



# GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES (GITI)

TRABAJO FIN DE GRADO

## **EL PAPEL DEL HIDRÓGENO EN LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA: ANÁLISIS Y PROSPECTIVA**

Autor: Teresa Enríquez de la Fuente

Director: Unai Búrdalo García

Madrid

Julio de 2019



# EL PAPEL DEL HIDRÓGENO EN LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA: ANÁLISIS Y PROSPECTIVA

Autora: Enríquez de la Fuente, Teresa.

Director: Búrdalo García, Unai.

Entidad Colaboradora: Red Eléctrica de España, S.A.

## RESUMEN DEL PROYECTO

### 1. INTRODUCCIÓN: Motivación y objetivos

La contaminación de ciudades, ríos, mares y océanos, así como de suelos, atmósfera y el resto de los componentes de los ecosistemas y la biosfera, supone uno de los mayores problemas que deben afrontar en la actualidad los gobiernos de todos los estados del mundo. Dado que cada país cuenta con sus propias normas y leyes respecto al medioambiente estas medidas pueden ser muy diferentes y variadas. La ONU (Organización de las Naciones Unidas) dirige el desarrollo de políticas ambientales a través de trabajos conducidos por sub-órganos.

En la Conferencia de París sobre el Clima (COP21), que tuvo lugar en diciembre de 2015, en el marco de la Convención de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático se negoció el Acuerdo de París, por los 195 países miembros. Finalmente, entró en vigor el 3 de noviembre de 2016 siendo ratificado por suficientes países como para sumar entre ellos más del 50% de las emisiones de efecto invernadero (Estados Unidos, tras un cambio de gobierno, anunció el 1 de junio de 2017 su retirada del acuerdo).

Este acuerdo establece medidas para la reducción de los Gases de Efecto Invernadero más allá del 2020, cuando finaliza el Protocolo de Kioto. Como establece en su Segundo Artículo, el acuerdo tiene como objetivo “*reforzar la respuesta mundial a la amenaza del cambio climático, en el contexto del desarrollo sostenible y de los esfuerzos por erradicar la pobreza*” marcando para ello acciones concretas:

- Limitar el calentamiento global por debajo de 2°C sobre los niveles preindustriales.
- Intentar que las emisiones globales alcancen su nivel máximo cuanto antes, permitiendo un periodo más largo a aquellos países en desarrollo.
- Informar al resto de gobiernos y a la ciudadanía de los avances, reuniéndose los gobiernos cada 5 años para fijar objetivos más ambiciosos. [1]

Dicho de otra forma, se busca una transición energética hacia mixes energéticos verdes apoyados en sistemas de consumo eficientes y de alto rendimiento.

Los mixes energéticos verdes, aquellos basados en energías renovables presentan el inconveniente de ser difícilmente gestionables – la puesta en funcionamiento de un parque eólico o uno fotovoltaico depende de factores externos no controlables

(atmosféricos) y no exclusivamente del criterio del operador de la planta—. Por tanto, la producción de energía no siempre va a coincidir con la demanda (como ocurre con las centrales térmicas), y, como consecuencia, para aumentar la fiabilidad del sistema eléctrico nacional resulta imprescindible en el futuro inmediato el aumento de la capacidad de almacenamiento energético para que se pueda maximizar la integración de energías renovables y hacer frente a los picos de demanda.

Buscando el punto óptimo entre rentabilidad económica, mínimo impacto perjudicial en el medio ambiente, máximo rendimiento, seguridad de operación, fiabilidad, capacidad de funcionamiento bajo diversas condiciones atmosféricas o de carga, etc. destaca la utilización del hidrógeno como vector energético, tanto para transportar como para almacenar la energía.

Además del beneficioso impacto medioambiental de la implantación de un ciclo energético verde, cabe mencionar la independencia geoestratégica que otorga el hidrógeno, ya que, en la actualidad, los recursos fósiles (así como el uranio) se encuentran exclusivamente en unos pocos países del mundo. La reducción de dependencia de petróleo y gas es, por tanto, un objetivo en sí mismo.

Por último, la economía del hidrógeno tiene un beneficio en términos de eficiencia energética respecto a las centrales térmicas, ya que, gracias a las pilas de combustible la energía química del hidrógeno se puede convertir en energía eléctrica sin pasar por un ciclo termodinámico, y con ello, sin verse restringido por el límite de Carnot. [2]

Este proyecto trata de evaluar partiendo del actual desarrollo de las tecnologías del hidrógeno, cómo de rentable sería en la invertir en alguna de ellas, cuándo sería el momento óptimo para hacerlo y, por último, qué beneficios medioambientales presenta frente a otras alternativas de almacenamiento y transporte.

## **2. METODOLOGÍA**

Se realiza un estudio de la situación actual de todas las tecnologías relacionadas con el hidrógeno en desarrollo actualmente, teniendo en cuenta el tiempo que llevan explotándose, el grado de desarrollo y las previsiones de futuro de posibles productos sustitutivos. [3]

También se analizará el grado de implantación actual del hidrógeno en España, a través de proyectos que se hayan, o se estén llevando a cabo en el ámbito nacional.

Se seleccionarán aquellas tecnologías que presenten mayor impacto en términos de sostenibilidad, viabilidad técnica o incluso la prestación de funcionalidades no presentes en otras tecnologías.

De estas tecnologías seleccionadas se realizarán dos estudios: el primero de rentabilidad de la inversión en la actualidad (TIR, VAN y PAYBACK), y una evaluación del momento considerado óptimo para una inversión en base a las previsiones de futuro de evolución tanto del grado de desarrollo de estas tecnologías como la posible evolución de los mercados competidores.

Los datos en los que está basado el modelo han sido obtenidos en su mayor parte del informe de ENEA Consulting “The Potencial of Power to gas”. [4]

### **3. RESULTADOS Y CONCLUSIONES**

Se han analizado los sectores de producción, transporte y distribución de hidrógeno y las diferentes aplicaciones en las que se está investigando actualmente.

En primer lugar, se estudian los métodos de producción de hidrógeno haciéndose una clara distinción entre aquellos contaminantes (reformado químico principalmente) y aquellos medioambientalmente sostenibles (electrólisis, termólisis y procesos fotolíticos).

Se ha determinado que el proceso al que se encaminan la mayor parte de las investigaciones es la electrólisis, pues es el que con mayor eficiencia energética es capaz de producir hidrógeno con emisiones nulas y, por tanto, siendo totalmente respetuoso con el medio ambiente. Por ello, uno de los casos a analizar será la *rentabilidad de una planta de producción de hidrógeno por electrólisis y venta a clientes en cilindros presurizados para su utilización en distintas aplicaciones*.

En segundo lugar, se ha analizado el almacenamiento de hidrógeno, que hasta la actualidad presentaba grandes dificultades por las propiedades de difusividad y permeabilidad de este gas, capaz de atravesar cuerpos sólidos (como el acero de las paredes de tanques convencionales de almacenamiento), creando fisuras y grietas a través de las cuales el contenido entraría en contacto con el aire atmosférico provocando una explosión. Por ello, para su almacenamiento (y distribución en cantidades moderadas) destacan los depósitos de varias capas de fibras de carbono y de vidrio, desarrollados en la última década, y cuya operación y mantenimiento es totalmente segura.

En cuanto a la distribución del hidrógeno, se puede hacer por conductos (tipo oleoducto o gaseoducto) o en botellas o depósitos por carretera o mar. Por lo explicado en el párrafo anterior, no se puede transportar gas hidrógeno en conductos de acero. Dado que construir una red nacional de tuberías de fibras de vidrio y carbono no es económicamente viable, la mejor forma de transportar hidrógeno es a través de conductos en forma de metano (CH<sub>4</sub>). En el proceso de metanización se combina hidrógeno producido por electrólisis con carbono procedente de otros procesos industriales o existente en la atmósfera, formándose un gas muy similar al gas natural o al biogas que actualmente recorren los gaseoductos.

Además, el hidrógeno en estado diatómico puede insertarse directamente en los conductos de gas natural existentes hasta un 4% de la capacidad total, aunque requiere la instalación de filtros antes de los consumos para separar el CH<sub>4</sub> del H<sub>2</sub>.

En cuanto a las aplicaciones, se pueden dividir en estacionarias y aplicaciones de movilidad. Entre las primeras destacamos servicios de back-up power, off grid power y sistemas de climatización, siendo las dos primeras especialmente importantes para el futuro energético y por ello otro de los casos de este trabajo será el análisis de la *rentabilidad de una planta de almacenamiento energético en términos de potencia* con el objetivo de conseguir gestionar la energía no gestionable producida por fuentes de energía renovable. En cuanto a aplicaciones de movilidad, las más desarrolladas

son los vehículos terrestres (automóviles, camiones y trenes) estando estos en fase comercial, y las aplicaciones marítimas y aéreas en fase de investigación y prototipado. El suministro de hidrógeno para los vehículos de carretera es otro de los puntos esenciales para el desarrollo de estas aplicaciones, y por ello, el tercer análisis económico que se planteará será la *rentabilidad de una red de estaciones de suministros de hidrógeno* a nivel nacional.

Para cada una de las tres tecnologías estudiadas se han planteado tres escenarios; Escenario 1 Favorable, Escenario 2 Realista y Escenario 3 Pesimista.

Estos escenarios difieren en su forma de financiación, siguiendo los escenarios 1 y 2 lo indicado en la Tabla 1

	<b>Recursos propios</b>	<b>Subvenciones</b>	<b>Préstamos</b>
<b>ESCENARIO 1</b>	25%	25%	50%
<b>ESCENARIO 3</b>	80%	0	20%

Tabla 1. Método de financiación de los Escenarios 1 y 3.

El Escenario 2 Realista consiste en una combinación del E. Favorable y el E. Pesimista suponiéndose que durante los 8 primeros años y los últimos 4 años, el proyecto se encuentra en una situación favorable y los otros 8 años intermedios (del año 8 al 16) en situación pesimista.

La tasa interna de rentabilidad (TIR) obtenida con nuestro modelo para estos proyectos es:

	<b>TIR</b>
<b>Red de hidrogenas</b>	31%
<b>Comercialización de H2</b>	29%
<b>Almacenamiento de energía</b>	12%

Tabla 2. Tasa Interna de Rentabilidad obtenida con el modelo para los tres casos en una situación de inversión inmediata.

A la vista de los resultados, la inversión en estaciones de repostaje de hidrógeno y la comercialización de este es especialmente rentable. Se recomienda una temprana inversión en estas tecnologías para garantizar su desarrollo y beneficiarse del reducido número de empresas competidoras que existen actualmente en el mercado.

En cuanto a los sistemas de almacenamiento de energía, se ha planteado la compra de la energía primaria con coste nulo, suponiendo que se trata de energía que se ha producido en momentos con exceso de generación (demanda < generación) y de no invertirse en este proceso se vertería. El hidrógeno producido por electrólisis sería almacenado hasta un escenario punta (demanda > generación) en el que se produciría energía eléctrica a insertar en la red al precio marcado por el mercado.

Este caso es la única aplicación de almacenamiento rentable que se ha hallado ya que la compra de energía (a un precio  $x$ ) y su posterior venta (con un precio  $x+\Delta x$ ) resulta en importantes pérdidas económicas provocadas por el bajo rendimiento del proceso electrólisis + pila de combustible.

En este segundo caso, la rentabilidad del proyecto (12%) es incierta para el escenario realista y nada rentable en el caso del escenario pesimista, por lo que se requeriría un

impulso público del Gobierno. En cualquier caso, teniendo en cuenta las perspectivas de futuro de las pilas de combustible en materia de rendimiento, el escenario pesimista seguiría sin ser rentable incluso dentro de 10 años, siendo la única ventaja de esperar un mayor grado de conocimiento de los procedimientos de operación.

Los beneficios encontrados de esta tecnología de almacenamiento, que pueden compensar el menor rendimiento de este sistema frente al de las baterías eléctricas convencionales, son: a) su mayor durabilidad, pues tienen una vida útil de 40 años, extensibles gracias al recambio de algunos componentes, y b) su independencia en términos de materias primas, pues no requieren de recursos fósiles o minerales presentes en limitadas regiones del planeta (como ocurre con el petróleo o el litio).

Un cambio en el mix energético en busca de otro más respetuoso con el medio ambiente es una necesidad a nivel mundial que debe ser afrontada tanto por gobiernos como por empresas productoras. En este marco de transición energética, es indudable que la aportación del H<sub>2</sub> es muy valiosa y debe continuar siendo estudiada y desarrollada para su aplicación óptima combinada con otros recursos medioambientalmente sostenibles (energía solar y eólica, baterías eléctricas, plantas de captación de CO<sub>2</sub>, etc.).

#### **4. REFERENCIAS**

- [1] Naciones Unidas, «Acuerdo de París,» de *Convención de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático*, París, Diciembre 2015.
- [2] J. I. Linares Hurtado y B. Y. Moratilla Soria, *El Hidrógeno y la Energía*, Asociación Nacional de Ingenieros del ICAI y Universidad Pontificia Comillas, 2010.
- [3] Roland Berger, «Fuel Cells and Hydrogen for Green Energy in European Cities and Regions. A Study for the Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking.,» September 2018.
- [4] Enea Consulting, «The potential of power-to-gas,» 2016.





# THE ROLE OF HYDROGEN IN THE ENERGY TRANSITION: ANALYSIS AND FORESIGHT

Author: Enríquez de la Fuente, Teresa.

Director: Búrdalo García, Unai.

Collaborating Entity: Red Eléctrica de España, S.A.

## PROJECT SUMMARY

### **1. INTRODUCTION: Motivation and Objectives**

Cities, rivers, seas and oceans pollution, soils and atmosphere contamination, as well as every other ecosystem and biosphere polluted element, is one of the biggest problems currently faced by governments worldwide. Since its state has its own environmental laws and regulations, these measures can be very different. The United Nations (UN) directs the development of environmental policies through work conducted by sub-organs.

At the Paris Climate Conference (COP21), which took place in December 2015, in the framework of the United Nations Convention on Climate Change, the Paris Agreement was negotiated by the 195 member countries. Finally, it came into force on 3rd November 2016 and was signed by enough countries to cover more than 50% of greenhouse gas emissions (the United States, after a change of government, announced its withdrawal from the agreement on 1st June 2017).

This agreement establishes measures for the reduction of greenhouse gases beyond 2020, when the Kyoto Protocol expires. As stated in its Second Article, the agreement aims to "strengthen the global response to the threats of climate change, in the context of sustainable development and efforts to eradicate poverty" by setting out concrete actions:

- Limit global warming below 2°C compared to pre-industrial levels.
- Try to reach a maximum level of global emissions as soon as possible, allowing a longer period to developing countries.
- Inform other governments and citizens of progress, holding meetings every 5 years to set more ambitious targets. [1]

In other words, an energy transition is being sought towards green energy mixes supported by efficient and high-performance consumption systems.

Green energy mixes, those based on renewable energy have the disadvantage of being difficult to operate - the start-up of a windfarm or a solar power plant depends on external factors that cannot be controlled (atmospheric factors) and not exclusively on the criteria of the plant operator. Therefore, energy production will not always match demand (as is the case of thermal power plants) and, as a consequence, in order to increase the reliability of the national electricity system, it is essential in the short-

term to increase energy storage capacity so that the integration of renewable energies can be maximised and demand peaks can be met.

Looking for the optimum point between economic profitability, minimum harmful impact on the environment, maximum performance, operational safety, reliability, operating capacity under a range of atmospheric or load conditions, etc., the use of hydrogen as an energy vector, both for transporting and storing energy, stands out.

In addition to the beneficial environmental impact of implementing a green energy cycle, it is worth mentioning the geostrategic independence granted by hydrogen. At present, fossil resources (as well as uranium) are found exclusively in a few countries in the world. Reducing dependence on oil and gas is therefore an objective in itself.

Finally, Hydrogen Economy has a benefit in terms of energy efficiency with respect to thermal power plants, since, through the fuel cells the chemical energy of hydrogen can be converted into electrical energy without going through a thermodynamic cycle, and therefore, without being restricted by the Carnot limit. [2]

This project tries to evaluate, based on the current development of hydrogen technologies, how profitable it would be to invest in one of these technologies, when would be the optimum moment to do so and, finally, which environmental benefits does it present compared to other storage and transport alternatives.

## **2. METHODOLOGY**

A study of the current situation of all hydrogen-related technologies currently in development is carried out. The time they have been in use, the degree of development and future forecasts of possible substitute products are taken into account in the analysis. [3]

The current degree of hydrogen implantation in Spain will also be analyzed, through projects that have been, or are being, carried out at the national sphere.

Those technologies with the greatest impact in terms of sustainability, technical feasibility or even providing other functionalities will be selected.

Two studies will be carried out on these selected technologies: firstly, the current profitability of the investment (TIR, VAN and PAYBACK), and secondly, an evaluation of the optimum moment for an investment based on future forecasts of the evolution of both the degree of development of these technologies and the possible development of competing markets.

The data on which the model is based have been obtained mainly from ENEA Consulting's report "The Potential of Power to gas". [4]

## **3. FINDINGS AND CONCLUSIONS**

The hydrogen generation, transport and distribution sectors and its diverse applications have been analysed.

Firstly, hydrogen production methods are studied, making a clear distinction between the pollutants (mainly chemical reforming) and those environmentally sustainable (electrolysis, thermolysis and photolytic processes).

It has been determined that electrolysis is the process to which most of the studies are directed, since it is the one with the greatest energy efficiency, it is capable of producing hydrogen with zero emissions and, therefore, being totally respectful toward the environment. For this reason, one of the cases to analyze will be the *profitability of a hydrogen production plant by electrolysis and its sale to customers in pressurized cylinders for different applications*.

Next, the storage of hydrogen has been studied. Up to now, hydrogen showed great difficulties to be stored safely due to its diffusivity and permeability properties, capable of passing through solid bodies (such as steel walls of conventional storage tanks), creating fissures and cracks through which the hydrogen contained would come into contact with atmospheric air, causing an explosion. Because of this, several layers of carbon and glass fibres have been developed over the last decade for safe storage, operation and maintenance.

As for the distribution of hydrogen, it can be done by pipelines (oil or gas pipeline type) or in bottles or tanks either by road or sea. As explained in the previous paragraph, hydrogen gas cannot be transported in steel pipes. Since the development of a national network of fiberglass and carbon pipelines is not economically viable, hydrogen is best transported through methane (CH<sub>4</sub>) pipelines. The methanization process combines hydrogen produced by electrolysis with carbon from other industrial processes or existing in the atmosphere, forming a gas very similar to natural gas or biogas currently running through pipelines.

In addition, hydrogen in diatomic state can be inserted directly into existing natural gas pipelines up to 4% of the total capacity, although it requires the installation of pre-consumption filters to separate CH<sub>4</sub> from H<sub>2</sub>.

As for applications, they can be divided into stationery and mobility applications. Among the first we point out back-up power, off grid power and air conditioning systems, the first two being especially important for the energy future and thus another case of this work will be the analysis of *the profitability of an energy storage plant in terms of power with the aim of managing the unmanageable energy produced by renewable energy sources*. Regarding the second point, mobility applications, land vehicles (automobiles, trucks and trains) are the most developed, being in commercial phase, while maritime and air applications are still in research and prototyping phase. The supply of hydrogen for road vehicles is also an essential point for the development of such applications, and therefore, the third economic analysis to be considered will be the *cost-effectiveness of a national hydrogen supply stations network*.

For each of the three technologies studied, three scenarios have been proposed: Scenario 1 Favorable, Scenario 2 Realistic and Scenario 3 Pessimistic.

These scenarios differ in its funding form. Scenarios 1 and 2 are described as indicated in Table 1.

	<b>Equity Capital</b>	<b>Grants</b>	<b>Loans</b>
<b>SCENARIO 1</b>	25%	25%	50%
<b>SCENARIO 3</b>	80%	0	20%

Table 1. Scenarios 1 and 3 funding method.

Scenario 2 Realistic consists of a combination of S. Favorable and S. Pessimistic assuming that during the first 8 years and the last 4 years, the project is in a favorable situation and the other intermediate 8 years (from year 8 to 16) in a pessimistic situation.

The internal rate of return (IRR) obtained with our model for these projects is:

	<b>IRR</b>
<b>Hydrogen Stations Network</b>	31%
<b>H2 Sales</b>	29%
<b>Energy Storage</b>	12%

Table 2. Internal Rate of Return obtained with our model for these projects in case of prompt investment

Investment in hydrogen refuelling stations and the commercialization of hydrogen is highly profitable. Early investment in these technologies is encouraged to ensure their development and to benefit from the small number of competing companies currently on the market.

Regarding energy storage systems, the purchase of primary energy at no cost has been considered, assuming that it is energy that has been produced at times with over-generation (demand < generation) and unless it is invested in this process, it would be dumped. The hydrogen produced by electrolysis would be stored up to a peak scenario (demand > generation) in which electrical energy would be produced to be inserted in the network at the price set by the market.

This case is the only profitable storage application that has been found since the purchase of energy (at a price  $x$ ) and its subsequent sale (with a price  $x+\Delta x$ ) results in significant economic losses caused by the low performance of the electrolysis process + fuel cell.

In this second case, the profitability of the project (12%) is uncertain for the realistic scenario and not at all profitable in the case of the pessimistic scenario, which would require a public impulse from the Government. In any case, taking into account the future prospects of fuel cells in terms of performance, the pessimistic scenario would remain unprofitable even within 10 years, being the only advantage of expecting a greater degree of knowledge of operating procedures.

The benefits that have been observed from this storage technology, which may compensate the lower performance of this system in comparison to conventional electric batteries, are: a) its greater durability, since it has a useful life of 40 years, and may be extended through the replacement of some components, and b) its

independence in terms of raw materials, since it does not require fossil resources or minerals present in limited regions of the planet (such as oil or lithium).

A change in the energy mix in search of another that is more respectful of the environment is a worldwide need that must be faced both by governments and by production companies. In this framework of energy transition, the contribution of H<sub>2</sub> is undoubtedly very valuable and must continue to be studied and developed for its optimal application combined with other environmentally sustainable resources (solar and wind energy, electric batteries, CO<sub>2</sub> capture plants, etc.).

#### **4. REFERENCES**

- [1] Naciones Unidas, «Acuerdo de París,» de *Convención de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático*, París, Diciembre 2015.
- [2] J. I. Linares Hurtado y B. Y. Moratilla Soria, *El Hidrógeno y la Energía*, Asociación Nacional de Ingenieros del ICAI y Universidad Pontificia Comillas, 2010.
- [3] Roland Berger, «Fuel Cells and Hydrogen for Green Energy in European Cities and Regions. A Study for the Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking.,» September 2018.
- [4] Enea Consulting, «The potential of power-to-gas,» 2016.



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

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

El autor Dña TERESA ENRÍQUEZ DE LA FUENTE  
DECLARA ser el titular de los derechos de propiedad intelectual de la obra EL PAPEL DEL HIDRÓGENO EN LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA: ANÁLISIS Y PROSPECTIVA., 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:

- 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.
- 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.
- Comunicarla, por defecto, a través de un archivo institucional abierto, accesible de modo libre y gratuito a través de internet.
- Cualquier otra forma de acceso (restringido, embargado, cerrado) deberá solicitarse expresamente y obedecer a causas justificadas.
- Asignar por defecto a estos trabajos una licencia Creative Commons.
- 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:

- Que la Universidad identifique claramente su nombre como autor de la misma
- Comunicar y dar publicidad a la obra en la versión que ceda y en otras posteriores a través de cualquier medio.
- Solicitar la retirada de la obra del repositorio por causa justificada.
- 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:

- 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.
- Garantizar que el contenido de las obras no atenta contra los derechos al honor, a la intimidad y a la imagen de terceros.
- Asumir toda reclamación o responsabilidad, incluyendo las indemnizaciones por daños, que

podieran 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 3 de Julio de 2019.

**ACEPTA**

Fdo.  .....

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



Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título  
..EL PAPEL DEL HIDRÓGENO EN LA TRANSICIÓN.....  
..ENERGÉTICA.: ANÁLISIS Y PROSPECTIVA.....  
en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el  
curso académico 2018.-2019, 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.:

Fecha: ..3./..7../19.

Autorizada la entrega del proyecto  
EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.:

Fecha: 03/07/19.





# GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES (GITI)

TRABAJO FIN DE GRADO

## **EL PAPEL DEL HIDRÓGENO EN LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA: ANÁLISIS Y PROSPECTIVA**

Autor: Teresa Enríquez de la Fuente

Director: Unai Búrdalo García

Madrid

Julio de 2019



## **Dedicatoria**

A mis abuelos, porque sin su trabajo y  
esfuerzo, yo no estaría aquí.

A mis padres y a Germán, por aguantarme  
cuando soy inaguantable.



## **Agradecimientos**

A Red Eléctrica de España por permitirme realizar este proyecto.

A Mercedes Fernández y a Manuel Rico por su ayuda desinteresada.





Lo que no logres hoy, quizá mañana  
lo lograrás; no es tiempo todavía:  
nunca en el breve término de un día  
madura el fruto ni la espiga grana.

No son jamás, en la labor humana,  
vano el afán, inútil la porfía;  
el que con fe y valor lucha y confía,  
los mayores obstáculos allana.

Trabaja y persevera, que, en el mundo,  
nada existe rebelde ni infecundo  
para el poder de Dios o el de su idea.

¡Hasta la estéril y deforme roca  
es manantial cuando Moisés la toca,  
y estatua cuando Fidias la golpea.

**Manuel de Sandoval**

- Pero en fin querido Ciro, todo este movimiento industrial y comercial que usted predice continuará en progresión constante. ¿No corre peligro de verse detenido [...] por la falta de carbón?  
[...]
- Ya se inventará otra cosa -dijo Harbert.  
[...]
- ¿Y qué se quemará en vez de carbón?
- ¡Agua! -respondió Ciro Smith.
- ¡Agua! -exclamó Pencroff-. ¡Agua para calentar las calderas de los vapores y de las locomotoras, agua para calentar el agua!

**La Isla Misteriosa, Julio Verne (1874)**



## Índice de contenidos

---

Capítulo 1 – Introducción .....	3
1.1. El Hidrógeno.....	4
1.2. Historia.....	6
1.3. Metodología y objetivos .....	8
Capítulo 2 – Normativa actual internacional y nacional del uso del H2 como combustible.....	9
2.1. Introducción. ....	9
2.2. El Comité Técnico ISO/TC 197.....	9
2.3. Hydrogen Council.....	11
2.4. A nivel europeo.....	12
2.5. A nivel nacional. ....	13
Capítulo 3 – Descripción del estado del arte. ....	15
3.1. Producción y transporte de H2.....	15
3.1.1. Procesos de producción de H2. ....	15
a) Conversión química.....	15
b) Termólisis.....	17
c) Electrólisis.....	17
d) Fermentación.....	19
e) Procesos Fitolíticos.....	20
3.1.2. Implantación de fuentes de energía.....	20
3.1.3. Métodos de almacenamiento y transporte de Hidrógeno. ....	21
a) Tanques de almacenamiento.....	22
b) Transporte.....	25
c) Red de hidrogeneras.....	29
3.1. Aprovechamiento del Hidrógeno.....	35
3.1.1. Recursos para su utilización. ....	35
3.1.2. Aplicaciones. ....	37
a) Transporte.....	37
b) Estacionario.....	44
c) Energy to Hydrogen.....	46
3.2. Proyectos actuales a nivel nacional .....	48
a. H2Gas (Enagas + Redexis Gas).....	48
b. Proyecto de hidrógeno renovable VITALE (INDHO + SOLVENTUS).....	49
c. Institut de Recerca en Energia de Catalunya:3D MADE (2016).....	50

d. Proyecto SINTER (Sistemas Estabilizadores de Red).....	50
e. Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas. ...	50
f. HydroSolar 21: Almacenamiento de energía en forma de hidrógeno (ITCL) .	51
g. Planta de H2 de Sotavento (Centro Nacional de Energías Renovables).....	52
h. Instituto tecnológico de Canarias: PSE H2RENOV y HYLAB .....	53
i. Plataforma solar de Almería. ....	53
j. SEAFUEL – Integración Sostenible de combustibles renovables en sistemas de transporte locales.....	54
Capítulo 4 – Análisis de casos.....	55
4.1. Introducción.....	55
4A. Análisis de la instalación de una red nacional de hidrogeneras.....	56
4B. Futuro de la producción y venta de hidrógeno en España.....	64
4C. Instalaciones de almacenamiento eléctrico en términos de potencia en forma de gas hidrógeno.....	69
Capítulo 5 – Análisis geoestratégico y medio ambiental .....	77
Capítulo 6 – Conclusiones.....	83
6.1. Conclusiones sobre la viabilidad técnica .....	83
6.2. Conclusiones sobre la viabilidad económica .....	84
6.3. Recomendaciones para futuros estudios .....	85
Bibliografía.....	87
Apéndices .....	93
Apéndice 1: Entrevista al Dr. Rico Secades, Manuel catedrático de la universidad de Oviedo.....	93
Apéndice 2: Cálculo del WACC.....	96
Apéndice 3: Tablas de cálculo de rentabilidad .....	97
Anexos.....	103
Anexo 1: Características técnicas de las electrolizadoras [3].....	103
Anexo 2: Parámetros de entrada al modelo [3].....	107

## Capítulo 1 – Introducción

---

Desde la primera revolución industrial el acceso a las fuentes de energía ha determinado el grado de desarrollo tecnológico de los distintos países. En el siglo XIX, el carbón junto con una situación política favorable permitió a Gran Bretaña ponerse a la cabeza de la economía y de los niveles de vida a nivel mundial. El petróleo ha continuado durante el siglo XX la función que tuvo el carbón en el siglo anterior. Tras la crisis del petróleo de 1973 el gas natural comenzó a explotarse como recurso energético, pero manteniéndose la primacía del oro negro. Estos combustibles fósiles contribuyen a acentuar la desigualdad geopolítica, enriqueciendo aquellos países poseedores de él y capaces de explotarlo y aquellos que no.

Por otro lado, estos más de 200 años de explotación de combustibles fósiles han dañado, nuestra atmósfera y nuestro planeta (incremento de gases de efecto invernadero, lluvias y terrenos ácidos, cambio climático, etc.), poniendo de manifiesto a la clase política y al resto de la sociedad que el nuevo milenio se debía afrontar reduciendo su uso y apostando por las energías renovables (solar, eólica, biomasa...).

Hemos de ser conscientes de que además de la sustitución de la generación de energía fósil por la energía renovable es necesario encontrar un vector energético limpio que pueda trasladar/almacenar la energía producida de forma sostenible hasta donde/cuando se requiera.

En esta búsqueda de un vector energético limpio, además de la ya conocida funcionalidad de la electricidad, despunta el uso del hidrógeno (H<sub>2</sub>).

Teniendo en cuenta ambas vertientes antes comentadas se puede indicar lo siguiente.

A gran escala, si se desea que el mundo evolucione hacia una energía completamente limpia, su producción debe basarse en energías renovables. Sin embargo, la puesta en funcionamiento de un parque eólico o uno fotovoltaico depende de factores externos (atmosféricos) y la producción de energía no siempre va a coincidir con la demanda (como ocurre con las centrales térmicas). Por tanto, para aumentar la fiabilidad del sistema eléctrico nacional se requerirá aumentar la capacidad de almacenamiento energético para poder hacer frente a los picos de demanda.

Actualmente la única forma de almacenamiento de energía a gran escala técnica y económicamente viable son las centrales hidroeléctricas de bombeo, pero tienen condicionantes técnicos importantes para su desarrollo, principalmente condicionantes geográficos y de impacto ambiental.

Las baterías más comercializadas hoy en día no suelen permitir mucho más que el autoconsumo, por lo que no son una solución viable a nivel nacional. Además, la afirmación de que gracias a ellas se consigue reducir la contaminación es cuanto menos cuestionable ya que tienen una vida útil muy limitada (alrededor de 8 años), y la extracción de los minerales que las forman (litio, níquel y cobalto en su mayor parte),

contamina en gran medida el suelo y el agua de aquellas regiones donde se sitúan las minas.

El auge de las renovables que presumiblemente acontecerá durante la próxima década, se estima que acentuará el desequilibrio oferta-demanda. El H<sub>2</sub> se postula como una óptima opción que no tiene los inconvenientes de otras tecnologías y podría compensar de una forma limpia este desequilibrio.

Hoy en día, otro de los elementos más preocupantes que contribuyen a la contaminación es el transporte o movilidad. Numerosas ciudades europeas cuentan con protocolos de control de calidad del aire, pues el tráfico en sus calles y las industrias que rodean dichas ciudades, hacen que el aire en las mismas pueda ser peligroso para la salud de sus habitantes. El coche eléctrico es la alternativa actual a los vehículos diésel y gasolina que se comienzan a vetar en algunas de nuestras ciudades. Sin embargo, en la actualidad, al adquirir un vehículo eléctrico, prácticamente asumes que debes comprar o poseer otro para hacer viajes de grandes distancias, debido a su poca autonomía y su extenso tiempo de carga (la carga rápida de un coche eléctrico dura entre 45 minutos y 3 horas y la autonomía real de estos vehículos está entre 100 y 300 km dependiendo de la marca y modelo, por lo que un viaje Madrid-Málaga -530km- supone unas 5h de coche más una media de 3h de repostaje).

Algunos fabricantes como Toyota, Hyundai, Mercedes y Honda apuestan por el vehículo de hidrógeno, puesto que, al igual que los vehículos eléctricos, su funcionamiento no produce contaminación con la gran ventaja de contar con tiempos de repostaje mucho más cortos (unos 5 minutos) y una autonomía que puede llegar a los 800 km en ciudad, como es el caso del modelo Nexa de Hyundai.

El mayor punto negativo de estos vehículos es la necesidad de instalación de una red de *hidrogeneras o hidrolíneas* a lo largo de toda la red de carreteras nacional, dado que en la actualidad solamente existen 6. Este número tan bajo puede llevarnos a pensar que no son rentables o seguras, sin embargo, por ejemplo, en Japón donde el desarrollo del sector ha sido impulsado por las compañías automovilísticas, ya cuentan con 100 estaciones de repostaje de hidrógeno. [2]

## 1.1. El Hidrógeno

El Hidrógeno (H) es el elemento químico más ligero que existe, formado por un protón y un electrón, es también el más abundante del universo (constituyendo aproximadamente el 75% del mismo) siendo, sin embargo, rara su presencia elemental en la Tierra, donde se suele encontrar en su forma molecular estable (H<sub>2</sub>). El hidrógeno molecular se presenta en forma de gas en condiciones normales y es muy inflamable (por lo que su manipulación es arriesgada si no se cuenta con las medidas de seguridad necesarias), incoloro e inodoro.

Además de en su forma molecular, puede encontrarse combinado con otros elementos como carbono (formando metano -CH<sub>4</sub>-, y otros hidrocarburos), oxígeno (formando agua -H<sub>2</sub>O), elementos metálicos (formando hidruros metálicos), etc.

No se trata, por tanto, de un recurso natural, no se puede extraer directamente de la naturaleza, sino que necesita ser producido a partir de otras materias primas (agua,

biomasa, recursos fósiles, amoniaco, metano) siguiendo unas trasformaciones que consumen energía previamente producida (nuclear, térmica o renovable).

Este proceso, consumidor de energía y productor de hidrógeno, mencionado recibe distintos nombres en función de cómo se realice la ruptura de la molécula de agua: calor (termólisis), electricidad (electrólisis), reacciones químicas (reformado), etc.

El hidrógeno se puede clasificar en 2 grupos dependiendo del tipo de energía que se utilice en su producción: *Green Hydrogen* (utiliza fuentes de energía renovables) y *Blue Hydrogen* (utiliza combustibles fósiles). El objetivo al que deben aspirar los países y empresas es la producción de “Green Hydrogen”, evitando la producción de gases de efecto invernadero (por la combustión de combustibles fósiles) o de residuos nucleares.

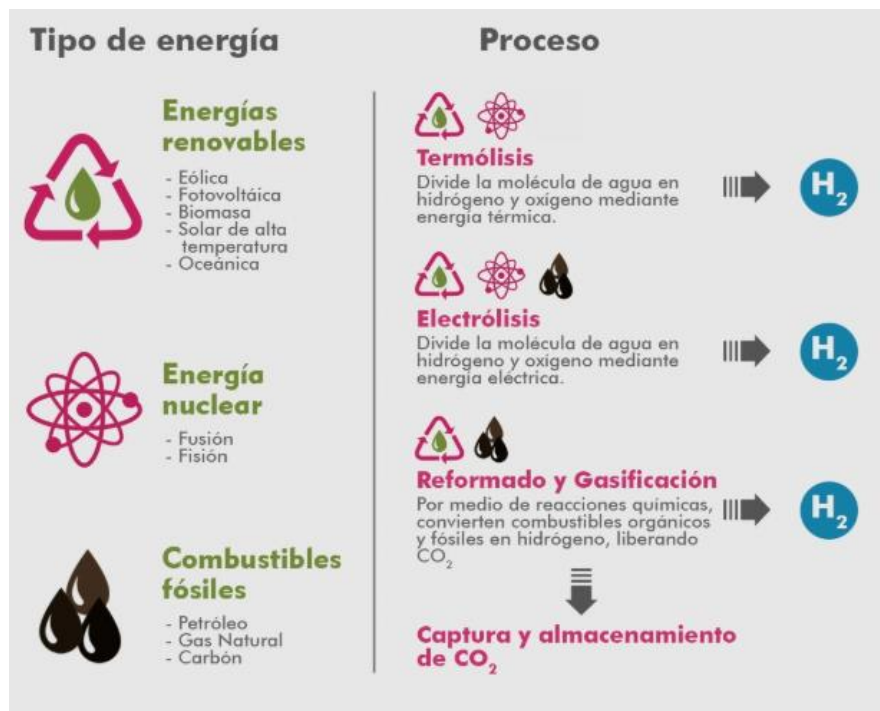


Figura 1. Energías y métodos para la producción de hidrógeno. [Fuente: Centro Nacional del H<sub>2</sub>] [5]

El “Green Hydrogen” ofrece la posibilidad de crear un ciclo energético cerrado limpio: tomar agua de la naturaleza, combinarla en un electrolizador con energía limpia producida en momentos en los que la generación del sistema supera la demanda, para separar H<sub>2</sub> de O<sub>2</sub> que pueden ser almacenados, transportados, distribuidos y finalmente utilizados cuando alguna carga del sistema requiera ser alimentada, será posible convertir el H<sub>2</sub> almacenado en electricidad a través de la pila de combustible y devolviendo a la naturaleza la misma cantidad de agua que habíamos tomado de ella con unas emisiones nulas.

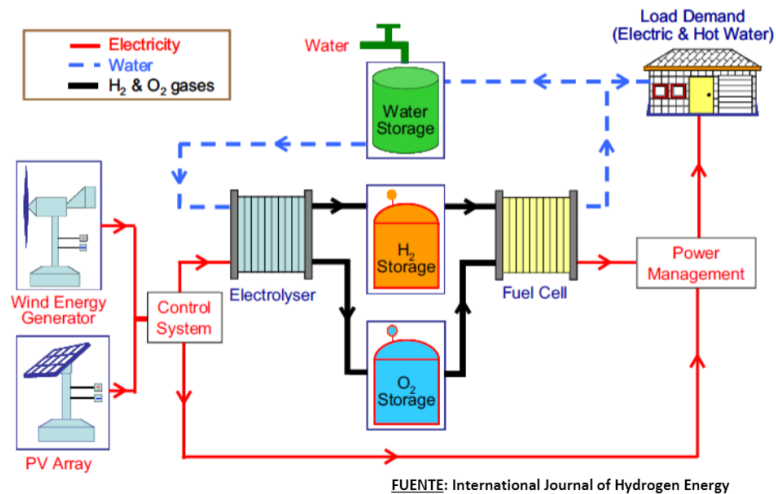


Figura 2. Esquema del ciclo de Hidrogeno verde.

Si se consigue implantar el sistema descrito en la “Figura 2. Esquema del ciclo de Hidrogeno verde. se habrá producido la revolución del hidrógeno, contribuyendo a destensar el desequilibrio geopolítico y estableciendo un sistema energético más beneficioso para la humanidad.

Para que este desarrollo sea posible, es necesario apoyo de las instituciones gubernamentales y de la existencia de cierta estabilidad política respecto al desarrollo de estas tecnologías.

## 1.2. Historia

A pesar de que el hidrógeno es el elemento más abundante del universo como ya se ha visto en la Tierra no se manifiesta en forma aislada y además lo hace en forma de gas, por ello su utilización no data de épocas prehistóricas, como la de metales, sino que fue producido por primera vez en su gaseoso diatómico ( $H_2$ ) por el médico suizo Paracelso en el siglo XV, al mezclar metales con ácidos fuertes. Paracelso nunca fue consciente de lo que con esta reacción estaba formando un nuevo elemento químico que no había sido usado hasta el momento.

Fue en 1671, cuando el físico y químico inglés Robert Boyle publicó el artículo de investigación titulado “New experiments ouching the relation betwixt flame and air”, donde describía la reacción entre virutas de hierro y ácidos que resultaban en la producción de un gas, aunque sin llegar a identificar el elemento en sí. Este descubrimiento fue llevado a cabo mucho más tarde, en 1766 por el también físico y químico inglés Henry Cavendish quien lo denominó “aire inflamable de los metales”, clasificando correctamente sus propiedades, pero errando al pensar que provenía de los metales en lugar de los ácidos que daban lugar a la reacción.

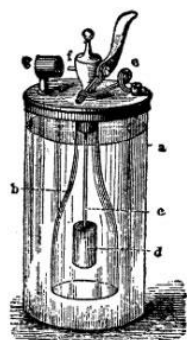
Fue el francés Antoine Lavoisier (1743-1794) quien dio al gas de Cavendish el nombre de *hidrógeno* (del griego υδρώ (hydro), agua y γένος-ου (genes) generar, es decir, «productor de agua») y dedujo que ardía por la combinación con el oxígeno (también



denominado así por él y proveniente del griego ὄξύς (oxys), ácido y γόνος (-gonos) generar, es decir, «productor de ácidos») y que, por tanto, el agua era combinación de hidrógeno y oxígeno. [6]

Entre las primeras aplicaciones del gas hidrógeno destacan:

- Lámpara de Döbereiner (“Tinderbox” o “Feuerzeug”) inventada en 1823 por el alemán Johann Wolfgang Döbereiner. Se trata de un encendedor que se comercializó hasta 1880 para encender fuegos. Se trata de un recipiente que contiene zinc y ácido sulfúrico diluido que al reaccionar producen hidrógeno gas. Al accionar una válvula el hidrógeno se mezcla con el oxígeno atmosférico y un catalizador de platino produciendo una llama suave. [7]
- Luminaria Drummond (también lámpara de Drummond) es un tipo de luz de escenario que se utilizó en teatros y auditorios durante el siglo XIX. Funciona proyectando una llama de oxihidrógeno sobre una malla para generar iluminación de alta intensidad. En la actualidad el término se sigue utilizando, pero en lugar de una llama se emplea un arco eléctrico.



Encendedor Döbereiner: cilindro de cristal (a), botella abierta (b), hilo (c), zinc (d), llave de cierre (e), boquilla (f), esponja de platino (g)

Figura 4. Lámpara de Döbereiner

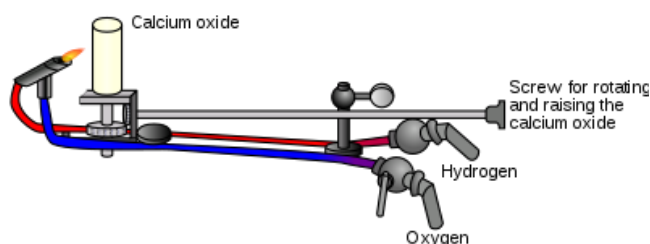


Figura 3. Luminaria de Drummond.

- Zeppelines, deben su nombre al conde alemán Ferdinand von Zeppelin, que promovió la idea de utilizar el hidrógeno en dirigibles rígidos. Su actividad fue de 1900 a 1937, teniendo un uso especialmente estratégico durante la Primera Guerra Mundial (28 de julio de 1914 – 11 noviembre de 1918).
- Bomba de hidrógeno, es un tipo de bomba atómica desarrollada durante la Segunda Guerra Mundial por Estados Unidos dentro del Proyecto Manhattan. Es también conocida como térmica de fusión (aunque en realidad se trata de una reacción en cadena fisión/fusión/fisión) donde se desprende una gran cantidad de energía y calor al fusionarse los núcleos de deuterio y de tritio<sup>1</sup> para dar lugar a un núcleo de helio. [8]

Ya en 2003, el presidente de Estados Unidos George Bush apostaba por que su país dejase de depender del petróleo (generalmente importado de regiones “inestables” del mundo)

<sup>1</sup> El descubrimiento del deuterio en 1931 por Harold Urey, del tritio en 1934 por Ernest Rutherford significaron el despegue de las investigaciones sobre las moléculas del hidrógeno.

desarrollando las tecnologías relacionadas con el hidrógeno, calificándolas como el mejor modo de romper su adicción al oro negro. El impulso que dio EEUU, en especial California con su gobernador Arnold Schwarzenegger, y algunas firmas como BP, Honda y Edison International durante la primera década del siglo XIX a las tecnologías del H<sub>2</sub>, han situado a este país como uno de los más punteros respecto a esta tecnología (este hecho queda manifestado en el “Mapa 5. Hidrogeneras en operación en América.”).

En la actualidad, el hidrógeno ya es un producto importante en la industria química. De la producción anual mundial, estimada en 85 millones de toneladas en 2016 (aunque la cifra varía significativamente en función de la fuente consultada), aproximadamente la mitad se emplea en la producción de fertilizantes nitrogenados y aproximadamente la otra mitad en convertir los aceites crudos en combustibles de transporte (refinado de petróleo). [9]

El 6% del hidrógeno utilizado en Europa corresponde a aquel comercializado (es decir, producido en una planta centralizada y vendido a los consumidores en cilindros presurizados). El 94% restante, lo generan internamente las empresas en función de las necesidades propias.

Respecto a la producción de hidrógeno a nivel mundial, destacan principalmente las compañías: Air Liquide, Praxair, Linde, Air Products, Shell, Chevron, BP, ConocoPhillips, ExxonMobil. En cuanto al mercado europeo, las tres primeras citadas controlan el 95% del mercado total.

En cuanto a los métodos de producción, la mayor parte (el 96% aproximadamente) del hidrógeno se produce por reformado de combustibles fósiles (gas natural 48%, petróleo 30% y carbón 18%) siendo tan sólo el 4% producido por electrólisis. [2]

### **1.3. Metodología y objetivos**

En las siguientes páginas, se hará un estudio de la situación del hidrógeno tanto a nivel nacional como internacional. Analizándose el grado de evolución de las tecnologías de producción, almacenamiento, distribución y aplicaciones.

De entre todos los sectores estudiados, se eligen 3 concretos a los que se les aplicará un modelo para prever la rentabilidad de inversiones en dichas tecnologías y dar una fecha de óptima de inversión, en la que se maximicen los beneficios.

Por tanto, lo que se hará será evaluar la viabilidad técnica actual de las distintas aplicaciones y tecnologías del hidrógeno y, posteriormente, de aquellas que hayan obtenido una mayor significación en el anterior análisis, se estudiará su viabilidad económica.

## Capítulo 2 – Normativa actual internacional y nacional del uso del H<sub>2</sub> como combustible.

---

### 2.1. Introducción.

La estandarización y reglamentación de tecnologías emergentes no es una tarea trivial, dado que para regular de forma completa un sector se suele requerir de un amplio conocimiento de este y esta amplitud tiende a cambiar con brevedad si el sector tratado está en desarrollo.

En primer lugar, es importante diferenciar los reglamentos y los estándares. La RAE define reglamento como “Colección ordenada de reglas o preceptos, que por la autoridad competente se da para la ejecución de una ley o para el régimen de una corporación, una dependencia o un servicio”. Son, por tanto, restricciones legales de obligatorio cumplimiento cuyo objetivo es garantizar la seguridad.

La legislación, es decir, la reglamentación, suele llevar más tiempo que la estandarización ya que, como se ha dicho, requiere de un amplio conocimiento de la tecnología. Suele estar motivada por las compañías y empresas que fuerzan a la administración a fijar las reglas del juego para hacer sus sectores más seguros y competitivos.

La escasez de reglamentación y normativa puede producir barreras en la introducción de los elementos en desarrollo en el mercado, mientras que su desarrollo permite asegurar y promocionar un uso y manejo seguro de los mismos. Por tanto, se producirán un bucle realimentado que regulará la tecnología que se esté desarrollando hasta el momento de publicación de la norma, la tecnología seguirá evolucionando y se volverá a requerir de una nueva reglamentación o normativa. Un estándar (standard en literatura anglosajona) es, sin embargo, un tipo o modelo, que se crea basado en criterios técnicos con el consenso de todas las partes implicadas para agilizar las transacciones entre empresas y asegurar a los consumidores que los problemas de seguridad se han tenido en cuenta. A diferencia de los reglamentos, los estándares son de cumplimiento voluntario.

Por último, es también importante considerar las diferencias y posibles conflictos que pueden existir entre las normativas nacionales e internacionales, así como entre países.

### 2.2. El Comité Técnico ISO/TC 197.

[10] La *Organización Internacional de Estandarización* (ISO) describe su trabajo como el del director de una orquesta formada por expertos técnicos independientes que intentan dar forma a su particular sinfonía llamada norma. Dicho de otro modo, coordina la actividad de las agencias de estandarización de cada país para facilitar el comercio y la seguridad internacional. Además, advierten de que no se trata de una tarea breve, pues el tiempo entre que se propone y se publica un estándar existe una media de 3 meses.

La ISO se subdivide a su vez en Technical Committees que desarrollan su trabajo de normalización dentro de un campo o ámbito específico.

El comité técnico que regula las tecnologías del hidrógeno es el ISO/TC 197 y fue creado en 1990. Desde entonces su objetivo ha sido la estandarización de los sistemas y dispositivos de producción, almacenamiento, transporte, medida y uso en el campo del hidrógeno habiendo publicado ya 20 normas y estando actualmente otras 7 en desarrollo. Además, este comité cuenta con 19 países miembros (entre ellos España) y otros 15 países observadores.

ISO/TC 197	
<u>Miembros plenarios</u>	<u>Miembros observadores</u>
Alemania (DIN)	Australia
Argentina (IRAM)	Austria
Canadá (SCC)	Bélgica
China (SAC)	Egipto
Dinamarca (DS)	Finlandia
España (UNE)	Hong Kong
Estados Unidos (ANSI)	Hungría
Federación Rusa (GOST R)	Irán
Francia (AFNOR)	Polonia
Holanda (NEN)	Rumanía
India (BIS)	Serbia
Italia (UNI)	Sri Lanka
Japón (JISC)	Suiza
Nueva Zelanda (NZSO)	Tailandia
Noruega (SN)	Turquía
Reino Unido (BSI)	
República Checa (UNMZ)	
República de Corea (KATS)	
Suecia (SIS)	

Tabla 3. Países participantes del consejo técnico del hidrógeno a fecha de febrero de 2019.

El objetivo de este comité técnico es garantizar la seguridad, minimizando riesgos evitables a la hora de producir, manipular y transportar hidrógeno en sus distintos estados.

<b>Normas bajo la responsabilidad directa del ISO/TC 197</b>		
Código	Nombre	Estado
<a href="#">ISO 13984:1999</a>	Liquid hydrogen -- Land vehicle fuelling system interface	International Standard Confirmed
<a href="#">ISO 13985:2006</a>	Liquid hydrogen -- Land vehicle fuel tanks	International Standard Confirmed
<a href="#">ISO 16110-1:2007</a>	Hydrogen generators using fuel processing technologies -- Part 1: Safety	International Standard Confirmed
<a href="#">ISO 16110-2:2010</a>	Hydrogen generators using fuel processing technologies -- Part 2: Test methods for performance	International Standard Confirmed
<a href="#">ISO 26142:2010</a>	Hydrogen detection apparatus -- Stationary applications	International Standard Confirmed
<a href="#">ISO 14687-1:1999</a>	Hydrogen fuel -- Product specification -- Part 1: All applications except proton exchange membrane (PEM) fuel cell for road vehicles	International Standard to be revised

<a href="#">ISO 14687-2:2012</a>	Hydrogen fuel -- Product specification -- Part 2: Proton exchange membrane (PEM) fuel cell applications for road vehicles	International Standard to be revised
<a href="#">ISO 14687-3:2014</a>	Hydrogen fuel -- Product specification -- Part 3: Proton exchange membrane (PEM) fuel cell applications for stationary appliances	International Standard to be revised
<a href="#">ISO 17268:2012</a>	Gaseous hydrogen land vehicle refuelling connection devices	International Standard to be revised
<a href="#">ISO/TS 19880-1:2016</a>	Gaseous hydrogen -- Fuelling stations -- Part 1: General requirements	International Standard to be revised
<a href="#">ISO 22734-1:2008</a>	Hydrogen generators using water electrolysis process -- Part 1: Industrial and commercial applications	International Standard to be revised
<a href="#">ISO 22734-2:2011</a>	Hydrogen generators using water electrolysis process -- Part 2: Residential applications	International Standard to be revised
<a href="#">ISO/TR 15916:2015</a>	Basic considerations for the safety of hydrogen systems	International Standard published
<a href="#">ISO 16111:2018</a>	Transportable gas storage devices -- Hydrogen absorbed in reversible metal hydride	International Standard published
<a href="#">ISO 19880-3:2018</a>	Gaseous hydrogen -- Fuelling stations -- Part 3: Valves	International Standard published
<a href="#">ISO 19881:2018</a>	Gaseous hydrogen -- Land vehicle fuel containers	International Standard published
<a href="#">ISO 19882:2018</a>	Gaseous hydrogen -- Thermally activated pressure relief devices for compressed hydrogen vehicle fuel containers	International Standard published
<a href="#">ISO/TS 19883:2017</a>	Safety of pressure swing adsorption systems for hydrogen separation and purification	International Standard published

Tabla 4. Normas de ISO/TC197

### 2.3. Hydrogen Council.

En 2017 en el World Economic Forum de Davos se lanzó el Hydrogen Council, que consiste en una iniciativa global, formada por multinacionales de los sectores energético, transportes e industria para impulsar el hidrógeno en la transición energética. Actualmente formada por 56 empresas<sup>2</sup> y otras 20 empresas<sup>3</sup> observadoras.

Los beneficios de esta coalición superan los 1.8€ mil millones (trillones en literatura anglosajona) y suponen la creación de 3.8 millones de trabajos por todo el mundo.

A pesar de que no redactan normas ni publican leyes de forma directa presionan a los gobiernos para que planteen políticas que favorezcan este sector: sugerir unos marcos y rutas para que se desarrollen políticas estables y duraderas, así como incentivar que el

<sup>2</sup> 3M, Airbus, Air Liquide, Air Products, Alstom, Anglo American, Audi, BMW GROUP, China Energy, Cummins, Daimler, EDF, ENGIE, Equinor, Faurecia, General Motors, Great Wall Motor, Honda, Hyundai Motor, Iwatani, Johnson Matthey, JXTG Nippon Oil & Energy Corporation, Kawasaki, KOGAS, Plastic Omnium, Royal Dutch Shell, Sinopec, The Bosch Group, The Linde Group, thyssenkrupp, Total, Toyota and Weichai.

<sup>3</sup> AFC Energy, Ballard Power Systems, Faber Industries, First Element Fuel (True Zero), W. L. Gore, Hexagon Composites, Hydrogenics, Marubeni, McPhy, Mitsubishi Corporation, Mitsubishi Heavy Industries Ltd., Mitsui & Co, Nel Hydrogen, Plug Power, Re-Fire Technology, Royal Vopak, Southern California Gas, Sumitomo Mitsui Banking Corporation, Sumitomo Corporation and Toyota Tsusho.

desarrollo de estas políticas se realice de forma conjunta y coordinada para que sea más sencilla la estandarización y armonización de toda la industria relacionada. [11]

## 2.4. A nivel europeo.

El *Comité Europeo de Normalización* (CEN) tiene la misión de fomentar la economía europea en el negocio global, el bienestar de ciudadanos europeos y el [medio ambiente](#) a través del desarrollo de estándares coherentes en todos los campos excepto el electrotécnico (regulado por el CENELEC) y el de las telecomunicaciones (por el ETSI). [12]

El comité creado para tratar el tema del Hidrógeno como combustible fue el *CEN/CLC/JTC 6 – Hydrogen in energy systems* que no ha hecho ninguna publicación hasta el momento.

No obstante, sí que se ha legislado a nivel europeo sobre el tema que nos concierne. El 22 de octubre de 2014 se publicó DIRECTIVA 2014/94/UE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO [13] relativa a la implantación de una infraestructura para los combustibles alternativos. Su objetivo era establecer un marco común de medidas para la implantación de combustibles alternativos en la UE. De forma sintetizada, en lo referente al hidrógeno:

### **DIRECTIVA 2014/94/UE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO**

Definen:

«**Combustibles alternativos**»: combustibles o fuentes de energía que sustituyen, al menos en parte, a los combustibles fósiles clásicos como fuente de energía en el transporte y que pueden contribuir a la descarbonización de estos últimos y a mejorar el comportamiento medioambiental del sector del transporte. Incluyen, entre otros: la electricidad, el hidrógeno, los biocarburantes, los combustibles sintéticos y parafínicos, el gas natural, incluido el biometano, en forma gaseosa [gas natural comprimido (GNC)] y en forma licuada [gas natural licuado (GNL)] y el gas licuado del petróleo (GLP);

«**Punto de recarga**»: un interfaz para la recarga de un vehículo eléctrico a la vez o para el cambio de batería de un vehículo eléctrico a la vez;

«**Punto de repostaje**»: instalación de repostaje para el suministro de cualquier combustible, con excepción de GNL, a través de un surtidor instalado de forma fija o una instalación móvil;

Los Estados miembros que decidan incluir puntos de repostaje de hidrógeno accesibles al público en su marco de acción nacional garantizarán, a más tardar el **31 de diciembre de 2025**, la disponibilidad de un número adecuado de los mismos a fin de garantizar la circulación de vehículos con motor de hidrógeno, incluidos los que emplean pilas de combustible, dentro de las redes determinadas por dichos Estados miembros, incluyendo, en su caso, enlaces transfronterizos.<sup>4</sup>

<sup>4</sup> España está incluida en este grupo.

Los Estados miembros garantizarán que los puntos de repostaje de hidrógeno que sean accesibles al público y hayan sido implantados o renovados a partir del 18 de noviembre de 2017 cumplan las especificaciones técnicas establecidas en el anexo II, punto 2<sup>5</sup>.

Al indicar los precios de los combustibles en una estación de servicio, en particular para el gas natural y el hidrógeno, se exhibirá a efectos informativos, la comparación de los precios unitarios correspondientes. La exhibición de esta información no desorientará ni confundirá al usuario.

Por último, el 12 de octubre del pasado año la Unión Europea unificó el etiquetado de las gasolineras para todos los Estados miembros, los países del EEE, Macedonia, Serbia, Suiza y Turquía, incluyéndose combustibles alternativos gaseosos (en forma de rombo) dentro de las opciones.

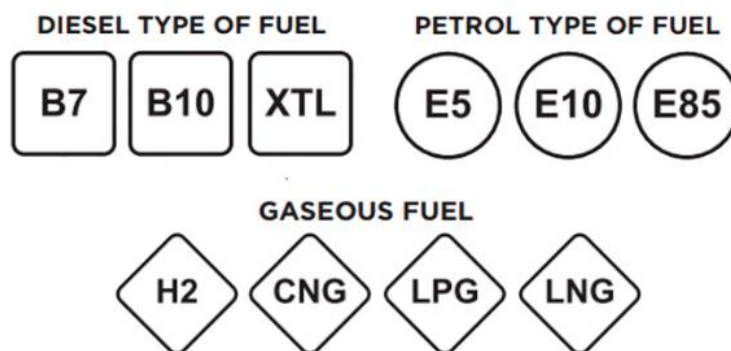


Figura 5. Etiquetado de la UE para los combustibles.

## 2.5. A nivel nacional.

La DIRECTIVA 2014/94/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 22 de octubre de 2014, relativa a la implantación de una infraestructura para los combustibles alternativos, ha sido transpuesta por el Real Decreto 639/2016, de 9 de diciembre, que establece un marco de medidas para la implantación de una infraestructura para los combustibles alternativos.

España comunicó a la Unión Europea en noviembre de 2016 que su Marco de Acción Nacional:

<sup>5</sup> Anexo II de la DIRECTIVA 2014/94/UE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO

2. Especificaciones técnicas de los puntos de repostaje de hidrógeno para vehículos de motor

2.1. Los puntos de repostaje de hidrógeno al aire libre que distribuyan hidrógeno gaseoso para su utilización como combustible por vehículos de motor deberán ser conformes con las especificaciones técnicas de la norma ISO/TS 20100 relativa al suministro de hidrógeno gaseoso.

2.2. El grado de pureza del hidrógeno distribuido por los puntos de repostaje de hidrógeno deberá ser conforme con las especificaciones técnicas de la norma ISO 14687-2.

2.3. Los puntos de repostaje de hidrógeno deberán utilizar algoritmos y equipos de suministro conformes con la norma ISO/TS 20100 relativa al suministro de hidrógeno gaseoso.

2.4. Los conectores de los vehículos de motor para el repostaje de hidrógeno gaseoso deberán ser conformes con la norma ISO 17268 relativa a los dispositivos de conexión para el suministro de hidrógeno gaseoso a vehículos de motor.

ENERGIAS	PARQUE (Nº de vehículos)		INFRAESTRUCTURA ACCESIBLE PÚBLICO (Nº de estaciones)	
	ACTUAL (Aprox.)	ESTIMADO 2020	ACTUAL	ESTIMADO 2020
GNC	4.400	17.200	34	85 (20 en construcción y 31 en proyecto)
GNL	250	800	15	44 (9 en construcción y 20 en proyecto)
ELECTRICIDAD	18.200	150.000	1.659	3.300
GLP	50.000	200.000 - 250.000	468	800-1.000
HIDRÓGENO	Proyectos Demostración	500	6	20 (4 en proyecto)
BIOCARBURANTES	Evolución marcada por el Real Decreto 1085/2015, de diciembre, de fomento de los biocarburos			

Tabla 5. Evolución prevista del mercado del transporte por carretera [Fuente: Ministerio de Economía, Industria y Competitividad] [14]

Las Opciones Energéticas contempladas en el Real Decreto 639/2016 en lo referente al Hidrógeno:

- El número de vehículos propulsados por hidrógeno es muy bajo en la actualidad (autobuses urbanos fundamentalmente).
- Los puntos de repostaje de hidrógeno al aire libre han de cumplir las exigencias de la norma ISO/TS 20100.
- El grado de pureza del hidrógeno deberá ser conforme con la norma ISO 14687-2.
- Los equipos de suministro serán conformes con la norma ISO/TS 20100.
- Los conectores para el repostaje deberán ser conformes con la norma ISO 17268.

Dentro de este Marco de Acción se establece que a más tardar el 28 de noviembre de 2019 y posteriormente cada tres años, el Ministerio de Economía e Industria elaborará un informe sobre la situación de aplicación de estas medidas, debiendo incluir en él al menos:

- a. Medidas legales destinadas a apoyar la creación de la infraestructura.
- b. Medidas destinadas a apoyar la aplicación del marco de acción nacional:
  - Incentivos para la adquisición de medios de transporte con combustibles alternativos
  - Incentivos fiscales para promover estos medios
  - Incentivos no financieros (acceso a zonas restringidas, estacionamientos, etc.).
- c. Apoyo a la implantación y fabricación:
  - Presupuesto destinado a las infraestructuras (carretera, ferroviario, navegación, aéreo)
  - Presupuesto para apoyar la tecnología de las plantas de fabricación.
- d. Presupuesto público destinado a apoyar la investigación y el desarrollo tecnológico.
- e. Metas cuantitativas:
  - Nº de vehículos de combustibles alternativos para 2020-2025 y 2030
  - Grado de consecución de los objetivos nacionales
- f. Evolución de las infraestructuras para combustibles alternativos. [15]



## Capítulo 3 – Descripción del estado del arte.

---

### 3.1. Producción y transporte de H<sub>2</sub>.

El hidrógeno no es un recurso natural, no se encuentra de manera aislada en la naturaleza, sino que debemos someter a materias primas que lo contengan a diversos procesos fisicoquímicos para poder aislarlo de ellas. Además, su almacenamiento, transporte y distribución presenta dificultades por la peligrosidad de este tipo de gas.

#### 3.1.1. Procesos de producción de H<sub>2</sub>.

El objetivo principal de la implantación del hidrógeno como vector energético es alcanzar una transición a un modelo energético más limpio, con menos presencia de residuos contaminantes, reduciendo al máximo los gases que provocan efecto invernadero (hidrocarburos y NO<sub>x</sub> entre otros). Por ello, se debe prestar especial atención al método de producción de dicho hidrógeno a partir de las materias primas que lo confinan, para que el proceso sea lo menos perjudicial para el medio ambiente posible.

La tendencia generalizada actual es la investigación e implantación de fuentes de energía renovables para la conversión del hidrógeno, al contrario de lo que ha sucedido tradicionalmente, con un dominio de combustibles fósiles como fuente de energía para la producción de hidrógeno.

En cuanto a los procesos más usados para la producción de H<sub>2</sub> hasta la actualidad sobresalen los químicos, por ser la tecnología que se encontraba más desarrollada. Sin embargo, en la actualidad según el CNH<sub>2</sub> el método que busca ser más utilizado y sobre el que más se está investigando es la electrólisis del agua.

A continuación, se describen algunos procedimientos para la producción de H<sub>2</sub> [2]:

#### a) *Conversión Química*

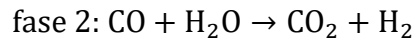
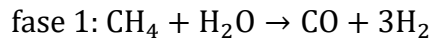
Son procesos que llevan asociado a una producción de CO<sub>2</sub> en mayor o menor medida, por lo que son métodos que comienzan a ser rechazados.

##### - Reformado

Son los procesos más habituales. Pueden ser tanto exotérmicos como endotérmicos, dependiendo de si liberan calor o requieren calor de una fuente externa para posibilitar el proceso e incluso pueden tener un balance térmico nulo (como es el caso del reformado autotérmico). Existen tres tipos de reformado:

*i. Reformado con vapor de agua.*

También llamado *Steam Methane Reformer* (SMR), se puede aplicar a hidrocarburos y alcoholes, aunque generalmente se usa gas natural. El proceso, consta de 3 fases, la primera a 900°C es endotérmica, la segunda es exotérmica y la tercera se trata de un proceso de depuración a través de una membrana.

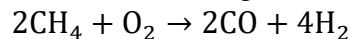


El hidrógeno obtenido tiene una pureza del 99,999% y el proceso un rendimiento del 80%.

Si utilizásemos otro tipo de materia prima la entalpía de la reacción puede variar haciendo que se modifiquen los rendimientos y la pureza del producto obtenido. En la actualidad, este proceso sólo tiene interés con la aplicación en alcoholes obtenidos de la biomasa, siendo poco útil ya que el bioetanol se puede utilizar directamente en motores alternativos.

*ii. Oxidación parcial.*

*Partial Oxidation* (POX) consiste en la oxidación incompleta de un hidrocarburo a temperaturas superiores a 800°C donde sólo se oxida el carbono, liberándose el hidrógeno:



Este proceso tiene un rendimiento de aproximadamente el 70%.

*iii. Reformado autotérmico.*

Auto-Thermal Reforming (ATR) combina los dos métodos descritos anteriormente, haciendo que el calor que se produce en uno se aproveche en el otro. El CO producido se desplaza con agua para producir más hidrógeno. Tiene una eficiencia del 70%.

- Pirólisis

Descomposición de un combustible sólido aplicándole calor (biomasa 450°C y 1200°C para el carbón). Se trata de producir un gas de síntesis para poder desplazarlo con H<sub>2</sub>O. Es interesante su posible aplicación a residuos urbanos, para obtener líquidos hidrocarbonados que pueden ser desplazados.

- Gasificación

Combustión con poco O<sub>2</sub> (entre un 10% y un 50% del estequiométrico) en la que obtenemos CO, CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub> y metano con una temperatura entre 700°C y 1500°C. El hidrógeno obtenido presenta una pureza del 99,99% y la ventaja de que puede incorporarse en un ciclo combinado para producir electricidad de forma simultánea como se muestra en la figura.

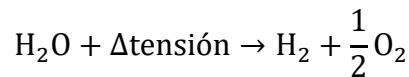
Es conveniente a continuación añadir un proceso SMR a continuación para mejorar la pureza del H<sub>2</sub> obtenido (de entre un 70% y un 80% a un 99,99%).

b) *Termólisis*

Se extrae el hidrógeno de la molécula de agua por la aplicación de calor. Los métodos descritos con anterioridad no se consideran como tal ya que la fuente de calor es la propia materia prima al reaccionar, mientras que el método de este apartado utiliza una fuente de calor externa, como la nuclear o la solar. Los procesos de termólisis se clasifican en función de la temperatura que necesitan, que idealmente serían unos 2500K (inalcanzable en la práctica). Los de la clase I (basados en azufre) necesitan una temperatura entre 900 y 1000K y los de la Clase II basados en óxidos metálicos que requieren una temperatura intermedia, alrededor de unos 1000°C.

c) *Electrólisis*

Consiste en la ruptura de la molécula de agua por acción de una corriente eléctrica.



En condiciones ambientales (agua a 25°C y 1 atm) no es un proceso demasiado interesante puesto que se producen tan sólo 1,02kJ de hidrógeno por cada kJ eléctrico consumido. Sin embargo, si utilizamos vapor de agua a 1000°C producimos 1,36kJ<sub>H<sub>2</sub></sub>/kJ<sub>elec</sub>.

Existen tres tipos de procesos de electrólisis:

- *Alkaline (ALK) electrolyzers*

Llevan siendo usadas en la industria aproximadamente 100 años (desde los años 20) para la producción de distintos productos químicos, por lo que está totalmente desarrollada y son las más accesibles, económicamente, del mercado.

En la electrólisis alcalina, la reacción se produce en una solución compuesta de agua y electrolito líquido (30% de KOH) entre los electrodos negativo y positivo. Cuando se aplica un voltaje suficiente entre los dos electrodos, en el cátodo las moléculas de agua toman electrones para hacer iones OH<sup>-</sup> y moléculas de H<sub>2</sub>. Los iones OH<sup>-</sup> viajan a través del electrolito de KOH al 30%, cruzando la membrana hacia el ánodo donde se combinan y renuncian a sus electrones adicionales formando moléculas de O<sub>2</sub>.

La recombinación de hidrógeno y oxígeno en esta etapa se evita mediante la membrana de intercambio de iones.

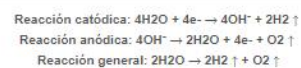
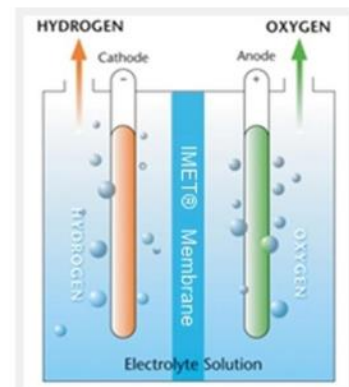


Figura 6. Electrólisis ALK  
 [Fuente: Hydrogenics]

Son sistemas seguros utilizados por los principales proveedores de gas industrial en plantas industriales, centrales eléctricas, instalaciones de almacenamiento de energía y estaciones de abastecimiento de combustible y aplicaciones de servicio pesado.

- *Proton Exchange Membrane (PEM) electrolysers*

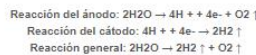
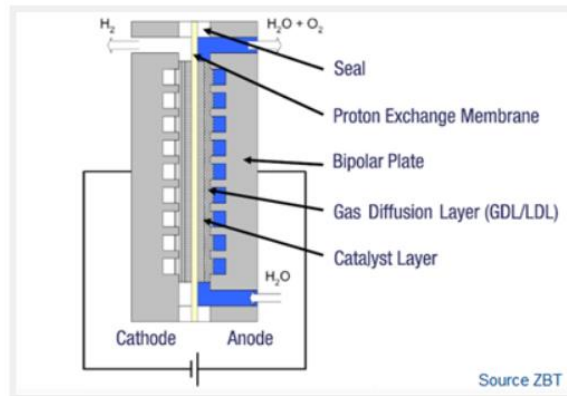


Figura 7. Electrolizadora PEM.

Han nacido recientemente, pero se están imponiendo rápidamente. Este tipo de tecnología PEM utiliza un polímero sólido iónico conductor. Cuando se aplica una diferencia de potencial entre los dos electrodos, el oxígeno cargado negativamente en las moléculas de agua entrega su electrón en el ánodo para crear protones, electrones y  $\text{O}_2$  en el ánodo. En este caso son los iones  $\text{H}^+$  (en lugar de los iones  $\text{OH}^-$ ) los que viajan a través del polímero conductor hacia el cátodo (en lugar del ánodo), donde toman un electrón y se convierten en átomos de H que se combinan para formar  $\text{H}_2$ . El electrolito y los dos electrodos se colocan entre dos placas bipolares que tienen una cuádruple función: transportar  $\text{H}_2\text{O}$  hasta las mismas y a través de ellas, transportar los gases del producto ( $\text{H}_2\text{O}$ ,  $\text{H}_2$  y  $\text{O}_2$ ) lejos de la celda, conducir la electricidad y hacer circular un líquido refrigerante para enfriar el proceso.

Su gran ventaja es que pueden operar de manera más flexible (aunque esto solo sea aprovechable si están conectados a una red), ofreciendo un mayor rango de funcionamiento y un menor tiempo de respuesta que las ALK, lo que es especialmente significativo a la hora de adaptarse fácilmente a las fluctuaciones de oferta y demanda.

Son capaces de operar durante cortos periodos de tiempo (10-30mins) entre el 100% y el 200% de la carga nominal, por lo que los operadores de las PEM electrolysers son capaces de producir hidrogeno para abastecer a sus clientes y a la vez producir energía para inyectar en la red.

Con la introducción de las electrolizadoras PEM, la perspectiva económica del power-to-hydrogen se hace más clara y viable, abriendo

nuevos mercados eléctricos que compensen el sobrecoste de las PEM en comparación con las ALK.

Otra ventaja de las PEM es que debido a que la presión de salida del gas es mayor, para su utilización en la aplicación correspondiente el gasto energético para llevarlo a la presión de utilización será menor, lo cual es especialmente importante en aplicaciones móviles.

Características tecno-económicas de las ALK y PEM electrolizadoras (2017, 2025)				
Tecnología [Unidades]	ALK		PEM	
	2017	2025	2017	2025
Eficiencia [KW electricidad/kg H <sub>2</sub> ]	51	49	58	52
Eficiencia (LHV) [%]	56	68	57	64
Lifetime stack [Horas operación]	80.000	90.000	40.000	50.000
CAPEX [€/kW]	750	480	1200	700
OPEX [%CAPEX inicial/año]	2%	2%	2%	2%
CAPEX-replacement[€/kW]	340	215	420	210
Presión típica de salida [Bar]	Atmosférica	15	30	60
Vida útil del sistema [Años]	20		20	
Características de operación dinámica				
	ALK		PEM	
Rango de carga	15-100% de la carga nominal		0-160% de la carga nominal	
Tiempo de arranque	1-10 mins		1-5seg	
Rampa de subida/bajada	0.2-20%/seg		100%/seg	
Tiempo de parada	1-10mins		Segundos	

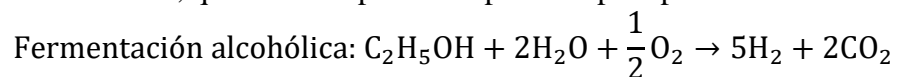
Tabla 6. Comparación de las tecnologías electrolizadoras ALK y PEM [Fuente: IRENA]

- *Solid oxide electrolyzers (SOEC)*

Son la esperanza de mejorar las eficiencias energéticas de los procesos ALK y PEM, aunque de momento sólo ha sido probada en laboratorio y su inversión inicial es mayor. Están fabricadas con materiales cerámicos excepto una pequeña proporción de otros materiales en las capas catalizadoras, al contrario que las PEM que necesitan grandes cantidades de platino en los catalizadores, por lo que su precio puede bajar significativamente cuando se vaya implantando en el mercado. Sin embargo, las SOEC trabajan a altas temperaturas (700-1000°C), por lo que su vida útil puede ser significativamente inferior a la de sus competidoras. [16]

d) *Fermentación (alcohólica, anaerobia)*

Constituye otra forma de producir hidrógeno respecto de la biomasa. A partir de la fermentación de plantas en presencia de oxígeno se puede producir etanol, que a su vez puede desplazarse para producir H<sub>2</sub>



Si la fermentación ocurre sin presencia de oxígeno gracias a microbacterias tomando como materia prima purines ganaderos o lodos de depuradoras urbanas se denomina digestión anaerobia produciéndose biogas ( $\text{CH}_4 + \text{CO}_2$  principalmente) y lodo (que es muy contaminante y difícil de degradar). Este biogás debe ser reformado por cualquiera de los principios que hemos visto en la primera sección, por lo que la fermentación anaerobia, por sí misma no producen  $\text{H}_2$ .

e) *Procesos Fitolíticos (fotobiológicos, fotoelectroquímicos)*  
 Emplean luz solar para producir la hidrólisis<sup>6</sup> del agua.

Por tanto, para poder obtener  $\text{H}_2$  sin emitir absolutamente nada de carbono, la molécula de la que se extraiga el átomo de hidrógeno no debe contener este elemento. Quedan descartados para la producción de hidrogeno sostenible todos los hidrocarburos, entre ellos el metano ( $\text{CH}_4$ ) y el gas natural como materias primas. Quedan sólo como posibles procesos termólisis y electrólisis cuya materia prima es agua.

f) *Resumen de los procesos de producción de hidrógeno*

<b>Procesos para la producción de <math>\text{H}_2</math></b>			
Nombre	Materias primas	Rendimiento	Residuos contaminantes
<b>Reformado con vapor de agua</b>	Gas natural, otros hidrocarburos o alcoholes	80%	$\text{CO}_2$ , $\text{CO}$ , $\text{CH}_4$ (se recircula)
<b>Oxidación parcial</b>	Hidrocarburos	70%	$\text{CO}$
<b>Reformado autotérmico</b>	Hidrocarburos	70%	$\text{CO}$
<b>Pirólisis</b>	Carbón o biomasa		$\text{CO}$ , $\text{CO}_2$ , $\text{CH}_4$ , líquidos hidrocarbonados, coque.
<b>Gasificación</b>	Carbón o biomasa	70%	$\text{CO}$ , $\text{CO}_2$ , $\text{CH}_4$
<b>Termólisis</b>	Hidrocarburos o agua	35% -49%	$\text{CO}$ , $\text{CH}_4$ si hidrocarburo
<b>Electrólisis ALK</b>	Agua	56%	-
<b>Electrólisis PEM</b>	Agua	57%	-
<b>Electrólisis SOEC</b>	Agua	-	-
<b>Fermentación</b>	Biomasa		$\text{CO}_2$ , $\text{CH}_4$
<b>Procesos Fitolíticos</b>	Agua		-

Tabla 7. Resumen de los procesos para la producción de hidrógeno. [Elaboración propia]

### 3.1.2. Implantación de fuentes de energía.

Teniendo presente que uno de los principales objetivos de la introducción del Hidrógeno en el ciclo energético es cumplir los Acuerdos de París y reducir la emisión de gases de efecto invernadero ( $\text{CO}_2$  principalmente), la

<sup>6</sup> Hidrólisis: reacción química por la que la molécula de agua se divide y sus átomos pasan a formar parte de otra especie química. Puede estar motivada por diferentes causas. De los citados sólo se consideran como tal la termólisis, la electrólisis y los procesos fitolíticos.

importancia de cara al futuro que tienen los combustibles fósiles a la hora de producir H<sub>2</sub> disminuye.

Tampoco es conveniente implantar como fuente de energía la nuclear, debido a la escasez de estabilidad legislativa actual respecto a estas centrales y su posible cese de actividad en un corto periodo de tiempo.

Por tanto, las fuentes renovables de energía se plantean como las más adecuadas para la producción de hidrógeno en un futuro no muy lejano.

Por otro lado, la única justificación para la utilización de hidrocarburos sería que estos fuesen de origen biológico (biogas) de forma que los desechos puedan convertirse en materias primas, optimizando el proceso si se incluye captación del CO<sub>2</sub> generado.

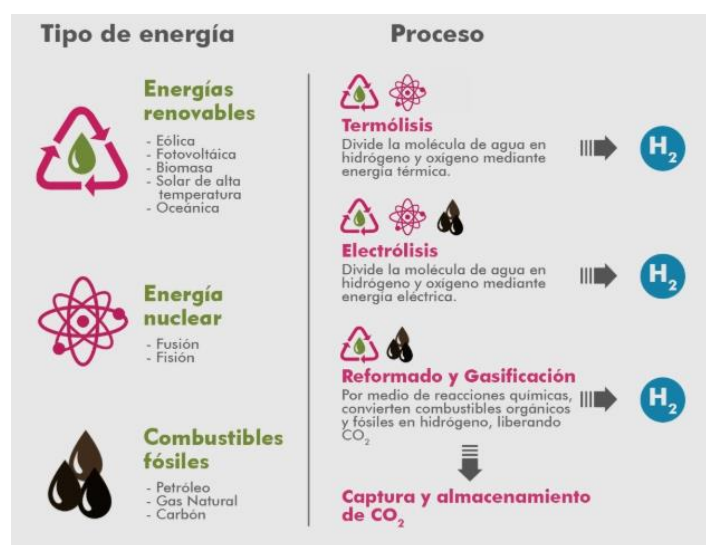


Figura 8. Procesos más significativos de producción de H<sub>2</sub> más posibles fuentes de energía. [Fuente: CNH<sub>2</sub>]

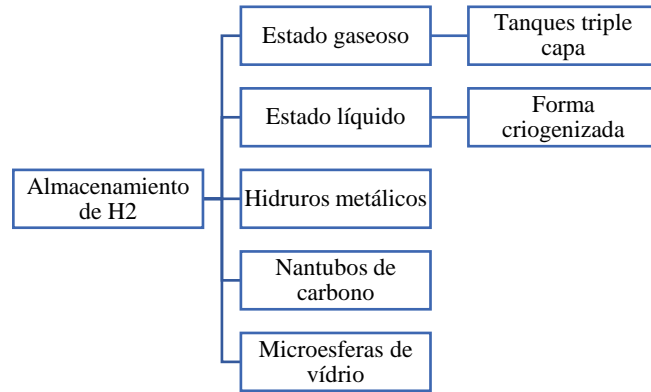
La Unión Europea a través del proyecto *Fuel Cells and Hydrogen 2 Joint Undertaking* dentro del programa de investigación e innovación *Horizon 2020* apuesta por fomentar la electrólisis como proceso para la producción de hidrógeno a partir de energías renovables, a pesar de que hasta ahora se hace generalmente por reformado a partir de combustibles fósiles.

La gran ventaja de la electrólisis es que sólo necesitas una fuente de agua y energía eléctrica, da igual cuál haya sido su forma de obtención.

### 3.1.3. Métodos de almacenamiento y transporte de Hidrógeno.

Se debe analizar cómo se hará llegar el hidrógeno producido por alguno de los métodos descritos en el apartado “3.1.1. Procesos de producción de H<sub>2</sub>.” a aquellos lugares donde se va a consumir en alguna de las aplicaciones que se describirán en el apartado “3.1.2. Aplicaciones” 3.1.2 más adelante.

a) *Tanques de almacenamiento.*



Esquema 1. Formas de almacenamiento del H2.

Como ya se explicó en el “Capítulo 2. Normativa”, el hidrógeno es considerado un gas peligroso, debido a sus propiedades físicas y químicas ya que presenta una altísima densidad energética por unidad de masa frente a una baja densidad volumétrica.

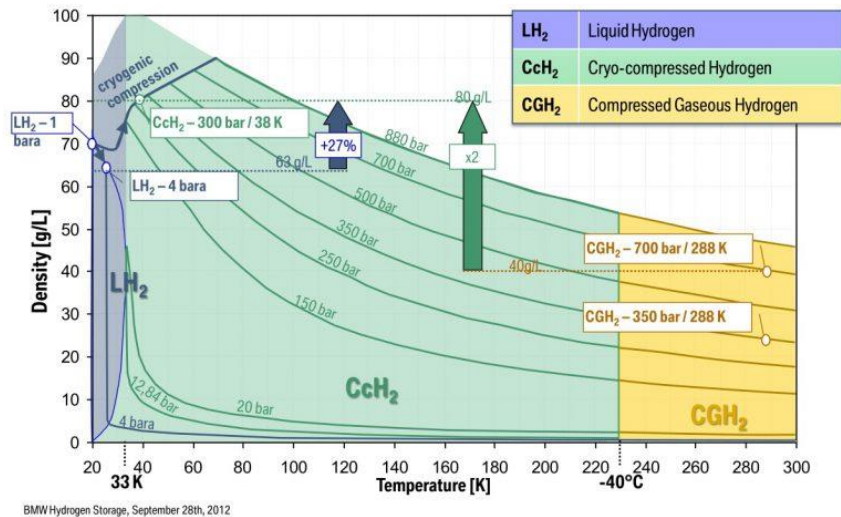


Figura 9. Diagrama de la evolución de la densidad del hidrógeno con la temperatura y la presión. [Fuente: BMW]

Además, debido precisamente a esta baja densidad másica, presenta unas extraordinarias capacidades de difusividad y permeabilidad, siendo capaz incluso de atravesar cuerpos sólidos provocando dos consecuencias indeseadas: pérdida de combustible que se escapa del tanque a través de sus paredes y daños en dichas paredes del tanque que pueden llegar a fragmentarse. Esto ha supuesto un desafío para los ingenieros que comenzaron con el desarrollo de la economía de este elemento y para lo que ya se están empezando a encontrar soluciones económicamente viables.



- Almacenamiento en estado gaseoso.

La forma más eficiente (volumétricamente hablando) de almacenar gas hidrógeno es a bajas temperaturas y altas presiones. Las presiones típicas utilizadas en el almacenamiento son 200, 350 o 700bares.

Presión	Bares	1.01325	200	350	700
	Atm.	1	197,385	345,423	709,275
Volumen	Litros	11934	68.4	42.7	25.7

Tabla 8. Volumen necesario para almacenar 1kg de hidrógeno a 20°C en función de la presión.

Además, a estas dos condiciones hay que sumarle una tercera: para la mayoría de las aplicaciones los tanques que contienen el hidrógeno van a ser transportados, por lo que se necesita que sean ligeros.

Por ello se han desarrollado tanques de almacenamiento como el montado en el Toyota Mirai, compuesto por tres capas: una interna de material plástico (que asegura que el hidrógeno no se “escape”), una intermedia de fibra de carbono (que de rigidez al taque) y otra externa de fibra de vidrio para proteger el depósito del exterior.

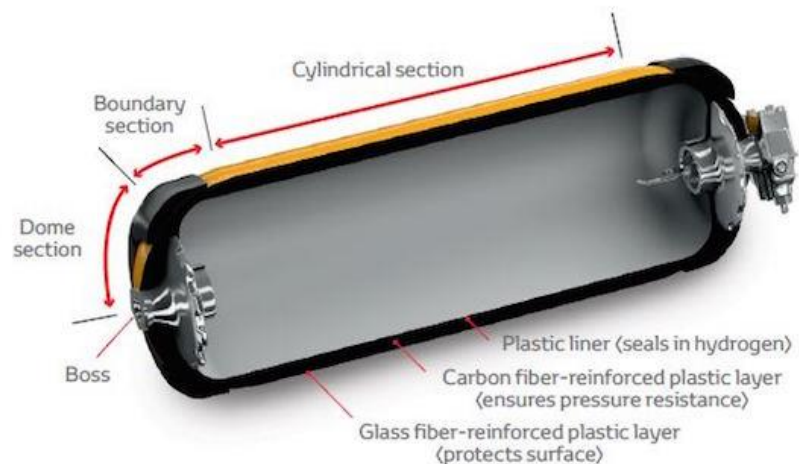


Figura 10. Depósito de hidrógeno del Toyota Mirai. [Fuente: Toyota]

- Almacenamiento en estado líquido.

Debido a la baja densidad energética del hidrógeno gaseoso, se plantea su almacenamiento en estado líquido, puesto que, aunque sigue teniendo una energía muy baja por unidad de volumen, es mayor que en estado gaseoso. Existen tres grandes inconvenientes para la generalización de esta tecnología:

En primer lugar, los puntos de fusión y ebullición de este elemento son  $-259^{\circ}\text{C}$  (14.025K) y  $-253^{\circ}\text{C}$  (20.268K) respectivamente, por ello, para su almacenamiento de forma criogenizada, se requieren depósitos de aislamiento térmico multicapa con un control de temperatura considerablemente

fino, y grandes cantidades de energía para mantenerlo a tan baja temperatura de forma constante.

En segundo lugar, el proceso de licuefacción consume grandes cantidades de energía, perdiéndose del 30% al 40% de la energía.

Por último, esta forma de almacenamiento presenta unas pérdidas por evaporación muy significativas, puesto que es imposible aislar completamente los tanques, a lo que hay que sumar la peligrosidad de mezclar el hidrógeno con aire, pues es explosiva en concentraciones entre 4% y 75%.

Por todo ello, este método de almacenamiento de hidrógeno sólo plantea utilidad en grandes cantidades para la aplicación aeroespacial.

- **Almacenamiento en forma de hidruros metálicos.**

El hidrógeno también se puede almacenar en forma de hidruros metálicos, combinándolo con metales como el magnesio, manganeso, boro, níquel o cromo. Los hidruros se caracterizan por tener unas densidades mayores que la del hidrógeno gas comprimido por lo que “cabe más en el mismo espacio” pero tiene la desventaja de que son gases mucho más pesados (y por ello difíciles de transportar) y que para su utilización hay que separarlo de los metales que lo confinan.

- **Almacenamiento en nanoestructuras de carbono.**

Se trata de un método de almacenamiento por adsorción en sólidos porosos, lo que reduce drásticamente la presión necesaria para su almacenamiento.

Son sistemas ligeros, huecos y porosos que tienen, por tanto, baja masa y alta resistencia mecánica. No obstante, su gran inconveniente es que este tipo de almacenamiento sólo es posible a bajas temperaturas, inferiores a  $-196^{\circ}\text{C}$ , puesto que a temperatura ambiente se evapora la mayor parte del hidrógeno. Además, aún no se tiene información suficiente de cómo se combinan los elementos a nivel molecular durante el almacenamiento.

- **Almacenamiento en microesferas de vidrio.**

Se trata de una alternativa de almacenamiento del hidrógeno gas para aplicaciones móviles. Se aprovecha la alta permeabilidad del hidrógeno a alta presión (entre 350 y 700 bar) y alta temperatura ( $300^{\circ}\text{C}$ ), para hacer que quede confinado en los huecos de las microesferas, contenidas a su vez en un recipiente resistente a presión. Una vez cargado el tanque, puede enfriarse hasta temperatura ambiente.

Su gran inconveniente es que para su uso es necesario calentar las microesferas a entre  $200$  y  $300^{\circ}\text{C}$ , permitiendo liberar el

hidrógeno de forma controlada para alimentar la pila de combustible, la cual trabaja a temperaturas de entre 60 y 80°C, por lo que habría que volver a enfriar el gas, produciéndose altas pérdidas térmicas. [17] [18]

*b) Transporte*

Al igual que para el almacenamiento, el hidrógeno se puede transportar como gas comprimido, como líquido criogénico o como sólido en forma de hidruro metálico. El método más rentable económicamente dependerá de la cantidad, la frecuencia y la distancia transportada.

Actualmente, para el uso industrial del hidrógeno se suele utilizar producción centralizada seguida de transporte como gas (ya sea a alta ~300bar o baja 10-20bar presión), como hidrógeno líquido por gaseoductos o por carretera, barco o ferrocarril en camiones cisterna y tanques criogénicos.

No debemos olvidar añadir en el coste de la distribución las necesidades energéticas que implican tanto la compresión como la criogenización, las cuales vendrán influidas por el proceso de producción de hidrógeno que se haya utilizado.

- **Transporte como gas comprimido - Gaseoductos.**

El transporte de hidrógeno por gaseoductos o hidrogenoductos es la opción más económica. Suele hacerse en zonas muy industrializadas donde la generación está centralizada y las distancias hasta la aplicación son pequeñas.

Por las propiedades fisicoquímicas del hidrógeno (mucho más volátil y corrosivo que el gas natural), y las condiciones de diseño de las redes de gas natural europeas, sólo podemos inyectar entre un 0.1 y un 10% del volumen, dependiendo el país. Por razones de seguridad, este volumen debe estar controlado y monitorizado de forma constante. Esta cantidad es muy pequeña, si se pretende alimentar con este tipo de tecnología la mayor parte de la demanda energética en un futuro no muy lejano, aunque dada la longitud de las redes de gas, podrían llegar a almacenar grandes cantidades de gas.

A mayores, aguas abajo, sería imprescindible incorporar un sistema de separación de ambos gases, puesto que la mayoría de las turbinas de gas instaladas actualmente admiten menos el 2 o 3% de hidrógeno.

Otra opción, que requiere una inversión inicial mucho mayor, es la construcción de una red de conductos especialmente diseñados para el transporte de gas hidrógeno, hidrogenoductos. Dado el alto coste de la construcción de toda una nueva infraestructura, sólo es una opción rentable para grandes volúmenes de hidrógeno.

Sin embargo, una posibilidad para desarrollar redes de tuberías para la distribución de hidrógeno son las redes locales o regionales, conocidas como micro-redes. Estos podrían luego ser combinados en redes transregionales.

En 2016, en todo el mundo ya había ya más de 4,500 km de tuberías de hidrógeno en total, la gran mayoría de las cuales son operadas por productores de hidrógeno. Los conductos más largos se operan en EE. UU., En los estados de Louisiana y Texas, seguidos por Bélgica y Alemania.

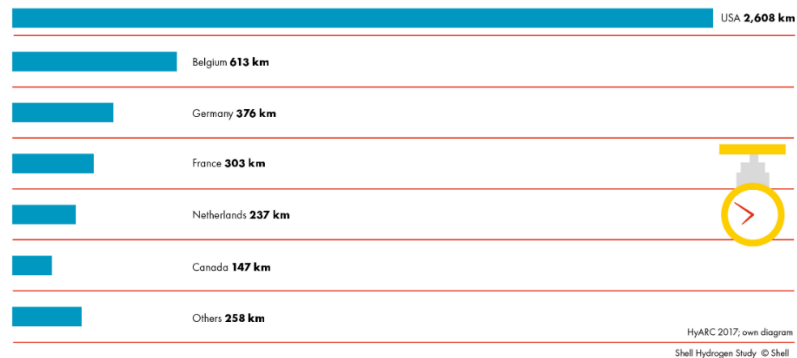


Figura 11. Km de conductos para hidrógeno por países en 2017 [Fuente: Hydrogen Europe]

- **Transporte como gas comprimido – Por carretera.**

El hidrógeno gaseoso se puede transportar en pequeñas a medianas cantidades en contenedores de gas comprimido por camión. Para transportar volúmenes más grandes, varios cilindros o tubos de gas presurizados se agrupan en remolques de tubos CGH 2 agrupados dentro de un marco protector.

Tradicionalmente, los tubos se fabricaban de acero y por ello tenían un alto peso y restricciones de transporte de forma masiva. Actualmente, se están empezando a implementar sistemas de almacenamiento a presión más nuevos, que utilizan contenedores de almacenamiento fabricados con compuestos más livianos para el transporte en camiones.

Un remolque de tubo no puede almacenar gas comprimido de manera tan compacta como un camión cisterna para combustibles líquidos (gasolina o diesel). Esto significa que el volumen disponible del tanque para el hidrógeno por depósito transportado es menor. Los remolques de un solo tubo transportan aproximadamente 500 kg de hidrógeno, en función de la presión y el material del recipiente.

Actualmente, los mayores volúmenes de tanques para el transporte de hidrógeno gaseoso son 26 metros cúbicos. Teniendo en cuenta el bajo factor de densidad del hidrógeno a

500 bar, esto resulta en una carga de alrededor de 1.100 kg de hidrógeno por camión.

Del mismo modo, también puede ser transportado por barco o en tren, siempre que haya disponibles vías navegables, líneas de ferrocarril y terminales de carga.



Figura 12. Camión con remolque de botellas presurizadas para el transporte de H<sub>2</sub> en estado gaseoso.

- **Transporte como H<sub>2</sub> líquido - Gaseoductos.**

Se trata de una idea poco desarrollada aún, puesto que hace falta desarrollar más en profundidad los aislamientos necesarios. Para transportar el hidrógeno en estado líquido sería necesario que todos los conductos estuvieran aislados y que incluyeran un cable superconductor, de forma que el hidrógeno líquido refrigeraría el cable y permitiría el transporte de la electricidad a largas distancias sin las altas pérdidas que presentan las líneas de potencia actuales. [19]

- **Transporte como H<sub>2</sub> líquido – Por carretera.**

En caso de tener el hidrógeno en forma criogenizada o necesitarse en estado líquido en el centro de consumo se puede transportar directamente en dicho estado. En comparación con los recipientes de gas a presión, se puede transportar más hidrógeno con un remolque de LH<sub>2</sub>, ya que la densidad del hidrógeno líquido es mayor que la del hidrógeno gaseoso. A pesar de que la densidad del hidrógeno líquido es mayor que la densidad del hidrógeno gaseoso sigue siendo muy inferior a la de los combustibles líquidos, por lo que en este caso también se transportan masas relativamente moderadas de hidrógeno. A una densidad de 70,8 kg/m<sup>3</sup>, se pueden transportar alrededor de 3,500kg de hidrógeno líquido o casi 40,000 Nm<sup>3</sup> a un volumen de carga de 50 m<sup>3</sup>. Recordemos, que, para poder mantener el hidrógeno en estado líquido, son necesarios tanques de almacenamiento térmicamente aislados y energía para mantenerlo a baja temperatura.



Figura 13. Camión cisterna para el transporte de hidrógeno líquido.

- Transporte como gas metanizado - Gaseoductos.

Representa la opción con mayor nicho de mercado.

Se trata de combinar el hidrógeno producido por electrólisis con carbono capturado en la atmósfera o en procesos industriales, para producir  $\text{CH}_4$  (metanización). Este gas natural sintético (SNG – Synthetic Natural Gas) se inyectará en la red de gas natural convencional de la misma manera que se inyecta actualmente el biometano. El objetivo es que el SNG, sea o más parecido posible al gas natural convencional y así sea lo más similar posible a las condiciones de diseño establecidas.

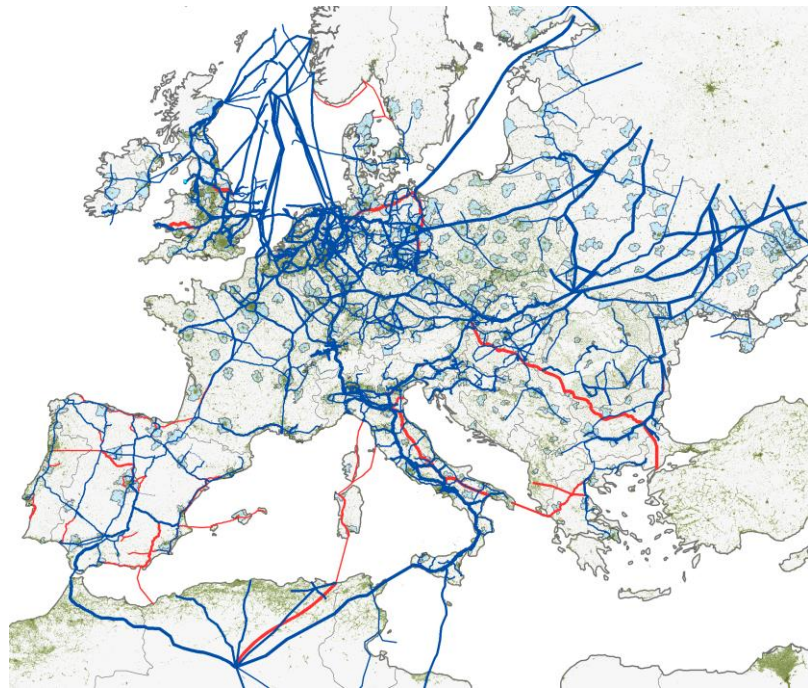


Figura 14. Red Europea de Gas Natural.

Su principal ventaja es que puede aprovechar el 100% de la capacidad de los conductos existentes y tampoco sería necesario reemplazar turbinas ni ningún otro elemento de los ciclos de gas. Por otro lado, este metano sintético, no se puede considerar

contaminante, puesto que recicla el carbono que ya estaba de por sí contaminando la atmósfera o que es fruto de un proceso industrial anterior. [18]

c) *Red de hidrogeneras.*

En la actualidad existen en España seis hidrogeneras en funcionamiento.

Localización	Año	Propiedad	Acceso
Valdespartera (Zaragoza)	2008	Expo Zaragoza	Cita previa
Balbastro (Huesca)	-	Centro H2 Aragón	Restringido
Ctra Z-HU km75 (Huesca)	2010	FHa	Cita previa
La Torrecica (Albacete)	2012	AJUSA	Restringido
Puerto de Sevilla (Sevilla)	2015	Abengoa	Cita previa
Puerto Llano (Ciudad Real)	2016	CNH2	Público

Tabla 9. Datos hidrogeneras en España.

Sin embargo, el número de este tipo de estaciones de repostaje es más de 15 veces superior en algunos países, como se puede ver en la Figura 15.

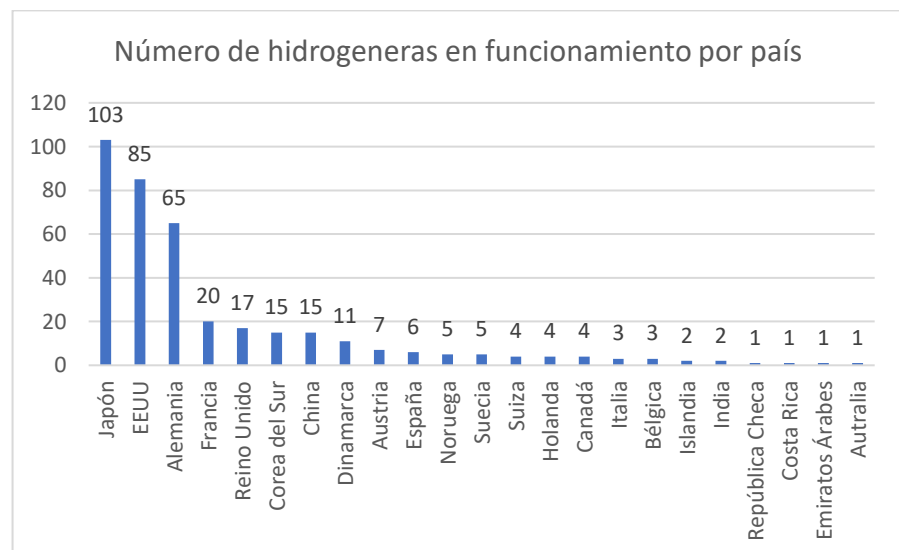


Figura 15. Número de hidrogeneras en funcionamiento en marzo de 2019 [Elaboración propia, Datos: H2Stations.org]

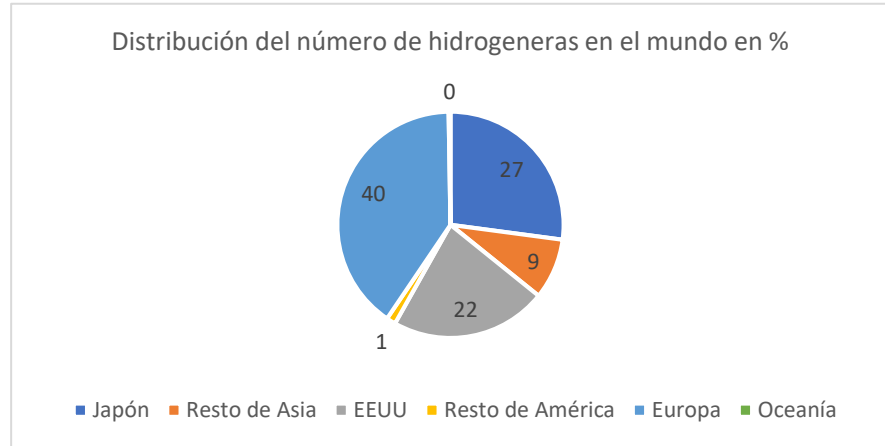
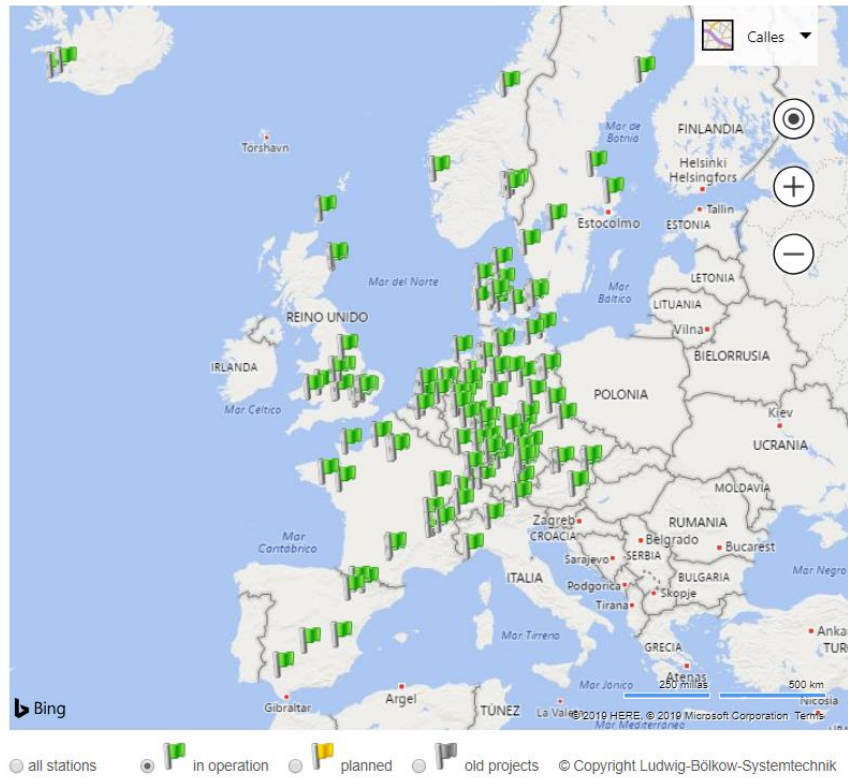


Figura 16. Distribución de las hidrogeneras a nivel mundial en porcentaje.  
[Elaboración propia]

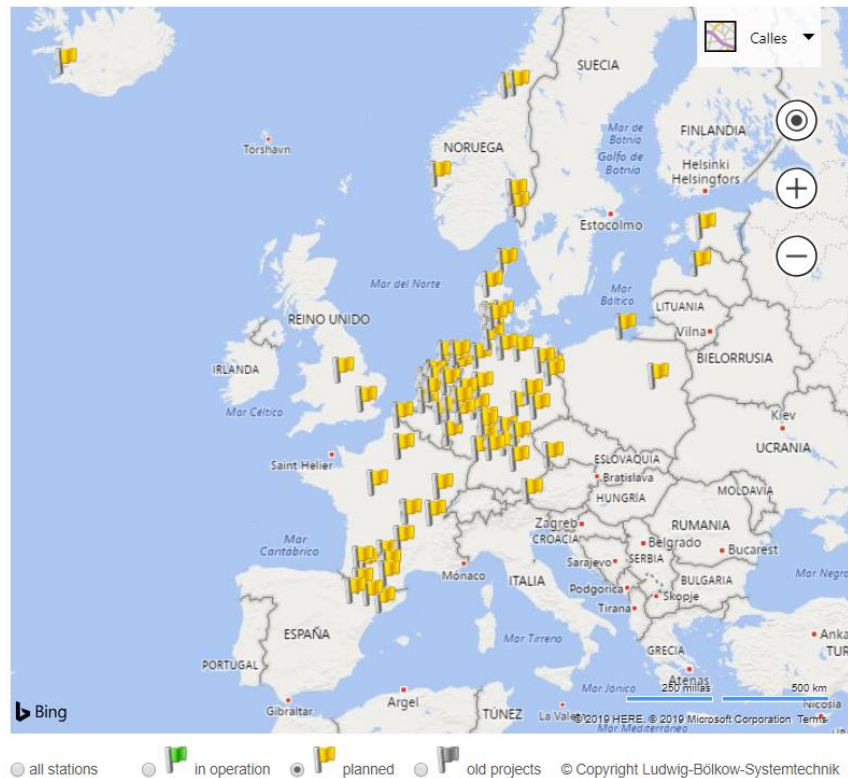
También es cierto, como se puede ver en los mapas mostrados a continuación y en las Figura 15 y Figura 16, que la mayoría de los países aún no han incorporado esta tecnología.

Así mismo, existe una relación directa entre los países con un alto número de hidrogeneras y las iniciativas y planes que se están llevando a cabo en los mismos para fomentar este tipo de tecnología.

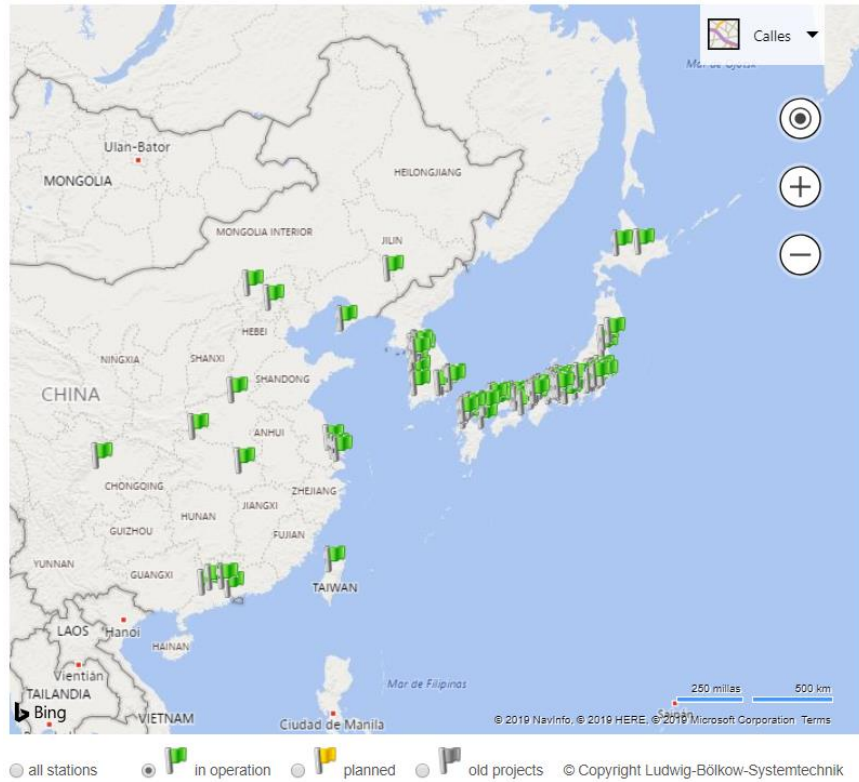




Mapa 1. Hidrogeneras en operación en Europa.



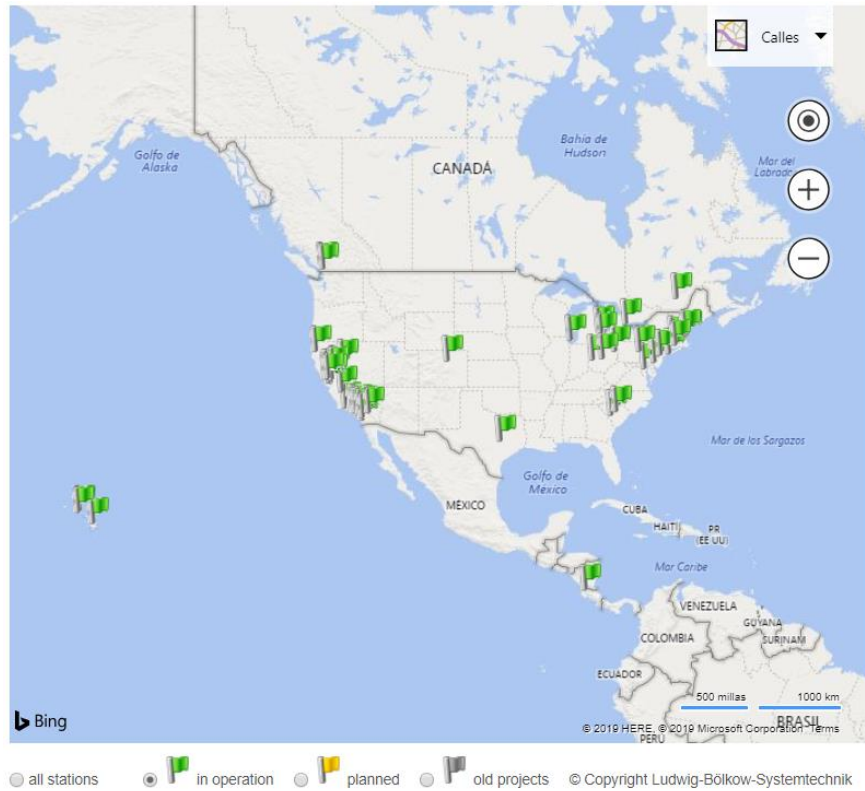
Mapa 2. Hidrogeneras proyectadas en Europa.



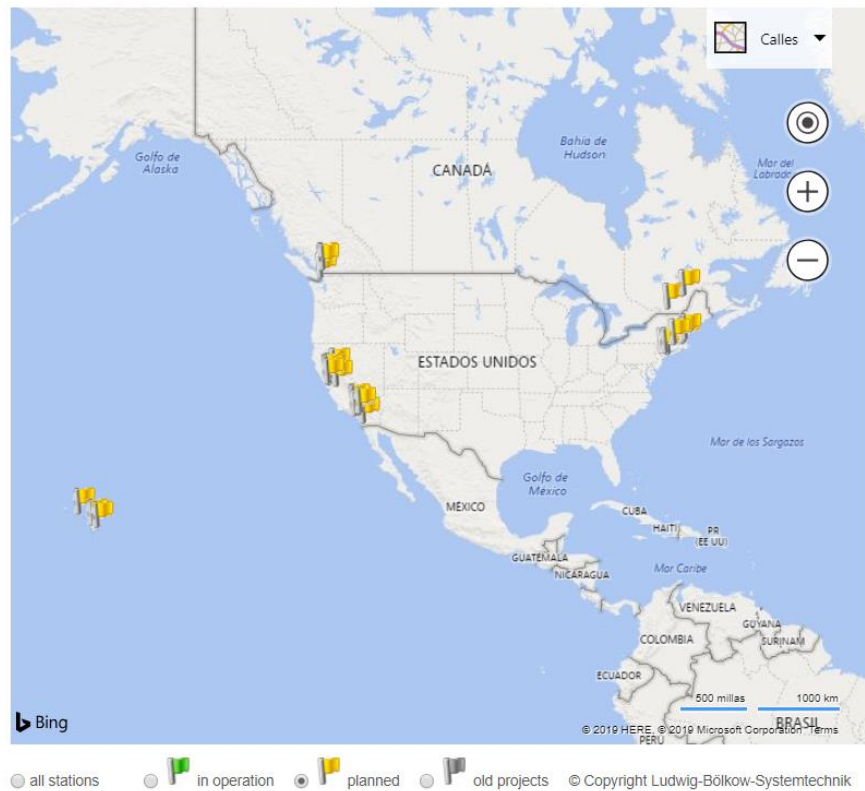
Mapa 3. Hidrogeneras en operación en Asia.



Mapa 4. Hidrogeneras proyectadas en Asia.



Mapa 5. Hidrogeneras en operación en América.



Mapa 6. Hidrogeneras proyectadas en América.

De la misma manera, existe una relación directa entre el número de hidrogeneras, el número de vehículos de hidrógeno circulando y, por tanto, con el presupuesto que destina cada estado para investigación y desarrollo de infraestructuras. Como ejemplo dos de las zonas con mayor densidad de estaciones de repostaje de hidrógeno California y Alemania destinan 140 millones€/año y 20 millones€/año respectivamente. También el Ministerio de Economía, Comercio e Industria de Japón, en colaboración con grandes compañías como Toyota, Nissan y Honda se han propuesto el objetivo de colocar 40.000 vehículos de hidrógeno en las carreteras niponas y 160 nuevas hidrogeneras de aquí a 2020 en busca de una reducción de la dependencia de la energía nuclear y una transmisión a energías limpias libres de emisiones.

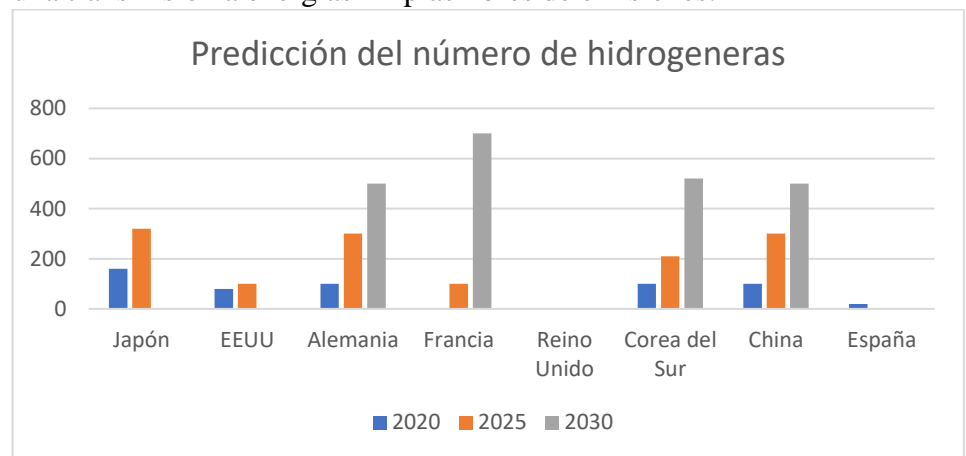


Figura 17. Predicción del número de hidrogeneras según los objetivos de cada país.

### 3.1. Aprovechamiento del Hidrógeno

#### 3.1.1. Recursos para su utilización.

- a. *Pilas de combustible ( $H_2 + O_2 \rightarrow$  Electricidad + Vapor de agua)*

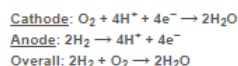
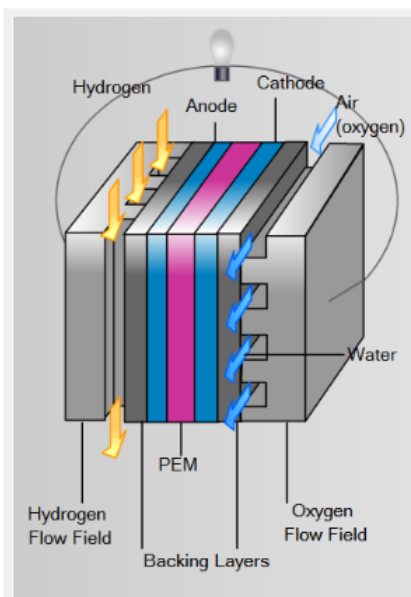


Figura 18. Esquema de una pila de combustible [Fuente: Hydrogenics]

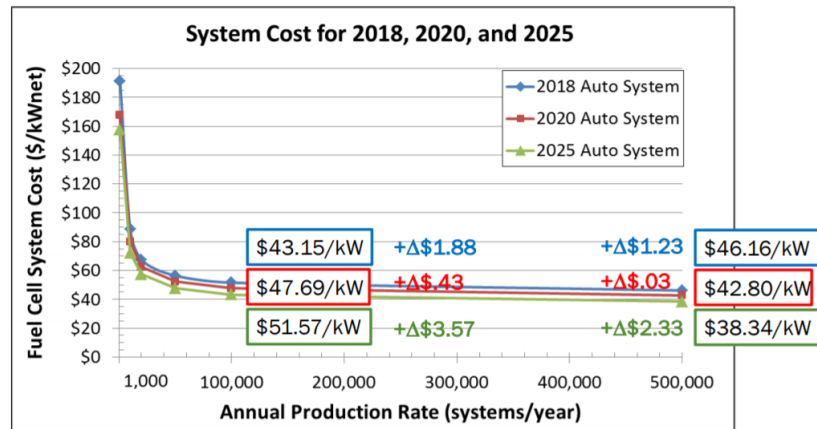
Dispositivo que convierte la energía química almacenada en moléculas en energía eléctrica. Sus combustibles son gas hidrógeno y gas oxígeno (este último contenido en el aire) que se ponen en contacto a través de una Membrana de Intercambio de Protones (PEM) obteniéndose como producto de la reacción: agua, electricidad y calor (nótese que no produce sustancias nocivas).

Internamente su funcionamiento es muy parecido al de una pila convencional. Cuenta con un ánodo y un cátodo.

La parte más importante de la pila es la membrana que permite pasar a los protones del cátodo (polo positivo,  $O_2$ ) al ánodo (polo negativo,  $H_2$ ) mientras que los electrones quedan bloqueados.

Sus principales ventajas es que al convertir energía química directamente en energía eléctrica evita más pérdidas que los motores de combustión, que deben pasar de energía química a energía térmica y convertir esta en trabajo mecánico, además tienen una durabilidad superior ya que no cuentan con partes móviles, más propensas al desgaste.

Por ello suelen tener un rendimiento bastante alto, aproximadamente del 55% [20].



\*Cost results shown for both 100,000 & 500,000 systems/year

U.S. DEPARTMENT OF ENERGY | OFFICE OF ENERGY EFFICIENCY & RENEWABLE ENERGY | FUEL CELL TECHNOLOGIES OFFICE | 25

Figura 19. Predicción de evolución del precio de las pilas de combustible. [Fuente: US Department of energy].

b. *Motores de hidrógeno (HICE - Hydrogen Internal Combustion Engine)*

Son motores de combustión interna cuya fuente de alimentación es hidrógeno en lugar de gasolina o gasoil. Por todo lo demás su funcionamiento es idéntico al de un motor de gasolina: el hidrógeno se combustiona en un motor de explosión mezclándose con aire comprimido produciendo el movimiento de los pistones del motor. El único gas de escape producido es vapor de agua.

Hace ya varias décadas que se puede hacer, con gas licuado del petróleo (GLP), butano, propano, gas natural comprimido (GNP) o gas natural licuado (GNL) e incluso con hidrógeno, lo que sucede es que no es nada interesante, por su bajísima eficiencia, lo que resulta en un malgasto de energía y un consumo excesivo de carburante (el rendimiento de estos motores es inferior al 20%). Además, como el consumo de hidrógeno de esta manera es muy alto, la autonomía de estos coches es mínima, de unos 100 o 150 km, algo que no soluciona nada respecto a los vehículos eléctricos convencionales dotados únicamente de una batería.

Por otro lado, sus emisiones no son 100% H<sub>2</sub>O debido a que existe una mínima parte de generación de CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> e hidrocarburos, generado por el consumo de aceite lubricante del motor.

3.1.2. Aplicaciones.

En los últimos años el uso del hidrógeno se ha hecho viable desarrollándose la tecnología necesaria para algunas de las aplicaciones, a pesar de que otras están aún en proceso de prototipado. [3]

Aplicaciones del H2				
Transporte			Estacionarias	Energy-to-H <sub>2</sub>
Pesado	Medio o ligero	Marítimo y aviación		
Trenes Autobuses/autocares Camiones	Coches Furgonetas Motocicletas Forklifts	Ferries Barcos Flotas aéreas	Edificios Industriales Back-up power Off-grid power Gen-sets	Inyección de gas en la red de gas natural. Electricity grid services

Tabla 10. Aplicaciones del H2.

a. *Transporte*

El funcionamiento de los vehículos de hidrógeno (FCEVs por sus siglas en inglés Fuel cell electric vehicles), se describe a continuación Y se basa en la obtención de energía eléctrica a través de una pila de combustible.

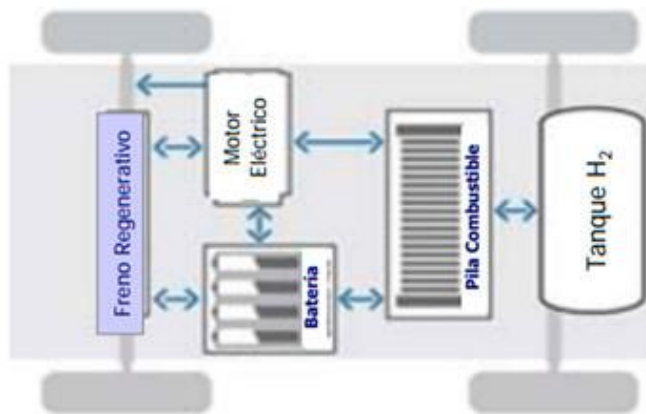


Figura 20. Esquema básico de un vehículo eléctrico.

En la pila de combustible se mezclan el H<sub>2</sub> y el O<sub>2</sub> produciendo energía eléctrica y agua (que es expulsada por el tubo de escape). Para ello, todos los vehículos cuentan con tanques de almacenamiento de hidrógeno, una pila de combustible, una batería eléctrica y un motor eléctrico. La energía producida se lleva al motor eléctrico y de ahí pasa al sistema de transmisión. La energía sobrante producida por la pila de combustible que no se consume en el motor pasa al motor eléctrico, y la energía eléctrica producida en el motor al frenar el coche también se

almacena en la batería, que se utilizará para dar mayor aceleración o para mover el vehículo sin consumir combustible en caso de que esta se encuentre cargada. Este esquema se repite de forma prácticamente idéntica en coches, camiones, autobuses y trenes.

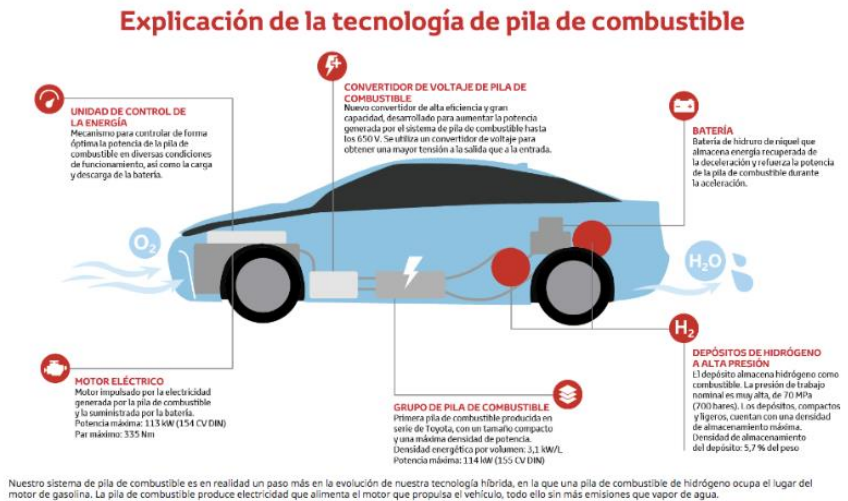


Figura 21. Explicación de Toyota del funcionamiento de su modelo Mirai.

Dicho de otra manera, se trata de vehículos eléctricos que fabrican a bordo su propia electricidad.

Según predicciones publicadas por la DGT, se estima que en 2030 habrá entre 10 y 15 millones de turismos y unos 500.000 camiones propulsados por hidrógeno en todo el mundo.

Asia y EEUU llevan gran ventaja a Europa en este terreno, pues hasta ahora la UE ha limitado la expansión de los vehículos de H<sub>2</sub>. Alemania tiene como objetivo llegar a 500.000 vehículos en 2025.

Esto puedes suponer un futuro muy poco halagüeño para los actuales vehículos eléctricos (de enchufe + batería + motor eléctrico) por el tiempo que requiere cargar las baterías, aunque su desarrollo y optimización podría suponer el fin de la industria automovilística impulsada por hidrógeno.

Las ventas en todo el mundo de este tipo de vehículos son de unas 6.500 unidades (desde 2013 a finales de 2017).

Según los datos del informe Global Market for Hydrogen Fuel Cell Vehicles, 2018 publicado por la empresa de investigación de mercados Information Trends, a finales de 2017 el número total de vehículos movidos por esta tecnología era de 6.475 unidades, de los que más de la mitad habían sido adquiridos en California (el 53%). Japón ocupa el segundo lugar con un 38%, mientras que en toda Europa tan solo se alcanza el 9%. [21]



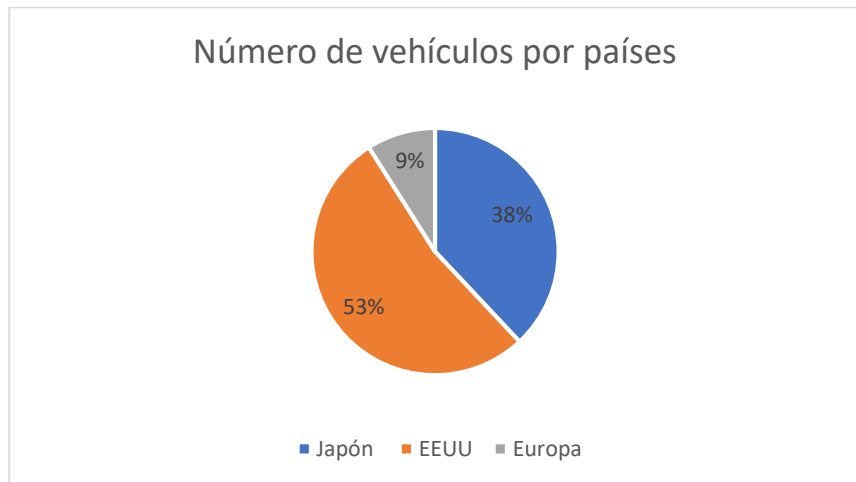


Figura 22. Porcentaje de vehículos por países, 2019

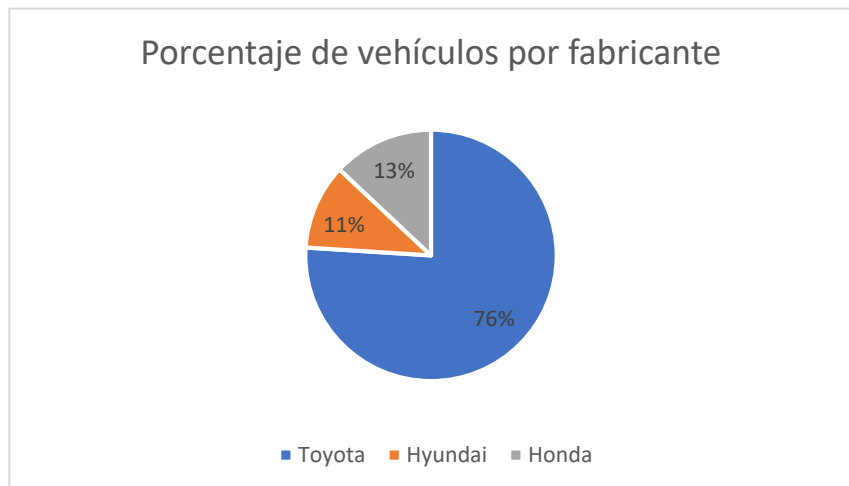


Figura 23. Porcentaje de vehículos por fabricante en 2019.

#### a.1. Pesado

##### - *Trenes de hidrógeno (“Hydrails”)*

Son una alternativa que abarataría costes para trenes en zonas no electrificadas o zonas que deban ser re-electrificadas por mantenimiento. En 2008 Japón lanzó el primer proyecto para desarrollar un tren hidrógeno de doble alimentación (65kW PEM fuel cells y 19kW baterías ión-litio).

El fabricante francés TGV Alstom tiene desde septiembre de 2018 dos prototipos en funcionamiento, recorriendo una ruta de 100km en el norte de Alemania (conectando las

ciudades de Cuxhaven y Buxtehude, recorrido que antes realizaban trenes diésel).

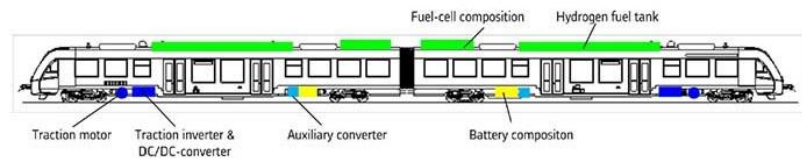


Figura 24. Esquema tren de H2. [Fuente: energiasolaraldia.com]

#### - *Autobuses y autocares*

Los autobuses urbanos son una de las tecnologías de aplicación del hidrógeno más maduras en la actualidad. Existen ciudades y fabricantes por todo el mundo que ya los están demandando y ofreciendo (respectivamente) es incluso probando:

Toyota espera que para los JO de Tokio 2020 la ciudad ya haya incluido a su flota de autobuses urbanos al menos 100 de su modelo Sora, impulsado con H2.

La compañía belga Van Hool entregará a partir de la primavera de 2019 30 autobuses del modelo A330 impulsados con pila de combustible (el A300 también está impulsado por una pila de combustible) a la ciudad alemana de Colonia y 10 a Wuppertal.

Su gran ventaja frente a los autobuses eléctricos que están incorporando ayuntamientos como el de Madrid, es su mayor rapidez de repostaje frente a la de recarga eléctrica, dado que su autonomía es similar (alrededor de los 200km).

#### - *Camiones*

De momento se encuentran tan sólo en fase inicial, estando sus prototipos comenzando a desarrollarse.

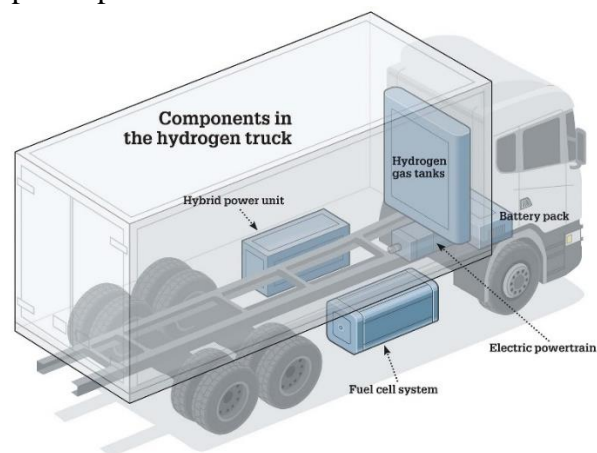


Figura 25. Esquema de un camión con pila de combustible.

## a.2. Medio y ligero

## - Automóviles

Podemos generalizar que los automóviles eléctricos de pila de combustible presentan las siguientes características:

<b>Potencia</b>	70-130kW
<b>Velocidad máxima</b>	160km/h
<b>Consumo</b>	0,76-1kg/100km
<b>Autonomía</b>	385-700km
<b>Combustible</b>	H2 (700bar)
<b>Coste aproximado</b>	51000€-80000€
<b>Fabricantes</b>	Hyundai, Toyota, BMW, Honda, Audi, Ford...
<b>Proveedores de pila de combustible</b>	BMW, NuCellSys, Honda, Toyota, Hyundai

Tabla 11. Características generales de los automóviles de pila de combustible.

En España se matriculó el año pasado por primera vez un vehículo eléctrico, que fue del modelo Nexo de Hyundai.

Estos vehículos tienen una autonomía muy superior a la habitual de los vehículos eléctricos.

Fabricante	Modelo	Año	Autonomía	Precio	Comentarios
<b>Hyundai</b>	Nexo	2018	666km	69.000€	1 <sup>er</sup> matriculado España
	Ix35 Tucson Fuel Cell	2013	594km	-	1 <sup>o</sup> comercializado en UE 1 <sup>o</sup> producido en masa Predecesor de Nexo $v_{max}=150\text{km/h}$
<b>Toyota</b>	Mirai	2015	500km	66.000€ (Alemania)	En Europa: Alemania, Dinamarca y Reino Unido.
<b>KIA</b>	Sorento	2021	800km		
<b>Mercedes</b>	GLC		478km	Alquiler (Alemania)	211CV
<b>Audi</b>	H-tron Quattro	2020	600km		
<b>Honda</b>	Clarity Fuel Cell	2016	750km	369\$/mes	En California
	FCX Clarity	2008			1 <sup>o</sup> vehículo H2 comercializado
<b>Renault</b>	Symbio FCell Kangoo ZE-H2	2017	355km		$V_{maz}=130\text{km/h}$
<b>Nissan</b>	Symbio FCell e-NV200				Prototipo
<b>Fiat</b>	FEV 500 Breeze				Prototipo

Tabla 12. Automóviles de hidrógeno [22] [23] [24] [25] [26]



### Audi h-tron quattro concept

Drivetrain  
01/16

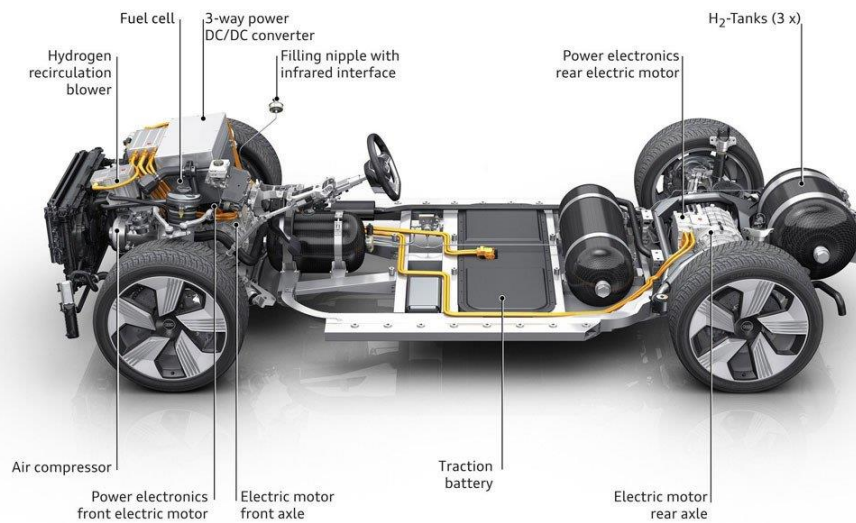


Figura 26. Esquema de un vehículo de hidrógeno.

De momento la mayoría de los fabricantes ofrecen sus FCVs en alquiler o leasing, encargándose ellos mismos del mantenimiento y ofreciéndoselos, por lo general, a instituciones públicas o empresas en lugar de a particulares.

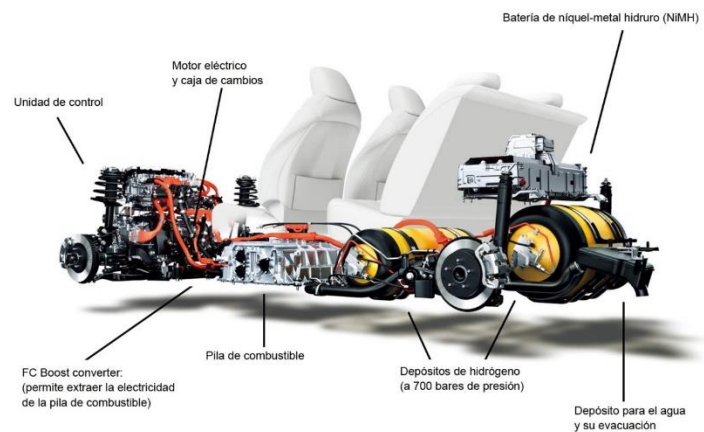


Figura 27. Toyota Mirai.

La gran barrera que se están encontrando los fabricantes es la falta de infraestructuras para abastecer a estos vehículos, lo cual se explica detalladamente en el punto “3.1.3. Métodos de almacenamiento y transporte de Hidrógeno.”.

- *Furgonetas*  
Su desarrollo es altamente conveniente para la reducción de la contaminación en las ciudades, puesto que la mayor parte de las entregas se hacen con este método. Actualmente existen varios proyectos, destacando los del grupo Renault en colaboración con Symbio: Symbio Renault Kangoo ZE H2 350b y Symbio Nissan e-NV200 (la segunda presentada en la FC Expo de Tokio celebrada en marzo de 2019).
- *Motocicletas*  
Las tres grandes compañías japonesas: Toyota, Nissan y Honda, son las que más están impulsando estas tecnologías, especialmente la última que durante los primeros 3 meses del 2019 ya ha presentado dos patentes. El gran problema que presentan es que al incorporar depósito para el gas, motor eléctrico y batería la moto se hace muy pesada y voluminosa.
- *Forklifts (Carretillas elevadoras)*  
Su desarrollo es muy beneficioso para las factorías pues suelen ser utilizados en espacios cerrados como naves en los que es muy positivo que no haya emisiones y al tener tiempos de repostaje muy cortos aseguran la disponibilidad de las máquinas mucho más tiempo que la versión eléctrica convencional de las mismas. Esta tecnología ya se encuentra en fase comercial con más de 10.000 unidades en operación en el mundo



Toyota forklift truck, © Toyota

Figura 28. Carretilla elevadora de la marca Toyota que se encuentra ya a la venta.

### a.3. Marítimo y aviación

De momento se encuentran tan sólo en fase inicial, estando sus prototipos comenzando a desarrollarse.

Su objetivo es combinar las fuerzas de sol y viento presentes en el mar para alimentar un motor eléctrico. En caso de generación mayor que demanda se producirá además hidrógeno, que se almacenará convenientemente para el escenario en el que la demanda sea mayor que la generación.

Estas fragatas deberán contar, por tanto, tanto con equipos de electrólisis como con pilas de combustible.

Destaca en este apartado el proyecto llamado “Energy Observer”. Se trata de un catamarán que comenzó a dar la vuelta al mundo en el 2017, con el objetivo de fomentar las energías renovables al hacerlo sin consumir combustibles fósiles. El proyecto finalizará teóricamente en 2022, después de 6 años surcando los océanos.



Figura 29. Energy Observer Boat.

b. Estacionario

- *Edificios*

Las pilas de combustible micro combinadas de unidades de calor y energía (FC mCHPs) utilizan gas natural como combustible para generar electricidad y calor simultáneamente, por lo que se puede reformar el gas natural en hidrógeno y obtener calor en la caldera para el sistema de calefacción de forma convencional. Esto se debe a que, con este sistema, al producir electricidad a partir de gas natural los residuos de la reacción son agua caliente y calor.

La instalación de estas infraestructuras en edificios puede reducir las emisiones de CO<sub>2</sub>, mejorar la eficiencia de los sistemas de climatización y de las Smart grids. Las eficiencias eléctricas y combinadas de estos sistemas son 35-60% las primeras y 85-90% (PEM) o 80-95% (SOFC) las segundas.

Como ventajas para el desarrollo de esta tecnología destacan la utilización de las redes de gas y electricidad ya existentes, reducir la contaminación acústica, ya que es un proceso prácticamente silencioso, aumentar el mix de generación disminuyendo el precio social de la expansión de las redes eléctricas [ROLAND BERGER] Una de sus principales desventajas es su altísimo coste (entre 10.000 y 25.000€ más instalación) y la escasa oferta de mercado que hay actualmente (apenas tres

compañías -SOLIDpower, Viessmann y Elcore-comercializan esta tecnología)

- *Industriales*

La utilización de sistemas de H<sub>2</sub> en aplicaciones industriales está ligada típicamente a la producción de energía o energía y calor combinados. Como fuente de energía pueden utilizar gas natural, biogas o hidrógeno, con una eficiencia de entre el 50 y el 80% produciendo habitualmente más de 400kW pudiendo llegar incluso a los MW.

El coste de su instalación completa depende significativamente del caso, pero estaría entre 4000 y 5000 €/kW instalado.

No obstante, en la actualidad existen varios proyectos de demostración en desarrollo, pero ninguna empresa los está comercializando a gran escala, porque es necesario un aumento de su eficiencia, así como una reducción del coste por kW instalado.

- *Back-up Power*

Los sistemas de reserva de energía ininterrumpida de pilas de combustible (UPS- uninterrupter power supply) usan gas H<sub>2</sub> comprimido como combustible para generar electricidad a través de una pila de combustible durante fallos prolongados del sistema eléctrico.

Es un sistema interesante para el aumento de la fiabilidad y calidad de suministro de los sistemas eléctricos.

Tienen una eficiencia de entre el 25 y el 50% y una potencia eléctrica de salida de entre 0,2 y 8,8kW.

- *Off grid Power*

Se trata de pilas de combustible estacionarias instaladas en sistemas aislados o micro-redes para el suministro de potencia en caso de falta (back-up power) o potencia base (base-load). Estas pilas de combustible se pueden combinar con electrolizadoras para producir power-to-hydrogen a partir de energías renovables.

Tiene importancia para su instalación en islas o regiones aisladas de montaña que actualmente deben recurrir a generadores diesel.

Estos sistemas tienen unos rendimientos de hasta el 50% para la tecnología PEM y del 60% para las SOFC. Las potencias de salida pueden oscilar entre 5 y 250kW eléctricos.

La falta de infraestructuras para la producción de hidrogeno puede suponer la necesidad de que sea entregado por carretera (por ejemplo, en camiones) lo que puede aumentar el coste lo que añadido a la dificultad de cumplir con los requerimientos de seguridad para la manipulación de H<sub>2</sub>, puede suponer un impedimento para su implantación.

- *Gensets*

Se tratan de pilas de combustible transportables fácilmente conectables a tanques de almacenamiento de hidrógeno comprendido que hacen posible la producción de energía eléctrica donde sea necesario para aplicaciones que necesiten temporalmente alimentación off-grid y haya suministro de este gas. Si se conectan a taques de almacenamiento transportables podríamos producir electricidad de forma estacionaria en cualquier lugar.

Constituyen una alternativa para sustituir a los actuales diesel gen-sets utilizados por ejemplo en construcción. Tiene una eficiencia de aproximadamente el 50% y debido a que utilizan tecnología PEM requieren una pureza del suministro de H<sub>2</sub> considerablemente alta. Se debe tener en cuenta que aumentaría el coste (de la obra en construcción, por ejemplo) debido al alto coste de entrega del H<sub>2</sub> presurizado en el lugar de consumo. Sin embargo, tiene el potencial de que teóricamente a largo plazo tienen unos costes de mantenimiento y operación menores que los generadores convencionales.

c. Energy to Hydrogen

- *Inyección del gas H<sub>2</sub> en la red de gas natural*

Podemos producir hidrogeno a partir de fuentes de energía renovables e inyectarlo en la actual red de gas natural para su almacenamiento, ya sea a corto o largo plazo, y posterior uso en cualquiera de las aplicaciones estudiadas. Con esto se conseguiría fomentar el hidrógeno a y descarbonizar la red de gas.

De momento sólo existen proyectos en fase de pruebas, dos en Alemania, uno en Francia y otro en Reino Unido. Estos proyectos conciernen especialmente a los operadores de las plantas renovables y a los operadores de los sistemas de transmisión y distribución del gas natural, así como a las autoridades regulatorias.



Sus principales problemas derivan de que la concentración adecuada en la mezcla de hidrógeno puede variar significativamente (5-25%) entre los sistemas de redes de tuberías y las composiciones de gas natural, por lo que habría que añadir nuevos sensores para monitorizar las líneas de forma más precisa. Además, como se ha comentado en la sección 3.1.2 Métodos de almacenamiento y transporte de H<sub>2</sub> (página 21), el hidrógeno es un gas altamente difuso y permeable, lo que le hace capaz de atravesar sólidos incluso el acero pudiendo dañar las paredes de las tuberías y haciendo deban ser reforzadas para poder transportar este gas y que el mantenimiento requerido por las mismas deba ser más frecuente.

Estos factores, añadidos a la falta de iniciativas e incentivos hace que el futuro de estos proyectos no esté definido aún.

- *Electricity grid services*

La implantación de sistemas de electrólisis en algunos de los puntos de la red eléctrica puede suponer una mejora de la regularidad y la calidad de suministro de electricidad en sus tres aspectos principales:

- Lazo de reserva primaria – Frequency Containment Reserve (FCR):

Su función es estabilizar la frecuencia del sistema a un valor constante tras un desequilibrio generación-demanda, haciendo que se igualen ambas. Las electrolizadoras pueden dar apoyo al sistema incrementando o reduciendo la demanda.

Teóricamente se pueden utilizar tanto sistemas PEM como ALK, aunque de momento sólo se han probado en ensayos de laboratorio dado que los tiempos de actuación de la regulación primaria son muy cortos, menores de 30 segundos.

- Lazo de reserva secundaria – Frequency Restoration Reserve (FRR):

Su función es devolver la frecuencia del sistema a su valor de referencia tras un desequilibrio frecuencia-demanda, haciendo que se igualen generación y demanda. Las electrolizadoras pueden dar apoyo al sistema incrementando o reduciendo la demanda.

Se pueden utilizar tanto sistemas PEM como ALK, aunque los segundos deben de ser operados correctamente para que efectivamente cumplan su función, puesto que el tiempo de actuación de la reserva secundaria es de entre 1 y 15 minutos, mismo margen que el de las electrolizadoras ALK.

- Lazo de reserva terciaria – Replacement Reserve (RR):  
Debe recuperar las reservas de potencia requeridas durante la operación el sistema.  
Se pueden utilizar ambos sistemas (PEM y ALK) debido a que los tiempos de respuesta son muy dilatados, superiores a 15 minutos.

Esta es una de las aplicaciones más prometedoras del hidrógeno por lo que hay 5 países europeos (Francia, Italia, Alemania, Austria y Dinamarca) desarrollando proyectos de investigación sobre esta materia.

Como desventaja cabe mencionar que el debido al sistema de remuneración de las reservas eléctricas, puede no resultar económicamente interesante actualmente, aunque con la introducción de las renovables esto podría cambiar.

Además, en Ontario (Canadá) ya hay en funcionamiento un proyecto de Hydrogenics que utiliza una electrolizadora para controlar la frecuencia del sistema cada segundo.

### 3.2. Proyectos actuales a nivel nacional

Desde el año 2004 han comenzado a desarrollarse proyectos a nivel nacional, comenzando una etapa de mayor investigación a partir de 2010. Desde entonces, se han desarrollado casi un centenar de proyectos, algunos de los cuales se exponen a continuación:

a. H2Gas (Enagas + Redexis Gas)

En marzo de 2018, Enagás y Redexis Gas firmaron un acuerdo para la creación de H2Gas, cuyo objetivo es impulsar la producción de hidrógeno renovable a través del desarrollo tecnológico y la promoción de infraestructuras. Una de las líneas principales de investigación es la tecnología “Power to gas” en busca de la maximización de su explotación de forma segura y eficiente. [27] [28]

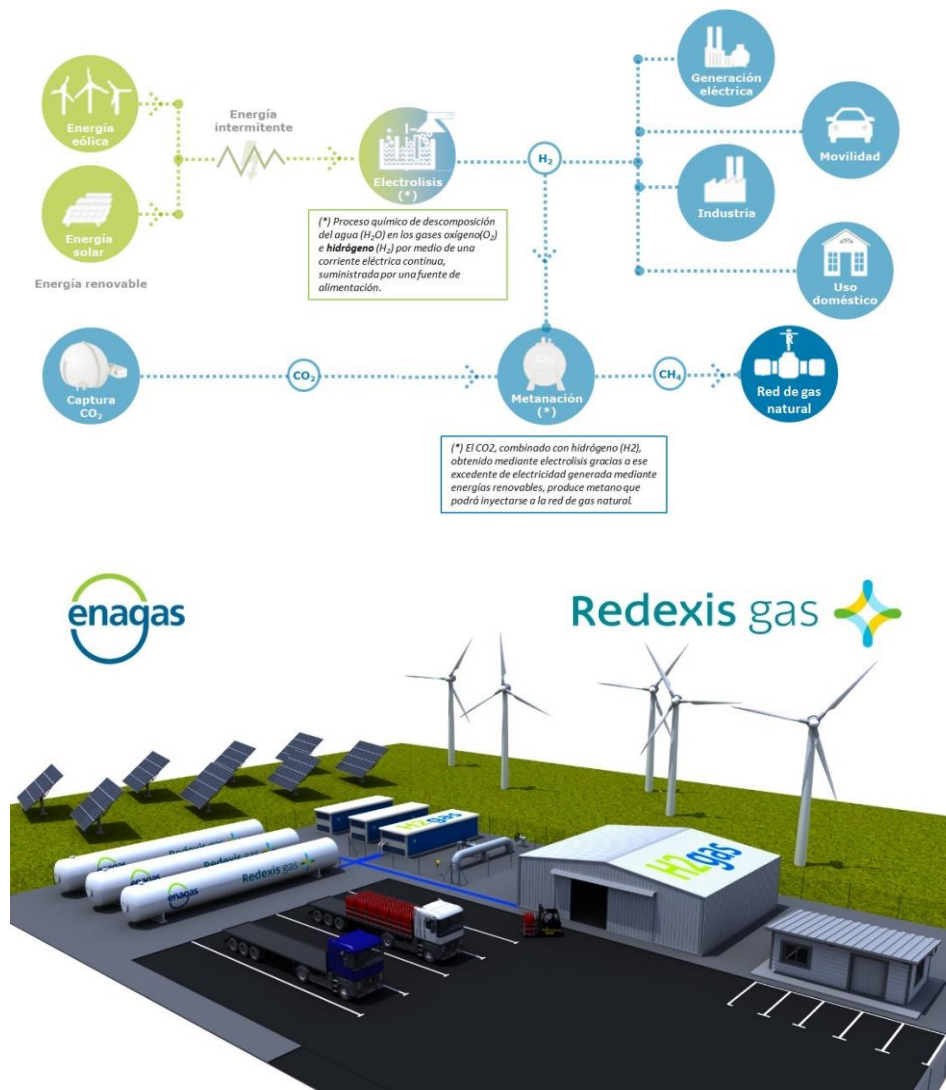


Figura 30. Esquema del proyecto conjunto que Enagás y Redexis gas [Fuente: Enagás]

b. Proyecto de hidrógeno renovable VITALE (INDHO + SOLVENTUS)

Proyecto comercial de producción de hidrógeno renovable en España. El proyecto contempla el desarrollo, construcción y puesta en operación entre 2016 y 2019 de la primera planta de producción de hidrógeno renovable en Alcázar de San Juan (Ciudad Real, España) para su uso en el sector de movilidad sostenible.

El proyecto está planteado en diferentes etapas, teniendo la etapa inicial una capacidad de producción de hidrógeno de hasta 1,9 millones de Nm<sup>3</sup> de hidrógeno anualmente hasta 19 millones de Nm<sup>3</sup> de hidrógeno en la segunda etapa y de hasta 190 millones de Nm<sup>3</sup> de hidrógeno en la tercera etapa.

Este proyecto obtuvo una gran acogida en la VIII Asamblea General de la Plataforma Tecnológica Española del Hidrógeno. [29]

c.      Institut de Recerca en Energia de Catalunya:3D MADE (2016)  
Uno de los sistemas más prometedores para almacenamiento de energía se basa en el hidrógeno y/o biocombustibles combinados con Pilas de Combustible. Este proyecto busca materiales y dispositivos cerámicos impresos en tres dimensiones para almacenamiento de dicha energía y almacenamiento de biocombustible. Estos sistemas tienen como base determinados procesos catalíticos y fotocatalíticos, que a su vez pueden ser utilizados para darle un valor añadido al proyecto, como podría ser la fotoreducción del CO<sub>2</sub> a combustibles y, a nivel local, la posibilidad de explotar recursos abundantes en las Islas como el sol y los yacimientos de tierras raras para la generación in-situ de H<sub>2</sub> mediante procesos de fotosíntesis artificial. [30]

d.      Proyecto SINTER (Sistemas Estabilizadores de Red)  
Este estudio, llevado a cabo por el Centro de Investigación de Recursos y Consumos Energéticos (CIRCE) con el apoyo de Inycom, Aplicaciones de Energías sustitutivas (ADES) y la Asociación y Centro Nacional del Hidrógeno, investiga sobre las posibilidades de alcanzar las metas de máxima autosuficiencia energética y ahorro. Demostrando la utilidad de la integración del almacenamiento, incluyendo tecnologías del hidrógeno, al actuar sobre las líneas de transporte y distribución, especialmente en los puntos de red débil o saturada, que se dan en zonas rurales, pequeñas ciudades y polígonos industriales, frenando su desarrollo económico y social. Estos puntos sufren problemas de caída de tensión, fluctuaciones de frecuencia y tensión, y aparición de armónicos.  
Los SINTER que se pretenden desarrollar y demostrar en este proyecto suponen una alternativa viable y con grandes ventajas económicas y medioambientales frente a las soluciones actuales a estos problemas: nuevas líneas eléctricas, repotenciación de las líneas eléctricas existentes e instalación de grupos electrógenos entre otras medidas.

Durante el proyecto se van a desarrollar, construir y poner en marcha seis Demostradores en diversas localizaciones, con los que se pondrán a prueba los elementos de generación, almacenamiento, conexión a red y control, que permitirán mejorar sus prestaciones, vida útil y reducir su mantenimiento. Para ello, se propondrá una batería de investigaciones y pruebas comparativas de funcionamiento, que podrán implicar modificaciones de diseño. [31]

e.      Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas.  
Destacaremos dos proyectos de este centro de investigación

- *TOGETHER - Trigeneración con GeoTermia, Hidrogeno y Energías Renovables (2018-2021)*

Mejorar la eficiencia energética en la climatización, generación de ACS y suministro eléctrico mediante el desarrollo tecnológico y de investigación de un sistema versátil y modular que incluya los campos de generación de energía, almacenamiento, y uso, basada en la combinación de EE.RR. y del ciclo del hidrógeno en sistemas de cogeneración de calor y frío con geotermia y máquinas de absorción. Los desarrollos del proyecto se estudiarán en dos laboratorios con diferentes condiciones de trabajo (componentes del sistema y modos de operación) y el sistema global en un living-lab, bajo condiciones reales de uso. A su vez se desarrollarán sistemas para la utilización directa del hidrógeno generado en los equipos destinados a la generación de ACS, calefacción y refrigeración con el objetivo de mejorar de sus rendimientos. Se harán trabajos de aprovechamiento de los equipos de microgeneración como son las pilas de combustible de uso estacionario, de tal manera que se puedan optimizar la cogeneración de electricidad y calor de diferentes potencias y su validación en aplicaciones reales, de forma que se puedan identificar los nichos de mercado de la tecnología y sirva de plataforma de lanzamiento para la introducción de esta tecnología en el mercado. [32]

- *Diversificación energética mediante sistemas de generación basado en pilas de combustible (2010-2013)*

DIVERCEL-CM trató tanto la investigación científica (pilas de combustible y producción de hidrógeno a partir de fuentes renovables), como en el desarrollo tecnológico (integración y prototipos) para facilitar la transferencia tecnológica hacia industrias que apuestan por la implantación de las nuevas tecnologías.

Se partió de los logros científicos y tecnológicos, así como de la experiencia, conseguida durante el desarrollo del Programa ENERCAM-CM (IV PRICIT de la Comunidad de Madrid). [33]

- f. HydroSolar 21: Almacenamiento de energía en forma de hidrógeno (ITCL)

HydroSolar 21 es un proyecto de innovación energética llevado a cabo por el Instituto Tecnológico de Castilla y León (ITCL), coordinado por la Asociación Plan Estratégico de Burgos y que cuenta con la participación activa de varios investigadores de la Universidad de Burgos y con la colaboración de otras instituciones como el Instituto de la Construcción, el Ayuntamiento de la ciudad, la Agencia Provincial de la Energía y el Centro Europeo de Empresas e Innovación de Burgos (CEEI Burgos). Entre los objetivos del proyecto destacamos la utilización de energía eólica

y fotovoltaica para producir H<sub>2</sub> mediante electrólisis y su almacenamiento. [34]

g. Planta de H<sub>2</sub> de Sotavento (Centro Nacional de Energías Renovables)

Este proyecto consistente en estudios teóricos y experimentales para la caracterización de la planta de generación propiedad de Gas Natural Fenosa, situada en el Parque Eólico Experimental de Sotavento. Entre los años 2009 y 2012 se estudió la idoneidad del hidrógeno para el almacenamiento energético y analizando las posibilidades de producir hidrógeno 100% renovable formado sólo a través de la energía producida por los aerogeneradores del parque.

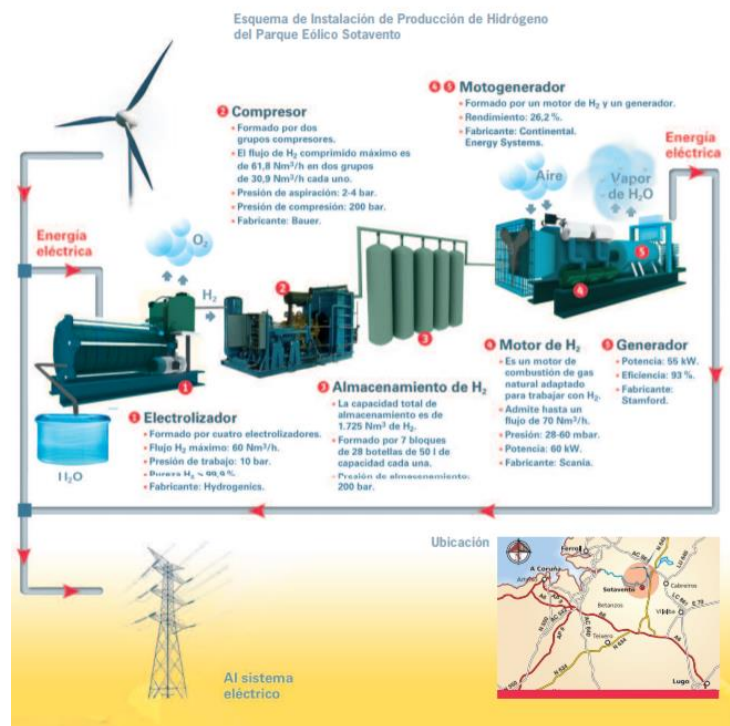


Figura 31. Esquema del parque experimental de Sotavento.

Entre los logros alcanzados por el proyecto destacamos:

- Gestión de la producción de la energía eólica, consiguiendo un recurso totalmente gestionable a partir de un recurso de naturaleza intermitente.
- Operación de la instalación en función de distintas estrategias: “peaking”, produciendo electricidad en horas punta y generando hidrógeno en horas valle; estrategia de “balancing” tratando de evitar los desvíos en la producción del parque eólico respecto a la

producción anunciada; estrategia de incremento del factor de capacidad del parque y “load levelling”, tratando de satisfacer una determinada carga.

- Operación de la instalación en función de distintos objetivos: optimización técnica, optimización económica y soporte del sistema eléctrico.
- Se consigue generar hidrógeno a precios competitivos respecto a sus productos sustitutivos (como podría ser la gasolina en la automoción). [35]

h. Instituto tecnológico de Canarias: PSE H2RENOV y HYLAB  
Se contemplan el desarrollo de tecnologías de producción de hidrógeno eficientes y competitivas, que permitan la implantación de la economía del hidrógeno en España utilizando fuentes energéticas renovables autóctonas y al mismo tiempo abundantes en nuestro territorio: energía eólica, energía solar y ciertas formas de la biomasa.

El objetivo concreto era disponer en Canarias unas instalaciones similares a las de Sotavento descrita más atrás para permitir avanzar en el estudio de las tecnologías del hidrógeno. [36] [37]

i. Plataforma solar de Almería.  
Disponen de numerosas líneas de investigación de las cuales destacamos los siguientes proyectos:

- *HYDROSOL: Thermochemical HYDROgen production in a SOLar plant.*

El objetivo de este proyecto, finalizado en 2018, era el desarrollo y la operación de una planta de 1MW (750kW en realidad) para la producción de hidrógeno a partir de energía solar y agua en una torre solar. Además de un estudio técnico económico detallado. [38]

- *SOLTER H: Generación de hidrógeno a altas temperaturas a partir de energía térmica solar.*

Fue uno de los primeros proyectos desarrollados en España en materia de hidrógeno. Comenzó en 2004 con el objetivo principal del proyecto era demostrar la utilidad de combinar energías renovables (específicamente solar) con almacenamiento en forma de hidrógeno. En concreto, se deseaba obtener los datos para diseñar un reactor solar de 5kW en la Plataforma Solar.

Los resultados desde el punto de vista de la hidroducción y la relación H<sub>2</sub> / O<sub>2</sub>, estaban lejos de los teóricos del laboratorio. Sin embargo, en el segundo ciclo, ocurre lo contrario. [39]

j.      SEAFUEL – Integración Sostenible de combustibles renovables en sistemas de transporte locales

En este proyecto, que se está desarrollando entre la Agencia Insular de Energías de Tenerife (AIET) en colaboración con el Instituto Tecnológico y de Energías Renovables (ITER) entre los años 2017 y 2020. SEAFUEL busca utilizar los recursos renovables del Espacio Atlántico para abastecer al transporte local y apoyar una economía baja en carbono. El proyecto utilizará infraestructuras de energía renovables eólica, solar y marina, para demostrar la viabilidad del hidrógeno como combustible a utilizar por las autoridades locales de transporte en regiones aisladas. El éxito del proyecto promoverá un sistema de transporte sostenible que pueda ser adoptado por otras regiones del Atlántico. El punto innovador se basa en la conexión de las estaciones de combustible a paneles solares, aerogeneradores y a sistemas de aprovechamiento de la energía del mar, generando el combustible de hidrógeno en función de la disponibilidad de los recursos.

Además, el proyecto busca captar la atención de las autoridades para poder crear una economía verde y unas políticas sólidas en temas de reaprovechamiento de energías renovables en zonas aisladas y utilización de los ciclos de hidrógeno. [40]



## Capítulo 4 – Análisis de casos.

---

### 4.1. Introducción.

Tras el análisis realizado en “Capítulo 3 – Descripción del estado del arte.” se han decidido analizar la viabilidad económica de 3 casos con un mercado en potencia más interesante.

En las siguientes páginas se describirán las perspectivas para inversiones en el sector del hidrógeno en los casos de:

- a. Red de hidrogeneras.
- b. Producción/venta de hidrógeno.
- c. Almacenamiento energético en términos de potencia.

Se han elegido estos tres casos dado que tienen un impacto directo en la reducción de la emisión de gases de efecto invernadero y la contaminación del aire. Además, cuentan con la ventaja de ser empresas totalmente innovadoras, sin prácticamente competidores en el mercado en la actualidad, que necesitan crecer para poder desarrollar otros sectores dentro del marco del aprovechamiento del hidrógeno como recurso:

- Para que se produzca un aumento del número vehículos con cero emisiones son imprescindibles el aumento de la autonomía de las baterías de los coches eléctricos convencionales (objetivo que hasta el momento tan sólo ha sido alcanzado – de forma parcial – por Tesla) o la proliferación de vehículos eléctricos con combustible hidrógeno, para lo cual es imprescindible el desarrollo de una red nacional de puntos de repostaje de hidrógeno.
- Por otro lado, para atender toda la demanda de gas hidrógeno que previsiblemente (a la vista de la amplia cantidad de aplicaciones en las que se está investigando) va a producirse durante la próxima década, será imprescindible el desarrollo de empresas que comercialicen este gas, de la misma forma que actualmente las hay que venden gasolina, diesel o gas natural.
- Por último, debido a una drástica e imprescindible reducción de la combustión de combustibles fósiles tanto en la producción eléctrica (centrales térmicas) como en los sectores del transporte y climatización, se crea la necesidad de aumentar el espacio de almacenamiento energético de la energía producida con parques solares o eólicos u otras renovables no gestionables.

## 4A. Análisis de la instalación de una red nacional de hidrogeneras.

Para que los vehículos propulsados por hidrógeno sean una realidad a nivel nacional en un futuro cercano, es necesario apostar por una inversión que permita la conexión de todo el territorio nacional con esta tecnología.

### 1. *Hipótesis*

En el Mapa 7. Marcados con una estrella azul – puntos seleccionados para la instalación de una estación de repostaje de hidrógeno. se muestran las estaciones de repostaje de hidrógeno existentes (globo rojo) y las proyectadas (globo rosa) y las que sugerimos construir con este proyecto (estrella azul).

Para la elección de los puntos de edificación de estas instalaciones se han tenido en cuenta:

- Las hidrogeneras ya existentes en funcionamiento, las proyectadas y las que se encuentran en fase de construcción.
- La densidad de población en la zona.
- La tradición industrial y automovilística de la zona.
- Se supone una autonomía de unos 500km<sup>7</sup> para este tipo de vehículos.
- Se prefiere la instalación en las zonas urbanas puesto que facilita la utilización de estos VFCs de forma cotidiana a sus ciudadanos y cuentan con suficiente autonomía para llegar a la siguiente ciudad a repostar en caso de trayecto interurbano.

Teniendo en cuenta las estaciones de repostaje de hidrógeno existentes y las proyectadas, se identifican como puntos necesarios para la instalación (suponiendo una autonomía de 500km para estos vehículos):



Mapa 7. Marcados con una estrella azul – puntos seleccionados para la instalación de una estación de repostaje de hidrógeno.

<sup>7</sup> Autonomía del Toyota Mirai es de 500km a 700bar.

Dado que se han escogido puntos de instalación donde no hay competencia dentro de este tipo de tecnología en la actualidad, será nuestra empresa la encargada del suministro de toda la demanda local.

En conclusión, se instalarán 9 puntos de repostaje:

- |              |            |            |
|--------------|------------|------------|
| - Madrid     | - Vigo     | - Mérida   |
| - Bilbao     | - Málaga   | - Oviedo   |
| - Valladolid | - Valencia | - Alicante |

Se supondrá implantación progresiva, en primer lugar, la de Madrid, que será la que se analice a continuación.

Para el resto de las estaciones de repostaje el cálculo será idéntico, modificándose ligeramente los precios en función del coste de los solares.

## 2. Productos sustitutivos

Sin embargo, lo que sí que se puede considerar como competencia son los productos existentes que se quieren sustituir:

- *Vehículos de gasolina y diésel*, suponen la mayor parte del mercado español, aunque debido a los planes de contaminación de aire que se están aplicando en distintas ciudades tenderán a desaparecer.
- *Vehículos híbridos enchufables*, son el término medio entre los vehículos eléctricos y los vehículos de combustión tradicionales. Teóricamente diseñados para funcionar como eléctricos en zonas urbanas y como vehículos de combustión en vías interurbanas.
- *Vehículos eléctricos*, son la competencia más directa, debido a que su objetivo es el mismo (eliminar las emisiones de CO<sub>2</sub> y NO<sub>x</sub>) aunque presentan la gran desventaja de tener una autonomía muy baja.
- *Vehículos de gas* (GLP – gas licuado del petróleo, GNV – gas natural vehicular, GNC – gas natural comprimido), actualmente suponen una cuota prácticamente despreciable del mercado y conllevan la emisión de gases de efecto invernadero a pesar de que actualmente llevan etiqueta ECO.

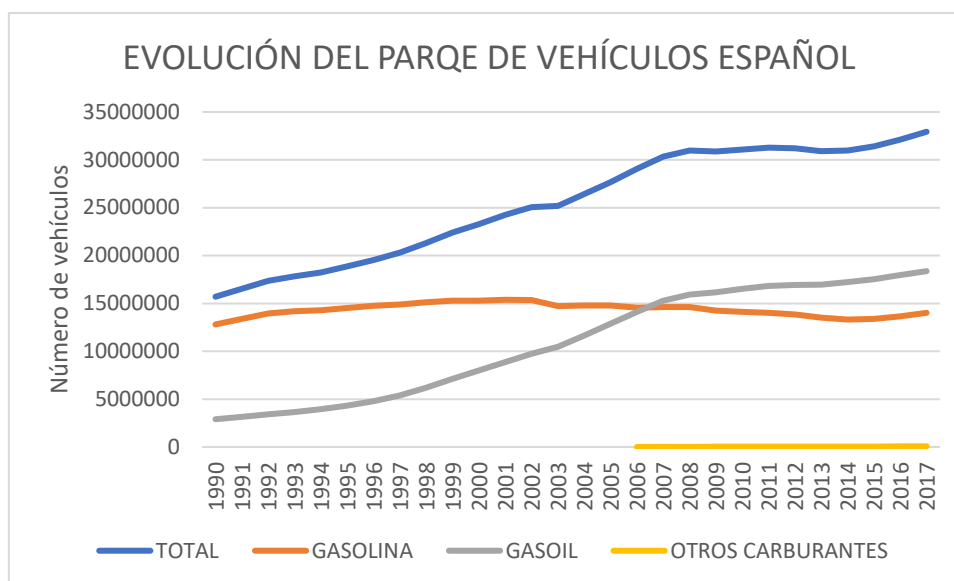


Figura 32. Evolución del parque de vehículos español. [Fuente: DGT, Elaboración propia]

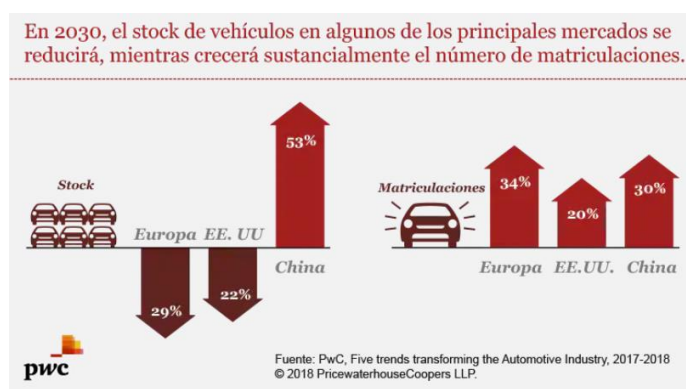


Figura 33. Predicción de evolución del sector europeo del automóvil. [Fuente: PwC].

Según PwC, por un lado, se espera una reducción del parque de vehículos europeos de casi el 30% debido al aumento de prácticas como el carsharing, el renting o aplicaciones de ride-hailing como Uber. Por otro lado, el aumento de matriculaciones implica un cambio de tecnología en los sistemas de propulsión de los coches, y con él la introducción definitiva de los vehículos eléctricos y de hidrógeno. Estas tendencias en el panorama europeo se pueden intrapolar al ámbito nacional, sin olvidar que la renovación del parque de vehículos español se suele actualizar a un ritmo máximo de 4,6%.

$$\text{Tasa de renovación} = \frac{\text{Altas} - \text{Bajas}}{\text{Total vehículos}} \cdot 100$$

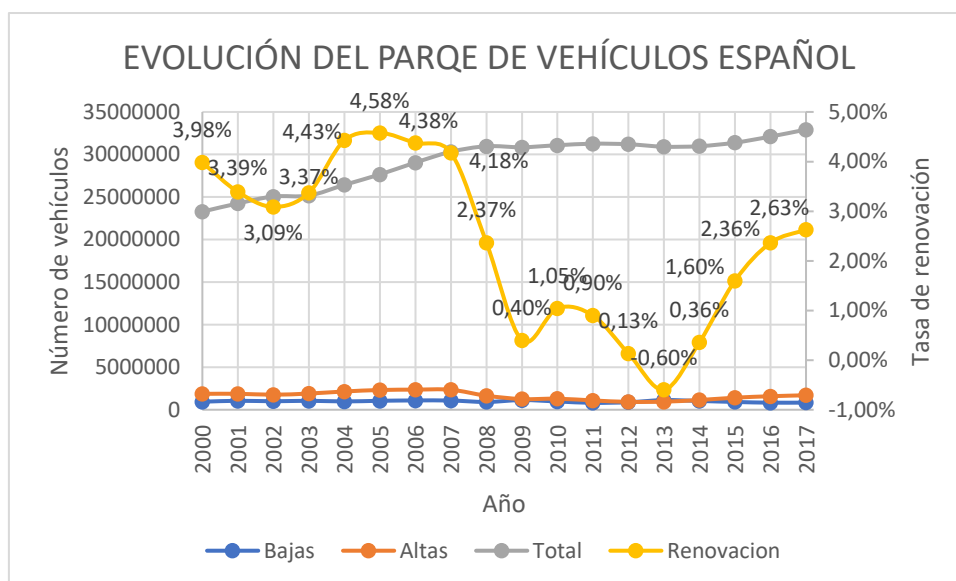


Figura 34. Tasa de renovación del parque de vehículos español entre el 2000 y 2017. [Fuente: DGT, Elaboración propia]

### 3. Conclusiones:

A largo plazo los únicos competidores serán los vehículos eléctricos si han conseguido aumentar la duración de la autonomía de las baterías y reducido en tiempo de recarga que contarán con pagar un precio más bajo por la electricidad de lo que pagarán los conductores de vehículos de hidrógeno por el mismo. Los altos impuestos que posiblemente se impongan próximamente a los combustibles fósiles harán que las dos primeras alternativas dejen de ser económicamente competitivas.

## DESCRIPCIÓN DEL CASO

### INVERSIÓN INICIAL (CAPEX)

El prototipo de IVYS de estación capaz de producir y dispensar hidrógeno (a 350 o 700bar) necesita tan solo una fuente de agua, una conexión a la red eléctrica y una salida de aire. Su precio en el mercado será de entre \$250.000 y \$300.000 por dispensador, pero no resulta interesante para nuestro proyecto puesto que, es muy lenta (requerirá de 10 min por kilo -50 mins para el llenado completo del Toyota Mirai-) por lo que no supone ningún beneficio en cuanto al repostaje respecto al coche eléctrico convencional.

Se van a tomar como referencia el estudio de Enea Consulting, “The Potential of power-to-gas” [4].

La instalación que se estudiará consistirá en una planta de producción de hidrogeno in-situ de 1 MW<sub>el</sub>, 70% de rendimiento, a una presión de 10bar. Necesitará de una conexión a la red de alta tensión y una electrolizadora alcalina, así como un compresor a 700 bar, tanques de almacenamiento del hidrógeno y surtidores. Pudiendo producir hasta 370kg<sub>H2</sub>/día, lo que suponen algo más del llenado completo del depósito de 70 vehículos Toyota Mirai.

Por todo lo mencionado se asumirá una inversión inicial (**CAPEX**) de **2.000.000€**

### AMORTIZACIÓN

La instalación cuenta con una vida útil de 30 años. Se supone una amortización de la inversión inicial en 20 años, al final de la cual se vende para continuar con su explotación.

### COSTES DE OPERACIÓN (OPEX)

Suponiendo una producción del total de la capacidad de la planta, es decir 370kg<sub>H2O</sub>/día, un coste inicial de la electricidad de 60€/MWh en el año 0, cuantificaremos el **OPEX** en dos partes, una **fija** con un valor del **7,5% del CAPEX** y otra **variable** con un valor del 24% de las ventas. Este incluye los costes de operación y mantenimiento, pero excluye los costes de recambio de las electrolizadora (vida útil 30 años, al final de la cual su cambio supondría un 30% del CAPEX inicial).

### VENTAS

Considerando la tendencia de la Figura 32. Evolución del parque de vehículos español. [Fuente: DGT, Elaboración propia] y las predicciones de reducción del parque de PwC, junto con una progresiva implantación de las estaciones de servicio que dispongan de gas hidrógeno, consideraremos para nuestro estudio que la demanda va a ser siempre del total de la producción posible, y que el aumento de las ventas se debe a un aumento del precio final de venta del gas.

$$\text{Ventas año 0} = 370 \frac{\text{kgH}_2}{\text{día}} \cdot 365 \frac{\text{días}}{\text{año}} \cdot \text{precio} \left[ \frac{7\text{€}}{\text{kg}} \right] = 945.350\text{€}$$

Considerando que cada vehículo recorre una media de 12.500km/año [41], un vehículo de autonomía de 500km acudirá a la estación de repostaje 25 veces al año.

Por tanto, de media un vehículo de hidrógeno necesitará 125kg/año, es decir, que con un surtidor podemos abastecer la demanda anual de algo más de 1000 vehículos.

El grado de acierto de esta aproximación dependerá del nivel de implantación que obtengan estos vehículos marcado especialmente por dos factores: las subvenciones que de el gobierno para vehículos de este tipo y las restricciones de los ayuntamientos para el uso de vehículos contaminantes, así como por las estrategias de marketing que lleven a cabo los fabricantes de automóviles.

Por otro lado, asumiendo el precio medio de 30€ por cada 500km (25L) de gasolina o diesel (1.20€/L y 5L/km) el kg de hidrógeno debe venderse a entre 7€/kg y 8€/kg para poder ser competitivos con los combustibles fósiles.<sup>8</sup>

<sup>8</sup> Impuestos incluidos en los precios.  
Impuesto sobre el H2: 0.97€/kg [18]

En resumen, se supondrá que las ventas el **año 0** serán de **945.350€** y que estas sufren un **incremento anual del 10%**.

#### IMPUESTOS

Impuesto de sociedades gravamen general: **25%**

#### FONDO DE MANIOBRA

Fijamos el fondo de maniobra en un **20% de las ventas**.

#### PRECIO DE VENTA

Debido al veto inminente de los combustibles fósiles, se espera que esta instalación se revalorice, siendo posible su venta por el valor de **1.700.000€**

#### SUPUESTOS DE SUBVENCIONES

Se supondrán 3 casos:

##### ESCENARIO 1: Optimista

Durante toda la operación de la empresa (20 años) se tendrá un **WACC del 9.75%**, ya que las subvenciones serán del 25% del CAPEX del proyecto, el 50% será financiado por los bancos con un coste de los recursos del 7% y, por último, el 25% restante, serán recursos propios aportados por la empresa.

##### ESCENARIO 2: Realista

Durante los primeros 8 años de operación se obtiene un 25% de subvenciones (igual que el Escenario 1) pero a los 8 años, por un cambio de estrategias en la administración, se retiran las subvenciones teniendo un WACC del 21,4% durante los siguientes 8 años, para recuperar las subvenciones durante los últimos 4 años de operación.

##### ECENARIO 3: Pesimista

No se reciben subvenciones y apenas se consigue financiación, siendo los recursos propios (capital) el 80% de la inversión, con un coste de los recursos del 25% y el 20% préstamos de bancos con un coste de los recursos del 7%, obteniéndose un **WACC del 21,4%** para los 20 años analizados.

	Capital	Subvenciones	Préstamos
<b>ESCENARIO 1</b>	25%	25%	50%
<b>ESCENARIO 3</b>	80%	0	20%

Tabla 13. Método de financiación de los escenarios 1 y 3.

El Escenario 2 es una combinación de los escenarios 1 y 3, aplicándose los criterios del Escenario 3 del año 9 al 16 y los del Escenario 1 el resto de los años (los 8 primeros y los últimos 4).

## INDICADORES DE LA VIABILIDAD ECONÓMICA DEL PROYECTO

### i. VAN (Valor Actual Neto)

Es la diferencia entre el flujo de caja acumulado y descontado y la inversión, por tanto, representa la rentabilidad absoluta del proyecto. El proyecto será rentable si  $VAN \geq 0$ .

$$VA = \sum_{n=1}^N \frac{C_n}{(1+i_1) \times \dots \times (1+i_{t^*})} = \frac{VF}{(1+WACC)^k}$$

Siendo  $C_n$  el flujo de caja para el período  $n=1, 2, \dots, N$  e  $i_n$  la tasa de interés (también llamada tasa de descuento, WACC) del período  $n-1$  al  $n$ .

$$VAN = -I_o + \sum_{n=1}^N \frac{C_n}{(1+i)^n}$$

Siendo  $I_o$  la inversión inicial en el año cero.

### ii. PAY BACK (Periodo de retorno)

Indicador económico que permite saber cuánto tarda una inversión en pagarse a sí misma, sin considerar el valor temporal del dinero. Suele tomarse como criterio un periodo de retorno de entre 1/3 y 1/2 de la vida del proyecto.

$$P = \frac{\text{Inversión}}{\text{Cobro anual}}$$

### iii. TIR (Tasa Interna de Retorno)

Tasa de interés con la cual el VAN es nulo:

$$VAN = -I_o + \sum_{n=1}^N \frac{C_n}{(1+i)^n} = 0 \rightarrow I_o = \sum_{n=1}^N \frac{C_n}{(1+i)^n} \rightarrow i$$

Representa la máxima rentabilidad que puede alcanzar el proyecto. Si  $TIR \geq WACC$  el proyecto es rentable.

## RESULTADOS

	VAN	PAY BACK	TIR
<b>ESCENARIO 1</b>	7.261.171	Año 5	31%
<b>ESCENARIO 2</b>	4.647.729	Año 5	31%
<b>ESCENARIO 3</b>	1.458.483	Año 5	31%

Tabla 14. Resultados del análisis económico de la puesta en funcionamiento de una hidrogenera.



Dado que la vida útil de la instalación se ha fijado en 30 años el periodo de retorno es de 1/6, lo que es menor de 1/3, por lo que según este criterio el proyecto es rentable.

Considerando el Valor Actual Neto (VAN) el proyecto también es rentable en cualquiera de los 3 escenarios ya que su valor es siempre positivo ( $>0$ ), siendo el mejor de los casos para la inversión el Escenario Favorable, evidentemente.

Según el criterio de la Tasa Interna de Rentabilidad se aprueba el proyecto de inversión bajo cualquiera de los 3 escenarios ya que se obtiene una tasa del 31%, mucho mayor que el WACC en el Escenario Pesimista (21,4%).

## CONCLUSIONES

Al suponer que se va a vender toda la producción este caso es extremadamente rentable.

Se recomienda la inversión bajo el estudio de los tres parámetros en cualquiera de los tres escenarios.

Si bien es cierto, bajo un enfoque algo más objetivo, es posible que si la inversión se realizase de forma inminente, durante los primeros años probablemente el nivel de implantación de este tipo de automóviles no sea lo suficientemente alto como para vender toda la producción.

El nivel de implantación de estos vehículos dependerá de la evolución de la autonomía de las baterías de los vehículos eléctricos convencionales. Uno de sus mayores inconvenientes es que el 80% de los vehículos del parque móvil español duerme en la calle, impidiendo la recarga nocturna. [42]

Es en estos dos puntos (junto con las medidas antipolución de los ayuntamientos) donde el vehículo de hidrógeno debe ganar terreno para conseguir implantarse de forma definitiva en el mercado.

Igual que sucedió en su momento con los vehículos eléctricos, y está sucediendo actualmente en Japón y California con los vehículos de pila de combustible, la mejor forma de conseguir desarrollar el sector sería sellar acuerdos entre fabricantes de automóviles, empresas propietarias de surtidores de hidrógeno y ayuntamientos para conseguir captar los primeros clientes y crear efecto llamada.

Por tanto, se recomienda una inversión temprana (antes de que aparezcan muchos competidores) bajo la condición de alcanzar previos acuerdos con fabricantes de vehículos para impulsar su implantación.

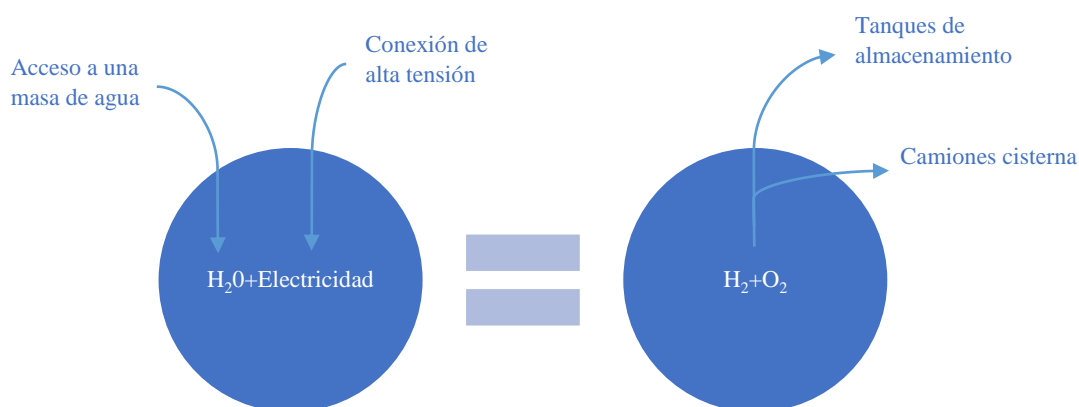
## 4B. Futuro de la producción y venta de hidrógeno en España.

### 1. Hipótesis

Se supondrá que la empresa en la que se quiere invertir se dedica sólo y exclusivamente a la producción y venta de H<sub>2</sub>.

Materias primas: agua y electricidad

Productos: gas H<sub>2</sub> y gas O<sub>2</sub>.



Por tanto, se necesitarán, igual que en el caso de la red de hidrogeneras, acceso a una masa de agua y a una red de alta tensión. Además, al no tratarse de producción-consumo *insitu*, serán necesarios tanques de almacenamiento de los gases y camiones cisterna para su transporte. Se supondrá que los gases se venderán a granel, por lo que no habrá que añadir costes de embotellamiento de los gases vendidos y que los consumidores disponen de espacios para su almacenamiento de forma segura.

Para producir los gases:

Con el objetivo de extraer todo el hidrógeno de un metro cúbico de agua se necesita una cantidad de energía de 285,8KJ/mol (obtenido de la cantidad de energía de formación del agua líquida a partir de hidrógeno y oxígeno) y sabiendo que la masa molecular del agua es aproximadamente de 18,02g/mol y su densidad de unos 1000kg/m<sup>3</sup>

$$E = \frac{285,8 \frac{\text{KJ}}{\text{mol}} \times 1000 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}}{18,02 \frac{\text{g}}{\text{mol}} \times \frac{1\text{kg}}{1000\text{g}}} = 285,8 \frac{\text{KJ}}{\text{mol}} \times 55494 \frac{\text{mol}}{\text{m}^3} = 15.860.155 \text{ kJ/m}^3$$

Se escogerá una electrolizadora ALK ya que no se necesita respuesta inmediata y se trata de una tecnología completamente desarrollada y segura. Se supondrá su rendimiento del 60% y se sabe que 1kWh=3600kJ:

$$E = 15.860.155 \frac{\text{kJ}}{\text{m}^3} \times \frac{1\text{kWh}}{3600\text{kJ}} \times \frac{1}{0.6} \approx 7.342\text{kWh}$$

Teniendo presente que se producen dos moles de hidrógeno por cada mol de oxígeno ( $2\text{H}_2\text{O} \rightarrow 2\text{H}_2 + \text{O}_2$ ), a partir de un metro cúbico de agua habremos obtenido 55494 moles de hidrógeno y 27747 moles de oxígeno.

Conocidos los pesos moleculares de estos elementos<sup>9</sup> hallamos los gramos obtenidos de cada elemento:

$$\text{H}_2 \rightarrow 55494\text{mol} \times 2 \frac{\text{g}}{\text{mol}} = 110.988 \text{ g} \approx 111 \text{ kg}$$

$$\text{O}_2 \rightarrow 27747\text{mol} \times 32 \frac{\text{g}}{\text{mol}} = 887.904\text{g} \approx 888\text{kg}$$

En conclusión, a partir de  $1\text{m}^3$  de agua y 7,342MWh obtendremos 111 kg de hidrógeno, que almacenaremos en un tanque (supondremos sin pérdidas), para su posterior transporte.

## 2. Competencia y Productos sustitutivos

Las mayores empresas competidoras en este sector son Air Liquide ([www.airliquide.com](http://www.airliquide.com)), que comercializa estos y otros muchos gases, aunque de momento no ha incorporado en sus plantas españolas el proceso de electrólisis, por lo que para producir  $\text{H}_2$  emiten carbono en mayor o menor medida y Linde plc (<https://www.linde.com>).

Vistas las aplicaciones en las que se está desarrollando aplicaciones del hidrógeno a través de motores eléctricos (3.1.35Aprovechamiento del Hidrógeno) vemos que tendremos clientes en el sector industrial y el sector sanitario de manera garantizada.

## 3. Conclusiones:

Se hará una inversión inicial en el año cero en concepto de instalaciones y maquinaria. El objetivo de esta planta es, principalmente, la producción de hidrógeno, aunque se producirán 8 veces más de oxígeno (en peso) que debe ser vendido. Como clientes del hidrógeno destacan empresas del sector industrial que actualmente utilizan biogas o gas natural para producir calor o energía, así como aquellas plantas en las que se produzca y capture carbono (que puedan combinar con el hidrógeno comprado para producción de metano). Como clientes del oxígeno, destacaremos principalmente el sector sanitario.

---

<sup>9</sup> Masa molecular hidrógeno 1g/mol  
Masa molecular oxígeno 16g/mol

**DESCRIPCIÓN DEL CASO****INVERSIÓN INICIAL (CAPEX)**

La instalación constará de una electrolizadora alcalina de 20MW de capacidad con un rendimiento del 70%, y un precio de 16.000.000€ y una vida útil de 25 años, por lo que se amortizará en 20 años y en los otros 5 se continuará explotando.

A esta hay que añadir una flota de camiones cisterna para el transporte de oxígeno y de camiones de botellas de gas de alta presión para el hidrógeno (300.000€) que se amortizará en 8 años tiempo que consideraremos igual a su vida útil<sup>10</sup>.

Además, se necesitarán tanques de almacenamiento de los gases con un precio estimado de 500.000€.

Se construirá una línea de alta tensión 100.000€/km con una longitud que supondremos de 5 km y un centro de transformación de 30.000€.

Por tanto, tendremos una inversión inicial de:

$$\begin{aligned}\text{CAPEX} &= 16.000.000 + 300.000 + 500.000 + 100.000 \times 5 + 30.000 \\ &= \mathbf{17.330.000€}\end{aligned}$$

**AMORTIZACIÓN**

En 20 años con una vida útil de 30 años.

**COSTES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO (OPEX)**

El coste de operación y mantenimiento **fijo** (consumos de agua y electricidad) lo estimaremos en un **4.5% del CAPEX/año**. Costes de operación **variables** serán el 40% de las ventas.

Y el coste de operación de los **camiones** constará de dos partes, una **fija** por el mantenimiento, pago de seguros, etc. que se incrementará cada 5 años y otra **variable** del 47% del valor de las ventas (teniendo en cuenta gastos en combustible para los camiones, reparaciones, etc.).

**VENTAS**

El máximo de producción de nuestra planta de 20MW serán **2.530.000kg** de hidrógeno, por ello, suponemos unas ventas de 13.600.000kg de oxígeno y de 1.700.000kg de hidrógeno en el año cero y que la cantidad de gases vendida aumenta 0,5% anual hasta alcanzar el límite máximo de producción de la planta (que bajo nuestras hipótesis no se alcanza).

<sup>10</sup> Los camiones se tienen que amortizar entre 6,25 y 10 años. [BOE: <https://www.boe.es/eli/es/l/2014/11/27/26>]

**Precio de venta del hidrógeno gas: 3.5€/kg con un crecimiento del 2.5%**

**Precio de venta del oxígeno gas: 1€/kg con un crecimiento del 2%**

#### IMPUESTOS

Impuesto de sociedades gravamen general: **25%**

#### FONDO DE MANIOBRA

**20%** de las ventas.

#### SUPUESTOS DE SUBVENCIONES

Se analizarán los mismos 3 escenarios descritos en “4A. Análisis de la instalación de una red nacional de hidrogeneras.”

### RESULTADOS

En resumen, a partir de los inputs:

Kg H2 vendidos	2.000.000
Precio de venta del H2 (€/kg)	3,5
Precio de venta del O2 (€/kg)	0,8
Predicción de crecimiento de:	
Kg H2 vendidos	0,75%
Precio de venta del H2 (€/kg)	2,50%
Precio de venta del O2 (€/kg)	2,00%

Tabla 15. Datos introducidos en el modelo.

Se obtienen los resultados:

	<b>VAN</b>	<b>PAY BACK</b>	<b>TIR</b>
<b>ESCENARIO 1</b>	35.210.160	Año 4	29%
<b>ESCENARIO 2</b>	22.188.574	Año 4	29%
<b>ESCENARIO 3</b>	6.962.343	Año 4	29%

Tabla 16. Resultados del análisis económico de una planta centralizada de producción de hidrógeno

Dado que la vida útil de la instalación se ha fijado en 30 años el periodo de retorno es de 1/7.5, lo que es menor de 1/3, por lo que según este criterio el proyecto es rentable.

Considerando el Valor Actual Neto (VAN) el proyecto también es rentable en cualquiera de los 3 escenarios ya que su valor es siempre positivo (>0).

Según el criterio de la Tasa Interna de Rentabilidad se aprueba el proyecto de inversión bajo cualquiera de los 3 escenarios ya que se obtiene una tasa del 29%, mucho mayor que el WACC en el Escenario Pesimista (21,4%).

Al igual que en el caso anterior, el proyecto es rentable bajo la perspectiva de cualquiera de los tres indicadores.

### **CONCLUSIONES**

Se recomienda la inversión bajo cualquiera de los tres escenarios, pero se aconseja que, con el objetivo de alcanzar el nivel de ventas estimado, de haga un estudio de mayor profundidad sobre los potenciales compradores para poder ofrecer también la instalación de sistemas de almacenamiento en los lugares de consumo, planes de abastecimiento de forma periódica o tarifas especiales en función de la cantidad adquirida.

Frente a los competidores en el mercado, la prioridad debe ser vender la empresa como sostenible y respetuosa con el medio ambiente, ya que, como se ha visto la mayor parte de la producción de hidrógeno en la actualidad se hace mediante reformado. Con el método de electrólisis, a pesar de que no se instalará una planta de producción de energía renovable, se supondrá que la energía de la red es completamente verde y que ha producido cero emisiones.

## 4C. Instalaciones de almacenamiento eléctrico en términos de potencia en forma de gas hidrógeno.

Se supondrá que no se lleva a cabo metanización, ni se inyecta gas H<sub>2</sub> en la red de gaseoductos, tan solo se utiliza para producir energía en horas punta.

### 1. *Hipótesis*

La instalación constará de una electrolizadora, tanques de almacenamiento de gases hidrógeno y oxígeno y una pila de combustible y un depósito de agua. Se creará un circuito cerrado de forma que el agua que se produce al combinar el hidrógeno con el oxígeno sea la que se introduzca de nuevo en el proceso para producir hidrógeno y oxígeno.

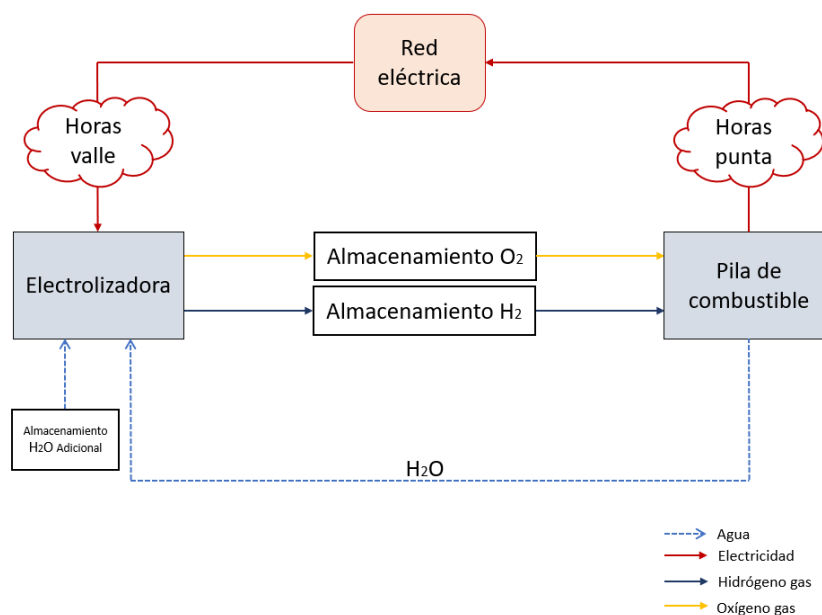


Figura 35. Esquema de la planta.

En este caso vamos a implementar una electrolizadora PEM, dado que el tiempo de arranque es menor que el de las ALK y para esta aplicación deseamos una respuesta rápida.

Supondremos un rendimiento de la electrolizadora del 57%<sup>11</sup> y un sistema de 20MW.

Asumiremos un rendimiento de la pila de combustible de 55%.

Por lo que el rendimiento total de la planta será aproximadamente: 31.35%

Como se ha descrito en el apartado anterior, para extraer todo el hidrógeno de un metro cúbico de agua se necesita una cantidad de energía de 285,8KJ/mol lo que corresponden a aproximadamente 4.400kWh.

<sup>11</sup> Ver Capítulo 3

No obstante, como la electrolizadora elegida en este supuesto tiene un rendimiento del 57%, la cantidad de energía que tendremos que suministrar será de:

$$E = 4.400\text{kWh} \times \frac{1}{0.57} = 7.730\text{kWh}$$

Obteniéndose las mismas cantidades de hidrógeno y oxígeno que en el apartado anterior.

En conclusión, a partir de  $1\text{m}^3$  de agua y  $7,73\text{MWh}$  obtendremos  $111\text{ kg}$  de hidrógeno, que almacenaremos en un tanque (supondremos sin pérdidas).

Para realizar el proceso inverso, partiremos de los dos gases y los combinaremos en la pila de combustible. Dado que el poder calorífico del hidrógeno es de  $284,5\text{kJ/mol}$ , a partir de la cantidad de hidrógeno obtenida en el proceso anterior de obtendrán:

$$E = 55494\text{ mol} \times 284,5 \frac{\text{kJ}}{\text{mol}} \times 0,55 = 8.683.423\text{kJ} \approx 2.420\text{ kWh}$$

Para poder vender  $1\text{kWh}$ , necesito consumir  $3,2\text{kWh}^{12}$  y  $0,00042\text{m}^3$

$$\text{Ventas} = \text{kWh}_{\text{vendidos}} \times \text{precio}_{\text{venta}}$$

$$\begin{aligned} \text{Consumos} &= \text{kWh}_{\text{consumidos}} \times \text{precio}_{\text{compra}} + m_{\text{agua}}^3 \times \text{precio}_{\text{agua}} \\ &= \text{kWh}_{\text{vendidos}} \times (3.2 \times \text{precio}_{\text{compra}} + 0,00042 \times \text{precio}_{\text{agua}}) \end{aligned}$$

Por último, vamos a suponer que opera consumiendo energía y por tanto produciendo hidrógeno de 22:30 a 10:30, es decir  $12\text{h/día}$ . Como la planta es de  $20\text{MW}$ , se tiene que su máxima producción será de:

$$E = 20\text{MW} * 12\text{h} = 240\text{MWh}_{\text{consumidos}} \rightarrow 75\text{MWh}_{\text{vendidos}}$$

## 2. Productos sustitutos

Entre los sistemas utilizados para almacenamiento de energía en la actualidad destacan:

- *Centrales hidráulicas de bombeo*: tienen gran capacidad de almacenamiento, así como una rápida respuesta inercial siendo capaces de almacenar energía durante largos periodos de tiempo, siendo especialmente rentables para el almacenamiento energético de más de 4h. Además, cuentan con un rendimiento considerablemente alto, en torno al 65%. Sin embargo, es un tipo de almacenamiento con reducidas perspectivas de crecimiento a nivel nacional debido a su gran impacto en el ecosistema, alterando los ciclos de fauna y flora.
- *Baterías Litio-Ión*: Su gran ventaja es que tienen un altísimo rendimiento, de aproximadamente el 95%, pero actualmente no representan una alternativa viable en esta aplicación debido a que sólo son económicas por debajo de las dos horas. Además, en la actualidad tienen una capacidad aún muy reducida por lo que sólo

<sup>12</sup>  $P_{\text{consumida}} = 1\text{kWh} / \mu = 1\text{kWh} / 0.3125 = 3.2\text{kWh}$



resultan interesantes en pequeñas instalaciones como el autoconsumo. Por último, tienen una vida útil bastante corta y por ahora son difíciles de reciclar.

- *Batería inercial o volante de inercia*: sólo se emplean en aplicaciones de poca potencia que requieren una rápida descarga.
- *Aire comprimido (CAES – Compress Air Energy Storage)*: Los sistemas a pequeña escala han sido utilizados en aplicaciones tales como la propulsión de locomotoras de mina. Las aplicaciones a gran escala deben conservar la energía térmica asociada con aire comprimido ya que la disipación de calor reduce la eficiencia energética del sistema de almacenamiento. [43]
- *SMES – Superconducting Magnetic Energy Storage*: Se emplea para tiempos de almacenamiento de minutos, dado que consiste en una bobina en la que se induce corriente continua, que circulará por ella hasta que un conmutador de orden de descarga. [44]

Esta aplicación requiere que sean sistemas almacenar grandes cantidades de energía durante largos periodos de tiempo (mínimo 24 horas) por lo que realmente, en la actualidad, la única tecnología que cumple una función similar es el bombeo.

En la Figura 36 comprobamos que los costes de almacenamiento por unidad de potencia almacenada verifican los precios descritos anteriormente, al enfrentarlos con el tiempo de almacenamiento:

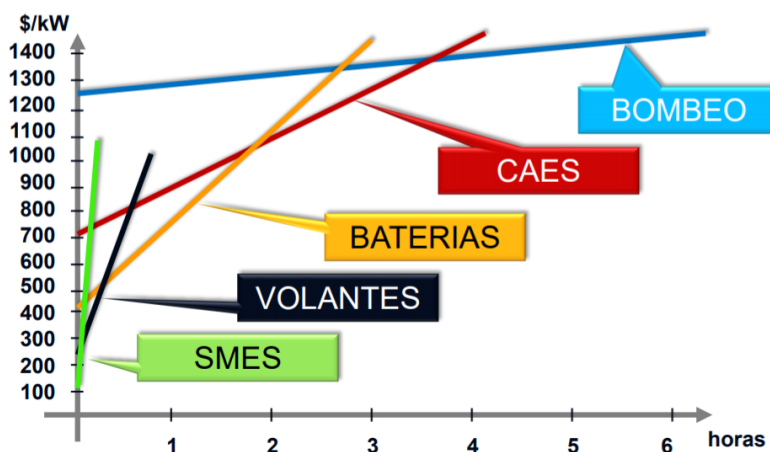


Figura 36. Costes de inversión en sistemas de almacenamiento [Fuente: Iberdrola - 2010]

### 3. Conclusiones

En busca de un futuro energético sostenible es imprescindible modificar el mix energético actual potenciando las energías renovables, que por no ser gestionables demandan ser almacenadas. A la vista de la situación actual, es imprescindible el desarrollo de baterías o la proliferación de las plantas de almacenamiento en forma de hidrógeno/metano/biogas.

**DESCRIPCIÓN DEL CASO****INVERSIÓN INICIAL (CAPEX)**

	Coste
Electrolizadora	24.000.000€ <sup>13</sup>
Líneas eléctricas alta tensión	100.000€ <sup>14</sup>
Centro de transformación	30.000€ <sup>3</sup>
Pila de combustible	1.000.000€ <sup>15</sup>
Otros (Terrenos, obra civil,..)	70.000€
<b>Total</b>	<b>25.200.000€</b>

Tabla 17. Desglose de los costes de inversión.

**AMORTIZACIÓN**

Se amortizará en 40 años.

**COSTE DE OPERACIÓN (OPEX)**

Consumos de las materias primas:

**Electricidad:** Se estudiarán dos sub-casos, en el primero se deberá pagar la electricidad necesaria para producir el hidrógeno a un precio de **compra de 0,06254€/kWh** y en el segundo se supondrá que esta energía es energía procedente de un exceso de producción, que se va a perder, por lo que tendrá un precio de **0,00€/kWh**.

**Agua:** su precio lo determinan en la gran mayoría de los casos los ayuntamientos, por lo que no hay un valor concreto. Los precios medios por comunidades autónomas durante 2016 publicados por el INE oscilan entre 1,16€/m<sup>3</sup> en Castilla y León y 2,69€/m<sup>3</sup> en Cataluña. Como valor de referencia se podría tomar el valor medio de todas las CCAA peninsulares (sin tener en cuenta las ciudades autónomas ni las islas): **1,69133€/m<sup>3</sup>**, sin embargo, como se implantará un circuito cerrado, el gasto en agua prácticamente despreciable, supongamos un 0,3€/m<sup>3</sup>.

Coste de **operación y mantenimiento** será fijo, con un valor de **7,5% del CAPEX inicial**.

<sup>13</sup> IRENA [[https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Sep/IRENA\\_Hydrogen\\_from\\_renewable\\_power\\_2018.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Sep/IRENA_Hydrogen_from_renewable_power_2018.pdf)]

<sup>14</sup> ENEA Consulting [<http://www.enea-consulting.com/wp-content/uploads/2016/01/ENEA-Consulting-The-potential-of-power-to-gas.pdf>]

<sup>15</sup> US Department of energy [[https://www.energy.gov/sites/prod/files/2018/04/f51/fcto\\_webinarslides\\_2018\\_costs\\_pem\\_fc\\_autos\\_trucks\\_042518.pdf](https://www.energy.gov/sites/prod/files/2018/04/f51/fcto_webinarslides_2018_costs_pem_fc_autos_trucks_042518.pdf)]

## VENTAS

Precio de **venta de electricidad: 0,12029€/kWh.**

Durante el primer año se estima que se venderá una media diaria de 60MWh (9077,4€) diarios, lo que equivale a 21.900MWh (algo más de dos millones y medio de euros) anuales.

La evolución de las ventas utilizada está basada en los siguientes datos:

kWh vendidos	21.900.000
kWh consumidos	70.080.000
Precio de compra electricidad caso 1 (€/kWh)	0,8
Precio de compra electricidad caso 2 (€/kWh)	0,06254
Predicción de crecimiento de:	
kWh vendidos	5%
Precio de compra (€/kWh)	1,10%
Precio de venta (€/kWh)	1,50%

Tabla 18. Datos introducidos en el modelo.

## IMPUESTOS

Impuesto de sociedades gravamen general: 25%

## FONDO DE MANIOBRA

20% de las ventas.

## SUPUESTOS DE SUBVENCIONES

Se analizarán los mismos 3 escenarios descritos en “4A. Análisis de la instalación de una red nacional de hidrogenas.”

**RESULTADOS**

CASO 1: Comprando la electricidad.

	<b>VAN</b>	<b>PAY BACK</b>	<b>TIR</b>
<b>ESCENARIO 1</b>	-41.196.628	No se alcanza	2%
<b>ESCENARIO 2</b>	-31.986.404	No se alcanza	2%
<b>ESCENARIO 3</b>	-41.672.213	No se alcanza	2%

Tabla 19. Resultados del análisis económico de una planta de almacenamiento energético en forma de H2 con coste no nulo de la energía primaria.

Como cabía esperar, al utilizar un proceso de almacenamiento en el que se pierde el 61,68% de la energía almacenada el proceso no sale rentable (pues deberíamos vender la energía a más del doble del precio por el que la compramos).

Por ello no se llega a recuperar la inversión, ya que todos los años hay pérdidas.

La Tasa Interna de Rentabilidad es muy baja, menor que el WACC de todos los casos ( $2\% < 9.75\%$  y  $2\% \ll 21,4\%$ ) por lo que la inversión no es rentable.

El VAN es negativo ( $<0$ ) en todos los casos, por lo que no se recomienda la inversión.

CASO 2: Con electricidad sobrante para la producción.

	<b>VAN</b>	<b>PAY BACK</b>	<b>TIR</b>
<b>ESCENARIO 1</b>	8.604.644	Año 17	12%
<b>ESCENARIO 2</b>	3.728.869	Año 17	12%
<b>ESCENARIO 3</b>	-16.870.230	Año 17	12%

Tabla 20. Resultados del análisis económico de una planta de almacenamiento energético en forma de H2 con coste nulo de la energía primaria.

Si contemplamos la misma empresa que en el CASO 1 pero suponiendo unos costes nulos de la energía – es decir, si se tratase de energía producida en momentos en los que  $E_{\text{producida}} > E_{\text{demandada}}$  siendo por tanto energía que se va a verter<sup>16</sup>.

Teniendo en cuenta el periodo de retorno y que la vida útil de la instalación son 40 años, la inversión se puede considerar interesante ya que se recupera la inversión entre los 13 y los 20 años.

Atendiendo al criterio de la TIR esta es mayor que el WACC en el Escenario Favorable (0,0975) y menor que el WACC del Escenario Pesimista (0,214) por lo que la viabilidad del E. Realista queda indeterminada dependiendo de factores y parámetros no introducidos en este modelo.

Según el VAN el proyecto es rentable en los escenarios Favorable y Realista ( $\text{VAN} > 0$ ) pero no lo es en el caso Pesimista ( $\text{VAN} < 0$ ).

## **CONCLUSIONES**

Se aconseja la inversión sólo si se es propietario de plantas de producción de energía renovable y se desea poder almacenar energía. Al hacer esto se puede maximizar la producción, obteniéndose la máxima cantidad de energía posible en función de las condiciones atmosféricas.

Por otro lado, el proyecto sólo es económicamente viable si se consigue que sea subvencionado o bien, si se consigue que los costes de los recursos de capital y préstamos sean inferiores a los fijados en nuestro modelo.

<sup>16</sup> Siguiendo el modelo del parque eólico de Sotavento descrito en: 3.2.g

Si se decide esperar e invertir en este proyecto cuando se haya conseguido que el rendimiento conjunto de *electrólisis + pila de combustible* sea de al menos el 50%<sup>17</sup> los resultados obtenidos para el CASO 2 serían<sup>18</sup>:

	<b>VAN</b>	<b>PAY BACK</b>	<b>TIR</b>
<b>ESCENARIO 1</b>	14.303.013	Año 16	13%
<b>ESCENARIO 2</b>	8.124.679	Año 16	13%
<b>ESCENARIO 3</b>	-15.376.210	Año 16	13%

Tabla 21. Resultados del análisis económico de una planta de almacenamiento energético en forma de H2 rendimiento global del proceso del 50%.

Aunque el Escenario Desfavorable sigue siendo no rentable, el VAN y la TIR presentan unos valores algo mejores de lo que lo hacen en la actualidad.

Dada la similitud de los resultados de rentabilidad con rendimientos del 31% y 50% se deberá decidir si se desea invertir o esperar en función de otros parámetros. Por ejemplo, si ya soy propietario de un parque eólico compensará la instalación del dispositivo de almacenamiento ya, para comenzar a explotar mi planta más intensamente de forma inmediata. O bien, puede ser útil en parques eólicos offshore, ya que gracias a la energía del viento y el agua del mar se puede producir hidrógeno que puede transportarse a la costa a través de conductos, o en barcos a cualquier lugar del mundo. Cuenta con la ventaja del gran ahorro económico que supone la eliminación de las líneas eléctricas submarinas de conexión de los aerogeneradores.

También cabe la posibilidad, no contemplada en este estudio, de almacenamiento en forma de metano. Este sistema puede llevar a mayores rentabilidades, especialmente si la aplicación puede alimentarse de gas natural.

<sup>17</sup> Lo cual es probable que se alcance pronto si se consiguen comercializar los métodos de electrólisis SOEC que se encuentran actualmente en los laboratorios.

<sup>18</sup>  $P_{consumida} = 1 \text{ kWh} / \mu = 1 \text{ kWh} / 0.5 = 2 \text{ kWh}$

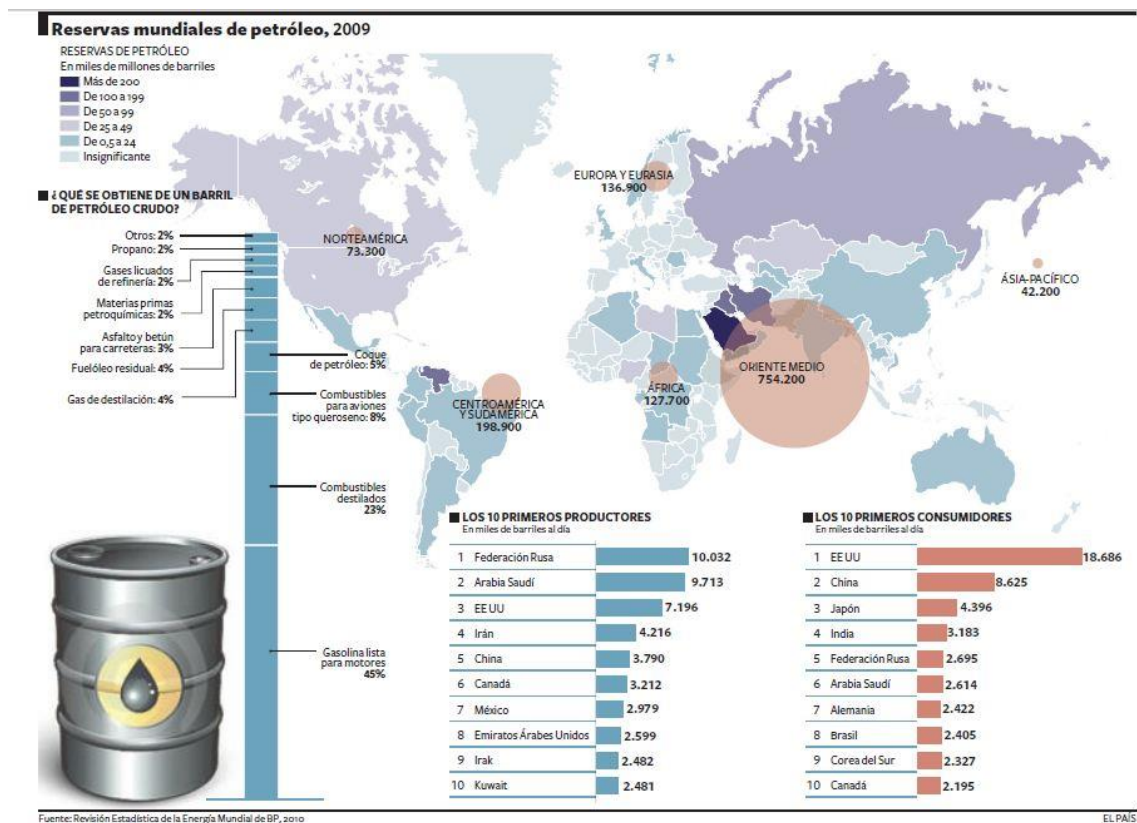


## Capítulo 5 – Análisis geoestratégico y medio ambiental

Como se ha visto, el hidrógeno puede utilizarse como combustible en multitud de aplicaciones en las que en la actualidad se utilizan combustibles fósiles (gasolina, gasoil, gas natural, etc) o para almacenar energía eléctrica, que sustituirían a las actuales baterías de Ión-litio o Niquel-cobalto. Estos sistemas tradicionales presentan ciertas desventajas.

Durante la última década, los gobiernos de muchos países y distinguidas organizaciones internacionales, así como numerosas organizaciones no gubernamentales han insistido en la necesidad de frenar la utilización de combustibles fósiles para parar el aumento de la producción de CO<sub>2</sub>, principal causante del calentamiento global.

Además, los combustibles fósiles son un recurso minero existente sólo en algunos pocos países del mundo, lo que provoca que el resto de los países dependan de ellos.



Mapa 8. Reservas mundiales de petróleo en 2009.

Mayores reservas de petróleo		Principales exportadores de petróleo a la UE	
Venezuela	301.000	Rusia	166
Arabia Saudí	266.000	Noruega	64
Canadá	170.000	Irak	42
Irán	158.000	Arabia Saudí	40
Irak	143.000	Kazajistán	35
Kuwait	102.000	Nigeria	29
EAU	98.000	Azerbaiyán	23
Rusia	80.000	Reino Unido	20
Libia	48.000	Irán	14
Nigeria	37.000	Argelia	14
Datos en millones de barriles de petróleo		Datos en millones de toneladas	

Tabla 22. Principales países con reservas de petróleo y principales países exportadores a la Unión

De hecho, el Brent, tipo de petróleo que se extrae principalmente en el Mar del Norte, tiende a marcar el precio al que se vende la producción petrolífera de Europa, África y Asia. La subida del precio de este está marcada, a su vez, por dos factores: el crecimiento de la demanda en un escenario de aceleración económica o por problemas geopolíticos como la guerra de Siria, las tensiones en Oriente Medio o la ruptura del pacto de energía ente la administración Trump e Irán, en este segundo caso, el aumento del precio no está relacionado con una situación de mayor bonanza económica, lo que puede causar efectos negativos en la bolsa. [45]

El Brent, además, influye de forma directa en los tipos de interés que ofrecen los bancos centrales, y estos en el resto de los mercados y actividades económicas.

Por tanto, la reducción de la dependencia en el petróleo por parte de los países importadores del mismo tendría un doble efecto positivo: reducción de las perjudiciales emisiones de CO<sub>2</sub> y aumento de la independencia de los países a nivel tanto energético como económico.

Para cumplir con este objetivo, la comunidad internacional apuesta por el uso de energía eléctrica producida mediante energías renovables (solar, eólica, mareomotriz, geotérmica, etc.). Debido al desarrollo actual de estas tecnologías y la amplia gama de tipos que existe, podría instalarse alguna tecnología para la producción de energía limpia en prácticamente cualquier lugar del planeta Tierra. Como consecuencia directa, cualquier lugar del planeta sería independiente energéticamente hablando.

Sin embargo, las energías renovables cuentan con la desventaja de no ser gestionables, es decir, de no poder elegir cuándo producir (pues si no sopla el viento o si es de noche, es imposible que puedas producir energía eólica o solar, respectivamente). Por tanto, para poder contar con suministro eléctrico cuando la producción es nula, resultan

**TFG – El papel del hidrógeno en la transición energética: análisis y prospectiva**  
Universidad Pontificia Comillas - ICAI



imprescindibles sistemas de almacenamiento energético. Los más eficientes hoy en día son las baterías de ión-litio o las de níquel-cobalto con rendimientos del 90% [46].

- Baterías de Ión-Litio

Nos conducen de nuevo a la situación inicial del petróleo, en la que todo el planeta depende de unos pocos países que poseen litio en sus suelos.

Existen 4 tipos de yacimientos de litio: salmueras (salares y salares secos), pegmatitas, rocas sedimentarias y agua de mar, siendo la explotación de la primera la más rentable.

Según el Servicio Geológico de Estados Unidos (USGS), se encuentran reservas de litio en 17 países, estando los yacimientos más grandes conocidos -se estima que el 85% de las reservas de litio del planeta- en los salares del triángulo del litio suramericano (Chile, Bolivia y Argentina).



Mapa 9. Salares del triángulo del litio [Fuente: inspimundo.com]

La explotación de este mineral, popularmente llamado oro blanco, puede ser tremendamente beneficioso para aquellos países que lo poseen o tener irreparables consecuencias adversas. Cada uno de los países del triángulo del litio ejemplariza los distintos tipos de explotación:

- **Chile:** Posee el segundo salar más grande del continente americano: el salar de Atacama. Comenzó su explotación de litio en 1984, a través de la Sociedad Chilena de Litio (SCL), a partir de dicha fecha, fraudulentos contratos, concesiones y compraventas tuvieron lugar entre empresas estatales y privadas, explotando los recursos de la zona sin tener en cuenta el impacto socioeconómico y medio ambiental que tendrían sus actividades. Veinte años después, el escaso agua que había en esta desértica zona ha desaparecido casi por completo, llegando a declararse en 2016 como agotados los ríos de San Pedro y Vilama. Las pequeñas comunidades agropecuarias que bordean el salar, compiten con la minería y el turismo en un intento de preservar sus suelos y reducir su estrés hídrico. Otro impacto socioambiental es la cantidad de escombros que dejan en el salar las faenas de litio y el derrame de diésel (de las bombas que extraen la salmuera), perjudicando a los microorganismos que viven en las salmueras fósiles del salar. La Sociedad Química y Minera de Chile S.A., que comenzó la explotación en 1996, en 2013 ya tenía la capacidad de explotación anual de 48 mil toneladas y

llevaba vendidas prácticamente 84.500 toneladas del total de 180 mil toneladas, que, en teoría, según su contrato de arrendamiento, puede explotar.

Los recursos de protección interpuestos se encuentran actualmente en los tribunales.

- **Argentina:** Comenzó la explotación de su Salar de Olaroz-Caucharí en 2014, tras la creación, en 2010, de la empresa minera Sales de Jujuy<sup>19</sup>, formada inicialmente por la australiana OROCOBRE (72.68%), la japonesa TOYOTA Tsucho (27.32%) y la minera estatal-provincial JEMSE (8.5%). Esta explotación de litio tiene una capacidad de 17.500 toneladas métricas anuales de carbonato de litio. El territorio en el que el Estado provincial autorizó las concesiones mineras se encuentra dentro de la Reserva Provincial de Fauna y Flora Olaroz-Cauchari. La mayor parte de la población de la región se dedican a la ganadería y agricultura de subsistencia y a la venta de quesos y tejidos artesanales. Un sector minoritario de la población trabaja en las explotaciones mineras de litio, que han generado menos empleo del que anunciaban, aunque suelen ser empleo temporales y considerablemente precarios.

No obstante, la explotación de la zona está teniendo cierta repercusión social positiva gracias a la colaboración del gobierno con las empresas mineras, que están financiando escuelas (incluso de formación profesional), centros comunitarios y concediendo ciertas ayudas asistenciales, intentando obtener la aceptación social de la minería en la cuenca pese a los impactos múltiples que acarrea. El aspecto que más preocupa a estos productores son las grandes cantidades de agua

que actualmente se están extrayendo para las faenas mineras, ya que afectan directamente su producción agropastoril, en la medida en que sus terrenos colindan directamente con el salar. Afectando de igual manera esta disminución de la reserva hidráulica a pozos, ojos de agua, lagunas, humedales, vegas y bofedales. Evidentemente, esta disminución de la flora ha afectado a la fauna, provocando la muerte de flamencos y enfermedades y muertes de camélidos por el polvo de las minas. [47]

- **Bolivia:** Posee el salar más grande del continente americano: el Salar de Uyuni. Desde tiempos precoloniales hasta hace tan sólo un par de década, pequeñas comunidades vivían en las inmediaciones del salar, utilizando este para recolectar sal, que transportaban a lomos de llamas hasta regiones ricas en frutas y hortalizas que no podían producir en terrenos salitres. Así, la sal fue durante siglos la base de su pequeña economía de subsistencia. En 1974, el gobierno boliviano, decidió declarar el Salar de Uyuni y sus recursos minerales “Reserva fiscal”, expropiando los terrenos y reservándose el Estado el derecho de explotar y administrar todos los recursos naturales contenidos en el salar. En la actualidad, casi toda la actividad económica de la zona está basada en la producción de quinua y el turismo y todos los intentos que han llevado a cabo tanto empresas como gobiernos extranjeros para comenzar su explotación han sido frenadas por el gobierno de Morales que mantiene en secreto los planes concretos de explotación del salar. [48]

---

<sup>19</sup> Jujuy: provincia argentina donde se encuentra el salar de Olaroz-Caucharí.

Por tanto, utilización de energías renovables no gestionables almacenables en baterías de Ión Litio, aunque no produce contaminación del aire por no emitir CO<sub>2</sub> tiene como efectos adversos la deshidratación y contaminación de los suelos donde se extrae el oro blanco.

A esto hay que sumar que las reservas mundiales de litio son limitadas, la vida útil de las baterías extremadamente corta (no alcanza los 10 años) y la cantidad de dispositivos que las utilizan innumerable (teléfonos móviles, ordenadores, vehículos eléctricos, centros de almacenamiento de energía, etc.).

- **Baterías de Níquel-Cobalto**

Hasta 2015 se producía en el mundo más cantidad de cobalto de la que se consumía, sin embargo, la apuesta de sector del automóvil por el vehículo eléctrico y el auge de la telefonía móvil se han disparado su precio y sus consumidores.

El principal productor de cobalto es la República Democrática del Congo (RDC) con el 60% de la producción mundial, pero su frágil estabilidad política convierte en incierto el mercado de este metal.

El níquel comenzó a explotarse alrededor del siglo V a.C. Es uno de los metales más abundantes, formando incluso el núcleo de la Tierra. Tiene multitud de aplicaciones en diversos campos en la actualidad, por lo que su explotación no tiene consecuencias tan dañinas y drásticas como las del resto de los minerales estudiados.

En conclusión, a pesar de que los rendimientos de las tecnologías de almacenamiento de hidrógeno son mucho menores que las baterías, menor impacto ambiental (si se utiliza electrólisis a partir de energía renovables), la mayor durabilidad y la utilización de materias primas cuya extracción es mucho menos agresiva, así como con un reciclaje más sencillo puede compensar el hecho de que con las tecnologías del hidrógeno haya mayores pérdidas de energía.



## Capítulo 6 – Conclusiones

---

Se presentan a continuación las conclusiones más importantes de las diferentes secciones, de modo que el lector pueda conocer los resultados obtenidos y, en caso de resultarle de interés, leer con mayor detenimiento la sección en cuestión.

### 6.1. Conclusiones sobre la viabilidad técnica

El efecto invernadero es uno de los culpables del cambio climático del que llevaban advirtiéndolo los expertos más de una década y que ya es una realidad hoy en día. Los gases que más lo agudizan son aquellos derivados del carbono, elemento imprescindible en la actualidad tanto en nuestro sistema energético como en nuestros sistemas habituales de movilidad. La descarbonización de estos sectores en busca de una transición energética hacia sistemas más limpios o verdes es de vital importancia para la supervivencia de muchas especies de flora y fauna, la conservación de paisajes y ecosistemas, así como la calidad de vida de las personas.

A la luz de la bibliografía consultada se hace evidente que la utilización del hidrógeno como combustible (para aplicaciones de movilidad o de climatización entre otras) o como forma de almacenamiento energético es totalmente factible en la actualidad, siendo su uso completamente seguro.

En materia de producción, la obtención de hidrógeno 100% renovable es actualmente viable gracias al proceso de electrólisis. Sin embargo, es necesaria una gran inversión en materia de infraestructuras para alcanzar el objetivo de producción de hidrógeno completamente respetuoso con el medioambiente, ya que hoy en día, la mayor parte se produce por reformado, a partir de gas natural, generándose como residuo CO<sub>2</sub> que al ser liberado a la atmósfera contribuye al calentamiento global. A ello, hay que añadir que para que efectivamente el hidrógeno producido por electrólisis sea completamente verde, la energía eléctrica necesaria para su producción debería haber sido obtenida a partir de fuentes renovables (como la solar o la eólica). En síntesis, para que una gran producción de hidrógeno renovable sea viable técnicamente tan sólo se requiere de la instalación de plantas de producción de energía renovable (aumentar la potencia renovable instalada) y de centros de producción de hidrógeno por electrólisis.

El almacenamiento, transporte y distribución de forma segura suponía uno de los grandes retos a superar cuando se comenzaron a desarrollar las tecnologías del hidrógeno. Estos han sido ya totalmente superados gracias al diseño de tanques multicapa de fibras (como vidrio y carbono) que garantizan almacenamiento presurizado sin riesgo de fisuras. Al transporte por carretera, ferrocarril o barco en depósitos similares a los descritos es importante añadir la posibilidad de combinar el hidrógeno producido por electrólisis con carbono captado de la atmósfera formándose metano inyectable en la red de gas natural (power to gas). Existen varias empresas que ya están beneficiándose de estas nuevas tecnologías, por lo que su viabilidad técnica ya ha sido alcanzada.

En último lugar, el abanico de aplicaciones al que en el que se puede incorporar el uso del hidrógeno es amplio. En cuanto a las aplicaciones del hidrógeno en materia de movilidad terrestre (automóviles, autobuses, trenes, etc.) se encuentran en fase comercial, por lo que de nuevo son completamente viables técnicamente hablando. En el sector marítimo y en la aviación, sin embargo, aún se encuentran en fase de prototipado.

Respecto a las aplicaciones estacionarias a pesar de ser viable técnicamente, requieren en su mayoría del aumento del rendimiento de los procesos para que puedan competir con tecnologías sustitutivas. Entre ellas, tienen su mayor cabida en aplicaciones de microrredes o de back up power ya que ofrecen soluciones de almacenamiento que no requieren de mantenimiento intensivo, cuentan con una vida útil mucho mayor que la de las baterías y con un impacto medioambiental reducido.

## 6.2. Conclusiones sobre la viabilidad económica

Como cabía esperar, los resultados de nuestro modelo muestran que aquellos negocios con mayor margen de beneficio son los que ya están proliferando en la actualidad. Fuera de nuestras fronteras (en California, Japón y Corea del Sur), las estaciones de repostaje de gas hidrógeno son algo relativamente común y un servicio que ya están incluyendo petroleras (Shell, BP,...) para continuar con su modelo de negocio más allá de la Era del Petróleo.

Como nos indica el Dr. Rico en la entrevista del Apéndice 1: Entrevista al Dr. Rico Secades, Manuel catedrático de la universidad de Oviedo., el futuro del coche de gasolina tiene los días contados y las hidrolineras, hidrogeneras o estaciones de suministro de hidrógeno (distinto nomenclatura en función de la bibliografía consultada) constituyen una necesidad que contará con todos aquellos propietarios de vehículos que deseen hacer viajes largos en automóvil, sin emitir CO<sub>2</sub> u otros gases perjudiciales para la atmósfera, ni tener que esperar los 40 minutos que supone la recarga rápida de un eléctrico convencional, es decir, sin variar los hábitos generales de la ciudadanía. Por todo ello, se obtiene una rentabilidad muy alta, con un VAN mucho mayor que cero incluso en el escenario pesimista.

Como se ha explicado la producción de hidrógeno renovable es totalmente factible técnicamente en la actualidad y según nuestro estudio, también es altamente rentable ( $VAN > 0$  y  $TIR > WACC_{E,pesimista}$ ) y como las tecnologías del hidrogeno no requieren cambiar los hábitos de los consumidores (no sólo en materia de vehículos sino también en temas de climatización, suministro eléctrico o de gas) su prospectiva de comercialización es extremadamente favorable. Por ello, es beneficiosa una inversión tanto en plantas de producción de hidrógeno por electrólisis como en plantas de energía renovable para que dicho hidrógeno sea 100% verde.

Por último, la viabilidad económica del almacenamiento en forma de hidrógeno para su posterior conversión de nuevo en energía eléctrica es baja. Puede resultar interesante si disponemos de centrales de generación energética renovable y queramos aprovechar al máximo su producción energética, produciendo hidrógeno exclusivamente cuando la

energía primaria de la que proviene es un excedente. Su ventaja más importante respecto a las baterías es que no requiere de minerales, recurso limitado que puede encarecer extremadamente su precio en la próxima década.

### 6.3. Recomendaciones para futuros estudios

Las líneas detectadas a seguir en futuras investigaciones se enfocan a estudios más concretos centrados en cada uno de los sectores analizados en este estudio:

1. Análisis de la influencia del hidrógeno en el mercado eléctrico. Profundización en el modelado de las distintas fuentes de generación renovable, y los distintos métodos de almacenamiento (hidráulica de bombeo, baterías eléctricas y producción de hidrógeno con objetivo de reconvertirlo en electricidad), así como de los costes asociados a los mismos. Excluir en este análisis los métodos de Power to Gas con el objetivo de contemplar exclusivamente el impacto en la red eléctrica, haciéndose un seguimiento por horas para evaluar los efectos que tendría la implantación de estas tecnologías en la curva de demanda.
2. Análisis tecno-económico exhaustivo del proceso de metanización con inyección en la red de gas, dado que es uno de los aspectos más prometedores de esta tecnología. Podría así alargarse la vida útil de los conductos de gas natural instalados por todo el planeta, con la ventaja de que el gas que lo recorrería sería sostenible.
3. Por último, se recomienda un estudio del impacto medio ambiental de esta tecnología de forma realista, ya que la producción de hidrógeno por electrólisis requiere agua, que puede ser un recurso escaso en muchas regiones del planeta. Además, para su fabricación son necesarios una serie de componentes descritos por los fabricantes como reciclables y duraderos bajo las condiciones normales de operación, pero que no ha sido comprobado ni contrastado frente a los beneficios/perjuicios causados por otras tecnologías competidoras/complementarias de cada uno de los sectores.





## Bibliografía

---

- [1] Naciones Unidas, «Acuerdo de París,» de *Convención de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático*, París, Diciembre 2015.
- [2] J. I. Linares Hurtado y B. Y. Moratilla Soria, *El Hidrógeno y la Energía*, Asociación Nacional de Ingenieros del ICAI y Universidad Pontificia Comillas, 2010.
- [3] Roland Berger, «Fuel Cells and Hydrogen for Green Energy in European Cities and Regions. A Study for the Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking,» September 2018.
- [4] Enea Consulting, «The potential of power-to-gas,» 2016.
- [5] Centro Nacional del Hidrógeno, «La Senda del Hidrógeno,» [En línea]. Available: <http://www.sendah2.cnh2.es/>. [Último acceso: Febrero 2019].
- [6] I. Asimov, *Breve historia de la química: Introducción a las ideas y conceptos de la química.*, Alianza Editorial (El Libro de Bolsillo), 2014.
- [7] Wikipedia, the free encyclopedia, «Döbereiner's lamp,» [En línea]. Available: [https://en.wikipedia.org/wiki/D%C3%B6bereiner%27s\\_lamp](https://en.wikipedia.org/wiki/D%C3%B6bereiner%27s_lamp). [Último acceso: 12 Junio 2019].
- [8] Wikipedia, the free encyclopedia, «Hidrógeno,» [En línea]. Available: <https://es.wikipedia.org/wiki/Hidr%C3%B3geno#Historia>. [Último acceso: 12 Junio 2019].
- [9] World Nuclear Association, [En línea]. Available: <http://www.world-nuclear.org/information-library/non-power-nuclear-applications/transport/transport-and-the-hydrogen-economy.aspx>. [Último acceso: 21 Junio 2019].
- [10] ORGANIZACIÓN INTERNACIONAL DE ESTANDARIZACIÓN, [En línea]. Available: <https://www.iso.org/home.html>. [Último acceso: 15 enero 2019].
- [11] «Hydrogen Council,» [En línea]. Available: <http://hydrogencouncil.com/>. [Último acceso: 20 febrero 2019].
- [12] «Comité Europeo de Normalización,» [En línea]. Available: <https://www.cen.eu/Pages/default.aspx>. [Último acceso: 20 febrero 2019].
- [13] PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO, *Directiva relativa a la implantación de una infraestructura para los combustibles alternativos.*, 2014.

- [14] Ministerio de Economía, Industria y Competitividad: SUBDIRECCIÓN GENERAL DE CALIDAD Y SEGURIDAD INDUSTRIAL, «Estrategia de impulso del vehículo con energías alternativas (VEA) en España.,» 2017.
- [15] Gobierno de España, *Real Decreto 639/2016*, 2016.
- [16] IRENA (International Renewable Energy Agency), «Hydrogen from renewable power. Technology outlook for the energy transition.,» 2018.
- [17] Apilados, «3 métodos de almacenamiento de hidrógeno,» 1 mayo 2016. [En línea]. Available: <http://apilados.com/blog/3-metodos-almacenamiento-hidrogeno/>. [Último acceso: 2019 marzo 8].
- [18] Zecsa, «Infome del mercado del "Hidrógeno",» Las Palmas de Gran Canaria, 2014.
- [19] H2Stations.org, «Hydrogen Refuelling Stations Worldwide,» marzo 2019. [En línea]. Available: <https://www.netinform.de/h2/h2stations/default.aspx>.
- [20] Hydrogenics, «Fuel Cells,» [En línea]. Available: <https://www.hydrogenics.com/technology-resources/hydrogen-technology/fuel-cells/>. [Último acceso: 20 marzo 2019].
- [21] Movilidad eléctrica, «Coches de hidrógeno,» [En línea]. Available: <https://movilidadelectrica.com/mundo-circulan-6-500-coches-hidrogeno/>. [Último acceso: marzo 2019].
- [22] Toyota, «Mirai: El Vehículo del mañana hoy en tu puerta,» [En línea]. Available: <https://www.toyota.es/world-of-toyota/medioambiente/mejor-aire/toyota-mirai-vehiculos-hidrogeno>. [Último acceso: 28 junio 2019].
- [23] Hyundai, «Nuevo Nexo: La nueva generación Sub con pila de combustibe. Because of #you,» [En línea]. Available: [https://www.hyundai.es/nexo/?va=1724235562&vb=67441804237&vc=&vd=9061038&ve=e&vf=g&vg=c&vh=&vi=hyundai%20nexo&vj=1t1&vk=&vl=kwd-422618642297&vm=352237770411&vn=71700000049025086&vo=58700004854997336&vz=search&DBi\\_Medium=\\_google&DBI\\_Source=\\_paidsearch&DBI\\_](https://www.hyundai.es/nexo/?va=1724235562&vb=67441804237&vc=&vd=9061038&ve=e&vf=g&vg=c&vh=&vi=hyundai%20nexo&vj=1t1&vk=&vl=kwd-422618642297&vm=352237770411&vn=71700000049025086&vo=58700004854997336&vz=search&DBi_Medium=_google&DBI_Source=_paidsearch&DBI_). [Último acceso: 28 junio 2019].
- [24] motor.es, «El nuevo Kia Sorento ya está siendo desarrollado,» 23 Marzo 2019. [En línea]. Available: <https://www.motor.es/noticias/kia-sorento-2020-fotos-espia-201955806.html>. [Último acceso: 28 Junio 2019].
- [25] km77, «Honda Clarity Fuel Cell 2016,» 28 10 2015. [En línea]. Available: <https://www.km77.com/coches/honda/fcv/2016/estandar/informacion>. [Último acceso: 28 Junio 2019].

- [26] El Español, «Los 20 coches eléctricos y de hidrógeno que deberías comprarte desde 20.000€ ante la prohibición,» 13 Noviembre 2018. [En línea]. Available: [https://www.elespanol.com/reportajes/20181113/coches-electricos-hidrogeno-deberias-comprarte-euros-prohibicion/352994703\\_3.html](https://www.elespanol.com/reportajes/20181113/coches-electricos-hidrogeno-deberias-comprarte-euros-prohibicion/352994703_3.html). [Último acceso: 28 Junio 2019].
- [27] Enagás, «Enagás y Redexis Gas crean "H2Gas" para impulsar el hidrógeno renovable,» 8 marzo 2018. [En línea]. Available: <https://www.enagas.es/stfls/ENAGAS/Notas%20de%20prensa/NP%20Proyecto%20H2Gas.pdf>. [Último acceso: marzo 2019].
- [28] Redexis Gas, «H2GAS,» 8 marzo 2018. [En línea]. Available: <http://www.redexisgas.es/wp-content/uploads/2018/09/Hydrogen-to-Gas-H2Gas.pdf>. [Último acceso: marzo 2019].
- [29] Centro Nacional del Hidrógeno, «Proyecto Vitale,» [En línea]. Available: <https://www.cnh2.es/cnh2/vitale/>. [Último acceso: 14 junio 2019].
- [30] Institut de Recerca en Energía de Catalunya, «Materiales avanzados para la energía - Proyectos,» [En línea]. Available: <http://www.irec.cat/es/arees-tecnologiques-i-de-recerca/materiales-avanzados-para-aplicaciones-en-energia.html>. [Último acceso: 14 junio 2019].
- [31] Centro Nacional del Hidrógeno, «Proyecto SINTER,» [En línea]. Available: <https://www.cnh2.es/cnh2/sinter/>. [Último acceso: 14 junio 2019].
- [32] Centro Nacional del Hidrógeno, «Proyecto - TOGETHER,» [En línea]. Available: <https://www.cnh2.es/cnh2/together/>. [Último acceso: 14 junio 2019].
- [33] Ciemat, «PROGRAMA DE DIVERCEL S2009/ENE-1475,» [En línea]. Available: <http://projects.ciemat.es/es/web/divercel>. [Último acceso: 14 junio 2019].
- [34] Instituto Tecnológico de Castilla y León, «HYDROSOLAR 21: Almacenamiento de energía en forma de hidrógeno.,» [En línea]. Available: <https://itcl.es/proyectos-te/hydrosolar-21/>. [Último acceso: 14 junio 2019].
- [35] Naturgy, «Almacenamiento de hidrógeno en el parque eólico de Sotavento,» [En línea]. Available: <https://www.naturgy.es/es/conocenos/innovacion+y+futuro/lineas+de+actuacion/almacenamiento+de+energia/1297131825644/parque+eolico+de+sotavento.html>. [Último acceso: 14 junio 2019].
- [36] Instituto Tecnológico de Canarias (ITC), «Proyectos de Energía: PSE H2RENOV - PSE Hidrógeno Renovable,» [En línea]. Available: [http://www.itccanarias.org/web/itc/proyectos-eerr/pse\\_h2renov.jsp?lang=es](http://www.itccanarias.org/web/itc/proyectos-eerr/pse_h2renov.jsp?lang=es). [Último acceso: 14 06 2019].

- [37] Instituto Tecnológico de Canarias (ITC), «Proyectos de Energía: HYLAB - Laboratotio de Tecnologías del Hidrógeno,» [En línea]. Available: <http://www.itccanarias.org/web/itc/proyectos-eerr/hylab.jsp?lang=es>. [Último acceso: 14 junio 2019].
- [38] Plataforma Solar de Almería, «Almacenamiento térmico en combustibles solares - HYDROSOL,» [En línea]. Available: <https://www.psa.es/es/areas/atycos/proyectos/hydrosol.php>. [Último acceso: 14 junio 2019].
- [39] Plataforma Solar de Almería, «Almacenamiento térmico y combustibles solares - SOLTERO H,» [En línea]. Available: [https://www.psa.es/es/areas/atycos/proyectos/proyectos\\_concluidos/solterh.php](https://www.psa.es/es/areas/atycos/proyectos/proyectos_concluidos/solterh.php). [Último acceso: 14 junio 2019].
- [40] Interreg Atlantic Area European Regional Development Fund, «Proyecto SEAFUEL,» [En línea]. Available: <http://www.seafuel.eu/es/el-proyecto/>.
- [41] Instituto Nacional de Estadística, «INE,» 18 5 2019. [En línea]. Available: <http://www.ine.es/jaxi/Datos.htm?path=/t25/p500/2008/p10/&file=10020.px>.
- [42] J. Calero, «El panorama del coche eléctrico en España: datos para ser pesimista (I),» 21 febrero 2018. [En línea]. Available: <https://www.motor.es/noticias/situacion-coche-electrico-espana-parte-1-201843765.html>. [Último acceso: 15 junio 2019].
- [43] Wikipedia, la enciclopedia libre, «Almacenamiento de energía con aire comprimido,» [En línea]. Available: [https://es.wikipedia.org/wiki/Almacenamiento\\_de\\_energ%C3%ADa\\_de\\_aire\\_comprimido](https://es.wikipedia.org/wiki/Almacenamiento_de_energ%C3%ADa_de_aire_comprimido). [Último acceso: 26 junio 2019].
- [44] J. I. Linares Hurtdo, «Cogeneración, Sistemas Avanzados de Conversión de Potencia y Energías Renovables para Generación Eléctrica».
- [45] Expansión, «Cómo influye el precio del petróleo en la bolsa,» 13 Abril 2018. [En línea]. Available: <http://www.expansion.com/mercados/materias-primas/2018/04/13/5ad0672646163fce058b4573.html>. [Último acceso: 28 Junio 2019].
- [46] L. O. Valoen y M. Shoesmith, «The effect of PHEV and HEV duty cycles on battery and battery pack performance.,» 2007.
- [47] B. J. Henríquez, «Impacto socioambiental de la extracción de litio en las cuencas de los salares altoandinos del Cono Sur,» Santiago de Chile, 2018.
- [48] R. Hollender y J. Shultz, «Bolivia y su litio. ¿Puede el "oro del siglo XIX" ayudar a una nación a salir de la pobreza?,» Cochabamba - Bolivia, 2010.

- [49] Centro Nacional del Hidrógeno, «Centro Nacional del Hidrógeno,» [En línea]. Available: <https://www.cnh2.es/>. [Último acceso: Marzo 2019].



## Apéndices

### **Apéndice 1: Entrevista al Dr. Rico Secades, Manuel catedrático de la universidad de Oviedo.**

Con el objetivo de tener una visión mayor y más completa del panorama energético que se plantea en los años venideros, entrevistamos al profesor de la Escuela Politécnica de Gijón, Manuel Rico Secades, experto en Energías Renovables, a fecha de junio de 2019:

- **En base a la propuesta de ley de transición energética y contra el cambio climático, derivada de los acuerdos de París ¿Ve factible la iniciativa de prohibición total de los motores de combustión para el año 2040? Teniendo en cuenta que estos están presentes no sólo en aplicaciones de movilidad urbana, sino también en el sector agrícola y marítimo entre otros.**

No soy partidario del tema prohibir cosas, yo prefiero hablar de incentivar. El cambio debe ocurrir de forma gradual, porque la gente esté concienciada de él. Obviamente en temas de movilidad urbana el cambio puede ir bastante rápido, posiblemente también en el sector agrícola, pero en otras aplicaciones en las que se requiere más potencia y mayores cantidades de energía, como pueden ser barcos y aviones la evolución será más lenta, pero poco a poco la transición se irá logrando. Pero de nuevo, yo no prohibiría, si a acaso impondría impuestos, pero no los prohibiría.

- **Atendiendo a la elevada vida media del parque de vehículos español (supera los 12 años), que se estima que hasta un 80% de los mismos duerme en la calle y la autonomía actual de las baterías de los coches eléctricos, ¿qué prospectiva de implantación del vehículo eléctrico convencional ve factible en el panorama nacional?**

Yo creo que tenemos que cambiar el chip respecto a estos vehículos eléctricos en muchos aspectos. El 90% de la gente, diría más incluso, hace trayectos diarios muy cortos. En mi caso, por ejemplo, dispongo de un vehículo eléctrico con una autonomía de 140-150km y nunca gasto más de la mitad cargándolo cada noche en mi domicilio. Supongo que la pregunta viene motivada por aquellos propietarios de vehículos que no disponen de plaza de garaje en su vivienda, ya que la clave de estos es cargarlos durante la noche. Yo creo que ahí el Gobierno puede hacer varias cosas. Uno de los problemas es el término de potencia de la tarifa eléctrica, porque hay muchas personas que no tienen la plaza de garaje en su edificio y la tienen en edificios colindantes, y si desean poner ahí la toma de carga de su vehículo tienen que pagar el respectivo término de potencia y al final eso en un gran gasto. Por ello creo que debe haber un gran cambio legislativo en esta materia, ya que muchos países no cuentan con este término de potencia, nosotros podríamos evitarlo también.

Factible, pues claro que es factible, pero la gente tiene que ser realista no pueden decir *pues yo no me voy a comprar un vehículo eléctrico hasta que no tengan una autonomía de 1000km* ¿pero para qué quieren una autonomía de 1000km? ¿Para viajes largos? Evidentemente ahí la cosa cambia, podríamos utilizar transporte público o bien planificar el viaje buscando puntos de recarga rápida. Al fin y al

cabo, todo esto tiene que evolucionar poco a poco, si el gobierno toma medidas convenientes, poco a poco iremos viendo cambios.

En algunas ciudades, por ejemplo, en Londres, se utiliza el mobiliario urbano (marquesinas de autobuses y alumbrado) para facilitar puntos de carga. En realidad, hay muchas soluciones para poner esta tecnología en marcha.

**Piensa que el vehículo de hidrógeno puede presentar ventajas respecto al vehículo eléctrico convencional, ya que no hace falta cambiar los hábitos a la ciudadanía o ese chip del que hablaba.**

Al final el vehículo de hidrógeno también es un vehículo eléctrico, como bien sabes, la idea es que hay una batería más pequeña y el hidrógeno va recargándola. Yo creo que el H<sub>2</sub> tendrá su mayor importancia en los sectores de almacenamiento de energía, en barcos y aviones donde se requieren grandes potencias, ya que, en mi opinión, para los coches o aplicaciones más pequeñas las baterías van a evolucionar suficiente. Al final el hidrógeno no es un competidor, sino un complemento del VEC.

- **Qué futuro cree usted que les espera a las baterías eléctricas de ión litio: impacto medioambiental en las principales regiones de extracción de litio, vida útil de las baterías y qué métodos de reciclaje existentes de las mismas, etc.**

En primer lugar, hoy se usa el litio, como decimos por aquí “con condimentos”, pero a lo mejor hay un cambio tecnológico y se desarrollan otras (de sodio, por ejemplo).

En segundo lugar, el litio, efectivamente, es un material escaso, pero es un material reciclable, a pesar de que hay muchas mentiras y mucha “investigación de pesebre” al respecto. En la actualidad, existen las baterías de ión litio de los automóviles, cuando estas comienzan a perder prestaciones pueden usarse para almacenamiento doméstico (de la energía producida por unas placas solares, por ejemplo) alargándose su vida hasta cuarenta años. Nissan ofrece el servicio de recambio de batería a sus clientes y se asegura de dar una segunda vida a las baterías ya usadas.

- **En la lucha contra el cambio climático, ¿cómo cree que debería suceder la transición energética? ¿Cuál cree que será el papel del hidrógeno en la misma, aunque ya ha comentado brevemente que en almacenamiento, barcos y aviones?**

En la transición energética y en el futuro de sostenibilidad medioambiental no habrá una tecnología, sino varias combinadas dentro de las cuales el hidrógeno evidentemente tendrá su papel. En vehículos como ya hemos comentado, o en parque eólicos offshore (evitando las líneas de transmisión) y acabaremos viéndolo en aviones y barcos como complemento de las baterías y los motores eléctricos.

- **Uno de los principales problemas de la industria española es el alto precio del kWh (sólo superado por Alemania, Bélgica, Italia y Portugal), ¿conseguirá la**



**transición abaratar los costes de la electricidad fomentando el sector e impulsando la industria nacional? ¿cómo repercutirá en el bolsillo del pequeño consumidor?**

Nuestra factura eléctrica consta de dos términos, el de potencia (fijo por el mero hecho de estar conectado a la red) y el de consumo (proporcional a la energía consumida en cada hora y cada día). El término de potencia, lo que hace de forma encubierta, es fomentar el consumo energético. En países como México o Brasil, que no cuentan con el término de potencia hay una repercusión en el precio mucho mayor del ahorro energético. Aquí el precio que paga el consumidor es algo totalmente artificioso, una cuestión puramente política y qué si el Gobierno quisiera, lo podría cambiar.

- **Ligado a la pregunta anterior, ¿En el caso de instalar placas solares en una vivienda, de qué sistemas de almacenamiento de energía que se suelen acompañar, qué ventajas medio ambientales tienen y qué vida útil/mantenimiento? ¿Suponen ahorro económico a nivel doméstico?**

En mi caso, por ejemplo, tengo en mi vivienda unas placas solares y una batería de Litio-Hierro (parecidas a las de los coches) que son como una pequeña caja, sin gases ni nada y con una vida útil de 40 años con ciclos de carga-descarga diarios.

El año pasado, algo más del 50% de la energía que consumí (incluyendo mi vehículo eléctrico) la generé en mi microrred. Sin embargo, esto en la factura significa poco, porque, como te digo, aquí en la factura el término mayor peso es fijo. Sin embargo, cuento con la satisfacción de saber que al menos la mitad de la energía que he consumido es totalmente renovable, siendo energía que ha dejado de producirse en centrales de carbón y gas.

## Apéndice 2: Cálculo del WACC

	Coste de los recursos	caso 1	caso 2	caso 3
<b>Recursos propios</b>	25%	1600000	500000	2.000.000
<b>Subvenciones</b>	0%		500000	
<b>Préstamos</b>	7%	400000	1000000	
		2.000.000	2.000.000	2.000.000
Capital		0,2	0,0625	0,25
Subvenciones		0	0	0
Préstamos		0,014	0,035	0
<b>i=WACC</b>		<b>0,214</b>	<b>0,0975</b>	<b>0,25</b>

Teresa Enríquez de la Fuente

### Apéndice 3: Tablas de cálculo de rentabilidad

Red de Hidrogeneras

AÑO	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
<b>Cuenta resultados</b>																					
Ventas	945.350	1.039.885	1.143.874	1.258.261	1.384.087	1.522.496	1.674.745	1.842.220	2.026.442	2.229.086	2.451.994	2.697.194	2.966.913	3.263.605	3.589.965	3.948.962	4.343.858	4.778.243	5.256.068	5.781.675	
OPEX fijo	-150.000	-150.000	-150.000	-150.000	-150.000	-150.000	-150.000	-150.000	-150.000	-150.000	-150.000	-150.000	-150.000	-150.000	-150.000	-150.000	-150.000	-150.000	-150.000	-150.000	-150.000
OPEX variable	-226.884	-249.572	-274.530	-301.983	-332.181	-365.399	-401.939	-442.133	-486.346	-534.981	-588.479	-647.327	-712.059	-783.265	-861.592	-947.751	1.042.526	1.146.778	1.261.456	1.387.602	
Gastos*	-376.884	-399.572	-424.530	-451.983	-482.181	-515.399	-551.939	-592.133	-636.346	-684.981	-738.479	-797.327	-862.059	-933.265	1.011.592	1.097.751	1.192.526	1.296.778	1.411.456	1.537.602	
Amortizaciones	-100.000	-100.000	-100.000	-100.000	-100.000	-100.000	-100.000	-100.000	-100.000	-100.000	-100.000	-100.000	-100.000	-100.000	-100.000	-100.000	-100.000	-100.000	-100.000	-100.000	-100.000
Plusvalía Bº antes impuestos	468.466	540.313	619.344	706.278	801.906	907.097	1.022.806	1.150.087	1.290.096	1.444.105	1.613.516	1.799.867	2.004.854	2.230.339	2.478.373	2.751.211	3.051.332	3.381.465	3.744.612	4.144.073	1.700.000
Tax	-117.117	-135.078	-154.836	-176.570	-200.477	-226.774	-255.702	-287.522	-322.524	-361.026	-403.379	-449.967	-501.214	-557.585	-619.593	-687.803	-762.833	-845.366	-936.153	1.036.018	
Bº neto	351.350	405.234	464.508	529.709	601.430	680.323	767.105	862.565	967.572	1.083.079	1.210.137	1.349.901	1.503.641	1.672.755	1.858.780	2.063.408	2.288.499	2.536.099	2.808.459	3.108.055	

<b>CF operativo</b>	451.350	505.234	564.508	629.709	701.430	780.323	867.105	962.565	1.067.572	1.183.079	1.310.137	1.449.901	1.603.641	1.772.755	1.958.780	2.163.408	2.388.499	2.636.099	2.908.459	3.208.055	
---------------------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	--

FM	-189.070	-207.977	-228.775	-251.652	-276.817	-304.499	-334.949	-368.444	-405.288	-445.817	-490.399	-539.439	-593.383	-652.721	-717.993	-789.792	-868.772	-955.649	1.051.214	1.156.335	
<b>Variación de fondo de maniobra</b>	-189.070	-18.907	-20.798	-22.877	-25.165	-27.682	-30.450	-33.495	-36.844	-40.529	-44.582	-49.040	-53.944	-59.338	-65.272	-71.799	-78.979	-86.877	-95.565	1.156.335	

CAPEX INVERSIÓN	-	2.000.000,00																			1.700.000
-----------------	---	--------------	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	-----------

P venta	1.700.000
Valor de compra	- 2.000.000
AA	2.000.000
Valor neto Contable	-
Plusvalía (Bº)	1.700.000
Impuestos 25%	- 425.000
CF	1.275.000

CF	2.000.000	262.280	486.327	543.710	606.831	676.264	752.641	836.655	929.070	1.030.727	1.142.550	1.265.555	1.400.861	1.549.697	1.713.416	1.893.508	2.091.609	2.309.520	2.549.222	2.812.894	6.064.389		
		0,8237	0,6785	0,5589	0,4604	0,3792	0,3124	0,2573	0,2120	0,1746	0,1438	0,1185	0,0976	0,0804	0,0662	0,0545	0,0449	0,0370	0,0305	0,0251	0,0207		
		0,9112	0,8302	0,7565	0,6893	0,6280	0,5722	0,5214	0,4751	0,4329	0,3944	0,3594	0,3275	0,2984	0,2719	0,2477	0,2257	0,2056	0,1874	0,1707	0,1556		
		0,8000	0,6400	0,5120	0,4096	0,3277	0,2621	0,2097	0,1678	0,1342	0,1074	0,0859	0,0687	0,0550	0,0440	0,0352	0,0281	0,0225	0,0180	0,0144	0,0115		
																						VA	VAN
FC descontados caso 1 (ESCENARIO PESIMISTA)	216.046	329.983	303.887	279.379	256.462	235.112	215.286	196.924	179.960	164.319	149.926	136.701	124.567	113.449	103.273	93.968	85.468	77.709	70.631	125.433	3.458.483	<b>1.458.483</b>	
FC descontados caso 2 (E. OPTIMISTA)	238.979	403.757	411.295	418.263	424.711	430.686	436.229	441.380	446.173	450.640	454.811	458.713	462.368	465.800	469.028	472.072	474.946	477.668	480.250	943.401	9.261.171	<b>7.261.171</b>	
FC descontados caso 3	209.824	311.250	278.380	248.558	221.598	197.300	175.459	155.872	138.342	122.680	108.710	96.266	85.195	75.357	66.622	58.874	52.006	45.923	40.538	69.918	2.758.672	758.672	
FC descontados ESCENARIO REALISTA	238.979	403.757	411.295	418.263	424.711	430.686	436.229	441.380	446.173	450.640	454.811	458.713	462.368	465.800	469.028	472.072	474.946	477.668	480.250	943.401	6.647.729	<b>4.647.729</b>	

Producción y venta de H2

	kg H2 vendidos	Precio H2 (€/kg)	kg O2 vendidos	Precio O2 (€/kg)	Ventas H2	Ventas O2	Total Ventas
Para el año 1:	2.000.000	3,5	16.000.000	0,8	7.000.000	12.800.000	19.800.000

Predicción de evolución años 0-20

	0,75%	2,50%	0,75%	2,00%
--	-------	-------	-------	-------

Impuesto de sociedades gravamen general 25%

AÑO	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
<b>Cuenta resultados</b>																					
Ventas	19.800.000	20.382.733	20.982.730	21.600.508	22.236.597	22.891.543	23.565.909	24.260.275	24.975.239	25.711.414	26.469.436	27.249.957	28.053.649	28.881.206	29.733.340	30.610.786	31.514.302	32.444.667	33.402.686	34.389.185	
Gastos	12.950.850	13.316.259	13.692.775	14.080.737	14.480.495	14.898.911	15.323.358	15.760.717	16.211.388	16.675.773	17.154.296	17.647.390	18.155.502	18.679.091	19.225.782	19.781.766	20.354.695	20.945.091	21.553.488	22.180.441	
Plusvalía																					35660000
Amortizaciones	-866.500	-866.500	-866.500	-866.500	-866.500	-866.500	-866.500	-866.500	-866.500	-866.500	-866.500	-866.500	-866.500	-866.500	-866.500	-866.500	-866.500	-866.500	-866.500	-866.500	-866.500
Bº antes impuestos	5.982.650	6.199.973	6.423.455	6.653.271	6.889.602	7.126.131	7.376.052	7.633.058	7.897.352	8.169.142	8.448.640	8.736.067	9.031.648	9.335.615	9.641.057	9.962.520	10.293.107	10.633.077	10.982.698	11.342.244	
Tax	1.495.663	1.549.993	1.605.864	1.663.318	1.722.400	1.781.533	1.844.013	1.908.264	1.974.338	2.042.285	2.112.160	2.184.017	2.257.912	2.333.904	2.410.264	2.490.630	2.573.277	2.658.269	2.745.674	2.835.561	
Bº neto	4.486.988	4.649.980	4.817.591	4.989.954	5.167.201	5.344.599	5.532.039	5.724.793	5.923.014	6.126.856	6.336.480	6.552.050	6.773.736	7.001.711	7.230.793	7.471.890	7.719.830	7.974.808	8.237.023	8.506.683	

<b>CF operativo</b>	5.353.488	5.516.480	5.684.091	5.856.454	6.033.701	6.211.099	6.398.539	6.591.293	6.789.514	6.993.356	7.202.980	7.418.550	7.640.236	7.868.211	8.097.293	8.338.390	8.586.330	8.841.308	9.103.523	9.373.183
FM	3.960.000	4.076.547	4.196.546	4.320.102	4.447.319	4.578.309	4.713.182	4.852.055	4.995.048	5.142.283	5.293.887	5.449.991	5.610.730	5.776.241	5.946.668	6.122.157	6.302.860	6.488.933	6.680.537	6.877.837
<b>Variación de fondo de maniobra</b>	3.960.000	-116.547	-120.000	-123.556	-127.218	-130.989	-134.873	-138.873	-142.993	-147.235	-151.604	-156.104	-160.738	-165.511	-170.427	-175.489	-180.703	-186.073	-191.604	2.446

CAPEX INVERSIÓN	17.330.000																				1.000.000
-----------------	------------	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	-----------

CF	17.330.000	1.393.488	5.399.933	5.564.092	5.732.898	5.906.483	6.080.109	6.263.665	6.452.420	6.646.521	6.846.121	7.051.376	7.262.446	7.479.498	7.702.700	7.926.866	8.162.901	8.405.627	8.655.234	8.911.920	10.375.629		
		0,824	0,679	0,559	0,460	0,379	0,312	0,257	0,212	0,175	0,144	0,118	0,098	0,080	0,066	0,055	0	0	0	0	0		
		0,911	0,830	0,756	0,689	0,628	0,572	0,521	0,475	0,433	0,394	0,359	0,327	0,298	0,272	0,248	0	0	0	0	0		
		0,800	0,640	0,512	0,410	0,328	0,262	0,210	0,168	0,134	0,107	0,086	0,069	0,055	0,044	0,035	0	0	0	0	0		
FC descontados caso 1 (ESCENARIO PESIMISTA)	1147848	3663963	3109841	2639365	2239936	1899325	1611750	1367644	1160449	984595	835350	708694	601215	510013	432336	366729	311066	263841	223777	214605	24.292.343	6.962.343	
FC descontados caso 2 (ESCENARIO OPTIMISTA)	1269692	4483110	4209017	3951446	3709423	3479239	3265855	3065395	2877091	2700221	2534102	2378092	2231586	2094014	1963512	1842350	1728594	1621800	1521546	1614076	52.540.160	35.210.160	
FC descontados caso 3	1114790	3455957	2848815	2348195	1935437	1593864	1313586	1082536	892081	735097	605709	499071	411190	338768	278902	229765	189278	155919	128434	119623	20.277.017	2.947.017	
Escenario 2 (ESCENARIO REALISTA)	1269692	4483110	4209017	3951446	3709423	3479239	3265855	3065395	1160449	984595	835350	708694	601215	510013	432336	366729	1728594	1621800	1521546	1614076	39.518.574	22.188.574	

Valor de compra	- 17.330.000
AA	-17.330.000
Valor neto Contable	- 34.660.000
P venta	1.000.000
Plusvalía (B <sup>9</sup> )	35.660.000
Impuestos 20%	- 7.132.000
CF	- 6.132.000

Almacenamiento de energía

	kWh vendidos	kWh consumidos	Precio compra (€/kWh)	Precio venta (€/kWh)	Consumo de agua (m3)	Precio agua (€/m3)
	1	3,2	0	0,12029	0,00042	0,3
<b>Media anual año 1</b>	21.900.000	70080000	0	0,12029	29.434	0,3

	kWh vendidos	kWh consumidos	Precio de compra	Precio de venta	Consumo agua	Precio agua
<b>Predicción evolución</b>	5%	5%	1,10%	1,50%	5,00%	0,40%

Impuesto de sociedades gravamen general: 25%

AÑO	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
<b>Cuenta resultados</b>																					
Ventas	2.634.351	2.807.560	2.992.157	3.188.891	3.398.560	3.622.016	3.860.163	4.113.969	4.384.463	4.672.741	4.979.974	5.307.407	5.656.369	6.028.275	6.424.634	6.847.054	7.297.248	7.777.042	8.288.382	8.833.344	
Operarios+Mantenimiento	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
coste fijo	1.890.000	1.890.000	1.890.000	1.890.000	1.890.000	1.890.000	1.890.000	1.890.000	1.890.000	1.890.000	1.890.000	1.890.000	1.890.000	1.890.000	1.890.000	1.890.000	1.890.000	1.890.000	1.890.000	1.890.000	-1.890.000
Consumo de agua	-8.830	-9.309	-9.813	-10.345	-10.906	-11.497	-12.120	-12.777	-13.469	-14.199	-14.969	-15.780	-16.636	-17.537	-18.488	-19.490	-20.546	-21.660	-22.834	-24.071	
Consumo de electricidad	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gastos	1.898.830	1.899.309	1.899.813	1.900.345	1.900.906	1.901.497	1.902.120	1.902.777	1.903.469	1.904.199	1.904.969	1.905.780	1.906.636	1.907.537	1.908.488	1.909.490	1.910.546	1.911.660	1.912.834	1.912.834	-1.914.071
Amortizaciones	-630.000	-630.000	-630.000	-630.000	-630.000	-630.000	-630.000	-630.000	-630.000	-630.000	-630.000	-630.000	-630.000	-630.000	-630.000	-630.000	-630.000	-630.000	-630.000	-630.000	-630.000
Plusvalía Bº antes impuestos	105.521	278.251	462.343	658.546	867.655	1.090.519	1.328.043	1.581.192	1.850.993	2.138.542	2.445.005	2.771.627	3.119.733	3.490.738	3.886.147	4.307.564	4.756.702	5.235.382	5.745.549	6.290.089	202.800.000
Tax	-26.380	-69.563	-115.586	-164.636	-216.914	-272.630	-332.011	-395.298	-462.748	-534.635	-611.251	-692.907	-779.933	-872.684	-971.537	-1.076.891	-1.189.175	-1.308.846	-1.436.387	-1.574.272	-52.272.318
Bº neto	79.141	208.688	346.758	493.909	650.741	817.889	996.033	1.185.894	1.388.245	1.603.906	1.833.754	2.078.720	2.339.800	2.618.053	2.914.610	3.230.673	3.567.526	3.926.537	4.309.161	4.716.816	156.816.954
<b>CF operativo</b>	709.141	838.688	976.758	1.123.909	1.280.741	1.447.889	1.626.033	1.815.894	2.018.245	2.233.906	2.463.754	2.708.720	2.969.800	3.248.053	3.544.610	3.860.673	4.197.526	4.556.537	4.939.161	5.343.089	-45.353.046
FM	-526.870	-561.512	-598.431	-637.778	-679.712	-724.403	-772.033	-822.794	-876.893	-934.548	-995.995	-1.061.481	-1.131.274	-1.205.655	-1.284.927	-1.369.411	-1.459.450	-1.555.408	-1.657.676	-1.766.669	
<b>Variación de fondo de maniobra</b>	-526.870	-34.642	-36.919	-39.347	-41.934	-44.691	-47.630	-50.761	-54.099	-57.656	-61.447	-65.487	-69.792	-74.381	-79.272	-84.484	-90.039	-95.959	-102.268	-108.853	1.766.669
CAPEX INVERSIÓN	-	25.200.000																			165.000.000

CF -25.200.000 182.270 804.046 939.838 1.084.563 1.238.807 1.403.198 1.578.403 1.765.133 1.964.146 2.176.250 2.402.307 2.643.233 2.900.008 3.173.672 3.465.338 3.776.189 4.107.487 4.460.578 4.836.893 121.413.623

**TFG – El papel del hidrógeno en la transición energética: análisis y prospectiva**

Universidad Pontificia Comillas - ICAI





## Anexos

**Anexo 1: Características técnicas de las electrolizadoras [4]**

<b>Alkaline electrolyzer</b>	
<b>Technical-economic specifications</b>	
<b>Pressure of hydrogen delivered:</b>	Alkaline electrolyzers for the industry are typically operated at atmospheric pressure. Pressurized hydrogen at 10-15 bar can be delivered with small pressurized cell stacks. Research and development is ongoing for higher pressure stacks.
<b>Operating temperature:</b>	60 – 80 °C
<b>Hydrogen purity:</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>99.5 %</b> before purification (H<sub>2</sub> contains water and oxygen)</li> <li>• <b>&gt;99.999 %</b> after the purification unit (deoxidiser and dryer)</li> </ul>
<b>Energy efficiency (HHV):</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 74 % to 78 % with H<sub>2</sub> at atmospheric pressure (4.6 to 4.8 kWhel/Nm<sup>3</sup>H<sub>2</sub>).</li> <li>• 66 % with H<sub>2</sub> delivered at 10 bar (5.4 kWhel/Nm<sup>3</sup>H<sub>2</sub>)</li> </ul> Figures include energy consumption of auxiliaries and purification unit.
<b>Cell stack capacity:</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>400 to 500 Nm<sup>3</sup>/h</b> for the largest atmospheric pressure stacks</li> <li>• <b>60 Nm<sup>3</sup>/h</b> for the currently mature pressurized stacks</li> </ul>
<b>Start-up time:</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>10 to 40 minutes</b> for cold start-up (depends on the initial temperature)</li> <li>• <b>few seconds</b> for standby start-up (auxiliaries ready to run)</li> </ul>
<b>Lifetime</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>60,000 hours</b> for the cell stack</li> <li>• <b>20 – 30 years</b> for the rest of the full installation</li> </ul>
<b>CAPEX:</b>	<p><b>Current costs:</b></p> <p>Total installed CAPEX for turnkey delivery of a 10 bar electrolyzer including balance of plant, transport, installation and commissioning, excluding civil work and connection to other section of the plant:</p> <p>500 kW: 2000 €/kW            1 MW: 1500 €/kW            10 MW: 1000 €/kW</p> <p>The purification unit generally represents 5 to 10% of the factory gate cost of the electrolyzer. Transport, integration, installation and commissioning generally represent 10 to 20% of the factory gate of the electrolyzer.</p>

	<p><b>Possible levers for cost reduction thanks to technology improvement (not quantified):</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• The increase of the membrane surface of cell stacks will increase the throughput of each cell stack and then reduce the number of auxiliaries per stack.</li> </ul> <p><b>Possible cost reduction thanks to scale effect on the market volume manufacturing (maximum 10 to 20% of cost reduction):</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Reduction of cost of equipments purchased to suppliers due to the increase of the market and competing effect.</li> <li>• Reduction of margins thanks to higher volumes produced and less R&amp;D efforts.</li> </ul>
<b>OPEX:</b>	<p><b>Cost of operation and maintenance (excluding cell stack replacement):</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• 1-2 % of CAPEX/year (for a 10 MW electrolyzer)</li> <li>• 4-5 % of CAPEX/year (for a 1 MW electrolyzer)</li> </ul> <p>Replacement cost of cell stack: Approximately 30 % of the total CAPEX every 60,000 hours of operation.</p>
<b>Advantages</b>	<b>Drawbacks</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• The only current mature technology</li> <li>• Current cheapest technology</li> <li>• Long lifetime</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Low margin of improvement on CAPEX</li> <li>• Hazardous corrosive electrolyte</li> </ul>
<b>Maturity</b>	<b>Technology suppliers/developers</b>
<p><i>TRL 9: Commercial</i> <i>The technology is used for decades in the industry at scales compatible with power-to-gas applications (1- 10 MWel).</i></p>	<p>Hydrogenics, NEL Hydrogen McPhy Energy IHT WEJT ELB Elektrolyse Technik H2 Nitidior Erredue Accagen</p>

<b>PEM electrolyzer</b>
-------------------------

<b>Technical-economic specifications</b>	
<b>Pressure of hydrogen delivered:</b>	Current commercial products generally deliver hydrogen up to 30 bar.  Technology developers intend to pressurize the stack up to 80 bar.
<b>Operating temperature:</b>	60 – 80°C
<b>Product purity:</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>99.95 %</b> before purification (H<sub>2</sub> contains water and oxygen)</li> <li>• <b>&gt;99.9998 %</b> after the purification unit (deoxidiser and dryer)</li> </ul>
<b>Energy efficiency (HHV):</b>	Expected to be slightly higher than for alkaline electrolysis. Commercial performance at large scale (10 MWe) to be confirmed.
<b>Cell stack capacity:</b>	Up to 200 Nm <sup>3</sup> /h under current demonstration.
<b>Start-up time:</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>10 to 40 minutes</b> for cold start-up (depends on the initial temperature)</li> <li>• <b>few seconds</b> for standby start-up (auxiliaries ready to run)</li> </ul>
<b>Lifetime</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>40,000 hours</b> for the cell stack</li> <li>• <b>20 – 30 years</b> for the rest of the full installation</li> </ul>
<b>CAPEX:</b>	<p>PEM technology is more compact than the alkaline with a higher throughput per cell stack, reducing the number of auxiliaries required.</p> <p>CAPEX targets for technology developers are:</p> <p>In the coming years:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- 10 MWe: 1000 €/kWe</li> </ul> <p>2030</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- 1 MWe: 1000 €/kWe</li> <li>- 10 MWe: 700€/kWe</li> </ul> <p>2050</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- 1 MWe: 500-550 €/kWe</li> <li>- 10 MWe: 350-400 €/kWe</li> </ul> <p>The CAPEX includes turnkey supply with balance of plant, transportation and commissioning:</p>
<b>OPEX:</b>	<p><b>Cost of operation and maintenance (excluding cell stack replacement):</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• 1-2 % of CAPEX/year (for a 10 MW electrolyzer)</li> <li>• 4-5 % of CAPEX/year (for a 1 MW electrolyzer)</li> </ul> <p><b>Replacement cost of cell stack:</b></p> <p>Approximately 50 % of the total CAPEX every 40,000 hours of operation.</p>

<i>Advantages</i>	<i>Drawbacks</i>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Offers CAPEX reduction margins</li> <li>• Easier to operate than alkaline technology (e.g. no hazardous circulating electrolyte)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Reduced lifetime of the cell stack</li> <li>• Not commercial at large scale yet</li> </ul>
<i>Maturity</i>	<i>Technology suppliers/developers</i>
<p>TRL 7-8: Commercial demonstration</p> <p>The technology is used commercially at small scale and under commercial demonstration at large scale for power-to-gas applications (1-10 MWel).</p>	<p>Proton Onsite ITM Power SIEMENS AREVA H2 Gen Cerm Hyd Acta Spa H-Tec Systems</p>

## Anexo 2: Parámetros de entrada al modelo [4]

General assumptions	Unit	Fixed	2015	2030	2050
Project costs	% of Total CAPEX of proces blocs	30,0%			
WACC	-	8,0%			
Load factor	h/year	8 600			
Electricity cost	€/MWh	60			
CO2 cost @ 10 bar	€/ton	50			
CO2 cost @ 100 bar	€/ton	100			
CO2 density	ton/Nm <sup>3</sup> -CO <sub>2</sub>	0,0018			
HHV volumic H <sub>2</sub>	MWh/Nm <sup>3</sup> -H <sub>2</sub>	0,0035			
HHV massic H <sub>2</sub>	MWh/kg-H <sub>2</sub>	0,0394			
HHV volumic SNG	MWh/Nm <sup>3</sup> -SNG	0,0113			
HHV massic SNG	kWh/kg-SNG	0,0145			
HHV massic MeOH	kWh/kg-MeOH	0,0056			
Power grid connection	Unit	Fixed	2015	2030	2050
Lifetime power grid connection	years	40			
Transformer capacity out - 1MW	MWe	1,0			
Transformer capacity out - 10MW	MWe	10,0			
Transformer losses	%	2,5%			
Length HV line	km	1,0			
Equipment CAPEX HV circuit breaker	€	125 000			
Specific equipment CAPEX HV line	€/km	100 000			
Equipment CAPEX transformer	€	30 000			
Fixed OPEX power grid connection	%CAPEX/year	0,00			
Alkaline electrolysis 10 bar	Unit	Fixed	2015	2030	2050
Lifetime electrolyzer	years	25			
Electrolyzer capacity in - 1MW	MWe	1,0			
Electrolyzer capacity in - 10MW	MWe	10,0			
Electrolyzer efficiency	kWhHHV-H <sub>2</sub> /kWh		66%	69%	69%
Electrolyzer capacity out - 1MW	MWhHHV-H <sub>2</sub>	0,7			
Electrolyzer capacity out - 10MW	MWhHHV-H <sub>2</sub>	6,9			
Specific equipment CAPEX electrolyzer - 1MW	€/MWe in	1 500 000	1 500 000	1 000 000	800 000
Specific equipment CAPEX electrolyzer - 10MW	€/MWe in	1 000 000	1 000 000	800 000	500 000
Fixed O&M electrolyzer - 1MW	% CAPEX/year	4,5%			
Fixed O&M electrolyzer - 10MW	% CAPEX/year	1,5%			
Methanation	Unit	Fixed	2015	2030	2050
Lifetime methanation reactor	years	20			
Methanation capacity out - 10MW	MWhHHV-SNG	5,50			
Methanation efficiency	MWhHHV-SNG out/MWhHHV-H <sub>2</sub> in	79,4%			
Factory gate specific cost methanation reactor - 10MW	€/MWhHHV-SNG out		1 500 000	1 000 000	700 000
Additional costs methanation reactor	% cost methanation reactor	50%			
Fixed O&M methanation - 10MW	% cost methanation reactor/year	7,5%			
Methanation H <sub>2</sub> consumption	Nm <sup>3</sup> H <sub>2</sub> /Nm <sup>3</sup> SNG	4,0			
Methanation CO <sub>2</sub> consumption	Nm <sup>3</sup> CO <sub>2</sub> /Nm <sup>3</sup> SNG	1,0			

<b>Compression H2</b>		<b>Unit</b>	<b>Fixed</b>	<b>2015</b>	<b>2030</b>	<b>2050</b>
Lifetime compressor H2	years		15			
Compressor H2 capacity out - 1MW	MWhHV-H2		0,69			
Compressor H2 capacity out - 10MW	MWhHV-H2		6,93			
Factory gate cost compressor H2 - 1MW	€			200 000	180 000	160 000
Factory gate cost compressor H2 - 10MW	€		1 135 723			
Additional costs compressor H2	% cost compressor		15,0%			
Fixed O&M compressor H2 10-60bar	% CAPEX/year		6,0%			
Power consumption compressor H2 10-60bar	MWhe/MWhHV-H2		0,07			
<b>Compression SNG</b>		<b>Unit</b>	<b>Fixed</b>	<b>2015</b>	<b>2030</b>	<b>2050</b>
Lifetime compressor SNG	years		15			
Compressor SNG capacity out - 10MW	MWhHV-SNG		6			
Factory gate cost compressor SNG - 10MW	€		567 862			
Additional costs compressor SNG	% cost compressor		15,0%			
Fixed O&M compressor SNG 10-60bar	% CAPEX/year		6,0%			
Power consumption compressor SNG 10-60bar	MWhe/MWhHV-SNG		0,02			
<b>Pipeline H2 &amp; SNG</b>		<b>Unit</b>	<b>Fixed</b>	<b>2015</b>	<b>2030</b>	<b>2050</b>
Lifetime pipeline	years		35			
Pipeline capacity out - 1MW	MWhHV-H2		0,69			
Pipeline capacity out - 10MW	MWhHV-H2		6,93			
Pipeline length	km		1,00			
Fixed equipment CAPEX pipeline H2 @10 bar	€		50 000			
Variable equipment CAPEX pipeline H2 @10 bar	€/km		130 000			
Fixed equipment CAPEX pipeline H2 @60 bar	€		200 000			
Variable equipment CAPEX pipeline H2 @60 bar	€/km		300 000			
Fixed O&M pipeline	% CAPEX/year		2%			
<b>Injection station H2 &amp; SNG</b>		<b>Unit</b>	<b>Fixed</b>	<b>2015</b>	<b>2030</b>	<b>2050</b>
Lifetime injection station	years		15			
Injection station capacity out - 1MW	MWhHV-H2		0,69			
Injection station capacity out - 10MW	MWhHV-H2		6,93			
Total equipment CAPEX distribution injection station - 1MW	€			600 000	480 000	360 000
Total equipment CAPEX distribution injection station - 10MW	€			700 000	560 000	420 000
Total equipment CAPEX transport injection station - 1MW	€			700 000	560 000	420 000
Total equipment CAPEX transport injection station - 10MW	€			900 000	720 000	540 000
Fixed O&M injection station	%CAPEX/year		8,0%			
<b>Refuelling station H2</b>		<b>Unit</b>	<b>Fixed</b>	<b>2015</b>	<b>2030</b>	<b>2050</b>
Lifetime H2 refuelling station	years		30			
H2 refuelling station capacity out - 1MW	MWhHV-H2		0,69			
Total equipment CAPEX H2 refuelling station - 1MW	€			3 000 000	1 800 000	1 620 000
Fixed O&M H2 refuelling station - 1MW	%CAPEX/year		7,5%			
Power consumption H2 refuelling station	MWhe/MWhHV-H2		0,18			
<b>Methanol synthesis</b>		<b>Unit</b>	<b>Fixed</b>	<b>2015</b>	<b>2030</b>	<b>2050</b>
Lifetime methanol reactor	years		20			
Methanol reactor capacity out - 10MW	MWhHV-MeOH		5,23			
Methanol reactor H2 consumption	kgH2/kgMeOH		0,19			
Methanol reactor CO2 consumption	kgCO2/kgMeOH		1,38			
Methanol synthesis efficiency	MWhHV-MeOH out/MWhHV-H2 in		75,5%			
Specific factory gate cost methanol reactor - 10MW	€/MWhHV-MeOH out			1 500 000	1 000 000	700 000
Additional cost methanol reactor	% cost methanol reactor		50%			
Fixed O&M methanol reactor - 10MW	%CAPEX/year		7,5%			
<b>Electrode boiler</b>		<b>Unit</b>	<b>Fixed</b>	<b>2015</b>	<b>2030</b>	<b>2050</b>
Lifetime electrode boiler - 10MW	years		40			
Electrode boiler capacity out - 10MW	MWth		10			
Electrode boiler efficiency	MWth/MWhe		99%			
Specific equipment CAPEX electrode boiler - 10MW	€/MWth out		90 000			
Fixed O&M electrode boiler - 10MW	%CAPEX/year		1,3%			