utilizar electrocatalizadores de óxidos metálicos de transición, mientras que en el cátodo se emplean óxidos metálicos de tierras raras (). Recientemente, se han producido avances en el uso de películas de electrodos nanoestructuradas a base de

²³ Kou, T.; Wang, S.; Shi, R.; Zhang, T.; Chiovoloni, S.; Lu, J.Q.; Chen, W.; Worsley, M.A.; Wood, B.C.; Baker, S.E.; et al. Periodic Porous 3D Electrodes Mitigate Gas Bubble Trafc during Alkaline Water Electrolysis at High Current Densities. Adv. Energy Mater. 2020, 10, 2002955.

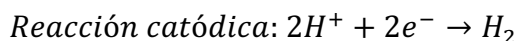
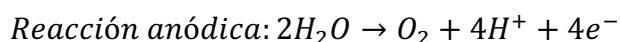
níquel, que se preparan mediante pulverización catódica por magnetrón en una configuración de ángulo oblicuo, las cuales han mostrado un buen rendimiento.

Se ha prestado gran atención a la mejora de la eficacia de las membranas. Se ha sintetizado un material prometedor, el poliarileno piperidinio sin éter trenzado, mediante una reacción de policondensación catalizada por ácido. Este material presenta canales conductores de iones eficientes que permiten una conductividad del hidróxido de hasta $37 \text{ mS} \cdot \text{cm}^{-1}$ a 30°C .

La célula hecha con esta membrana presenta una alta densidad de corriente de $1064 \text{ mA} \cdot \text{cm}^{-2}$ a 2,5 V en 1 M KOH a 50°C y una resistencia de alta frecuencia de $0,165 \Omega \cdot \text{cm}^{-2}$ a 1,8 V.

2.3.4.3 Pila de electrólisis de membrana de intercambio de protones

Una membrana polimérica separa los compartimentos anódico y catódico en la pila de electrólisis de intercambio de protones. El agua se oxida en el compartimento anódico, y los protones hidratados se mueven a través de la membrana para llegar al cátodo, donde se reducen como se describe en las siguientes reacciones.



El ánodo catalítico de las células de electrólisis de intercambio de protones suele ser de óxido con base de iridio, mientras que en el cátodo se utilizan partículas de platino sin soporte o con soporte de carbono. Sin embargo, el iridio es caro y escaso, y se necesitan aproximadamente 0,5 kg por megavatio de potencia de electrolizador instalada. Por lo tanto, es importante reducir la carga del catalizador. Las nanofibras de óxido de iridio combinadas con una capa de catalizador anódico de óxido de iridio convencional a base de nanopartículas, da lugar a una reducción de más del 80 % de la carga de iridio manteniendo el mismo rendimiento. Se cree que esto se debe al buen contacto eléctrico y a la elevada porosidad de las nanofibras, combinados con la elevada superficie de las nanopartículas.

Los ácidos perfluorosulfónicos son las membranas poliméricas más utilizadas para la electrólisis del agua con membranas de intercambio de protones porque tienen una alta conductividad protónica y son mecánica y químicamente robustas. Sin embargo, estos materiales son caros y presentan una importante permeabilidad a los gases, una baja estabilidad mecánica a temperaturas superiores a 80 °C y problemas medioambientales debido a la presencia de flúor.

Como alternativa, se puede utilizar sulfonado de polifenil sulfona (sPPS), que ofrece una alta conductividad de protones junto con un bajo cruce de gases.

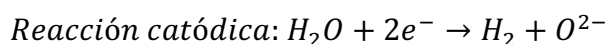
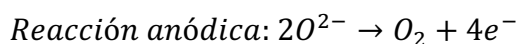
2.3.4.4 Electrólisis de membrana bipolar

Uno de los principales obstáculos para la producción eficaz de hidrógeno mediante la electrólisis convencional del agua es la interdependencia de las dos semirreacciones responsables de la evolución del hidrógeno y el oxígeno. Mientras que la primera reacción se produce rápidamente en condiciones ácidas debido a la abundancia de protones, la segunda es lenta a menos que se utilicen catalizadores caros y raros como el iridio y el rutenio.

Una posible solución es la electrólisis anfótera del agua, que emplea una membrana bipolar para crear condiciones óptimas de pH para el cátodo y el ánodo simultáneamente durante las operaciones en estado estacionario, sin alterar la termodinámica general de la división del agua.

2.3.4.5 Pila de electrólisis de óxido sólido

Las pilas de electrólisis de óxido sólido (SOEC) utilizan un óxido cerámico o sólido como electrolito. En el cátodo, el hidrógeno se produce a partir del agua, y los iones de oxígeno que se generan atraviesan el electrolito para llegar al ánodo, donde se oxidan para producir oxígeno.



Las pilas de electrólisis de óxido sólido suelen funcionar en un rango de temperaturas de 500-900 °C, lo que supone una ventaja significativa frente a los electrolizadores de membrana de intercambio de protones (PEM) y los de membrana de intercambio alcalino (AEM), que funcionan a una temperatura máxima de 100 °C. Sin embargo, la degradación de estas pilas es un obstáculo importante para la viabilidad comercial, ya que las duras condiciones de humedad en el lado del electrodo de aire suponen una amenaza para su estabilidad. En la actualidad, se suelen utilizar electrodos de níquel/circonio estabilizado con itrio. No obstante, persisten graves problemas como la aglomeración de nanopartículas de níquel, la baja eficiencia de transmisión del vapor de agua y la escasa durabilidad.

2.3.4.6 Observaciones en los métodos eléctricos

La producción de hidrógeno mediante electrolizadores es una tecnología consolidada y, entre los métodos electroquímicos, la electrólisis alcalina del agua ya se ha implantado en aplicaciones a gran escala debido a la utilización de materiales de electrodo de bajo coste.

Sin embargo, la naturaleza intermitente e inestable de las fuentes de energía renovables puede causar problemas de carga parcial. El uso de dispositivos de almacenamiento de energía puede resolver parcialmente este problema y mejorar la eficiencia. Por ejemplo, un electrolizador alimentado por energía solar fotovoltaica puede integrarse con una batería de iones de litio de celda completa como depósito de energía.

En cambio, las pilas de electrólisis de óxido sólido resultan muy atractivas, ya que pueden funcionar a altas temperaturas, lo que se traduce en una mayor eficiencia. Aunque la estabilidad de estas pilas sigue siendo un problema crítico, la combinación de estas y un campo solar de disco parabólico para suministrar energía eléctrica y térmica ha dado resultados prometedores, con una eficiencia nominal de la conversión de energía solar en hidrógeno superior al 30% y una eficiencia de la pila en torno al 80%.

2.4 FORMAS DE ALMACENAMIENTO Y TRANSPORTE

2.4.1 FORMAS DE ALMACENAMIENTO

Para utilizar eficazmente el hidrógeno como vector energético, es importante almacenarlo de forma segura durante periodos de tiempo variables, al tiempo que garantizar una manipulación sencilla y unos costes bajos, al igual que ocurre con la gasolina. En condiciones normales de temperatura y presión, 1 kg de hidrógeno ocupa un volumen de $12,15 \text{ m}^3$ y tiene un contenido energético de 33,5 kWh, mientras que la gasolina, con el mismo contenido energético, sólo ocupa $0,0038 \text{ m}^3$. Por tanto, para que el hidrógeno sea un vector energético competitivo, hay que aumentar su densidad volumétrica. Esto ha llevado a identificar tres métodos distintos de almacenamiento de hidrógeno, el almacenamiento de hidrógeno comprimido, almacenamiento de hidrógeno en forma líquida y el almacenamiento de hidrógeno en estado sólido.

- Almacenamiento de hidrógeno comprimido

El almacenamiento de hidrógeno en botellas de alta presión es un método muy utilizado, pero tiene limitaciones en cuanto a la cantidad de hidrógeno que puede almacenarse en un volumen razonable, lo que lo hace inadecuado tanto para el transporte como para aplicaciones estacionarias. Incluso a presiones extremadamente altas, de 700-800 bares, esta tecnología tiene una densidad volumétrica baja y un contenido energético inferior al de la gasolina en las mismas condiciones. Además, se plantean problemas de seguridad debido a la posible fragilización de los cilindros.

El proceso de compresión mecánica también es costoso, y se produce una importante caída de presión en el interior del cilindro de gas cuando se libera hidrógeno, como ocurre durante el proceso de carga del depósito en un vehículo de pila de combustible de hidrógeno, que también debe tenerse en cuenta.

- Almacenamiento de hidrógeno en forma líquida

El almacenamiento de hidrógeno en forma líquida ofrece el doble de capacidad que el almacenamiento a alta presión. Sin embargo, la capacidad volumétrica de almacenamiento sigue siendo insuficiente, ya que es sólo la mitad de lo que exige el Departamento de Energía (DOE). Además, hay que tener en cuenta el elevado coste de la licuefacción, así como los problemas de seguridad relacionados con la manipulación de los tanques criogénicos y las posibles pérdidas por evaporación.

- Almacenamiento de hidrógeno en estado sólido

El almacenamiento de hidrógeno en estado sólido mediante hidruros metálicos, como los intermetálicos y los hidruros complejos, es una tecnología muy atractiva por su eficacia y seguridad. En comparación con el almacenamiento de hidrógeno líquido y presurizado, este método ofrece mayores capacidades volumétricas sin sus respectivos inconvenientes.

Este método se basa en las propiedades únicas de ciertos metales que pueden absorber átomos de hidrógeno en su estructura reticular. Además, el uso de presiones de funcionamiento relativamente bajas hace que el almacenamiento de hidrógeno en estado sólido sea una técnica relativamente segura.

El primer paso para comprender la compresión del hidrógeno es analizar el diagrama presión-densidad del hidrógeno a diferentes temperaturas.

Como se puede ver en la figura número diez, a bajas presiones (hasta 15 bares), la densidad es casi proporcional a la presión y sigue una línea recta. Sin embargo, a presiones más altas, la densidad del hidrógeno no aumenta linealmente con la presión. A una temperatura de 30°C, la densidad del hidrógeno puede alcanzar casi 20 kg/m^3 a 300 bares (30 MPa). A 800 bares (80 MPa), la densidad puede aumentar hasta unos 41 kg/m^3 , y a presiones extremadamente altas (2000 bares), la densidad puede alcanzar los 70 kg/m^3 , aunque tales presiones no son viables en la práctica.

En las estaciones de repostaje de hidrógeno, la presión del hidrógeno no suele superar los 700 bares. El almacenamiento de hidrógeno a alta presión puede reducir el volumen de 5 kg

a $0,125 \text{ m}^3$ a 700 bar. Existen varios tipos de compresores de hidrógeno, como los compresores de pistón alternativo, los compresores de pistón de líquido iónico, los compresores electroquímicos, los compresores de hidrógeno de hidruro metálico y los compresores de diafragma de pistón y metal.

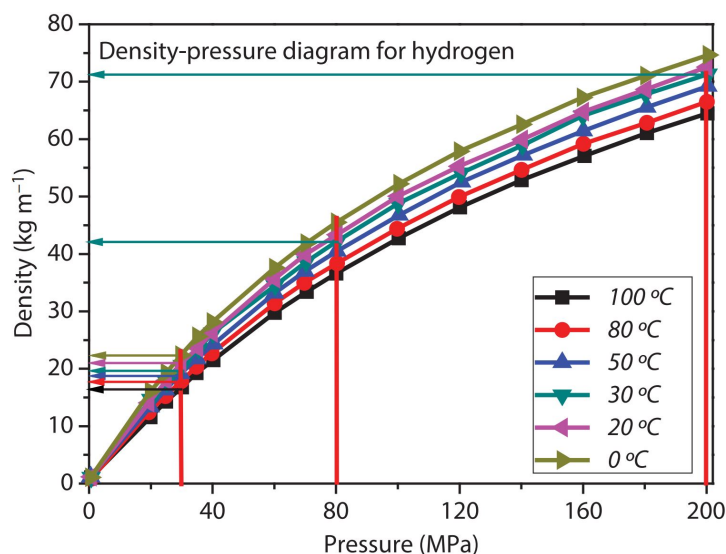


Figura 10 Densidad del hidrógeno en función de la presión a seis temperaturas diferentes²⁴

- Compresores de pistón alternativo

El compresor de pistón alternativo es un compresor mecánico que utiliza energía hidráulica para comprimir hidrógeno. El hidrógeno se suministra a un cilindro hidráulico de baja presión con un pistón grande, que a continuación inicia una fuerza contra un pistón más pequeño en un cilindro de alta presión, aumentando la presión del hidrógeno.

La velocidad de compresión se ve afectada por el movimiento del pistón hidráulico, que puede invertirse para su auto mantenimiento. Para evitar daños o corrosión de la superficie del pistón y garantizar un alto rendimiento, es necesario que el fluido de trabajo esté exento de humedad y que haya refrigeración. El compresor debe instalarse

²⁴ Niaz, S., Manzoor, T., Pandith, A.H., Hydrogen storage: Materials, methods and perspectives. Renew. Sust. Energ. Rev. 50, 457–469, 2015.

en una zona libre de vibraciones con un sistema de control integrado y puertos de ventilación de fugas de hidrógeno para mayor seguridad.

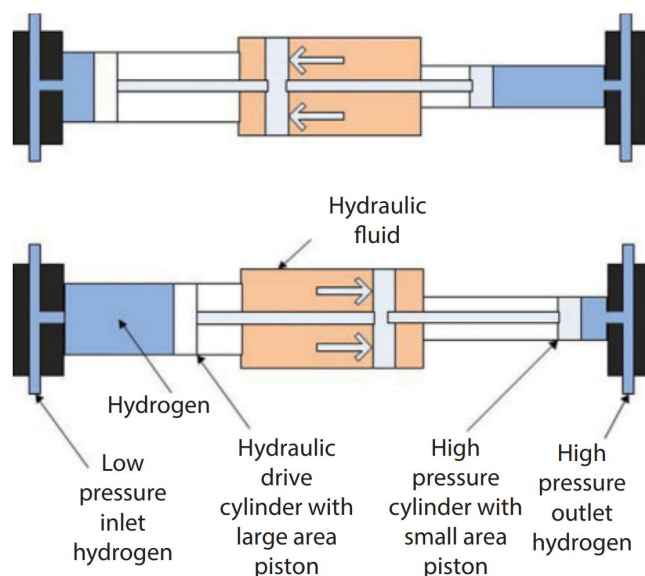


Figura 11 Compresor mecánico de dos fases²⁵

- Compresor de pistón de líquido iónico

El compresor de líquido iónico es una tecnología que ofrece una alternativa a los compresores tradicionales de pistón sólido. Una de las ventajas de esta tecnología es que carece de los problemas relacionados con las piezas mecánicas móviles, lo que se traduce en una vida útil más larga y una mayor eficiencia.

El líquido del compresor de líquido iónico puede extraer el calor del gas durante el proceso de compresión, lo que da lugar a un sistema más sencillo y rentable. Sin embargo, el tipo de líquido iónico utilizado es crucial, ya que pueden descomponerse a temperaturas elevadas, y es necesario seleccionarlo correctamente, así como los materiales de construcción para superar posibles problemas de corrosión. Los líquidos iónicos tienen baja compresibilidad y solubilidad de gases, y también pueden

²⁵ *Hydrogen Storage Technologies* by Mehmet Sankir and Nurdan Demirci Sankir.

desempeñar un papel importante en la reducción de las pérdidas mecánicas, lo que se traduce en mejoras de la eficiencia.

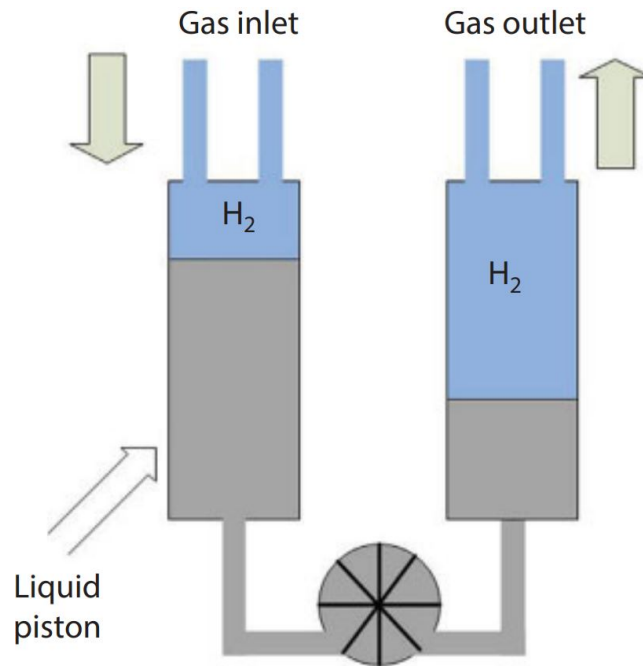


Figura 12 Compresor de pistón de líquido iónico²⁶

- Compresor de diafragma de pistón y metal

Los compresores de pistón y diafragma metálico, también llamados compresores de diafragma metálico utilizan un diafragma metálico para comprimir gas. Estos compresores funcionan mediante el movimiento de vaivén de un pistón dentro de un cilindro. La membrana metálica separa el gas del fluido hidráulico. El movimiento del pistón crea una atracción y un empuje del fluido hidráulico que conduce a la entrada de hidrógeno y a la salida a altas presiones.

²⁶ *Hydrogen Storage Technologies* by Mehmet Sankir and Nurdan Demirci Sankir.

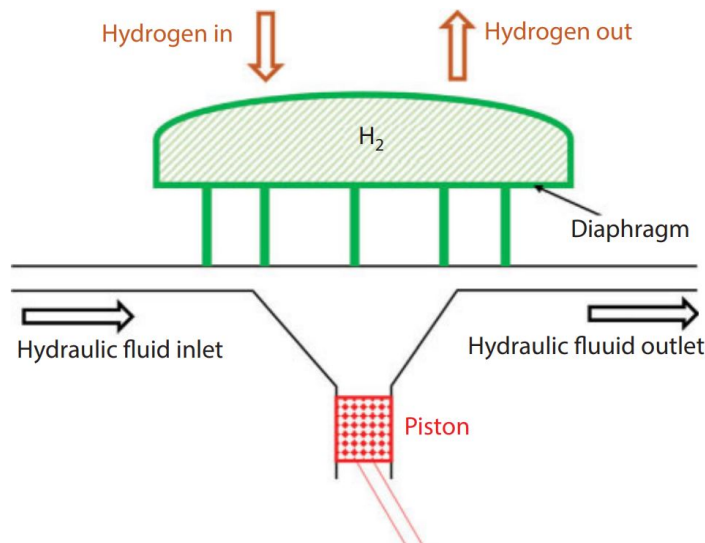


Figura 13 Compresor de diafragma metálico²⁷

- Compresor de hidrógeno electroquímico

El compresor electroquímico utiliza una célula electroquímica, formada por un ánodo, un conjunto de electrodos de membrana (MEA) y el cátodo. El proceso de compresión es sencillo y no requiere piezas móviles. Es un método eficaz para comprimir pequeñas cantidades de hidrógeno.

Al aplicar una diferencia de potencial se oxida el hidrógeno en el lado del ánodo, y los iones resultantes se transportan a través de una membrana hasta el lado del cátodo, donde el protón se reduce a una presión mayor. El compartimento del cátodo debe estar herméticamente cerrado para obtener un rendimiento óptimo y, para lograr mayores ratios de compresión, es necesario instalar una serie de conjuntos de electrodos de membrana.

La compresión electroquímica es muy eficaz y permite comprimir hidrógeno desde la presión ambiente hasta 16 MPa, con la demanda de energía que sigue a la compresión isotérmica. Sin embargo, la eficiencia del compresor electroquímico depende de la

²⁷ *Hydrogen Storage Technologies* by Mehmet Sankir and Nurdan Demirci Sankir.

humidificación de la membrana, que debe estar saturada de agua para lograr una excelente conductividad iónica. Recientes esfuerzos de comercialización han informado del desarrollo de compresores de una sola etapa que alcanzan 800 bar o 200 bar, y de un compresor de tres celdas apiladas que alcanza 170 bar²⁸.

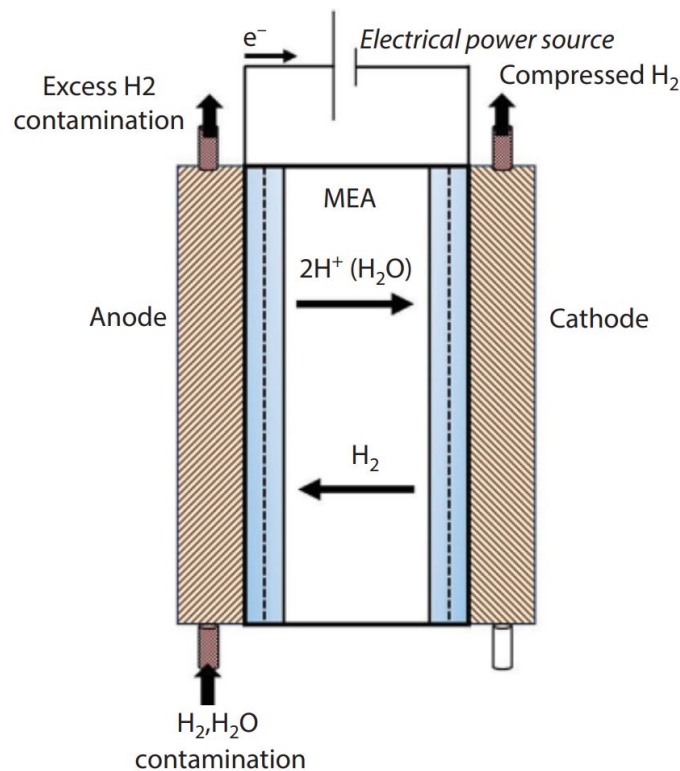


Figura 14 Compresor electroquímico²⁹

- Compresores de hidrógeno de hidruro metálico

El compresor de hidrógeno de hidruro metálico funciona almacenando hidrógeno en el hidruro metálico a una presión y temperatura de suministro bajas. Cuando se aumenta la temperatura o se produce un descenso de la presión, el hidrógeno almacenado sale del hidruro a presiones que oscilan entre 3 y 10 veces la presión de suministro original. Un

²⁸ Bouwman, P., Electrochemical hydrogen compression (EHC) solutions for hydrogen infrastructure. Fuel Cells Bull. 2014, 12–16, 2014.

²⁹ *Hydrogen Storage Technologies* by Mehmet Sankir and Nurdan Demirci Sankir.

sistema de compresión de hidrógeno de hidruro metálico de varias etapas combina diferentes hidruros metálicos para aumentar la relación de compresión y maximizar el proceso de hidrogenación.

El hidrógeno también puede almacenarse indirectamente en productos químicos como el metanol, el metano y el amoníaco. Entre ellos, el amoníaco se considera una opción más limpia por su estructura libre de carbono y su alto contenido en hidrógeno.

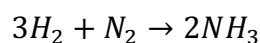
El amoníaco y los hidruros tienen densidades energéticas comparables a las de combustibles convencionales como el carbón y el petróleo. El amoníaco tiene varias ventajas, como su infraestructura tecnológica bien establecida, su bajo coste y la capacidad de almacenarse en estado líquido a baja presión. Aunque el amoníaco tiene una elevada toxicidad, los estudios recientes sobre su almacenamiento seguro en estado sólido han resuelto en gran medida esta cuestión.

- Síntesis del amoníaco (NH_3)

A principios del siglo XX, se introdujo el proceso Haber-Bosch como método para la síntesis de NH_3 a escala industrial. Se utilizan catalizadores adecuados para llevar a cabo la reacción directamente a partir de los elementos del NH_3 , lo que requiere altas temperaturas y presiones de 300-500°C y 200-350 bar, respectivamente.

Durante el último siglo se han producido avances y desarrollos significativos en la industria del NH_3 , que han llevado a un aumento de la producción hasta los 150 millones de toneladas al año en 2015 y unas 200 en 2020. La presión de reacción se ha reducido de 100 MPa a 10-15 MPa y la energía necesaria se ha reducido significativamente de 78 GJ a 27 GJ, cerca del consumo energético teórico de 20 GJ.

El proceso de síntesis de amoníaco se produce gracias a la siguiente reacción:



Los valores de ΔH (-46kJ/mol) y ΔS (-99.35 J/K·mol) sugieren que la reacción para la síntesis de NH_3 debería llevarse a cabo a bajas temperaturas, pero la presencia de un enlace $N \equiv N$ estable en la molécula de nitrógeno hace que esto sea imposible debido a la alta barrera de activación causada por la energía del enlace, de 945 kJ/mol.

Por lo tanto, se requieren condiciones de alta presión y temperatura. La velocidad cinética de reacción aumenta inicialmente con la temperatura, pero finalmente disminuye debido a la baja concentración de NH_3 causada por la descomposición a altas temperaturas.

Para optimizar el equilibrio entre temperatura, presión y velocidad de reacción y conseguir un alto rendimiento de NH_3 con una tasa de producción razonable, se han ensayado diversos catalizadores como el catalizador a base de hierro, de rutenio y el de nitruro de cobalto y molibdeno.

- Almacenamiento en estado sólido del amoníaco

En la actualidad, el amoníaco se transporta y almacena en forma líquida. Para grandes cantidades de hasta 50.000 toneladas, suele almacenarse en tanques aislados a 1 bar y 33°C. Para cantidades menores de hasta 1.500 toneladas, se almacena en cámaras de acero inoxidable a presión.

Sin embargo, la toxicidad y la elevada presión de vapor del NH_3 son problemas importantes que deben resolverse para que sea adecuado para aplicaciones móviles. Para superar estos problemas, se está estudiando el almacenamiento seguro de amoníaco en estado sólido utilizando sales metálicas de amina y borohidruros metálicos de amina.

- Descomposición del amoníaco

El amoníaco puede utilizarse como medio de almacenamiento de H_2 , pero su suministro eficiente depende en gran medida de su descomposición. Sin embargo, la descomposición del amoníaco es un proceso endotérmico que requiere temperaturas muy

altas, de entre 400 y 500°C, que no son compatibles con el rango de temperaturas de funcionamiento de la celda de combustible de membrana de intercambio de protones.

Por lo tanto, se necesitan catalizadores para reducir la temperatura de descomposición. Se han propuesto varios catalizadores, pero actualmente se utiliza comercialmente el níquel sobre alúmina debido a su alta resistencia térmica y mecánica. El catalizador más eficaz para la descomposición del NH_3 son las nanopartículas de rutenio sobre nanotubos de carbono. La adición de cesio como promotor donador de electrones mejora aún más la actividad catalítica y reduce la temperatura de funcionamiento hasta 300°C.

El mecanismo de descomposición del amoníaco implica su adsorción en la superficie activa, seguida de la ruptura del enlace N-H, la formación de NH_2 y H adsorbidos, y la liberación de H_2 mediante la combinación de átomos de H. Finalmente, los átomos de N se recombinan en la superficie activa para desorber el gas N_2 .

2.4.2 MÉTODOS DE TRANSPORTE

El hidrógeno se puede transportar de varias formas. Entre los métodos más comunes está el transporte de hidrógeno comprimido mediante tanques de alta presión, el transporte de hidrógeno líquido mediante tanques criogénicos, el transporte en forma de amoníaco y el transporte a través de tuberías.

2.4.2.1 Distribución del hidrógeno mediante tuberías y conductos

Aunque el transporte de gas a través de tuberías pueda parecer sencillo a primera vista, se trata de un proceso más complejo que el de las tuberías tradicionales utilizadas en hogares o laboratorios. Esto se debe a las importantes diferencias de dimensiones, ya que los volúmenes transportados pueden alcanzar varios miles de metros cúbicos estándar al día, y los diámetros de los tubos suelen oscilar entre 56 y 81 cm. Estos diámetros estándar de la industria son necesarios para garantizar que se consigue un flujo laminar en los tubos, incluso con caudales máxicos elevados.

Los niveles de presión típicos de la red de transporte, a la que están conectados los almacenamientos geológicos, oscilan entre 1,5 y 8,0 MPa, y niveles de presión más bajos requerirían menos material, ya que los tubos estarían sometidos a menos tensiones mecánicas.

Para cubrir distancias más largas, se requieren niveles de presión más altos en las tuberías debido a la caída de presión causada por la fricción del gas en las paredes de los tubos, así como por las ondas de compresión, incluso para diámetros grandes. Además, la presión local en los tubos puede verse afectada por las diferencias de altura. Por ello, las tuberías suelen tenderse a una altura constante, aunque ello suponga un aumento de su longitud.

Uno de los problemas más comunes es la corrosión electroquímica de las tuberías, ya que estas son de acero, debido a razones económicas. Para evitar los efectos negativos de las corrientes inducidas de Foucault en el manto tubular provocadas por los campos magnéticos cambiantes, las tuberías se trazan de forma que se evite la alineación paralela con vías de tren o líneas eléctricas de alta corriente. Si la alineación paralela es inevitable, se aplica un cruce en ángulo de 90° para reducir los efectos. Las corrientes parásitas inducidas por los campos magnéticos cambiantes pueden calentar los tubos en determinados lugares y provocar una caída de tensión debido a la resistencia eléctrica finita del metal.

Las corrientes de Foucault inducidas por campos magnéticos cambiantes, así como las diferencias de pH y composición química del suelo a lo largo de la tubería, pueden provocar corrosión. Para evitarlo, se utiliza la protección catódica, que consiste en conectar a la tubería ánodos de magnesio o zinc enterrados en el suelo.

Sin embargo, las propiedades del hidrógeno limitan la elección de materiales para la tubería en comparación con el gas natural. Debido a su pequeño tamaño molecular, la difusión del hidrógeno en los metales es más rápida que otros gases. Utilizar el mismo acero para el hidrógeno que para el gas natural puede provocar fragilización y formación de fisuras.

Comúnmente se utilizan aceros austeníticos con un 18% de cromo y un 8% de níquel o aceros inoxidables mezclados con cromo y molibdeno para evitar la fragilización y los fallos.

Los revestimientos de polímero y la incrustación de la tubería en tubos de hormigón también pueden prevenir la corrosión.

Una parte muy importante en el sistema de distribución de gas son los compresores, ya que proporcionan un alto flujo másico con eficiencia, al tiempo que aumentan la presión en la línea de gas. La red de distribución suele funcionar a presiones de 1,5 a 8,0 MPa, y los compresores se utilizan para salvar las diferencias de presión en la red. Los compresores más utilizados son los centrífugos encapsulados.

Un problema habitual en los compresores es el de los rodamientos. Los lubricantes tradicionales que contienen hidrocarburos, como los aceites minerales, no son adecuados para su uso con gas hidrógeno, ya que pueden reaccionar con el gas y descomponerse rápidamente. Los líquidos iónicos pueden utilizarse como lubricantes para pequeños caudales másicos en compresores de pistón.

Actualmente sólo hay unos pocos productos comerciales disponibles para su uso con grandes caudales másicos en el rango de $5 \cdot 10^5 \text{ kg}$ al día de hidrógeno. La mayoría de los productos disponibles sólo pueden manejar pequeñas diferencias de presión. Todavía se están desarrollando compresores que funcionan directamente desde niveles de presión de entrada de 1,5 MPa hasta presiones de salida de 8,0 MPa.

2.4.2.2 Distribución de hidrógeno en estado líquido

Aunque el hidrógeno tiene una alta densidad energética en peso, su baja densidad física tanto en forma gaseosa como líquida hace que la cantidad de energía que puede almacenarse por unidad de volumen sea mucho menor que la de los combustibles fósiles convencionales. Incluso cuando el hidrógeno se comprime en forma de gas a 700 bares de presión o se licua criogénicamente a -253°C , su densidad volumétrica de almacenamiento sigue siendo baja.

En la figura número quince vemos como, comparado con los demás combustibles fósiles convencionales, el hidrógeno tiene una densidad energética volumétrica muy baja. La primera columna corresponde al hidrógeno en condiciones normales, la segunda (CGH₂) al hidrógeno gaseoso comprimido y la tercera (LH₂) al hidrógeno licuado.

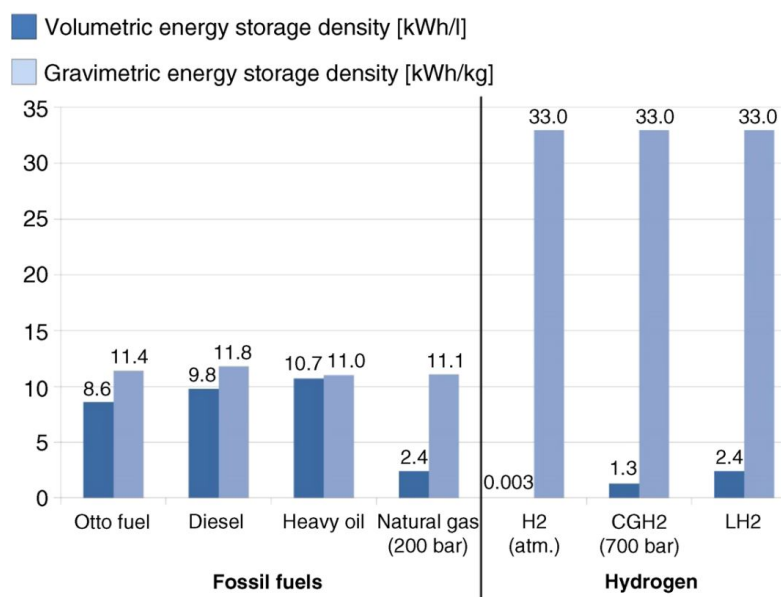


Figura 15 Comparativa de la densidad energética volumétrica y gravimétrica del hidrógeno y otros combustibles fósiles.³⁰

En la gráfica se aprecia que la mayor densidad energética volumétrica se consigue en el hidrógeno licuado, con un valor de 2.4kWh por litro, casi el doble que el comprimido y hasta 800 veces el hidrógeno en condiciones normales.

Los portadores orgánicos líquidos de hidrógeno, también conocidos como LOHC, son generalmente compuestos aromáticos o heteroaromáticos líquidos. Estos compuestos pueden transformarse en sus correspondientes compuestos alicíclicos o heteroalicíclicos mediante una reacción de hidrogenación catalítica realizada bajo presión de hidrógeno.

En este proceso reversible es capaz de almacenar y liberar hidrógeno en un compuesto líquido. En el estado completamente hidrogenado, el material LOHC contiene una alta densidad de átomos de hidrógeno. Cuando se necesita el hidrógeno, el material se deshidrogena mediante la eliminación de átomos de hidrógeno utilizando una reacción

³⁰ *Hydrogen Science and Engineering* by Detlef Stolten and Bernd Emonts.

catalítica. El material puede volver a hidrogenarse añadiendo átomos de hidrógeno mediante la misma reacción catalítica.

Algunos de los aspectos más importantes para tener en cuenta con estos sistemas LOHC son los siguientes:

- La capacidad de hidrógeno del sistema es crucial, ya que determina la cantidad de material necesario para almacenar una determinada cantidad de hidrógeno como energía. El sistema LOHC está limitado a una capacidad de hidrógeno del 7,2% en masa, lo que corresponde a un contenido energético liberable de la molécula rica en hidrógeno de $2,4 \text{ kWh} \cdot \text{kg}^{-1}$.
- Durante la etapa de carga de hidrógeno, no debe formarse ningún subproducto para garantizar la máxima eficiencia de almacenamiento de energía. La formación de agua durante la hidrogenación provoca una pérdida inevitable de eficiencia en el almacenamiento de energía.
- La etapa de hidrogenación no debe estar limitada termodinámicamente ya que esto daría lugar a la conversión parcial del compuesto magro en hidrógeno y por lo tanto se requeriría un tedioso reciclado del material no convertido en el proceso de carga de hidrógeno.
- El sistema debe ser líquido en las etapas totalmente deshidrogenado, totalmente hidrogenado y parcialmente hidrogenado para facilitar su manipulación y transporte.
- Los puntos de ebullición de las etapas totalmente deshidrogenada, totalmente hidrogenada y parcialmente hidrogenada del sistema deben ser lo suficientemente altos como para permitir el fácil aislamiento del hidrógeno puro del proceso de deshidrogenación.
- La viscosidad de las tres etapas del sistema debe ser baja para facilitar la transferencia de calor durante la hidrogenación y la deshidrogenación.
- La estabilidad térmica debe ser elevada para evitar la formación de productos de descomposición térmica en las condiciones del proceso, lo que haría inviable el concepto de ciclos reversibles de hidrogenación/deshidrogenación.

- Las propiedades toxicológicas y ecotoxicológicas del sistema deben ser lo más benignas posible, similares a las de los combustibles líquidos actuales, como el combustible Otto y el gasóleo.
- Al menos una de las estructuras LOHC implicadas debe estar ampliamente disponible en la industria a un precio razonable, con la expectativa de que los sistemas LOHC adecuados para aplicaciones a mayor escala tengan un precio de mercado inferior a $10\text{€} \cdot \text{kg}^{-1}$.

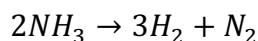
2.4.2.3 Transporte de hidrógeno en forma de amoníaco (NH_3)

En el anterior apartado se ha visto que el hidrógeno se puede almacenar en forma de amoníaco. Este compuesto es una forma de transporte que ofrece una serie de beneficios.

Una vez que hemos producido amoníaco a partir del hidrógeno como ya se ha visto, este es capaz de convertirse a estado líquido mediante un proceso de licuefacción. El gas producido se enfría y comprime, ya que tiene un punto de ebullición relativamente bajo comparado con el hidrógeno gas ($-33,3^\circ\text{C}$) y puede licuarse fácilmente a una presión moderada.

Una vez licuado, su transporte es más sencillo ya que se pueden utilizar infraestructuras ya existentes como oleoductos, barcos, o camiones cisterna. El amoníaco ha sido utilizado durante muchos años en la industria química como fertilizante, desinfectante o como producto de limpieza, por lo que hay métodos de transporte suficientemente establecidos para su distribución.

Una vez transportado el amoníaco, se puede convertir a hidrógeno de nuevo mediante un proceso de descomposición en el lugar de destino. Este proceso sigue la siguiente reacción:



Utilizando la infraestructura ya existente, el hidrógeno es capaz de ser transportado eficazmente a largas distancias y liberarse cuando sea necesario. Además, ofrece varias ventajas.

- Mayor densidad energética

El amoníaco tiene una mayor densidad energética que el hidrógeno gaseoso, por lo que permite transportar más hidrógeno en el mismo volumen. Esto hace que se pueda almacenar y transportar una mayor cantidad de energía en un volumen determinado, lo que lo hace más eficiente para el transporte a larga distancia.

- Seguridad y estabilidad

El amoníaco es un compuesto estable y puede manipularse y transportarse con seguridad. Cuenta con protocolos de seguridad bien definidos y normas establecidas para su almacenamiento y transporte. Se ha utilizado durante décadas en la industria química, y ya existen prácticas y tecnologías de seguridad.

- Disponibilidad mundial

El amoníaco es un producto químico comercializado en todo el mundo con cadenas de suministro establecidas. Se produce y consume en grandes cantidades para diversas aplicaciones industriales, por lo que está disponible en muchas regiones. Esta disponibilidad garantiza opciones de transporte fiables y accesibles para el hidrógeno.

- Flexibilidad de almacenamiento

El amoníaco puede almacenarse y transportarse en forma líquida, lo que permite un uso eficiente de las infraestructuras existentes diseñadas para el almacenamiento y transporte de líquidos. Puede almacenarse en tanques, barcos o tuberías, lo que ofrece flexibilidad en el almacenamiento y permite el transporte a lugares donde las tuberías directas de hidrógeno pueden no ser factibles.

- Pérdidas bajas

El transporte de amoníaco tiene pérdidas relativamente bajas en comparación con otros métodos de transporte de hidrógeno. El proceso de conversión de hidrógeno a amoníaco y viceversa suele ser eficiente, lo que se traduce en pérdidas mínimas durante el transporte y la reconversión.

- Uso del amoníaco como combustible

Una de las características que dan gran valor al amoníaco en el escenario de la descarbonización de energía eléctrica es su uso en motores de amoníaco. Atendiendo al trabajo de fin de grado de un estudiante y compañero de la escuela, el cual se centra en estos motores, el amoníaco se introduce en un depósito, en estado líquido para así poder almacenar la mayor cantidad posible. Posteriormente, en un intercambiador de calor se gasifica el amoníaco para más tarde separar este en hidrógeno y nitrógeno mediante un catalizador. Por último, se transforma en trabajo mecánico el calor obtenido mediante la combustión del hidrógeno.³¹

Con todas estas ventajas como su densidad energética, su infraestructura o la seguridad que ofrece, el amoníaco presenta una solución muy práctica para la distribución de hidrógeno a larga distancia y a gran escala.

2.5 CÉLULAS DE COMBUSTIBLE

Las células de combustible al igual que las baterías, tienen la capacidad de responder rápidamente a las variaciones de carga ya que la energía generada se produce mediante reacciones químicas.

Las células de combustible son dispositivos de conversión de energía que utilizan reacciones electroquímicas para generar electricidad. Para garantizar el correcto funcionamiento de las células, es importante realizar un análisis del balance energético. Este análisis implica considerar varios procesos de cambio de energía, como la generación de electricidad, las reacciones electroquímicas y la pérdida de calor.

El análisis del balance energético de las células de combustible varía en función del tipo de célula y del tipo de reacción electroquímica que se produzca. El análisis requiere conocer la

³¹ *Motores propulsados por amoníaco e hidrógeno como combustibles* de Iker Diego Lorenzo.

composición del reactante, la temperatura, el uso de H_2 y O_2 , la potencia generada y la pérdida de calor. El cambio de energía libre (ΔG) es un parámetro clave en este análisis, y puede utilizarse para determinar la producción máxima de trabajo de la reacción electroquímica.

Las reacciones electroquímicas que se producen en las células de combustible determinan su rendimiento ideal. Los distintos tipos de combustible dan lugar a diferentes reacciones electroquímicas, y el rendimiento de las células de combustible varía en función de la temperatura y la presión de los reactivos y los productos.

Las células de combustible de baja a media temperatura, así como las células de combustible de electrolito polimérico (PEMFC), las de combustible alcalinas (AFC) y las de combustible de ácido fosfórico (PAFC), requieren electrocatalizadores de metales nobles para obtener velocidades de reacción óptimas. Las células de combustible de alta temperatura, como las de combustible de carbonato fundido (MCFC) y las de combustible de óxido sólido (SOFC), tienen unos requisitos de catalizador menos estrictos y pueden utilizarse catalizadores que no sean de metales nobles.

2.5.1 PRINCIPIOS TERMODINÁMICOS DE LAS CÉLULAS DE COMBUSTIBLE

Las células de combustible siguen una serie de principios y leyes termodinámicas generales, y estos son muy importantes para poder entender su eficiencia y funcionamiento. En este apartado se hará un repaso sobre los principios más importantes que se dan en dichas células.

El primer y más importante de los principios es el de la conservación de energía. La primera ley de la termodinámica establece que la energía no se puede crear ni destruir, solo transformar. Por lo que, en el caso de las células de combustible, la energía eléctrica y el calor desprendido en la reacción, viene dado por la energía química del combustible y el oxidante.

El segundo principio para tener en cuenta en una célula de combustible es su potencial termodinámico. Este nos indica la máxima diferencia de potencial a la que, en condiciones ideales y reversibles, se puede alcanzar entre los electrodos de la célula. Representa la

energía eléctrica máxima que puede obtenerse de la pila de combustible. El potencial termodinámico de la pila depende tanto del combustible como del oxidante utilizados para la reacción y es un parámetro que nos da una idea previa del rendimiento de la célula de combustible.

Otro principio muy importante, parecido al del potencial termodinámico, es el de la energía libre de Gibbs. Esta energía es una medida del trabajo útil máximo que podemos obtener de un sistema a temperatura y presión constantes. En concreto, en una célula de combustible, la diferencia de energía libre de Gibbs entre los reactivos y los productos determina la energía disponible para la conversión en energía eléctrica.

La ecuación del trabajo útil máximo extraíble viene dado por la siguiente ecuación:

$$W = \Delta G = -nFE$$

En una célula de combustible, la reacción electroquímica implica la transferencia de electrones del combustible al oxidante en los electrodos, siendo esta transferencia de electrones lo que genera corriente eléctrica. El coeficiente estequiométrico “n” representa el número de electrones transferidos en la ecuación equilibrada de la reacción redox.

La constante de Faraday se representa con la letra “F” y nos indica la cantidad de carga eléctrica en un mol de electrones. Esta posee un valor de 96487 *culombios/mol*. La letra E nos indica la capacidad perfecta de la célula.

El cuarto principio involucrado en las células de combustible es el de la entropía. La segunda ley de la termodinámica, o ley de la entropía nos da una idea de lo cerca que está un sistema al equilibrio. Es una medida del desorden o aleatoriedad de un sistema cualquiera. En el caso de las células de combustible, las reacciones electroquímicas que se dan en el interior implican cambios en la entropía. Estos cambios, se manifiestan como cambios en la capacidad del sistema para adoptar diferentes configuraciones o disposiciones.

Por último, hay que prestar especial atención a la eficiencia de Carnot ya que, este nos va a dar el rendimiento teórico máximo que podemos obtener de las células de combustible. Es

importante remarcar que el rendimiento de Carnot nos indica el rendimiento máximo de un motor térmico funcionando a dos temperaturas y, aunque las células de combustible no sean un motor, esta eficiencia nos puede dar un valor del límite superior del rendimiento de conversión de energía térmica en energía eléctrica en un sistema de pilas.

Teniendo en cuenta todos estos principios y aplicándolos permite diseñar y optimizar el diseño de los sistemas de células de combustible.

2.5.2 FUNCIONAMIENTO Y OPERACIÓN DE LAS CÉLULAS DE COMBUSTIBLE

En una célula de combustible, es posible obtener energía eléctrica mediante la conversión directa de la energía química presente en el combustible y el oxidante de esta. Esta conversión se presenta en términos de potencial de la pila y corriente eléctrica.

La cantidad máxima de energía eléctrica que se puede obtener y su diferencia de potencial correspondiente entre el cátodo y el ánodo se alcanzan cuando la célula funciona en condiciones termodinámicamente reversibles. Este potencial máximo se denomina potencial reversible de la pila y se denota con la letra E_r .

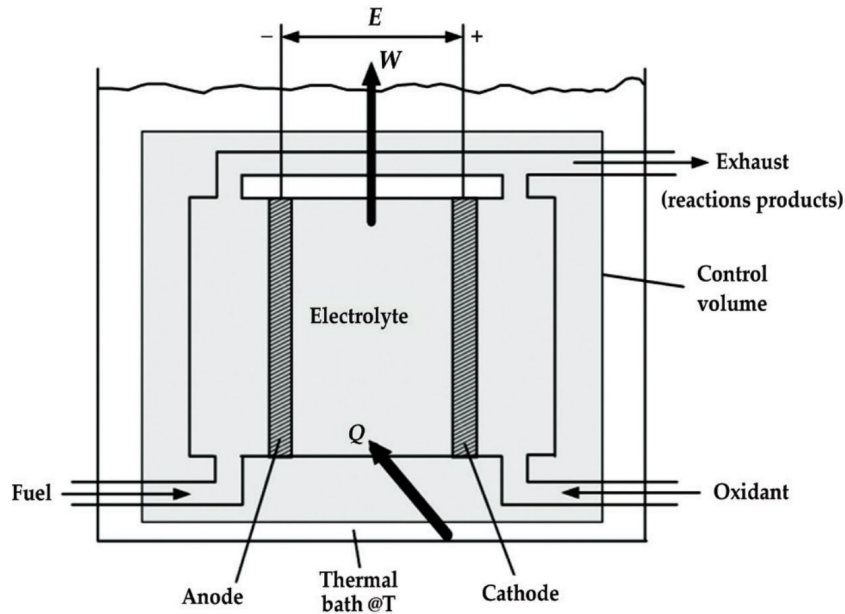


Figura 16 Modelo termodinámico de una célula de combustible³²

Para estudiar el rendimiento de la célula de combustible se utiliza un modelo de sistema termodinámico como el de la figura número dieciséis.

Este modelo representa un marco de volumen de control en el que el combustible y el oxidante representan las entradas, y el producto resultante o corriente de escape, la salida. La célula se sumerge en un baño térmico para mantener una temperatura deseada dentro del sistema. Se supone que las corrientes reactivas (combustible y oxidante) y la corriente de escape tienen la misma temperatura y presión, además de ser constantes a lo largo del tiempo. Cualquier cambio en la energía potencial motriz y gravitatoria son despreciables.

Las respuestas electroquímicas que toman lugar dentro de la célula se representan según la siguiente ecuación:

$$\text{Combustible (H}_2\text{)} + \text{Oxidante (O}_2\text{)} = \Delta W + Q + \text{Producto(H}_2\text{O)}$$

³² *Modern devices thermodynamics: Batteries, Fuel Cells and Supercapacitors* by Dritan Hoxha

En esta ecuación, ΔW es la tasa de trabajo realizada por el sistema y la Q representa la tasa de transferencia de calor al sistema desde un baño térmico contiguo que logra mantener la temperatura constante como se ha comentado antes. Es importante mencionar que, este baño puede no tiene por qué estar en equilibrio con el sistema, el cuál funciona a temperatura y presión constantes.

La diferencia de potencial de la célula de combustible representa la energía potencial por unidad de carga y se mide en voltios, o lo que es lo mismo, Julios por Culombio. Cuando se transfiere carga en un campo eléctrico el trabajo realizado es lo que se asocia a esta energía potencial. Dentro de un circuito como el mostrado en la figura número dieciséis, este potencial se denomina fuerza electromotriz, que se puede definir como el trabajo realizado cuando un culombio de carga positiva viaja de un potencial bajo a uno alto.

Al igual que el potencial, la fuerza electromotriz utiliza las unidades del sistema internacional de voltios o Julios por Culombio, y se expresa con la letra E . Dado que los electrones son las partículas implicadas en el transporte de la carga eléctrica, podemos expresar el trabajo realizado por una célula de combustible de la siguiente manera:

$$W\left(\frac{J}{mol} \text{ de combustible}\right) = E \cdot (n \cdot N_0 \cdot e) = E \cdot (n \cdot F)$$

Donde n es la cantidad de moles de electrones intercambiados por mol de combustible utilizado, N_0 el número de Avogadro ($6.023 \cdot 10^{23}$ electrones/mol), e es la carga eléctrica del electrón ($1.6021 \cdot 10^{19}$ culombios/electrón) y F la constante de Faraday.

Las condiciones más importantes que influyen en la generación de energía en la célula son la temperatura de trabajo, el peso y los focos de reactivos.

- Efecto de la temperatura en el potencial reversible de la célula

El potencial reversible de la célula E_r , es un componente de la temperatura. A medida que la temperatura del sistema aumenta, el potencial disminuye. Sin embargo, se observa que el potencial de célula reversible es mayor para el agua líquida como producto a bajas

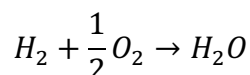
temperaturas, pero disminuye mucho más rápidamente en comparación con el agua gaseosa como producto cuando aumenta la temperatura.

Esta variación del potencial respecto a la temperatura está directamente ligada a la variación de entropía y se comporta según la siguiente ecuación:

$$\left[\frac{\partial E_r(T, P)}{\partial T}\right]_P = \frac{\Delta s(T, P)}{nF}$$

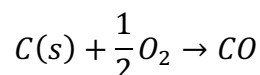
La relación por tanto entre el cambio en el potencial reversible de la célula y la temperatura depende del cambio de entropía para la reacción específica que ocurre en la célula de combustible. Pueden darse tres situaciones posibles:

Si s es menor que cero, como en el siguiente caso:



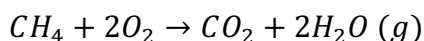
El potencial celular reversible disminuirá con la temperatura de funcionamiento de la celda.

En el caso de que s sea mayor que cero:



El potencial reversible aumenta con la temperatura de operación y el cambio en la entropía es de 89 J/K.

Por último, si s es igual a cero, entonces el potencial celular reversible será independiente de la temperatura, al igual que en la siguiente reacción:



Hay en determinadas reacciones electroquímicas en las que el cambio en la entropía presenta un valor negativo y puede considerarse aproximadamente constante, siempre

que la diferencia de temperatura con la de referencia no sea demasiado grande. En tales casos, el cambio de entropía puede determinarse fijando la temperatura de referencia estándar, que suele fijarse en 25°C, a la temperatura de funcionamiento real del sistema de pila de combustible, T, manteniendo una presión constante, P.

Como resultado, a temperaturas superiores a 100°C (373K) aproximadamente, el potencial de célula reversible para el agua líquida como producto se reduce. Esto se debe a que, a temperaturas tan altas, la presurización es necesaria para mantener el producto agua en forma líquida, ya que los reactivos, hidrógeno y oxígeno, se suministran a 1 atm.

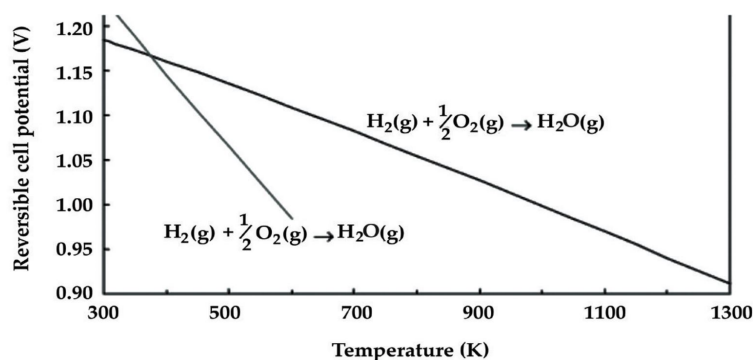


Figura 17 Efecto de la temperatura en una célula de combustible³³

Es importante también señalar que la temperatura crítica del agua se sitúa en torno a los 374°C (647 K), por encima de la cual no existe un estado líquido definido para el agua, de ahí las curvas más cortas para el caso del agua líquida que se muestran en la figura número diecisiete. El cambio de entropía para la mayoría de las reacciones de las pilas de combustible es negativo; por lo tanto, el potencial reversible de la pila disminuye a medida que aumenta la temperatura.

- Efecto de la presión en el potencial reversible de la célula

³³ *Modern devices thermodynamics: Batteries, Fuel Cells and Supercapacitors* by Dritan Hoxha

Si de la ecuación del apartado anterior, derivamos de manera parcial respecto a la presión, manteniendo la temperatura constante se obtiene lo siguiente:

$$\left[\frac{\partial E_r(T, P)}{\partial P}\right]_T = -\frac{\Delta v}{nF}$$

Donde Δv hace referencia a la variación de volumen de todas las especies gaseosas que intervienen en la reacción, por mol de combustible. Los volúmenes de sólido y líquidos se pueden despreciar ya que son mucho menores que los gaseosos.

Asumiendo que tanto los gases reactante y producto pueden tratarse como gases ideales, podemos expresar la ecuación según los términos de la ecuación de gases ideales donde, podemos ver como el potencial reversible varía en función de la presión.

$$\left[\frac{\partial E_r(T, P)}{\partial P}\right]_T = -\frac{\Delta NRT}{nF} \cdot \frac{1}{P}$$

Donde R es la constante universal de los gases ideales y T y P la temperatura y presión de trabajo.

Esta nueva ecuación da a entender que, si N es mayor que cero, lo que indica que el producto contiene un mayor número de moles de especies gaseosas que el reactante, el potencial de célula reversible disminuirá con la presión, como se observa en la reacción.

En cambio, si N es inferior a cero, que es el caso de la mayoría de las reacciones útiles de las células de combustible, el potencial reversible de la pila aumentará con la presión.

Y, por último, si N es igual a 0, el potencial reversible de la célula no cambiará con la presión.

Cabe señalar que, la magnitud del cambio en el potencial reversible de la célula disminuye gradualmente a medida que aumenta la presión. El funcionamiento a niveles de presión más elevados puede introducir retos mecánicos como la resistencia de los componentes de la célula, problemas de sellado de la célula, corrosión, etc. Esto implica

que la mejora del rendimiento obtenida con el funcionamiento a mayor presión disminuye y puede llegar a ser indeseable desde el punto de vista del diseño del sistema.

Para las pilas de combustible de alta temperatura, la dependencia del potencial real de la célula con respecto a la presión sigue de cerca todo lo mencionado, aunque se produce una desviación significativa para las pilas de combustible de baja temperatura. Esta diferencia viene dada porque a altas temperaturas, la velocidad de reacción es rápida, y la presurización aumenta significativamente la concentración de reactivo, lo que conduce directamente a un mejor rendimiento. Sin embargo, a bajas temperaturas, donde la velocidad de reacción es lenta, una mayor concentración de reactante no se traduce en un aumento proporcional del potencial de la pila debido a la importante pérdida de potencial de la pila asociada a la lenta cinética de reacción.

2.5.3 EFICIENCIA Y PÉRDIDAS DE ENERGÍA

La eficiencia térmica de cualquier dispositivo de conversión de energía viene determinada por la relación entre la energía útil producida y el cambio en la energía química almacenada, comúnmente conocida como energía térmica, que se libera durante la reacción de un combustible con un oxidante.

Esta eficiencia se representa con la siguiente ecuación del rendimiento:

$$\eta_e = \frac{\text{Energía útil de salida}}{\Delta H}$$

A temperatura ambiente, el hidrógeno (combustible) y el oxígeno (oxidante) pueden coexistir sin reaccionar. Sin embargo, como hemos visto previamente, cuando se calientan a temperaturas superiores a 500°C y a alta presión, sufren una violenta explosión.

La reacción de combustión de estos gases puede controlarse para que se produzca por debajo de 500°C en presencia de una llama, como en un motor térmico. En el caso de las células de combustible, un electrolito facilita la reacción de H_2 y O_2 a temperaturas inferiores a 500°C mediante el uso de un catalizador. En las células de combustible de alta temperatura, puede

producirse una reacción no combustible a temperaturas superiores a 500°C gracias a la separación controlada del combustible y el oxidante. El proceso en un motor térmico es de naturaleza térmica, mientras que el proceso en una pila de combustible es electroquímico.

La diferencia entre estos dos procesos en la conversión de energía es la base para comparar sus eficiencias. En el caso ideal de una reacción electroquímica de conversión de energía, como una célula de combustible, el cambio en la energía libre de Gibbs de la reacción se convierte en energía eléctrica útil a la salida del dispositivo.

El rendimiento ideal, por tanto, de una célula funcionando de manera irreversible se puede expresar así:

$$\eta_e = \frac{\Delta G}{\Delta H}$$

La eficiencia de una célula de combustible se suele expresar considerando el cambio en la energía libre estándar para la reacción de la pila, suponiendo que el producto agua está en forma líquida. En condiciones de reacción estándar, la energía química en la reacción entre hidrógeno y oxígeno es de 285,8 kJ/mol, y la energía libre disponible para el trabajo útil es de 237,1 kJ/mol. Por lo tanto, la eficiencia térmica de una pila de combustible ideal que funcione de forma reversible con hidrógeno y oxígeno puros en condiciones estándar sería de:

$$\eta_e = \frac{237.1}{285.8} = 0.83$$

En cambio, la eficiencia de una célula de combustible real se puede describir comparando la tensión de funcionamiento de la pila con su tensión ideal. La tensión real de la pila es inferior a la tensión ideal de la pila debido a las pérdidas causadas por la polarización de la pila y las pérdidas térmicas.

Por lo que, conociendo esto, se puede determinar el rendimiento real de la célula en función de la tensión:

$$\eta_e = \frac{\text{Energía útil de salida}}{\Delta H} = \frac{V_{\text{Célula}} \cdot I}{\frac{V_{\text{Ideal}} \cdot I}{0.83}} = \frac{V_{\text{Célula}}}{V_{\text{Ideal}}} \cdot 0.83$$

Fijándonos en la ecuación mencionada, podemos ver que la célula de combustible puede funcionar con distintos niveles de eficiencia, que viene determinada por la tensión de la pila. La disminución de la densidad de corriente conduce a un aumento de la tensión de la célula, lo que se traduce en una mayor eficiencia de la pila de combustible. En la práctica, la reducción de la densidad de corriente requiere un aumento de la superficie activa de la célula para alcanzar la potencia deseada.

Las pérdidas en una célula de combustible se pueden separar en pérdidas por cruce de combustible y corrientes internas, pérdidas por activación, pérdidas óhmicas y pérdidas por transporte de masa.

Las pérdidas por cruce de combustible hacen referencia a la mezcla o difusión no deseada de combustible desde el lado del ánodo al del cátodo, y las de corriente interna se deben a la corriente eléctrica que se produce dentro del electrolito. Aunque el electrolito está destinado a transportar iones, inevitablemente se produce cierto movimiento de combustible y electrones. Aunque el cruce de combustible y las corrientes internas son relativamente pequeñas, son la razón principal por la que la tensión real en circuito abierto es inferior a la teórica.

Las pérdidas por transporte de masa se deben a la disminución de la concentración de reactivos en la superficie del electrodo debido a su consumo durante la reacción. Cuando la corriente es máxima, la concentración en la superficie del catalizador se vuelve casi nula ya que los reactantes se consumen en cuanto llegan a la superficie.

Las pérdidas por activación se producen debido a la lenta cinética de las reacciones que tienen lugar en la superficie del cátodo de la célula. Estas pérdidas provocan una disminución de la tensión, debida en parte a la energía consumida por las reacciones electroquímicas.

Las pérdidas óhmicas se producen debido a la resistencia encontrada por el flujo de iones en el electrolito y de electrones a través de los componentes de la célula y las interconexiones. La caída de tensión asociada a estas pérdidas es directamente proporcional a la densidad de corriente.

Todas las pérdidas de energía mencionadas se producen tanto en condiciones reversibles como irreversibles.

2.5.4 TIPOS DE CÉLULAS DE COMBUSTIBLE

- Célula de combustible de óxido sólido (SOFC)

Las células de combustible de óxido sólido (SOFC) cuentan con una tecnología eficiente y respetuosa con el medio ambiente para la generación electroquímica de energía. A diferencia de los motores térmicos tradicionales, su eficiencia no está limitada por el ciclo de Carnot.

Entre las numerosas ventajas que estas células ofrecen están su alta eficiencia y fiabilidad como sus bajas emisiones de óxidos de nitrógeno y de azufre y un funcionamiento silencioso sin vibraciones.

Hasta hace unos 10 años, las células de óxido sólido funcionaban en un rango de temperaturas de entre 900 y 1.000 °C. A tales temperaturas producían humos que, presurizados y coordinados con una turbina de gas permitían expandir el marco general de generación de energía. Sin embargo, la reducción de la temperatura de funcionamiento en al menos 200 °C ha permitido utilizar una gama más amplia de materiales, simplificar la gestión térmica y reducir la degradación de los componentes de las células.

Como resultado, todo esto ha despertado un gran interés en el desarrollo de estas células para que puedan funcionar a temperaturas comprendidas entre 650 y 800°C ya que, a temperaturas más bajas, la conductividad del electrolito y la actividad del electrodo disminuyen, lo que obliga a explorar materiales y diseños de celdas alternativos.

Una célula de combustible de óxido sólido típica consta de dos electrodos porosos separados por un electrolito grueso conductor de iones de óxido. El oxígeno del aire reacciona en el cátodo con electrones externos para formar iones de óxido, que migran a través del electrolito hasta el ánodo. En el ánodo, los iones de óxido se combinan con el hidrógeno (H_2) del combustible para producir agua (H_2O), liberando electrones. Estos electrones fluyen desde el ánodo a través de un circuito externo hasta el cátodo, generando energía eléctrica. Los materiales utilizados para los componentes de la célula se seleccionan en función de su conductividad eléctrica, estabilidad química y estructural a altas temperaturas, mínima reactividad e interdifusión entre componentes, y coincidencia de dilataciones térmicas entre las distintas piezas.

El material electrolítico más utilizado en este tipo de células de combustible es la circonita dopada con itria (YSZ) debido a su adecuada conductividad iónica, su estabilidad química y su resistencia mecánica. Sin embargo, el mayor inconveniente es que a temperaturas inferiores a 750 °C plantea un problema y es que, su conductividad iónica se reduce.

Se han estudiado diferentes posibilidades para resolver este problema. Una de ellas es la de reducir el espesor del material electrolítico y encontrar dopantes alternativos para sustituir a la itria. La zircona dopada con escandio ofrece mayor conductividad, aunque resulta menos atractiva debido al elevado coste del escandio y a su peor envejecimiento.

Los materiales de CeO_2 dopados con gadolinio o samario presentan una mayor conductividad de iones óxido, pero por otro lado también presentan conductividad electrónica y cambios dimensionales en condiciones reductoras. El funcionamiento a temperaturas inferiores a 600 °C es lo único que resuelve este problema.

Además de los óxidos con estructura de fluorita como la circonita y el cerio, los óxidos con estructura de perovskita tienen también potencial para ser electrolitos conductores de iones óxido. La manganita de lantano ($LaMnO_2$) y sus formas dopadas se han identificado como potenciales materiales catódicos debido a su buena conductividad y a su actividad electrocatalítica.

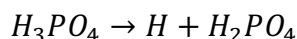
Para las pilas de combustible de baja temperatura, con un rango de funcionamiento de entre 650 y 800 °C, se han desarrollado materiales de cátodo alternativos que contienen metales de transición como el cobalto, el hierro o el níquel, que mejoran el rendimiento.

Por otro lado, los materiales de ánodo más utilizados en estas células son los cermets de Ni-YSZ debido a su excelente actividad catalítica para la oxidación del combustible, aunque requieren elevadas relaciones de vapor carbono para evitar la deposición de carbono. Se han estudiado también los ánodos cermet de cobre y los ánodos cerámicos basados en perovskitas dopadas, pero se enfrentan a problemas como la escasa actividad de oxidación del combustible o la sinterización del cobre a las altas temperaturas de trabajo.

- Célula de combustible de ácido fosfórico (PAFC)

Estas células que utilizan una disposición corrosiva fosfórica como electrolito se conocen también como módulos de potencia de corrosivo fosfórico.

Cuando este corrosivo fosfórico se encuentra en estado líquido, se separa en partículas de fosfato y partículas de hidrógeno, asumiendo las partículas de hidrógeno H^+ el papel de portadoras de carga, tal como se indica en la ecuación:



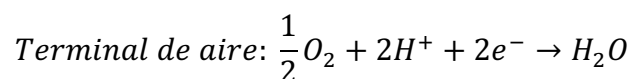
El ácido fosfórico presenta una excelente estabilidad química y es muy manejable. A pesar de funcionar a una temperatura de hasta 200 °C (473 K), tiene una presión de vapor sorprendentemente baja. Es difícil, por lo tanto, que el ácido fosfórico de la capa electrolítica se libere junto con los gases de escape de la pila de combustible. Aunque la liberación de incluso pequeñas cantidades de ácido fosfórico puede provocar una degradación del rendimiento de la pila con el paso del tiempo.

El ánodo de combustible recibe hidrógeno puro o combustible reformado, siendo el hidrógeno el componente principal. En el terminal de aire es donde se produce la reacción electroquímica resultante que es la que produce energía eléctrica. En el terminal

de combustible, el hidrógeno sufre una reacción en la superficie del ánodo, convirtiéndose en iones de hidrógeno y electrones. A continuación, los iones de hidrógeno migran hacia el cátodo de aire dentro del electrolito.



En el terminal de aire, los iones de hidrógeno, que se han desplazado desde el ánodo de combustible, se combinan con los electrones que han pasado por el circuito externo y el oxígeno suministrado desde el exterior. Esta combinación da lugar a la producción de agua según la siguiente reacción.



La célula de combustible de ácido fosfórico consta de electrodos porosos, con el cátodo de combustible y el ánodo de aire, hechos de material de carbono, separados por una capa electrolítica que contiene una solución de ácido fosfórico altamente concentrado. Para que la reacción se produzca más fácil, los electrodos contienen, además del material hecho de carbono, pequeñas partículas metálicas catalizadoras y material hidrófugo.

La tensión alcanzada por una sola célula está comprendida entre 0.6 y 0.8 voltios. En las plantas de generación se apilan varios cientos de celdas y se conectan en serie para formar una pila de celdas. Debido al calor que se produce en la reacción, se utilizan placas de refrigeración y agua para mantener la temperatura de funcionamiento a unos 200 °C. La temperatura de funcionamiento permite utilizar metales como el cobre y el hierro, y pueden incorporarse materiales hidrófugos a la capa catalizadora del electrodo. El calor residual por debajo de 200 °C puede utilizarse para calefacción, calentamiento de agua y refrigeración.

La eficiencia de generación de energía de las células de ácido fosfórico cuando funcionan a presión ambiental se sitúa en torno al 40% sobre la base del poder calorífico inferior (LHV), lo que las hace adecuadas para sistemas de cogeneración respetuosos con el medio ambiente.

A diferencia de los sistemas de células de combustible de alta temperatura, los sistemas de ciclo combinado con turbinas de gas o vapor son un reto para las de ácido fosfórico debido a la limitada calidad del calor de escape. En los sistemas presurizados, el gas de escape del reformador puede expandirse para accionar un compresor de aire o un generador de energía eléctrica, lo que da como resultado una eficiencia total de generación de energía de entre el 44 y 46% en base sobre el poder calorífico inferior.

Para mejorar el rendimiento de las células, se han aumentado las temperaturas de trabajo y las concentraciones de corrosivos que suelen ser temperaturas en torno a los 200 °C y una concentración de H_3PO_4 del 100%. Aunque la práctica actual es operar a presión atmosférica, ha habido casos en los que la presión de trabajo superó las 8 atm y como resultado un aumento en la eficiencia de la central. Sin embargo, todavía hay que considerar si diseñar y operar las unidades de ácido fosfórico en condiciones atmosféricas o presurizadas.

La presurización, aunque parece mejorar la eficiencia y reducir los costes de combustible, añade complejidad a la unidad de potencia, lo que se traduce en mayores costes de capital. Otra cuestión importante, independientemente del tamaño de la célula de combustible, es el impacto de la presión sobre la corrosión.

El electrolito de ácido fosfórico (H_3PO_4) produce un vapor que se forma sobre el electrolito y corroe las zonas de la pila situadas fuera de la región activa de la misma. Estas zonas funcionan a una tensión mixta, que incluye el circuito abierto y la tensión de la célula, que puede superar los 0,8 voltios por célula, umbral por encima del cual se produce la corrosión. Además, las condiciones presurizadas requieren una temperatura elevada de la célula para generar vapor para el reformador de vapor.

Se han estudiado alternativas estables y rentables a los componentes que se usan actualmente, los principales candidatos son el carbono oscuro y el grafito. La incorporación de grafito de gran superficie permite reducir significativamente la cantidad necesaria de platino (Pt) en el catalizador, cuyo coste es muy elevado, sin comprometer

el rendimiento. Sin embargo, surgen problemas de corrosión del carbono y disolución del platino a voltajes más altos.

La estructura porosa de los electrodos permite un transporte eficaz del gas y el almacenamiento del electrolito. Las placas bipolares de grafito se utilizan para separar y conectar las celdas individuales, y desempeñan un papel crucial en la dirección del flujo de gas. Se emplean refrigerantes líquidos o gaseosos para disipar el calor generado durante el funcionamiento de la célula, siendo la refrigeración por gas más sencilla y rentable. En general, el desarrollo de materiales estables y eficientes, como los electrodos de grafito y las placas bipolares, es esencial para mejorar el rendimiento y la durabilidad de las células de ácido fosfórico.

- Célula de combustible de membrana electrolítica polimérica (PEMFC)

Actualmente se está tratando de desarrollar un enfoque alternativo para comprender y controlar el funcionamiento de estas células de combustible de membrana polimérica, también conocidas como células PEM.

En estas células PEM se utiliza una película de polímero con grupos laterales ácidos para facilitar el movimiento de protones del ánodo al cátodo. La gestión eficaz del agua en el interior de la célula es crucial para su funcionamiento ya que, la membrana debe absorber una cantidad suficiente de agua para ionizar los grupos ácidos, mientras que un exceso puede inundar el cátodo, lo que provocaría una disminución del rendimiento de la célula de combustible y limitaría la potencia de salida.

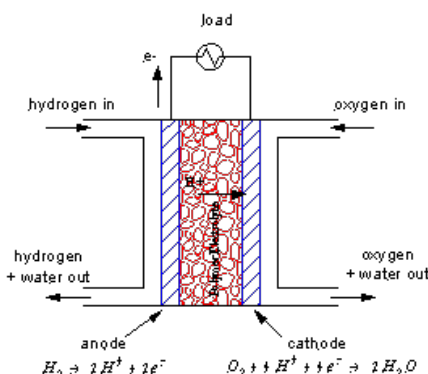


Figura 18 Célula de combustible de membrana polimérica³⁴

En la figura número dieciocho se puede ver una representación esquemática de una célula de combustible de hidrógeno y oxígeno de membrana polimérica.

En el ánodo de la célula de combustible, las moléculas de hidrógeno se oxidan, dando lugar a la generación de protones. Los electrones, por su parte, fluyen a través de un circuito externo para proporcionar corriente eléctrica. A continuación, los protones migran a través de la membrana electrolítica polimérica (PEM) desde el ánodo hasta el cátodo mediante un proceso electroquímico. En el cátodo, las moléculas de oxígeno se unen, se reducen y reaccionan con los protones para producir agua. El agua resultante se absorbe en la PEM o se evapora en las corrientes de gas del ánodo y el cátodo.

Las células de combustible de membrana electrolítica polimérica utilizan un polímero orgánico como electrolito, que presenta excelentes propiedades de conducción de protones cuando entra en contacto con una solución acuosa, dependen principalmente del agua como único componente líquido, lo que minimiza los problemas relacionados con la corrosión.

La membrana debe estar siempre sumergida en una solución acuosa para evitar que se seque y mantener la temperatura óptima de funcionamiento de la célula cerca de la temperatura de vaporización del agua. Esto garantiza que se mantenga la transferencia

³⁴ *Modern devices thermodynamics: Batteries, Fuel Cells and Supercapacitors* by Dritan Hoxha

de energía térmica sin riesgo de que se seque la membrana. La eficiencia global del proceso es aproximadamente del 60%.

El inconveniente principal de estas células es el elevado coste del platino, que sirve de catalizador en los electrodos. En el pasado, las células PEMFC requerían 4 mg de platino por cm^2 de superficie de membrana, lo que encarecía su uso. Sin embargo, los avances en los materiales de los electrodos han permitido utilizar sólo 0.15 mg por cm^2 de platino manteniendo la misma eficiencia eléctrica. Esto ha reducido significativamente el coste de la pila de combustible, haciéndola mucho más asequible.

Son células que poseen un diseño robusto y una fabricación relativamente sencilla. Su baja temperatura de funcionamiento, alrededor de 80 °C, hacen que permita unos tiempos de respuesta muy rápidos al encenderse o apagarse. Por otro lado, son capaces de utilizar aire directamente en el cátodo y cuentan con cero emisiones de óxidos de carbono y nitrógeno.

Con estas características, estas células son muy prometedoras para su uso en unidades de generación de energía eléctrica pequeñas o medianas de menos de 250 kW. La tensión de funcionamiento de un grupo de pilas viene determinada por el número de células que la componen. También influyen las pérdidas internas, los materiales utilizados, las técnicas de montaje, la corriente demandada por la carga y el proceso operativo global. En consecuencia, la potencia eléctrica generada por la pila viene determinada por una combinación de parámetros de montaje y funcionamiento.

- Célula de combustible de carbonatos fundidos (MCFC)

La célula de combustible de carbonato fundido o célula MCFC tiene un rango de funcionamiento a altas temperaturas, normalmente entre 580 y 700 °C. Este rango de temperaturas, tan amplio, viene determinado por la conductividad limitada del electrolito de carbonato a temperaturas más bajas y la corrosión y vaporización aceleradas del electrolito a temperaturas más altas.

Una ventaja significativa de las pilas de combustible de alta temperatura es la posibilidad de utilizar catalizadores baratos y no preciosos para el material del ánodo. En la célula MCFC, el ánodo suele estar compuesto de níquel, a menudo aleado con cromo o aluminio para mejorar la estabilidad microestructural. El cátodo de la célula está hecho de óxido de níquel litiado in situ.

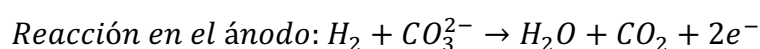
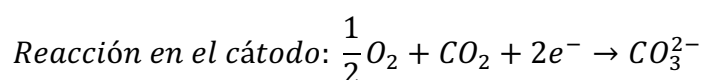
El electrolito de la célula MCFC consiste en una mezcla eutéctica de $Li_2K_2CO_3$ o $Li_2Na_2CO_3$, que está suspendida en una matriz separadora compuesta de $LiAlO_2$ y parcialmente en los electrodos porosos de difusión de gas. La elevada conductividad iónica a la temperatura de funcionamiento permite utilizar un separador y cátodos más gruesos que en las pilas de combustible de baja temperatura, sin provocar una caída de tensión brusca. Esto es crucial para mantener una buena estabilidad mecánica, prevenir el cruce de gases y evitar el engrosamiento del níquel en el electrolito.

Los sistemas MCFC pueden funcionar en aire o en condiciones presurizadas. Las células operadas en aire tienen una menor densidad de corriente debido a las elevadas pérdidas óhmicas en el electrolito y a las pérdidas por polarización en el cátodo, mientras que las presurizadas se utilizan para aumentar la densidad de potencia, lo que resulta económicamente ventajoso. Sin embargo, la erosión del cátodo se convierte en un problema en entornos de alta presión.

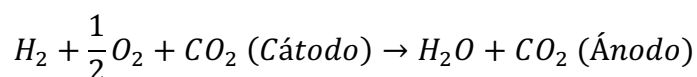
Las células de combustible de carbonatos fundidos cuentan una eficiencia teórica que puede alcanzar hasta el 60% en eficiencia eléctrica y el 90% en eficiencia térmica. Sin embargo, los sistemas comerciales han demostrado una eficiencia eléctrica que oscila entre el 45% y el 55%.

Al igual que hemos visto en las células anteriores, el calor residual generado por las células puede utilizarse eficazmente en aplicaciones de producción combinada de calor y electricidad o en sistemas de cogeneración como los ciclos combinados de vapor o las turbinas de gas. Estos ciclos combinados pueden alcanzar eficiencias eléctricas globales del 60% al 70%.

En el cátodo, el oxígeno se reduce con CO_2 , mientras que, en el ánodo, el hidrógeno se oxida para producir agua y CO_2 . Los iones de carbonato del electrolito facilitan el transporte de iones entre el cátodo y el ánodo. Las reacciones en el cátodo y el ánodo se producen de la siguiente manera.



En la figura número diecinueve se puede ver un esquema del funcionamiento de una célula de combustible MCFC. En la reacción celular posterior, el hidrógeno y el oxígeno se combinan para formar agua. Debido al transporte neto desde el cátodo hacia el ánodo, es necesario suministrar CO_2 al cátodo junto con oxígeno. En la práctica, esto se consigue reciclando una parte de los gases de escape del ánodo. El gas de escape se hace pasar por un quemador de combustible para oxidar cualquier resto de combustible en el gas antes de mezclarlo con aire en la entrada del cátodo. La reacción de la célula puede describirse del siguiente modo.



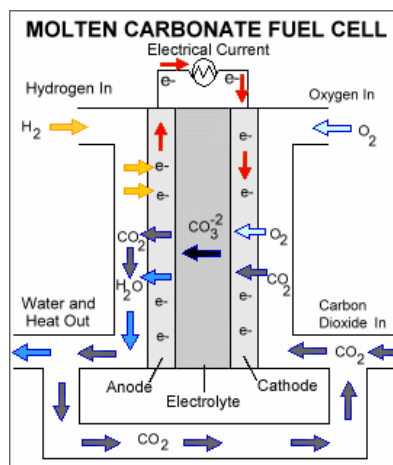
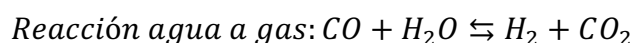
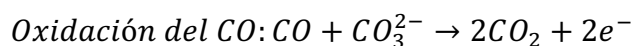


Figura 19 Esquema de funcionamiento de una célula de combustible de carbonatos fundido³⁵

Otra ventaja del funcionamiento a alta temperatura es la capacidad de utilizar óxido de carbono (CO), que actúa como toxina en las pilas de combustible de baja temperatura. El CO puede utilizarse como combustible mediante la oxidación directa de este, en el ánodo o mediante la reacción de cambio agua-gas. Sin embargo, la cinética más lenta de la oxidación del CO en comparación con la oxidación del hidrógeno hace que la reacción agua-gas sea más favorable.



El concepto de integrar las células MCFC para generación de energía con la captura y separación de CO_2 ofrece dos aspectos importantes a la infraestructura de captura y almacenamiento de carbono (CCS). En primer lugar, permite la captura de CO_2 en altas concentraciones, con estimaciones que sugieren que la concentración de CO_2 en el escape del ánodo puede alcanzar hasta el 80%. En segundo lugar, el aumento de la potencia de las células reduce la penalización de la eficiencia global para lograr una reducción comparable de las emisiones de CO_2 .

³⁵ Modern devices thermodynamics: Batteries, Fuel Cells and Supercapacitors by Dritan Hoxha

2.5.5 APLICACIONES DE LAS CÉLULAS DE COMBUSTIBLE

Las principales aplicaciones de todas las células de combustible estacionarias mencionadas se encuentran en entornos comerciales, industriales y residenciales para la generación de energía primaria y de reserva. Por otro lado, ofrecen numerosas ventajas en lugares remotos, como cohetes, estaciones meteorológicas remotas, grandes parques, centros de comunicaciones, zonas rurales, incluidas estaciones de investigación, y determinados usos militares.

El hecho de que un sistema de células de combustible alimentado por hidrógeno tenga la capacidad de ser compacto, ligero y a su vez carecer de componentes móviles significativos hacen que estos sistemas sean muy atractivos para la generación de energía. Sin piezas móviles y sin combustión, las células de combustible pueden alcanzar hasta prácticamente un 99% de fiabilidad en condiciones ideales. Esto se traduce en menos de un minuto de inactividad en un periodo de seis años.

Al depender de unidades de almacenamiento externas en lugar de almacenar el combustible internamente, los sistemas de electrólisis de células de combustible pueden integrarse fácilmente en soluciones de almacenamiento de energía a gran escala. A pesar de que haya un amplio rango de células de combustible estacionarias, cada una con su eficiencia específica, en la mayoría de ellas esta eficiencia oscila entre el 40% y el 60%.

Sin embargo, cuando el calor residual de la célula de combustible se utiliza para calentar una instalación en un sistema de cogeneración, la eficiencia global puede aumentar hasta el 85%. Esta eficiencia es mucho mayor que la de las centrales eléctricas de carbón tradicionales, cuya eficiencia energética suele rondar el 33%. Suponiendo una producción a gran escala, las células de combustible utilizadas en sistemas de cogeneración podrían ahorrar entre un 20% y un 40% de los costes energéticos.

Las células de combustible son mucho más limpias que los métodos tradicionales de generación de energía. Por ejemplo, una central eléctrica de células de combustible que utilice gas natural como fuente de hidrógeno produciría menos de 30 gramos de

contaminantes (excluido el CO_2) por cada 1000 kWh generados, mientras que los sistemas de combustión convencionales generan aproximadamente 11 kg de contaminantes. Además, las pilas de combustible emiten un 97% menos de óxidos de nitrógeno que las centrales térmicas de carbón convencionales. Las células de combustible tienen la capacidad de utilizar gas de baja calidad obtenido de vertederos o plantas de tratamiento de aguas residuales para generar electricidad al tiempo que reducen las emisiones de metano.

Los sistemas de células de combustible de producción combinada de calor y electricidad, incluidos los sistemas micro combinados de calor y electricidad, se emplean para generar tanto electricidad como calor para edificios residenciales, comerciales e industriales. Estos sistemas producen un suministro continuo de energía eléctrica, lo que permite devolver a la red la energía sobrante cuando no se consume. Además, utilizan el calor residual generado para producir aire caliente y agua, lo que constituye un medio eficaz de utilizar la producción total de energía. Estos sistemas de generación combinada tienen el potencial de ahorrar energía primaria al utilizar eficazmente el calor residual que suelen desperdiciar los sistemas convencionales de conversión de energía térmica.

En el contexto de los sistemas domésticos de células de combustible, la capacidad típica oscila entre 1 y 3 kW de electricidad y entre 4 y 8 kW de energía térmica. Durante el verano, el calor residual generado por las células de combustible puede dirigirse directamente al suelo, mientras que, en invierno, el calor residual puede bombearse directamente al edificio para calefacción. Estos sistemas pueden alcanzar una eficiencia del 85%, con un 40-60% de la energía convertida en electricidad y el resto en calor.

La mayor parte de los sistemas de producción combinada de calor y electricidad en todo el mundo se compone de células de combustible de ácido fosfórico (PAFC), que pueden alcanzar eficiencias combinadas de aproximadamente el 90%. Además, las células de combustible de carbonato líquido (MCFC) y las de óxido sólido (SOFC) también se utilizan para la generación combinada de calor y electricidad, ofreciendo eficiencias de energía eléctrica de alrededor del 60%.

Estos sistemas, aunque cuentan con numerosas ventajas, presentan también ciertas desventajas, como los problemas de arranque y parada, su elevado coste y su limitada vida útil. Además, la necesidad de un acumulador de agua caliente para regular la producción de calor térmico supone un inconveniente importante en el mercado residencial, donde el espacio es muy valioso.

Dado que este trabajo se enfoca en la generación de energía eléctrica a gran escala no se va a entrar en detalles en las demás aplicaciones de las células de combustible. Entre ellas encontramos automóviles, autobuses, aviones, submarinos, sistemas de potencia portátiles, etc.

2.6 LOS COLORES DEL HIDRÓGENO: TAXONOMÍA

Como ya se ha visto anteriormente, el hidrógeno es el componente más abundante de todo el universo y, aunque en la atmósfera terrestre no esté tan presente, lo podemos encontrar en muchas combinaciones diferentes como el agua o los hidrocarburos.

El hidrógeno, además de ser un gas muy ligero, inoloro y altamente inflamable es también un gas incoloro. Y es que, a pesar de carecer de color, últimamente se oye hablar mucho de los colores del hidrógeno. Para entender esto primero hay que analizar el significado del término “Taxonomía”.

La definición de taxonomía nos habla de la ciencia que trata los principios, métodos y fines de clasificación. En Europa el término de taxonomía se utiliza para poder clasificar, siguiendo unos criterios establecidos por la Unión Europea, si ciertas actividades económicas son o no sostenibles. Con estos criterios lo que se pretende es promover una economía verde o sostenible y está regulada por el Reglamento UE 2020/852.

Estos criterios, puestos en marcha en julio del 2020, contemplan seis objetivos principales. Estos son mitigar el cambio climático, así como adaptarse a él, utilizar los recursos marinos de manera sostenible y tratando de protegerlos, alcanzar la transición completa hacia una

economía circular, tomar control y controlar la contaminación y, por último, proteger y recuperar ecosistemas y la biodiversidad.

Para cumplir con estos objetivos, ha sido necesario clasificar el hidrógeno por colores. Estos colores no tienen nada que ver con sus propiedades físicas ya que, como se ha comentado, el hidrógeno es un componente que carece de color. Estos colores aportan información acerca de la forma en la que se ha obtenido dicho hidrógeno. Según el color en el que se clasifique, su producción tendrá una huella de carbono mayor o menor.

Los colores del hidrógeno, en función de las emisiones de dióxido de carbono generadas en su proceso de obtención y la materia prima necesaria son verde, azul, gris, amarillo, rosa y turquesa. El hidrógeno verde es el que más importancia tiene en este trabajo ya que es el que sigue el proceso más sostenible de los seis.

- **Hidrógeno verde**

Se denomina hidrógeno verde al que se origina a partir de fuentes renovables, lo que implica que no emite dióxido de carbono (CO_2) o es neutral en cuanto a emisiones. El hidrógeno verde se produce principalmente mediante electrólisis utilizando energía renovable eléctrica, como la eólica o fotovoltaica. No obstante, también es posible obtenerlo mediante varios métodos como procesos de gasificación a partir de biomasa sólida, los cuales liberan CO_2 de origen biológico o mediante pirólisis, que implica la liberación de residuos carbonosos sólidos de origen biológico. Una cuarta opción es su obtención a partir de biometano mediante reformado. En la actualidad, los métodos basados en biomasa tienen menos respaldo que los electrolíticos, debido a la falta de conocimiento y un menor potencial.

El coste del hidrógeno verde varía en función del electrolizador utilizado y del mercado eléctrico. En el caso del generador de electrolisis, los de tipo PEM (Proton Exchange Membrane o de membrana de intercambio protónico) tienen un costo aproximado de 1000 €/kWe, con esperanza de que alcance los 300 €/kWe en 2050 si se implementa a nivel global una capacidad de 1 TWe. En la actualidad, tienen un consumo de energía de

entre 50 y 80 kWh/kg de hidrógeno (H_2), aunque se espera una reducción a menos de 45 kWh/kg de hidrógeno en 2050. Su vida útil actual oscila entre las 50.000 y 80.000 horas, aunque se espera que aumente a más de 100.000 horas en 2050.

Si hablamos del mercado eléctrico, al conectar el generador de electrolisis a un parque fotovoltaico o eólico, se estima un coste de 25 €/MWh con unas 1800 horas de operación para la fotovoltaica y unas 2200 para la eólica.³⁶

- Hidrógeno azul³⁷

A diferencia del hidrógeno verde, el hidrógeno azul sigue un proceso de obtención en el cual se utilizan hidrocarburos como el metano (CH_4) con los que, mediante un proceso de reformado se consigue separar el carbono del hidrógeno. Este proceso consiste en combinar estos hidrocarburos con vapor de agua a una temperatura muy alta (de unos 800 °C) para así poder lograr esta separación con la ayuda de un catalizador.

Este proceso produce además de hidrógeno (H_2), dióxido de carbono (CO_2) y una vez separados, el dióxido de carbono se puede capturar, utilizar o emitir a la atmósfera. En el caso del hidrógeno azul este dióxido de carbono se trata de capturar en la medida de lo posible bajo tierra. Para esto se utilizan sistemas de captura, almacenamiento y uso de carbono que, aunque son sistemas caros, reflejándose por tanto en el precio del hidrógeno final, ofrecen una buena alternativa para producir hidrógeno a un menor coste que el hidrógeno verde.

Actualmente la eficiencia de estos sistemas de captura y almacenamiento no es alta y por tanto gran parte del dióxido de carbono es inevitablemente liberada a la atmósfera, alrededor de un tercio del CO_2 .

³⁶ *El papel del hidrógeno dorado en la descarbonización del sector residencial* de José Ignacio Linares

Hurtado, Yolanda Moratilla Soria y Eva Arenas Pinilla.

³⁷ Hydrogen science coalition - ¿Qué es el hidrógeno azul? ¿Debería sustituir al gas natural?
<https://h2sciencecoalition.com/es/blog/que-es-el-hidrogeno-azul-deberia-sustituir-al-gas-natural/>

Para llevar este proceso a cabo se necesita mucha energía y se estima que la energía acumulada en el hidrógeno obtenido está entre un 70 y un 75% de la energía que aportaría el gas natural utilizado en el proceso. Esto quiere decir que es necesario utilizar alrededor de un 25% más de gas natural para obtener la misma energía con hidrógeno azul que con el propio gas natural.

Por otro lado, el gas natural es una mezcla de hidrocarburos, cuyo hidrocarburo principal es el metano, y se ha demostrado que el metano es un gas mucho más contaminante que el dióxido de carbono. Aproximadamente, en términos de contaminación, un kg de metano tendrá el mismo efecto que treinta kg de dióxido de carbono.

Debido a esto, uno de los mayores problemas que tiene el hidrógeno azul es la liberación de metano a la atmósfera en el proceso de obtención. Las emisiones de metano en el proceso de quema y extracción de gas natural son significativamente menores. Como ya hemos visto, para obtener hidrógeno por este método se necesita una mayor cantidad de gas natural y, por tanto, de metano, además de que tiene que pasar por procesos de reformado y transportado, lo que hace que tenga un potencial más alto de fugas. Debido a todo esto, el hidrógeno azul no parece tan buena opción como se hace ver.

- Hidrógeno gris

El tercer color del hidrógeno es el gris, y actualmente es el más utilizado ya que económicamente hablando es el más rentable, aunque también el más contaminante por su gran cantidad de emisiones de dióxido de carbono, ya que, a diferencia del hidrógeno azul, en el proceso de obtención no existe la posibilidad de capturar los gases.

Este tipo de hidrógeno procede también de combustibles fósiles como el gas natural y al igual que el hidrógeno azul se obtiene mediante el reformado con vapor.

En comparación con los dos colores del hidrógeno mencionados, este es el que más emisiones tiene con diferencia. Mientras que el hidrógeno verde cuenta con cero emisiones de carbono y el hidrógeno azul con aproximadamente de 3 a 4 kg de dióxido

de carbono por cada kg de hidrógeno obtenido, las emisiones de CO_2 del hidrógeno gris se sitúan en 10 kg por cada kg de H_2 .

- Hidrógeno amarillo³⁸

El proceso de obtención del hidrógeno amarillo es muy parecido al del hidrógeno verde con la diferencia de ser mucho más específico en cuanto a la fuente de la energía. Ambos se obtienen mediante la electrólisis, pero la energía utilizada para obtener este hidrógeno amarillo se obtiene únicamente del sol mediante placas solares.

Se puede considerar una subcategoría del hidrógeno verde que aclara de manera muy precisa la fuente de energía renovable que se utiliza. Esta categoría de hidrógeno está ganando gran popularidad entre los países en busca de las cero emisiones de carbono ya que, al utilizar únicamente placas solares no se generan emisiones por el camino. La energía recolectada por estos paneles se utiliza después para alimentar los electrolizadores utilizados para separar el hidrógeno del oxígeno, como ya hemos visto en los anteriores apartados.

Uno de los principales inconvenientes de este tipo de hidrógeno es su alto coste si lo comparamos, por ejemplo, con el hidrógeno producido mediante gas natural, que es el que este método pretende reemplazar. Además, otro inconveniente son los propios paneles solares, ya que una vez llegan al final de su vida útil es necesario determinar como se van a reciclar para que no se conviertan en otro problema en el futuro para los vertederos.

De entre las ventajas de este tipo de hidrógeno es que no necesita un capital inicial muy alto para empezar a operar ya que solo requiere el electrolizador y la red. Aunque, a lo largo del tiempo, mantener una producción alta si requiere de una gran inversión.

³⁸Francisco Montaña Roldan – Conceptos básicos: ¿Qué es el hidrógeno amarillo?
<https://es.linkedin.com/pulse/conceptos-basicos-qu%C3%A9-es-el-hidr%C3%B3geno-amarillo-monta%C3%B1o-roldan>

- Hidrógeno rosa

Este tipo de hidrógeno, aunque sostenible, no proviene de fuentes renovables. Al igual que el verde y amarillo, el hidrógeno rosa también se obtiene a través de la electrolisis. La diferencia es que la fuente de energía para este proceso viene de plantas nucleares.

El gran inconveniente de este tipo de hidrógeno es toda la controversia que se genera a su alrededor debido a los residuos producidos, así como el miedo generalizado a un accidente en las plantas nucleares, aunque esta controversia pueda ser resultado de una incertidumbre general o desinformación.

- Hidrógeno turquesa

Por último, el hidrógeno turquesa es aquel que se obtiene siguiendo un proceso de pirólisis de metal fundido. En este proceso se utiliza también gas natural.

Se hace pasar el gas natural a través del metal fundido, liberando este, hidrógeno y carbono, aunque en este caso el carbono se libera en estado sólido. Gracias a esto, las emisiones de CO_2 a la atmósfera se consiguen evitar. Aunque, a pesar de que no se emita a la atmósfera, es necesario capturar el carbono sólido resultante.

Estas seis categorías del hidrógeno son las más utilizadas y conocidas, aunque también se conoce el hidrógeno blanco, el cual es todo aquel hidrógeno que podamos encontrar en la naturaleza, comúnmente en depósitos subterráneos.

También se ha hablado de hidrógeno dorado. Como ya hemos visto, es posible generar hidrógeno con emisiones neutras de dióxido de carbono utilizando biomasa como fuente. El hidrógeno dorado propone la producción de hidrógeno a través de un proceso de reformado con vapor de agua utilizando biometano. El objetivo es reducir los costos asociados al hidrógeno verde durante la transición hacia una etapa en la que los costos del hidrógeno verde electrolítico disminuyan.

En la actualidad, el método más utilizado para producir hidrógeno es el reformado con vapor de agua a partir de gas natural. Debido a esto, esta tecnología se considera madura y bien establecida. Sin embargo, para lograr una neutralidad de emisiones de CO₂, se podría reemplazar el gas natural por biometano en este proceso. Como resultado, el hidrógeno producido se consideraría verde, ya que no tendría emisiones y se obtendría a partir de fuentes renovables.³⁹

³⁹ *El papel del hidrógeno dorado en la descarbonización del sector residencial* de José Ignacio Linares Hurtado, Yolanda Moratilla Soria y Eva Arenas Pinilla.

Capítulo 3. ESTADO DE LA CUESTIÓN

El propósito de este proyecto es el de analizar la posibilidad de utilizar el hidrógeno, concretamente el hidrógeno verde, como alternativa para una posible transición energética hacia la descarbonización de la generación en España. Es por esto por lo que, en este capítulo se va a analizar el estado actual del hidrógeno verde en el mercado español, así como la influencia de ciertas políticas impuestas por la unión europea en esta transición energética.

El hidrógeno se ha utilizado ampliamente en diversas aplicaciones industriales. Se viene utilizando de forma significativa en la producción de urea para fertilizantes agrícolas mediante la síntesis de amoníaco, lo que supuso su primera aplicación a gran escala. Posteriormente, el hidrógeno pasó a ser esencial para procesos como el craqueo de petróleo pesado y la desulfuración en refinerías de petróleo. En la actualidad, el hidrógeno se emplea en varios otros ámbitos como en la síntesis del amoníaco, en la producción de metanol, hidrogenación de grasas en la industria alimentaria, metalurgia, refrigeración en turbinas de gas, en aplicaciones generales en la industria química y usos puramente energéticos.

3.1 EL MERCADO DEL HIDRÓGENO

El mercado del hidrógeno presenta ciertas características únicas que lo distinguen de otros mercados. Un aspecto notable es la presencia predominante del “hidrógeno cautivo”, en el que un tercero produce hidrógeno in situ para un cliente específico, ya sea mediante acuerdos contractuales o arrendamiento de la planta. En estos casos, la ausencia de una estructura de mercado competitiva dificulta el establecimiento de un precio de mercado normalizado para el hidrógeno, ya que la entrega y el suministro suelen estar controlados por una única entidad tras la instalación de la planta de producción.

El término cautivo viene de una demanda de hidrógeno que es no solo constante, sino también segura ya que estos clientes dependen del hidrógeno para ciertas operaciones.

Por otro lado, existe otra categoría conocida como hidrógeno comercial, que se produce en instalaciones centrales, se transporta a los clientes mediante transporte de superficie o tuberías y se utiliza para diversas aplicaciones industriales o energéticas. En este caso, el precio de mercado se determina mediante el libre comercio y la competencia, lo que permite un entorno de mercado más dinámico. Actualmente, este segmento del mercado está experimentando un gran crecimiento.

Actualmente la Unión Europea y otros países como Estados Unidos o Canadá están impulsando planes de desarrollo del hidrógeno para descarbonizar la generación de energía eléctrica en 2050. En el caso de la Unión Europea, resalta la introducción del hidrógeno verde en la Directiva 2018/2001, que promueve el uso de energías renovables. Además, se destaca la “Iniciativa del Hidrógeno”, presentada en Linz, también en 2018, la cual declara que los países pertenecientes a la Unión Europea, así como la Comisión Europea y otras naciones y organizaciones reconocen el potencial de las tecnologías de hidrógeno sostenible para lograr la descarbonización en múltiples sectores de la economía, asegurar un suministro energético a largo plazo y mejorar la competitividad económica de Europa.

Por otro lado, dentro de las perspectivas de desarrollo del “Pacto Verde Europeo”, se contempla la aprobación de diversas estrategias y sistemas de financiamiento con el objetivo de fomentar y promover el desarrollo de la cadena de suministro del hidrógeno renovable.

En el contexto de este “Pacto Verde Europeo”, una de las políticas que se planea desarrollar es la “Estrategia Europea del Hidrógeno”. El principal objetivo de esta estrategia es la de establecer directrices para promover el papel del hidrógeno verde en la reducción eficiente de las emisiones en la economía de la Unión Europea. Para lograrlo, se abordan diversos ámbitos de acción, como inversiones, marco regulatorio, liderazgo en nuevos mercados, investigación y desarrollo de tecnologías y mercados, infraestructura de red y cooperación con países terceros.⁴⁰

⁴⁰ Hoja de ruta del hidrógeno: Una apuesta por el hidrógeno renovable del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

3.2 LA ESTRATEGIA DE LA UNIÓN EUROPEA RESPECTO DEL HIDRÓGENO

Con el fin de poder alcanzar el objetivo de emisiones de carbono neutras en 2050, la Estrategia Europea del Hidrógeno posiciona al hidrógeno como un elemento fundamental para conseguirlo. Con ello, además, se respalda el Acuerdo de París. Este acuerdo se adoptó en 2015 con el fin de mitigar los efectos del cambio climático, así como adaptarse a él. Dentro de este acuerdo, destacan tres objetivos principales. El primero es el de disminuir el cambio en la temperatura global, poniendo el límite en un incremento de 2 °C en comparación con los niveles preindustriales. El segundo pretende impulsar medidas de adaptación a los efectos del cambio climático promoviendo la disminución de emisiones de gases de efecto invernadero. Por último, el tercer objetivo principal pretende garantizar la alineación de todos los flujos financieros con un modelo de desarrollo que sea resistente al cambio climático y a su vez de bajas emisiones.⁴¹

Además, en esta Estrategia Europea del Hidrógeno destaca que el desarrollo de este ecosistema del hidrógeno buscado en Europa se espera que ocurra de manera escalonada, a diferentes ritmos en diferentes sectores y comprendiendo también que no todas las regiones se podrán desarrollar a la misma velocidad.

La Estrategia establece por tanto un horizonte dividido en tres fases y define una serie de objetivos en cada uno de ellos.

- Primera fase

Esta fase comprende el periodo temporal de 2020 a 2024 y su principal objetivo es el de conseguir la implementación de 6 GW de electrolizadores en toda la Unión Europea, así

⁴¹ El Acuerdo de París <https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/temas/el-proceso-internacional-de-lucha-contra-el-cambio-climatico/naciones-unidas/elmentos-acuerdo-paris.aspx>

como alcanzar una producción de un millón de toneladas de hidrógeno renovable con la finalidad de descarbonizar la producción actual de hidrógeno.

Se busca ubicar los electrolizadores cerca de los centros de demanda, como las refinerías, las plantas de acero y los complejos químicos. Además, será necesario contar con hidrogeneras para abastecer de combustible a los autobuses eléctricos con pilas de combustible de hidrógeno, y en un futuro, a los camiones eléctricos también.

- Segunda fase

Esta segunda fase comprende el periodo de 2025 a 2030. El objetivo en esta fase es el de instalar al menos 40 GW de electrolizadores para el año 2030 así como producir hasta 10 millones de toneladas de hidrógeno renovable en la Unión Europea.

Se prevé que el hidrógeno renovable se vuelva, a lo largo del tiempo más competitivo en términos de costes en comparación con otras formas de producción. El hidrógeno renovable desempeñará, en esta etapa un papel muy importante en un sistema eléctrico renovable al convertir la electricidad en hidrógeno cuando haya un excedente de energía renovable a bajo costo. Además, el hidrógeno se podrá usar para el almacenamiento a corto y largo plazo, actuando como “buffer” para asegurar el suministro constante.

- Tercera fase

Esta tercera fase, comprendida entre 2031 y 2050 pretender alcanzar un sistema y unas tecnologías ya maduras y asentadas a gran escala. Además, se desplegarán estas tecnologías en los sectores que cuenten con difícil descarbonización.

Cobrará gran importancia la masificación en la generación de energía eléctrica renovable ya que para 2050 se pretende usar una cuarta parte de esta en la producción de hidrógeno.

El hidrógeno renovable y los combustibles sintéticos derivados de él podrían tener una amplia aplicación en diversos sectores de la economía, incluyendo la aviación, el transporte marítimo y la industria, que son difíciles de descarbonizar. El uso de biogás

sostenible también podría reemplazar al gas natural en las instalaciones de producción de hidrógeno con captura y almacenamiento de carbono, lo que resultaría en emisiones negativas, siempre y cuando se evite la fuga de metano y se cumplan los objetivos y principios de biodiversidad establecidos en la Estrategia de Biodiversidad de la Unión Europea para el año 2030.⁴²

3.3 LOS PLANES EN ESPAÑA

En el contexto nacional también se están tomando medidas e impulsando planes de desarrollo. En España, se inició en 2021 el “Plan Nacional Integrado de Energía y Clima” (PNIEC) y tiene una duración esperada hasta 2030.

Este plan tiene como objetivo reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en un 23% en comparación con los niveles de 1990. Esto implica eliminar una de cada tres toneladas de GEI emitidas hoy en día. Este plan está alineado con el aumento de la ambición a nivel europeo para las próximas décadas y también respalda los compromisos del Acuerdo de París en la lucha contra el cambio climático.⁴³

⁴² *Hoja de ruta del hidrógeno: Una apuesta por el hidrógeno renovable* del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

⁴³ *Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030*
<https://www.miteco.gob.es/es/prensa/pniec.aspx>



Figura 20 Objetivos a nivel nacional para 2030⁴⁴

De entre todas las medidas que se adoptan en el PNIEC las principales son las de tomar un enfoque en promover los gases renovables. Se mencionan diferentes tipos, como el biogás, el biometano y el hidrógeno renovable. Además, en otra de las medidas, se destaca el papel del hidrógeno en la gestión de los excedentes renovables del sistema eléctrico, relacionada con la gestión de la demanda, el almacenamiento y la flexibilidad. Se incluye también una medida que promueve los vehículos de pila de combustible impulsando así los vehículos eléctricos.

⁴⁴ Hoja de ruta del hidrógeno: Una apuesta por el hidrógeno renovable del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

Por otro lado, la propuesta de la “Ley de Cambio Climático y Transición Energética”, aceptada el 19 de mayo de 2020, establece que el Gobierno va a promover la adopción de planes para impulsar la integración de los gases renovables.

A diferencia de la “Estrategia a Largo Plazo para una Economía Española Moderna, Competitiva y Climáticamente Neutra en 2050”, el PNIEC fija sus metas para la década del 2021 al 2030, mientras que la primera fija sus objetivos en 2050. Con esta estrategia se pretende reducir las emisiones de GEI en un 90% para 2050 en comparación con el año 1990 mediante el aumento de las absorciones en sumideros. Para lograr este objetivo, se habrá de reestructurar todo el sistema energético.

Hoy en día, en España se están impulsado numerosos proyectos relacionados con el hidrógeno renovable. A continuación, se va a citar alguno de ellos.

- H2Ports

Este proyecto tiene como objetivo realizar un análisis de la viabilidad de una cadena de suministro de hidrógeno renovable en el puerto de Valencia para así reducir la huella de carbono producida en sus operaciones.

Este es un proyecto experimental a nivel europeo, donde se está desarrollando y probando la conversión de dos máquinas (una grúa telescópica y una cabeza de camión) para funcionar con hidrógeno. Como parte del proyecto, también se está construyendo una estación de hidrogena que operará a 350 bares, y se está estudiando la logística de suministro de hidrógeno en el puerto.

Este proyecto tiene una duración estimada de 4 años, teniendo fin este mismo (2023) y un presupuesto de cuatro millones de euros.

- SUN2HY (Sun to Hydrogen)

SUN2HY fue un proyecto llevado a cabo por ENAGÁS y Repsol entre los años 2019 y 2020 el cual analizó la posibilidad de transformar de manera directa la energía solar,

mediante células fotoelectroquímicas o también conocidas como PEC, para poder producir hidrógeno verde mediante la electrocatálisis.

- SEAFUEL

Este proyecto, llevado a cabo en Tenerife por Enagás como miembro asociado y otras 15 empresas como Toyota, Hyundai o la Universidad de Liverpool entre 2017 y 2020, tenía como objetivo probar la viabilidad de abastecer redes de transporte local utilizando combustibles generados a partir de fuentes renovables y utilizando agua del mar.

SEAFUEL involucró una instalación de energías renovables con una capacidad de 51 MW. Esta instalación estaba vinculada a una hidrogenera que producía aproximadamente 25 kg de hidrógeno al día a una presión de 350 bar. La hidrogenera estaba conectada directamente a los aerogeneradores y utilizaba agua de mar para la producción de hidrógeno. El hidrógeno generado se utilizó para reemplazar parte de la flota de vehículos diésel por vehículos de hidrógeno. Además, las plantas fotovoltaicas suministrarán energía a la estación de servicio y a una planta desaladora con una capacidad de 125 m³ por día, con una eficiencia energética de 2.4 kW por m³.

- HIGGS (Hydrogen in Gas GridS)

Higgs, acrónimo proveniente de “Hydrogen in Gas Grids” o “Hidrógeno en las redes de gas” fue un estudio coordinado por la Fundación Hidrógeno de Aragón (FHa) entre 2020 y 2022 cuyo objetivo era examinar la inyección de hidrógeno en las redes de gas natural existentes, analizando su potencial, los requerimientos y la gestión necesaria para ello.

Este proyecto cubría, además, las lagunas existentes en el conocimiento sobre el impacto que puede tener el hidrógeno en la infraestructura de gas natural. El estudio se dividió en diferentes partes como la cartografía de posibles obstáculos o el análisis jurídico y normativo.

- Green Hysland

A diferencia de los anteriores, este proyecto está actualmente en proceso. Tiene una duración estimada de 5 años, desde 2021 hasta 2025. Es un proyecto llevado a cabo en la isla de Mallorca por Acciona, Enagás y Cemex.

Su objetivo es el de conseguir una producción de hidrógeno de hasta 7,5 MW a partir de la electrólisis mediante energía fotovoltaica dedicada. Este proyecto comenzó por el cierre de una planta cementera para así poder aprovechar la infraestructura de esta, ya construida.

Con un presupuesto de 50 millones de euros, este proyecto fue presentado en abril de 2020 para conseguir una subvención de 10 millones por parte de la Unión Europea.

Por otro lado, este proyecto tiene una hoja de ruta pensada para 2050 para desarrollar una economía de hidrógeno en todo el conjunto de las Islas Baleares.

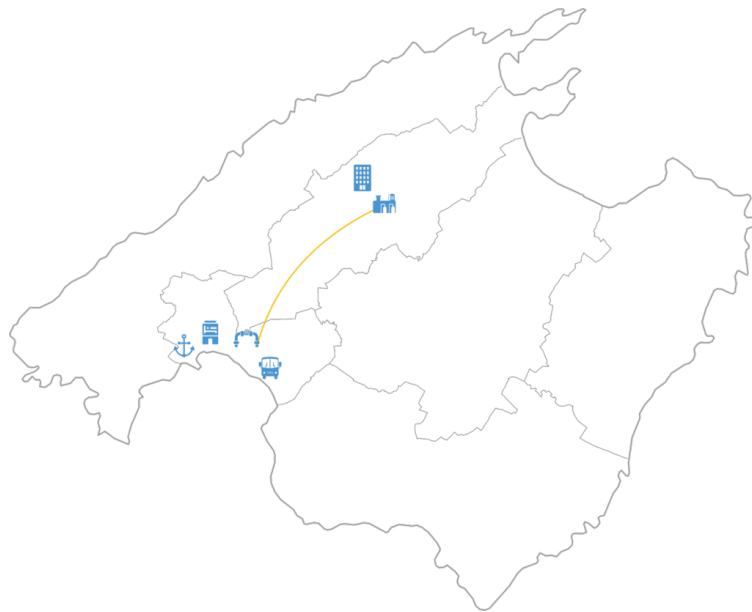


Figura 21 Ubicación de las instalaciones del proyecto Green Hysland⁴⁵

⁴⁵ Green Hysland – Acerca del Proyecto GreenHysland <https://greenhysland.eu/acerca-de-green-hysland/>

3.4 EL FUTURO

Como hemos podido ver en este capítulo, no solo en España, sino en todo Europa, se están llevando a cabo múltiples estudios, planes de desarrollo y proyectos a corto y a largo plazo con el fin de establecer una economía basada en hidrógeno. Y aunque quede mucho desarrollo e investigación por delante, parece que las potencias mundiales se están dando cuenta de que el hidrógeno renovable es una buena opción en la descarbonización de la generación de energía eléctrica. Aunque es importante saber diferenciar que uso se le debería dar al hidrógeno como, como almacenador de energía, como fuente principal sustituyendo a fuentes como el ciclo combinado o la nuclear, usarlo en la red de manera auxiliar simplemente, etc.

Todo esto se va a analizar en el siguiente capítulo.

Capítulo 4. EL HIDRÓGENO EN LA DESCARBONIZACIÓN EN LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

En los anteriores capítulos se ha estudiado y analizado el hidrógeno a fondo, no solo sus características, tanto físicas como químicas, sino también todas sus propiedades, métodos de obtención, de almacenamiento y transporte, sus colores, etc. También se ha comentado el estado actual de esta transición hacia la descarbonización en la generación de energía eléctrica tanto en España, como en Europa (en menor medida).

El propósito de este capítulo, por lo tanto, es el de analizar el posible papel que le depara en el futuro al hidrógeno verde en dicho proceso de descarbonización. Aunque ya se han analizado los métodos, aún no se ha hablado de los costes de producción, almacenamiento y transporte. Factores clave, y que determinarán el futuro del uso de hidrógeno ya que esto nos dará una visión de cómo se va a desempeñar toda esta transición energética.

4.1 COSTE DE PRODUCCIÓN DEL HIDRÓGENO EN LA ACTUALIDAD

Hoy en día el hidrógeno verde es un recurso muy caro si lo comparamos con cualquier otro combustible. Hasta hace unos años, prácticamente todo el hidrógeno obtenido a nivel mundial provenía de combustibles fósiles ya que, este es el proceso más barato de obtención, aunque también el más contaminante como se pudo ver en el segundo capítulo.

El precio de obtención del hidrógeno verde es muy dependiente de factores externos. Entre ellos está el precio de la electricidad empleada en el momento de obtención de hidrógeno mediante electrólisis, los costes de construcción y mantenimiento de las plantas en las que se va a producir el hidrógeno y por el número de horas que estas plantas estén operando.

Cuanta mayor potencia instalada y mayor número de horas esté funcionando la planta, el precio del hidrógeno verde va a ser menor.

Actualmente, atendiendo a estos tres factores principales, el precio del hidrógeno verde en España puede llegar a oscilar desde los cuatro euros el kilo de hidrógeno, hasta los diez euros el kilo en el peor de los casos. En España, según las estimaciones referenciadas, el precio puede establecerse en unos ocho euros el kilo.⁴⁶

Mientras que el hidrógeno verde alcanza estos altos precios, el hidrógeno gris se estuvo produciendo en el año 2020 a dos euros el kilo en todo Europa, aunque en este último año, debido al excesivo aumento del precio de la gasolina, los combustibles fósiles han visto también un incremento en sus costes de obtención. Sumado al aumento del coste de emisión de dióxido de carbono en el panorama europeo, hace que el hidrógeno verde empiece a ser, desde un punto de vista económico, más competitivo, ya que este se convierte en una de las principales formas de independencia de estas subidas de precio.⁴⁷

4.2 FUTURO DEL CONSUMO DE HIDRÓGENO EN ESPAÑA Y EUROPA

En la Unión Europea se está promoviendo que en todos los países se invierta en el desarrollo de hidrógeno renovable. Según datos del Consejo de la Unión Europea el 83% de todo el gas natural utilizado en Europa fue importado en el año 2021. En el año 2022, el 25,72% provenía de Estados Unidos, el 11,62% de Argelia, el 24,65% de Rusia, el 13,09% de otros países y solo el 24,93% de Noruega.⁴⁸

En el año 2021, Europa fue el cuarto mayor consumidor de hidrógeno después de China, Estados Unidos y Oriente Medio. Se consumieron ocho millones de toneladas de hidrógeno,

⁴⁶ Precio del Hidrógeno - Hidrogeno verde. (2021, 9 marzo) <https://hidrogeno-verde.es/precio-del-hidrogeno/#:~:text=Teniendo%20en%20cuenta%20todos%20estos,y%2010%20euros%20por%20kilogramo>

⁴⁷ Esther De Aragón (2021, 30 noviembre) Hidrogeno verde - El coste del hidrógeno verde <https://hidrogeno-verde.es/coste-del-hidrogeno-verde/#:~:text=Seg%C3%BAn%20los%20datos%20de%20la,5%2C5%20euros%20por%20kilo>.

⁴⁸ Consejo de la Unión Europea – Infografía - ¿De dónde procede el gas de la UE? <https://www.consilium.europa.eu/es/infographics/eu-gas-supply/>

muy parecido al consumo en el año 2020. Esta cantidad es pequeña si se compara con el consumo total a nivel mundial de 94 millones de toneladas.[16] Y es que, solo el 2% de la energía eléctrica consumida en Europa en 2022 provenía del hidrógeno, siendo el 96% de fuentes no renovables. La Comisión Europea se ha propuesto generar diez millones de toneladas de hidrógeno puramente renovable para el año 2030, con España produciendo 1,4 millones junto con Alemania.⁴⁹

Los usos más comunes que se le va a poder dar al hidrógeno verde en el futuro va a ser como combustible, normalmente para transporte (en automóviles, aviones, combustible sintéticos, etc) o para plantas de energía de pico (estas plantas solo entran en funcionamiento cuando hay una gran demanda de energía en un momento dado), para producir calor, utilizado para calentar hogares o en las industrias y como materia prima para la producción de químicos como fertilizantes, plásticos o en refinerías, así como para la fabricación de metales, aceros, vidrios, etc.

Como ya se ha comentado, la mayor parte del hidrógeno producido no proviene de fuentes renovables, aunque esto podría cambiar ya que el coste de la energía solar y eólica está cada vez más bajo. El problema que se plantea es si, por otro lado, el coste de los electrolizadores puede seguir esta tendencia a la baja o no.

Según datos actuales (28 de junio del 2023) de Red Eléctrica, España tiene instalados 30.279 MW de energía eólica y 21.218 MW de energía solar fotovoltaica, lo que suponen el 25% y el 23%, respectivamente, de toda la potencia instalada a nivel nacional. Esto, junto a la energía hidráulica (17.097 MW) supone una potencia instalada en España del 62% proveniente de fuentes renovables. Esto convierte a España en un gran candidato en cuanto al uso y generación de hidrógeno verde.⁵⁰

⁴⁹ European Commission – Energy – Hydrogen https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-systems-integration/hydrogen_en

⁵⁰ Red Eléctrica – Generación <https://www.ree.es/es/datos/generacion>

4.3 PAPEL DE LOS ELECTROLIZADORES EN LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO

El coste de los electrolizadores alcalinos fabricados en Europa ha bajado un 40% desde 2014 hasta hoy. Actualmente el precio se sitúa entre los 500 y 1400 €/kWe para los electrolizadores alcalinos y entre 1100 y 1800 €/kWe para los electrolizadores PEM. Mientras que, los electrolizadores de óxido sólido se sitúan entre 2800 y 5600 €/kWe.⁵¹

El proyecto Green Hysland, mencionado en el anterior capítulo, contó con un presupuesto de 50 millones de euros, para instalar una planta de producción de hidrógeno verde con una capacidad de 7,5 MW. Teniendo en cuenta el precio de los electrolizadores, se puede ver que, en el caso de los electrolizadores alcalinos, estos supondrían un coste de entre 3.750.000 y 10.500.000 euros. En el caso de los electrolizadores PEM, entre 8.250.000 y 13.500.000 euros, y en el caso de los electrolizadores de óxido sólido, se sitúa el coste entre 21.000.000 y 42.000.000 euros. Por lo tanto, en el caso de los alcalinos, el coste de los electrolizadores puede suponer entre un 7,5% y un 21% del presupuesto total de la planta. En el caso de los electrolizadores PEM, supondría entre un 16,5% y un 27%. Por último, los electrolizadores de óxido sólido supondrían entre un 42% y un 84% del coste total. Se puede ver, por tanto, que los electrolizadores hoy en día suponen una parte muy importante del desarrollo de la tecnología del hidrógeno verde debido a sus altos costes.

Comparar los costes de inversión de los electrolizadores puede resultar complicado debido a la falta de información disponible sobre parámetros cruciales de estos, como la temperatura, el voltaje, la densidad de corriente y la presión. Sin embargo, se ha observado que las reducciones de costes de la tecnología alcalina han sido relativamente moderadas en las últimas décadas. Por otro lado, la tecnología PEM (membrana electrolítica de protones) ha experimentado reducciones de costes sustanciales y ahora se acerca a los niveles de coste de los sistemas alcalinos. Estas reducciones de costes se han logrado principalmente gracias

⁵¹ Agencia Internacional de Energía – Electrolysers <https://www.iea.org/reports/electrolysers>

a los esfuerzos de investigación y desarrollo, ya que la penetración en el mercado ha sido limitada hasta ahora.

Si estos costes siguen disminuyendo se podría alcanzar un precio de producción de hidrógeno renovable de entre 0,7 y 1,6 euros el kilo antes del año 2050, haciendo de este un gran competidor con cualquier otro combustible actual y, además, más barato que producir hidrógeno a partir de gas natural utilizando tecnologías de captura y almacenamiento de carbono.

4.4 PAPEL DEL TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO EN LA ECONOMÍA DEL HIDRÓGENO

Uno de los principales inconvenientes si atendemos al transporte y el almacenamiento del hidrógeno, es su baja densidad (debido a bajo su punto de ebullición de $-252,87^{\circ}\text{C}$). Por esta baja densidad, los combustibles fósiles son considerablemente más fáciles de almacenar. En el caso de que se quisiese reemplazar todo el gas natural actual por hidrógeno se necesitaría una infraestructura total de almacenamiento de hasta cuatro veces la ya existente de gas natural, con el inconveniente de que no aporta el mismo nivel de seguridad energética. Además, es importante mencionar que la estructura existente de gas natural no soporta el transporte y almacenamiento de hidrógeno puro, aunque cuando este está mezclado con el gas natural (hasta un 5% de hidrógeno) si es posible utilizar dicha infraestructura.

El almacenamiento en grandes cantidades de hidrógeno va a ser posiblemente una de las claves para el desarrollo de esta transición energética, ya que es uno de los principales retos para el futuro. Actualmente, existen métodos de almacenamiento a bajo coste que permiten almacenar a gran escala como son las cavernas de sal, aunque estas tienen una limitación geográfica y limitación administrativa o legislativa muy fuerte. Por otro lado, el uso de líquidos de almacenamiento alternativo parece, a priori, una buena opción, pero su coste actualmente hace de ellos una mala solución ya que el coste de su utilización suele ser mayor que la propia producción de hidrógeno en un primer lugar.

	Gaseous state				Liquid state			Solid state
	Salt caverns	Depleted gas fields	Rock caverns	Pressurized containers	Liquid hydrogen	Ammonia	LOHCs	Metal hydrides
Main usage (volume and cycling)	Large volumes, months-weeks	Large volumes, seasonal	Medium volumes, months-weeks	Small volumes, daily	Small - medium volumes, days-weeks	Large volumes, months-weeks	Large volumes, months-weeks	Small volumes, days-weeks
Benchmark LCOS (\$/kg) ¹	\$0.23	\$1.90	\$0.71	\$0.19	\$4.57	\$2.83	\$4.50	Not evaluated
Possible future LCOS ¹	\$0.11	\$1.07	\$0.23	\$0.17	\$0.95	\$0.87	\$1.86	Not evaluated
Geographical availability	Limited	Limited	Limited	Not limited	Not limited	Not limited	Not limited	Not limited

Figura 22 Costes de almacenamiento del hidrógeno Nota: (LCOS) Coste de almacenamiento de referencia a la tasa de ciclado más alta razonable. (LOHC) Liquid Organic Hydrogen Carrier⁵²

En la figura número 22 se puede apreciar que las dos mejores opciones son contenedores presurizados y cavernas de sal, en estado gaseoso, y entre esos dos, los contenedores debido a su disponibilidad geográfica. En estado líquido, almacenar el hidrógeno tiene actualmente unos costes excesivamente altos si se compara con el estado gaseoso, aunque parece que en un futuro podrían bajar bastante en comparación con los gaseosos. De entre estos, el más razonable parece ser el almacenamiento en forma de amoníaco.

Otra de las desventajas que plantea la baja densidad del hidrógeno es el transporte por carretera o barcos. No obstante, el hidrógeno fluye aproximadamente tres veces más rápido que el metano cuando se transporta por tuberías, por lo que, si se habla de transporte a gran escala este se convierte en una solución rentable. El verdadero problema está en que el hidrógeno suele ser incompatible con las tuberías y sistemas existentes, por lo que, para que el hidrógeno alcance el mismo nivel de uso generalizado que el gas natural, sería necesario un esfuerzo importante y coordinado para mejorar y construir dichas infraestructuras.

⁵² Hydrogen Economy Outlook – Key Messages de BloombergNEF

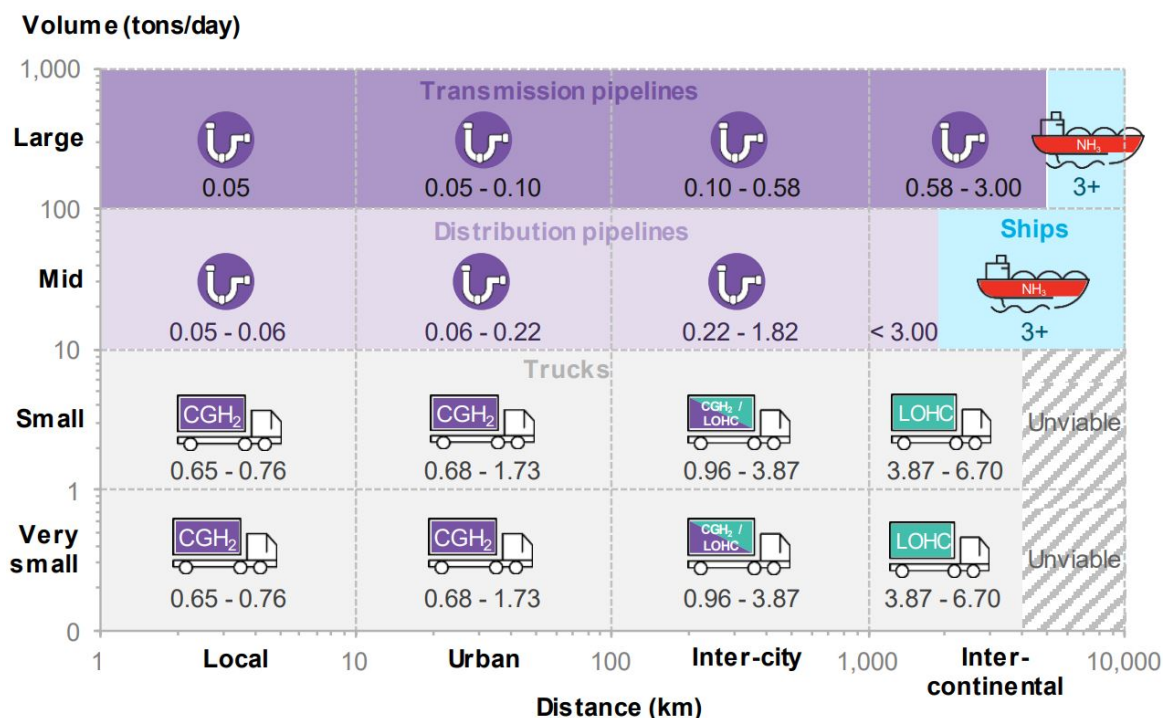


Figura 23 Costes de transporte de hidrógeno por distancia y volumen (€/kg). Nota: CGH₂ Hidrógeno comprimido. LOHC Portador de hidrógeno líquido. NH₃ Amoníaco⁵³

En la figura número 23 se puede ver que, para grandes y medianos volúmenes (desde diez hasta mil toneladas al día), para prácticamente cualquier distancia se utilizan tuberías. Para distancias mucho más largas (unos 3000 kilómetros) se utiliza el amoníaco transportado en barcos. Para distancias hasta los cien kilómetros, pequeñas cantidades de hidrógeno se transportan por carretera estando este comprimido, mientras que para distancias más largas se utilizan líquidos portadores de hidrógeno.

Según análisis realizados por la compañía BloombergNEF (empresa dedicada a la investigación sobre las tendencias hacia la descarbonización global), el hidrógeno podría llegar a alcanzar un precio de suministro de 2 euros el kilo en 2030, y de 1 euro el kilo en 2050. Se espera que las cadenas de suministro locales a gran escala ofrezcan la mayor ventaja competitiva para el hidrógeno. Podrían establecerse redes de tuberías para abastecer a grupos

⁵³ Hydrogen Economy Outlook – Key Messages de BloombergNEF

de clientes industriales, incorporando una combinación de electrolizadores alimentados por energía eólica y solar. Además, podría implantarse una importante instalación de almacenamiento geológico para garantizar un suministro constante y fiable de hidrógeno. Esta disposición ayudaría a suavizar y amortiguar el suministro de hidrógeno dentro de la red.

Para alcanzar un coste de suministro de hidrógeno de un euro el kilo es necesario, tanto un aumento significativo de la demanda, como una reducción de los costes de las tecnologías de transporte y almacenamiento. Sin embargo, aunque el hidrógeno parece ser un tema cada vez más atractivo para los gobiernos, la realidad es que hay una falta de políticas gubernamentales dedicadas a apoyar su despliegue. Las medidas políticas existentes no cuentan con fondos suficientes y, comúnmente se centran solo en aplicaciones muy costosas de transporte por carretera. Los proyectos más prometedores en la utilización del hidrógeno reciben subvenciones puntuales para proyectos de demostración, pero no cuentan con una financiación constante.

Por otro lado, incluso si se consigue un precio a futuro de un euro el kilo como se ha comentado, el hidrógeno tendrá que competir con los combustibles fósiles más baratos en los sectores de difícil descarbonización. Esto se debe a que el hidrógeno tiene que ser producido, mientras que los combustibles fósiles como el gas natural, el carbón o el petróleo simplemente necesitan ser extraídos, por lo que esto convierte al hidrógeno en una forma de energía más cara a priori. Además de esto, es un combustible más difícil de manipular, debido a su ya mencionada baja densidad.

En cuanto a su utilización, el hidrógeno encuentra su mayor potencial en los procesos de fabricación en lo que se utiliza directamente este gas y que dependen de sus propiedades físicas y químicas. Sorprendentemente, en muchas de estas aplicaciones, un precio del carbono relativamente bajo puede facilitar la transición hacia el abandono de los combustibles fósiles. Por ejemplo, con un coste base de un euro por kilo, solo haría falta un precio de 50 euros por tonelada de CO_2 para que mereciese la pena utilizar hidrógeno renovable en la producción de acero. Del mismo modo, el hidrógeno renovable podría

utilizarse para el calor en la producción de cemento con un precio del carbono de 60 euros por tonelada de CO_2 , la síntesis de amoníaco a 78 euros la tonelada de CO_2 , y en la fabricación de aluminio y vidrio a 90 euros la tonelada de CO_2 .⁵⁴

Volviendo al transporte, el hidrógeno puede tener también un papel muy importante si hablamos de la descarbonización de camiones de largo recorrido y carga pesada. Para 2031 estos camiones pueden tener fácilmente un precio de operación menor si se utilizan con hidrógeno que con diésel como se hace en la actualidad. Por otro lado, el transporte que realicen tanto autobuses como camiones ligeros es más probable que sean reemplazados por vehículos eléctricos de batería ya que parecen ser una solución, en estos casos específicos, más barata que las pilas de combustible de hidrógeno. El amoníaco verde sintetizado a partir de hidrógeno parece ser una solución muy prometedora y a la vez competitiva en el caso de los barcos que funcionen con fuelóleo (el cual es un combustible que se obtiene como residuo de la destilación del petróleo) siempre y cuando se alcance para 2050 un precio de 145 euros la tonelada de dióxido de carbono o que se llegue a prohibir.

Si se dispusiesen métodos de almacenamiento geológicos extensos, sería posible generar hidrógeno a partir de energía eléctrica renovable que, de otra manera se vería malgastada. Por otra parte, en cuanto a las turbinas de gas, un precio de 32 euros la tonelada de CO_2 sería suficiente para que estas, en el caso de que sean compatibles para su uso con hidrógeno, sean económicamente más rentables de operar con hidrógeno que con gas natural. Produciendo así energía limpia y gestionable a un precio realmente competitivo. Utilizar la energía renovable sobrante para la producción de hidrógeno es una de las mejores opciones actualmente para conseguir un mercado eléctrico sin emisiones y reducir así los altos costes de obtención del hidrógeno.

⁵⁴ *Hydrogen Economy Outlook – Key Messages* de BloombergNEF

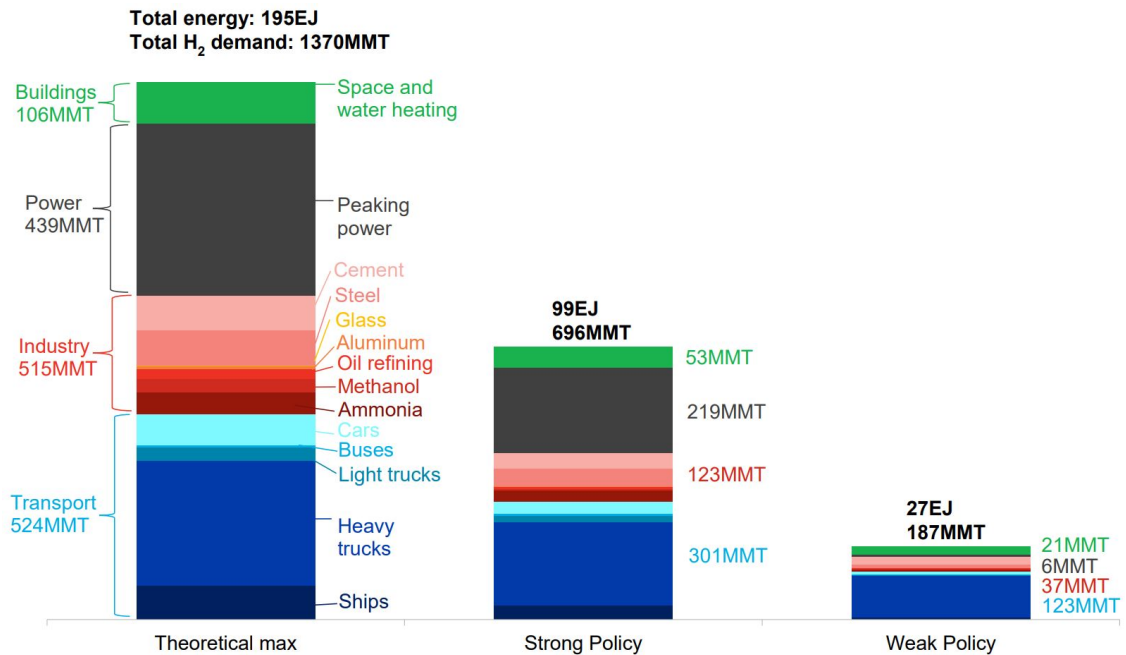


Figura 24 Demanda potencial de hidrógeno en diferentes escenarios para 2050. Nota: MMT Millones de toneladas⁵⁵

En la figura número 24 se puede ver la comparativa entre la demanda esperada para 2050. En la columna de la izquierda se aprecia la demanda máxima teórica y las dos de la derecha nos indican lo realmente esperado si, por un lado, se imponen políticas firmes y por el otro, políticas más débiles.

Para 2050 se espera poder llegar a cubrir el 24% de la demanda energética en un escenario en el que el aumento de la temperatura global esté limitado a 1,5 grados Celsius. Para esto, será necesario instalar una cantidad de energía renovable mucho mayor a la que España y Europa tienen ya instalada.

⁵⁵ BloombergNEF

Capítulo 5. CONCLUSIÓN

Una vez analizados el estado actual del uso y la producción de hidrógeno en España y en Europa, así como las políticas que se están aplicando y que se pretenden aplicar en un futuro se puede apreciar que, aunque el hidrógeno verde es una tecnología muy ambiciosa, y que parece que pueda tener un futuro muy prometedor, la realidad es que tiene un largo camino de investigación y desarrollo por delante para poder ser un combustible competitivo.

No obstante, eso no quiere decir que el hidrógeno verde no sea actualmente una buena solución, o alternativa en ciertos campos. Hoy en día ya se ha visto que el hidrógeno está muy lejos de sustituir a prácticamente cualquier combustible ya que todavía cuenta con unos costes muy altos. El kilo de hidrógeno se sitúa entre cuatro y diez euros, mientras que el precio al cual este sería competitivo con los combustibles convencionales se sitúa por debajo o igual a un euro y medio el kilo. Estos costes son dependientes de varios factores como el precio de producción (coste de la electricidad, coste de los electrolizadores), precio de los sistemas de almacenamiento, precio de los sistemas de transporte, etc. Por lo tanto, debido a que son varios los factores que entran en juego en este precio final de entrega al consumidor de hidrógeno, en un escenario en el que estos costes se puedan abaratar en mayor o menor medida de manera individualizada, el coste final se podrá ver muy reducido.

Como ya se ha comentado, una manera crucial de producir hidrógeno a un bajo coste consiste en aprovechar los momentos en los que el precio de la energía esté cerca de los mínimos. Esto se conocen como “horas valle” y es el momento del día en el que el consumo energético es mínimo y suele comprender la franja horaria desde las doce de la madrugada hasta las ocho de la mañana. En estas horas valle, la mayor parte de los generadores de energía eléctrica renovable no están en funcionamiento ya que no se necesita tanta energía. Una de las potenciales soluciones sería la de producir el hidrógeno en estos momentos ya que el coste de la energía nos permitiría abaratar en gran medida la producción.

En cuanto a los electrolizadores, ya se ha visto que es la mejor manera de conseguir hidrógeno verde debido a que es un proceso completamente limpio. El problema con ellos es que, según los datos analizados, actualmente tienen unos costes muy altos. Se ha visto en el anterior capítulo que los electrolizadores alcalinos pueden suponer hasta un 21% del coste total de la planta, los PEM hasta un 27% y los de óxido sólido hasta un 84%. Por lo que, otra manera de abaratar estos costes es investigando y mejorando la eficiencia de los electrolizadores, así como los materiales empleados en su fabricación.

Los electrolizadores tienen todavía un largo recorrido por delante ya que, aunque se ha visto una reducción en su precio en la última década, estos siguen siendo económicamente poco rentables. Además, como se ha comentado en el anterior capítulo, todavía se desconocen muchas de sus características óptimas de operación como pueden ser el voltaje, la temperatura, la presión, etc. Por lo que, en el campo de la electrólisis hay aún un gran margen de mejora. Si se consiguen electrolizadores más eficientes, a menor coste se podría dar un gran salto en la producción de hidrógeno verde.

En cuanto al almacenamiento, hemos visto que la baja densidad del hidrógeno hace muy difícil la manipulación de este. Tanto almacenándolo como transportándolo. Y es que, dicha baja densidad hace que sea un elemento que difunde fácilmente a través de prácticamente cualquier material, por lo que es muy difícil contenerlo. Por otra parte, el hidrógeno tiene también una densidad energética muy baja si se presenta en estado gaseoso, por lo que es de gran interés almacenarlo en estado líquido. El problema de esto es su bajo punto de ebullición de -253°C .

Esta característica del hidrógeno lo hace muy difícil de almacenar en tanques presurizados ya que se necesita una presión muy alta y una temperatura muy baja. Además, esto lo hace también un tipo de almacenamiento muy peligroso debido a su alta inflamabilidad ya que cualquier accidente tendría unas consecuencias muy graves. Por otro lado, se necesita mucho espacio, si lo comparamos con el almacenamiento de combustibles fósiles convencionales, ya que el hidrógeno tiene en estado gaseoso una densidad energética muy baja. Por lo tanto, para ofrecer la misma cantidad de energía con hidrógeno que con un combustible fósil, se

va a necesitar un volumen mucho mayor de hidrógeno. Por lo que, además del peligro mencionado que tiene almacenarlo, junto al problema del espacio hace que los tanques presurizados necesiten un avance en cuanto a tecnología y materiales empleados, y que hoy en día sean una manera poco óptima de almacenamiento.

Debido a esto se están estudiando maneras alternativas de almacenarse. Hemos visto en el anterior capítulo las cavernas de sal, el amoníaco o los líquidos orgánicos portadores de hidrógeno. Estas son unas alternativas muy prometedoras ya que reducen en gran medida estos riesgos de los que se ha hablado. En el caso de las cavernas de sal, existen ciertas limitaciones como son las geográficas o las legislativas. Y es que hoy en día, todavía se desconocen algunos de los posibles efectos que podrían tener fugas de hidrógeno si este se inyecta en cuevas subterráneas.

Por otro lado, el amoníaco ya hemos visto que podría ser buena opción ya que es una manera eficaz de transporte en estado líquido al tener una temperatura de ebullición mucho mayor a la del hidrógeno (-33°C). El problema con el amoníaco viene cuando hablamos de su descomposición para la obtención de hidrógeno puro. Ya se ha visto en el segundo capítulo que la temperatura de descomposición del amoníaco ronda los 400 a 500 $^{\circ}\text{C}$, y esto hace que no sea compatible con la mayoría de las células de combustible y sea necesario utilizar catalizadores para reducir dicha temperatura de descomposición. El almacenamiento en forma de amoníaco es a su vez un método de almacenamiento caro ya que se incluyen en el proceso una primera fase de síntesis, para posteriormente ser descompuesto. En cambio, como se ha visto en el segundo capítulo, este presenta gran relevancia si se habla de su uso como combustible en motores de amoníaco. Estos motores pueden llegar a un rendimiento mecánico del 35% utilizando el hidrógeno contenido en el amoníaco para su combustión y transformación en trabajo mecánico.

Los portadores de hidrógeno orgánico líquido (LOHC) son al igual que el amoníaco, una tecnología con un precio elevado aún. Son una buena opción si solo hablamos de cantidad de hidrógeno almacenado ya que estos, al estar ya hidrogenados, se ha visto que contienen una alta densidad de átomos de hidrógeno y es relativamente sencillo hidrogenar y

deshidrogenar el líquido empleado. Este sistema de almacenamiento tiene también ciertos riesgos dado que si el material se llegase a hidrogenar de manera incorrecta habría una pérdida de eficiencia en el almacenamiento muy grave. Actualmente esta tecnología alcanza un precio de hasta los cinco euros por kilo de hidrógeno almacenado. Por lo que es una tecnología que necesita maduración para poder ver reducidos sus costes de operación.

El último de los factores que más influye en el precio final del hidrógeno es el transporte de éste. Hay varias opciones de transporte como ya se ha visto, aunque unas parecen ser mejores para unas cantidades transportadas y a distancias específicas. Las tres opciones principales de transporte que hay son, por hidroductos o tuberías, en camiones o en barco. En el caso de las tuberías el problema principal reside en que hoy en día no se dispone de una infraestructura lo suficientemente grande como para suministrar grandes cantidades de hidrógeno. Ya se ha visto que existe la posibilidad de utilizar la infraestructura existente de gas natural para transportar el hidrógeno ya que estos dos se pueden mezclar. La cuestión es que esta mezcla contiene un porcentaje muy bajo de hidrógeno y esto hace que no llegue a ser rentable mezclarlo. Esto se debe a que transportar hidrógeno por tuberías solo es rentable si se va a transportar en grandes cantidades (para prácticamente cualquier distancia). Por lo que, debido a este bajo porcentaje de hidrógeno en la mezcla, se necesitaría un transporte masivo de gas natural para suministrar el hidrógeno deseado. Otro de los problemas que existen con el uso de las tuberías es, otra vez la baja densidad de hidrógeno. Si se construyen infraestructuras de hidroductos estos tienen que estar perfectamente sellados y aislados para no tener pérdidas por difusión y fugas.

Para grandes cantidades, pero distancias mucho más largas, se pasaría a transportar el hidrógeno en barco. Normalmente en forma de amoníaco debido a las propiedades ya mencionadas de este. Hemos visto, que estos barcos, además de transportar amoníaco, también pueden funcionar con este como combustible, por lo que esto los convierte en uno de los transportes punteros y con más probabilidad de descarbonizarse y empezar a ser utilizados con hidrógeno verde (o en este caso amoníaco verde).

Para cantidades más pequeñas de hidrógeno y distancias cortas (trayectos urbanos), se utilizan camiones con tanques presurizados de hidrógeno, aunque estos tienen los riesgos ya mencionados dada la dificultad de almacenamiento del hidrógeno gaseoso. Para cantidades también pequeñas, pero distancias algo más largas, como 100 kilómetros o más, se utilizan los líquidos portadores de hidrógeno (LOHC) ya que deja de ser rentable el uso de tanques presurizados para distancias tan largas debido a su elevado peso (por los materiales con los que estos tanques se fabrican) y al riesgo que estos presentan.

Hoy en día, de las posibles alternativas para poder utilizar el hidrógeno de manera rentable sería combinar varias de las posibles soluciones, intentando reducir cada uno de los costes en pequeña medida. Un ejemplo sería utilizar el hidrógeno en una fábrica de acero, la cual cuenta con un almacenamiento in situ, y además se produzca el hidrógeno solo en momentos en los que la energía tenga un precio mínimo. En este caso se estaría mitigando los problemas existentes con los precios de la electricidad a la hora de producir el hidrógeno, y se estaría eliminando de la escena el transporte. Por lo que, en este caso podría llegar a ser rentable para dicha fábrica.

El hidrógeno verde necesita aún mucha investigación y desarrollo. Ya hemos visto los principales puntos donde se podría mejorar, o abaratar la producción y comercialización del hidrógeno y no es atrevido decir que hoy en día no es una tecnología que merezca la pena utilizar. Esto no quiere decir que no tenga futuro y que este no sea prometedor, y es que como ya hemos visto existen varios proyectos y empresas que lo están tratando de desarrollar. Por lo que parece cuestión de tiempo que cada vez entren en juego más y más empresas, así como los propios gobiernos, la Unión Europea u otros países como Estados Unidos o China. Si se diera este caso, la producción de hidrógeno verde podría prosperar más rápido de lo que actualmente se está desarrollando ya que se podría convertir en una de las tecnologías punteras y más codiciadas por los gobiernos para descarbonizar la generación de energía eléctrica.

Capítulo 6. BIBLIOGRAFÍA

- [1] *The chemistry and manufacture of hydrogen*. by Philip Litherland Teed. London, Edward Arnold 1919.
- [2] *Nuclear hydrogen production* edited by Xing L. Yan and Ryutaro Hino. CRC Press 2011.
- [3] *Renewable Hydrogen Production* by Ibrahim Dincer and Haris Ishaq.
- [4] *Catalysts for Sustainable Hydrogen Production: Preparation, Applications and Process Integration* by Marco Martino and Concetta Ruocco.
- [5] *Hydrogen Storage Technologies* by Mehmet Sankir and Nurdan Demirci Sankir.
- [6] *Modern devices thermodynamics: Batteries, Fuel Cells and Supercapacitors* by Dritan Hoxha
- [7] *Hydrogen Science and Engineering* by Detlef Stolten and Bernd Emonts.
- [8] *El papel del hidrógeno dorado en la descarbonización del sector residencial* de José Ignacio Linares Hurtado, Yolanda Moratilla Soria y Eva Arenas Pinilla.
- [9] *Science and Engineering of Hydrogen-Based Energy Technologies (Hydrogen Production and Practical Applications in Energy Generation)* by Paulo Emilio V. de Miranda.
- [10] *Hoja de ruta del hidrógeno: Una apuesta por el hidrógeno renovable* del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.
- [11] *H2 Ports (2022, 2 febrero). H2Ports – Clean Hydrogen Partnerships:* <https://h2ports.eu/>
- [12] *Asociación Española del Gas (SEDIGAS). SUN2HY*
<https://www.gasrenovable.org/proyecto/sun2hy/>
- [13] *SEAFUEL. (2023, 10 mayo)* <https://www.seafuel.eu/es/inicio/>
- [14] *HIGGS Hydrogen in Gas Grids (2021, 1 diciembre).* <https://higgsproject.eu/>
- [15] *Green Hysland. (2021, 31 mayo) Acerca del Proyecto GreenHysland*
<https://greenhysland.eu/acerca-de-green-hysland/>
- [16] *Global Hydrogen Review 2022* de la Agencia Internacional de la Energía
- [17] *Hydrogen Economy Outlook – Key Messages* de BloombergNEF
- [18] *Motores propulsados por amoníaco e hidrógeno como combustibles* de Iker Diego Lorenzo.

ANEXO I

Con el objetivo de que todos los países promuevan la prosperidad y protejan el medioambiente, independientemente de su riqueza o nivel de desarrollo, se estableció en 2015 entre varios países de las Naciones Unidas la Agenda 2030. En esta se recogen los 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible, que pretenden desempeñar los objetivos que no se cumplieron en los Objetivos de Desarrollo del Milenio (ODM).

Estos objetivos pretenden conseguir un futuro sostenible para todo el mundo y se relacionan entre sí. Integran todos los desafíos a los que nos enfrentamos de manera global hoy en día como la pobreza, la desigualdad, el cambio climático, el bienestar general, la educación o la seguridad.

Dado que en este proyecto se ha estudiado la viabilidad de producción de una energía completamente verde y libre de emisiones, se alinea de manera directa con varios de estos objetivos.

1. Salud y bienestar (ODS 3)

El objetivo número tres pretende garantizar una vida sana y promover el bienestar mundial a cualquier edad.

La principal ventaja del uso del hidrógeno verde es la de reducir la contaminación global en gran cantidad. De esta manera, este objetivo se puede relacionar con este trabajo dado que se podría asegurar (sobre todo en las grandes ciudades en las que la calidad del aire es peor) una calidad de vida más sana que la actual dado que se reducirían muchos de los gases perjudiciales para la salud.

2. Energía asequible y limpia (ODS 7)

El ODS número siete tiene como objetivo de garantizar el acceso a una energía asequible, fiable, sostenible y moderna para todos.

El hidrógeno se ha usado a lo largo de la historia para varios fines, pero a pesar de eso su uso como combustible verde es un descubrimiento relativamente moderno además de ser completamente sostenible gracias a la forma en la que este se produce, eliminando de la ecuación los contaminantes producidos por los combustibles convencionales.

3. Acción climática (ODS 13)

El último objetivo de desarrollo sostenible pretende tomar acción de manera urgente para combatir el cambio climático y sus impactos.

Este objetivo es el más importante de los tres ya que es al que más importancia se ha dado en este proyecto. Dado que el hidrógeno verde es una energía libre de emisiones, esto consigue que el cambio climático se frene en gran medida.

En el caso de que se consiga un desarrollo del hidrógeno suficiente para que en toda la industria este sustituya a los combustibles tradicionales, estaríamos ante una extensa reducción de gases de efecto invernadero. El principal causante del calentamiento global y por tanto el cambio climático.

Cabe destacar que, aunque solo se han mencionado tres de los 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible, este trabajo está relacionado de manera indirecta con otros, pero se han considerado estos tres los más importantes. Otros posibles objetivos son el ODS número once (Comunidades y ciudades sostenibles), el número nueve (infraestructura, innovación e industria) y el número quince (vida en la tierra).