

# INFORME DE MERCADO "HIDRÓGENO"



ZECSA - Zona Eólica Canaria S.A.  
NIF: A35996057. C/Veintinueve de Abril,  
Nº 30 Bajo 35007 Las Palmas de GC  
[ España ]



**INFORME DE MERCADO  
"HIDROGENO"**

Todos los derechos reservados.

Cualquier forma de reproducción, distribución, comunicación pública o transformación de esta obra sólo puede ser realizada con la autorización de sus titulares, salvo excepción prevista por la ley. La infracción de los derechos mencionados puede ser constitutiva de delito contra la propiedad intelectual (arts. 270 y sgts. Código Penal).

© ZONA EÓLICA CANARIA S.A.  
Calle Veintinueve de Abril, Nº 30 Bajo  
T.M. de Las Palmas de Gran Canaria  
35007 – Las Palmas  
España

ISBN-13: 978-84-697-0345-8  
Mayo 2014

Nota sobre enlaces a páginas webs ajenas: Este Informe puede contener enlaces a sitios webs gestionados por terceros y ajenos a ZONA EÓLICA CANARIA S.A., que se incluyen solo con la finalidad informativa. ZONA EÓLICA CANARIA S.A. no asume ningún tipo de responsabilidad por los daños y perjuicios derivados del uso de los datos personales que pueda hacer un tercero encargado del mantenimiento de las páginas web ajenas a ZONA EÓLICA CANARIA S.A. y del funcionamiento, accesibilidad o mantenimiento de los sitios web no gestionados por ZONA EÓLICA CANARIA S.A. Las referencias se proporcionan en el estado en el que se encuentran en la fase de redacción y publicación sin garantías, expresas o implícitas, sobre la información que se faciliten en las mismas.

# I NDICE

<b>1. ANTECEDENTES.....</b>	<b>13</b>
<b>2. DATOS DE INTERÉS GENERAL.....</b>	<b>19</b>
2.1 Fuentes de producción/generación de hidrógeno.....	20
2.2 Sistemas de almacenamiento de hidrógeno.....	30
2.3 Medios de transporte y distribución del hidrógeno.....	39
2.4 Aplicaciones del hidrógeno.....	43
2.5 Análisis de la demanda y evolución temporal.....	49
2.6 Caracterización del precio.....	52
2.7 Ventajas y desventajas de uso del hidrógeno.....	75
2.8 Generación de empleo.....	76
<b>3. DESCRIPCIÓN DEL SECTOR HIDRÓGENO.....</b>	<b>80</b>
3.1 Los agentes del sector hidrógeno.....	81
3.1.1. Fabricante de Equipos.....	81
3.1.2. Productores de Hidrógeno.....	82
3.1.3. Consumidores de Hidrógeno.....	84
3.1.4. Distribuidores de Hidrógeno.....	88
3.2 Análisis sectorial del hidrógeno.....	90
3.2.1. El Mundo.....	90
3.2.2. América.....	90
3.2.3. Asia.....	90
3.2.4. Europa.....	90
3.2.4.1.España.....	91
3.2.4.1.1. Canarias.....	94
<b>4. ANÁLISIS DEL MERCADO DEL HIDRÓGENO.....</b>	<b>96</b>
4.1 Barreras y fallos del mercado del hidrógeno en España y Canarias.....	97
4.1.1. Barreras tecnológicas.....	97
4.1.1.1. Infraestructura de repostaje de H2.....	97
4.1.2. Barreras económicas.....	108
4.1.3. Barreras legales.....	108
4.1.3.1. Estandarización y Códigos de Seguridad.....	110
4.1.3.2. Política energética nacional.....	112
4.1.4. Barreras sociales.....	114
4.2 Análisis DAFO del sector hidrógeno.....	115
4.3 Análisis de estrategias regulatorias del sector hidrógeno.....	117
<b>5. CONCLUSIONES.....</b>	<b>118</b>
5.1 La implantación sectorial del hidrógeno.....	119
5.2 El sector del hidrógeno como sector económico de especial relevancia.....	120
<b>6. BIBLIOGRAFÍA.....</b>	<b>122</b>



N.I.F. : A35996057 - Inscrita en el Registro Mercantil de Las Palmas en el Tomo 1896, Libro 0, Hoja GC-40728, Folio 157 e Inscripción 1ª.  
ZONA EOLICA CANARIA S.A. (ZECOSA) - Calle Veintinueve de Abril, N.º 30 Bajo; C.P. 35007 - Las Palmas de G.C.  
Tlf: 928 93 25 40 - Fax: 928 26 68 46; <http://www.zecosa.org> - Email: [info@zecosa.org](mailto:info@zecosa.org)



# INDICE DE ILUSTRACIONES

<b>Ilustración 1:</b> Demanda de energía primaria mundial por región en MTEP* (2011).....	14
<b>Ilustración 2:</b> Consumo de energía primaria mundial por combustible (2010 y 2011).....	15
<b>Ilustración 3:</b> Hidrógeno como vector energético.....	16
<b>Ilustración 4:</b> Abundancia de los elementos químicos en la Tierra.....	17
<b>Ilustración 5:</b> Fuentes de energía primarias para H2.....	20
<b>Ilustración 6:</b> Fase de las técnicas de producción de hidrógeno.....	21
<b>Ilustración 7:</b> Procesos para la producción de hidrógeno a través de biomasa.....	25
<b>Ilustración 8:</b> Biocombustibles a través de biomasa.....	26
<b>Ilustración 9:</b> Producción de metanol, hidrógeno, y FT diésel por gasificación de biomasa.....	27
<b>Ilustración 10:</b> Técnicas y procesos de obtención de hidrógeno.....	28
<b>Ilustración 11:</b> Producción centralizada de Hidrógeno.....	29
<b>Ilustración 12:</b> Producción distribuida de Hidrógeno. Generación de energía eléctrica in-situ mediante energía eólica y solar.....	29
<b>Ilustración 13:</b> Producción de Hidrógeno a bordo de vehículos.....	29
<b>Ilustración 14:</b> Vol. de las diferentes formas de almacenamiento de H2.....	30
<b>Ilustración 15:</b> Tanques de hidrógeno a presión.....	31
<b>Ilustración 16:</b> Disposición de tanques de hidrógeno a presión en un autobús.....	31
<b>Ilustración 17:</b> Partes y características de tanques de hidrógeno a presión.....	33
<b>Ilustración 18:</b> Micro-esferas de cristal para almacenamiento de H2.....	34
<b>Ilustración 19:</b> BMW Hydrogen 7, vehículo con depósito criogénico para el almacenamiento de H2 líquido.....	34

<b>Ilustración 20:</b> Tanque criogénico de H2 líquido.....	<b>35</b>
<b>Ilustración 21:</b> Almacenamiento de H2 en hidruros metálicos.....	<b>36</b>
<b>Ilustración 22:</b> Estructura de los nanotubos de carbono.....	<b>38</b>
<b>Ilustración 23:</b> Medios de distribución de hidrógeno según el volumen y la distancia.....	<b>39</b>
<b>Ilustración 24:</b> Hidrogenoducto.....	<b>40</b>
<b>Ilustración 25:</b> Gaseoducto Francia-Bélgica (Air Liquide Company).....	<b>40</b>
<b>Ilustración 26:</b> Propuesta de red europea de hidrogenoductos.....	<b>41</b>
<b>Ilustración 27:</b> Camión de tubos para el transporte de hidrógeno gas.....	<b>42</b>
<b>Ilustración 28:</b> Camión cisterna para el transporte de hidrógeno líquido.....	<b>42</b>
<b>Ilustración 29:</b> Hidrógeno. Fuentes de energía primaria, convertidores de energía y aplicaciones.....	<b>43</b>
<b>Ilustración 30:</b> Células de combustible portátiles para teléfonos móviles.....	<b>45</b>
<b>Ilustración 31:</b> Comparación del volumen de almacenamiento de 4kg de hidrógeno en un vehículo. .....	<b>47</b>
<b>Ilustración 32:</b> Hidrógeno líquido como combustible en cohetes.....	<b>48</b>
<b>Ilustración 33:</b> Evolución de la producción mundial de hidrógeno (2005-2008).....	<b>50</b>
<b>Ilustración 34:</b> Precios del carbón y del gas natural en EE.UU (1990-2008).....	<b>50</b>
<b>Ilustración 35:</b> Comparativa de costes de producción de hidrógeno con tecnologías alternativas al carbón en instalaciones centralizadas (predicción hasta el año 2030).....	<b>51</b>
<b>Ilustración 36:</b> Fases de transición de la economía del hidrógeno.....	<b>52</b>
<b>Ilustración 37:</b> Coste de un kg de hidrógeno según las fuentes de producción.....	<b>55</b>
<b>Ilustración 38:</b> Elementos de costes involucrados en la producción de H2 por electrólisis mediante eólica y solar.....	<b>57</b>
<b>Ilustración 39:</b> Coste del hidrógeno (electrólisis mediante energía eólica) frente clases de viento.....	<b>58</b>

<b>Ilustración 40:</b> Coste de la electricidad del viento según las clases de viento.....	<b>60</b>
<b>Ilustración 41:</b> Relación entre el costo de la electricidad a partir del viento y velocidad del viento hasta 9 m/s (20 mph).....	<b>61</b>
<b>Ilustración 42 :</b> Coste de la electricidad del viento según el factor de capacidad del viento.....	<b>61</b>
<b>Ilustración 43:</b> Camión de líquidos criogénicos para el transporte del hidrógeno.....	<b>63</b>
<b>Ilustración 44:</b> Remolques-tubo para el transporte del hidrógeno.....	<b>63</b>
<b>Ilustración 45:</b> Gasoducto para el transporte del H2.....	<b>63</b>
<b>Ilustración 46:</b> Fotografías nocturnas de satélite de los Estados Unidos y Europa con las ubicaciones de las principales ciudades con plantas de producción de H2, mediante círculos de un radio de 100km a su alrededor. Los puntos blancos de luz representan ciudades.....	<b>65</b>
<b>Ilustración 47:</b> Dependencia de coste de los tubos de almacenamiento de H2 gaseosos a presión. Fuente: SFA Pacific Inc.....	<b>68</b>
<b>Ilustración 48:</b> Creación de puestos de Trabajo por Región de Producción 2009-2019.....	<b>79</b>
<b>Ilustración 49:</b> Infraestructura para la producción y almacenamiento de H2, laboratorio HYLAB, Canarias.....	<b>94</b>
<b>Ilustración 50:</b> Parque eólico de Solana de Tesjuate con almacenamiento energético mediante hidrógeno.....	<b>95</b>
<b>Ilustración 51:</b> Estaciones de repostaje de hidrógeno a nivel mundial.....	<b>98</b>
<b>Ilustración 52:</b> Situación geoestratégica de la Comunidad de Aragón y conexiones con las principales ciudades nacionales y los países del sur de Europa.....	<b>109</b>
<b>Ilustración 53:</b> Generación energética renovable en la Comunidad de Aragón.....	<b>110</b>
<b>Ilustración 54:</b> Hidrogenera de la fundación Walga en Zaragoza.....	<b>111</b>
<b>Ilustración 55:</b> Instalación de la hidrogenera de la fundación Walga en Zaragoza.....	<b>111</b>
<b>Ilustración 56:</b> Sistema energético basado en el hidrógeno integrado en un futuro.....	<b>120</b>



# I NDICE DE TABLAS

<b>Tabla 1:</b> Consumo de energía primaria mundial por combustible (2005 - 2011).....	<b>15</b>
<b>Tabla 2:</b> Propiedades de ciertos hidruros metálicos.....	<b>37</b>
<b>Tabla 3:</b> Valoración del almacenamiento en hidruros metálicos.....	<b>38</b>
<b>Tabla 4:</b> Demanda mundial de hidrógeno (billones de metros cúbicos).....	<b>50</b>
<b>Tabla 5:</b> Precio, inversiones y costes marginales según la fuente de producción de hidrógeno por GGE (Galón de Gasolina Equivalente).....	<b>54</b>
<b>Tabla 6:</b> Coste de un kg hidrógeno según las fuentes de producción.....	<b>54</b>
<b>Tabla 7:</b> Materia prima de producción central de hidrógeno y costos de suministro.....	<b>55</b>
<b>Tabla 8:</b> Materia prima de producción de hidrógeno en in-situ y costes de suministro.....	<b>56</b>
<b>Tabla 9:</b> Parámetros de valor amortizable de electrolizadores.....	<b>59</b>
<b>Tabla 10:</b> Parámetros de amortización.....	<b>59</b>
<b>Tabla 11:</b> Clases de viento: densidad y velocidad máxima y mínima, y velocidad media.....	<b>60</b>
<b>Tabla 12:</b> Precio de hidrógeno a partir del viento de 15 mph (6,7 m/s) de media como una función de la temperatura de electrólisis.....	<b>61</b>
<b>Tabla 13:</b> Precio de hidrógeno a partir del viento y con la electrólisis a 25°C en función de dos velocidades del viento.....	<b>62</b>
<b>Tabla 14:</b> Coste proyectado del hidrógeno solar en 2021 con diferentes costos de la temperatura de la electrólisis.....	<b>62</b>
<b>Tabla 15:</b> Supuestos de suministro de hidrógeno por carretera.....	<b>64</b>
<b>Tabla 16:</b> Precios de diferentes modos de transporte de hidrógeno.....	<b>64</b>
<b>Tabla 17 :</b> Precios típicos para algunas ventas de hidrógeno.....	<b>65</b>
<b>Tabla 18:</b> Precios típicos para algunas ventas de hidrógeno gaseoso.liquido.....	<b>65</b>
<b>Tabla 19:</b> Costes estimados de producción de hidrógeno. (Fuente: EIA 2008).....	<b>66</b>
<b>Tabla 20:</b> Costo de un sistema de conversión de energía PEMFC.....	<b>68</b>

<b>Tabla 21:</b> Costo de un sistema de conversión de energía SOFC.....	<b>69</b>
<b>Tabla 22:</b> Costo de un sistema de conversión de energía PAFC.....	<b>69</b>
<b>Tabla 23:</b> Costo de un sistema de conversión de energía MCFC.....	<b>70</b>
<b>Tabla 24:</b> Estado para la distribución del hidrógeno, eficiencia global, emisión de CO2 global y coste global según la materia prima y tecnología utilizada en su producción.....	<b>71</b>
<b>Tabla 25:</b> Precio del hidrógeno según su fuente por cada kg de hidrógeno.....	<b>72</b>
<b>Tabla 26:</b> Volúmenes comunes de ventas de hidrógeno.....	<b>73</b>
<b>Tabla 27:</b> Datos de capacidad, inversión y coste del hidrógeno en SFA Pacific y Air Products.....	<b>73</b>
<b>Tabla 28:</b> Trabajos en sectores seleccionados de la industria del hidrógeno en EE.UU.....	<b>77</b>
<b>Tabla 29:</b> Proyecciones de empleo en EE.UU. en 2020- 2050.....	<b>78</b>
<b>Tabla 30:</b> Puestos de trabajo estimados en la industria de pilas de combustible a nivel mundial.....	<b>79</b>
<b>Tabla 31:</b> Estado y situación geográfica de estaciones hidrogeneras a nivel mundial.....	<b>99</b>



# 1.

## ANTECEDENTES

---

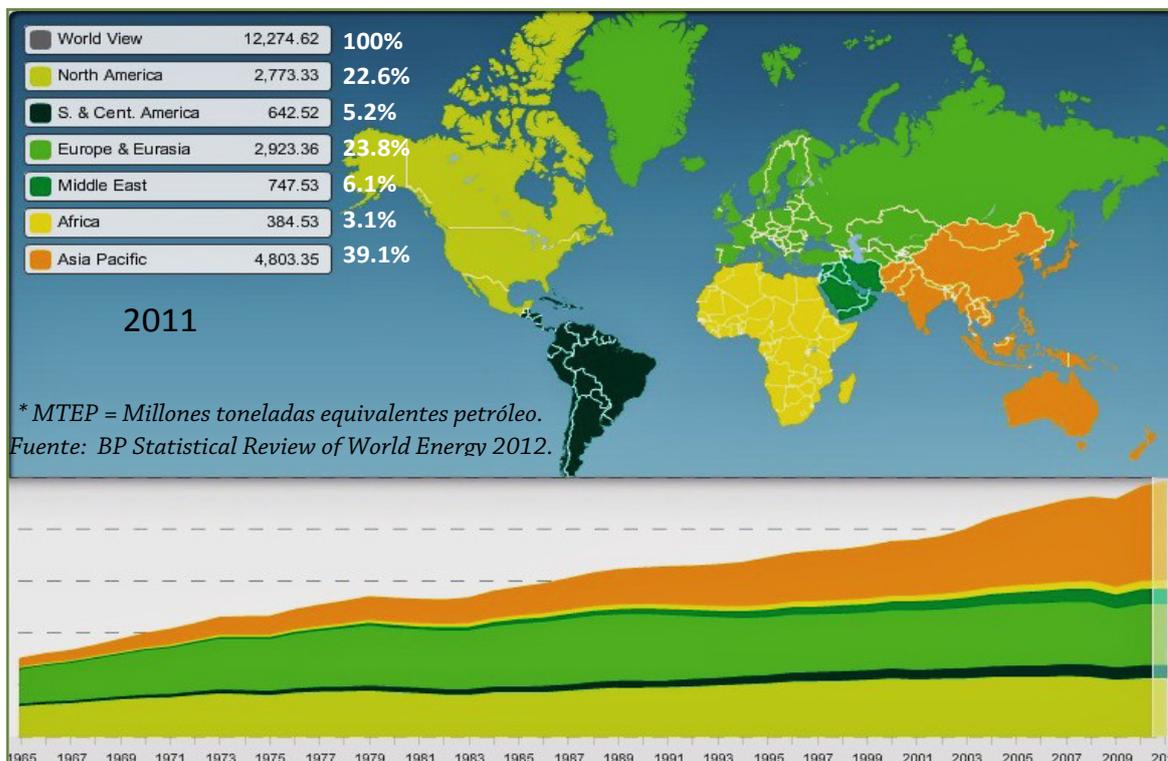


Ilustración 1: Demanda de energía primaria mundial por región en MTEP\* (2011).

La demanda energética mundial en el año 2011 se estima en algo más de 12.200 millones de toneladas equivalentes de petróleo (BP, 2012), como aparece en la gráfica 1, que recoge también el consumo energético de las diferentes regiones del mundo y el porcentaje en cuanto al total. También aparece el crecimiento de la demanda energética de cada una de estas zonas desde el año 1965:

La región Asia-Pacífico es el mayor consumidor de energía del mundo, lo que representa el 39,1% del consumo mundial de energía.

El consumo mundial de energía primaria creció un 2,5% en 2011, en línea con el promedio histórico, pero muy por debajo (menos de la mitad) de la tasa de crecimiento experimentada en 2010 (5,1%). El crecimiento se desaceleró en todas las

regiones y para todos los combustibles. Una vez más, las economías emergentes representaron todo el crecimiento neto en el consumo de energía. Solamente China supone el 70% de éste crecimiento de consumo energético.

Europa y Eurasia es la región líder en consumo de gas natural, energía nuclear y energías renovables. El carbón es el combustible dominante en la región Asia-Pacífico, el gas natural en Europa y Eurasia y el petróleo es dominante en todas las demás regiones.

Esta demanda de energía se ve cubierta en más de un 87% por combustibles fósiles como el carbón, petróleo y gas natural. El petróleo sigue siendo el combustible más importante del mundo, que representan el 33,1% del consumo mundial de energía, pero esta cifra es la más baja de la historia.

Tabla 1: Consumo de energía primaria mundial por combustible (2005 - 2011).

COMBUSTIBLE	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Petróleo (MT)*	3,901.66	3,944.20	4,005.03	3,987.28	3,908.85	4,031.91	4,059.07
Gas natural (MTOE)*	2,347.00	2,417.81	2,645.81	2,711.97	2,643.74	2,843.07	2,905.62
Energía nuclear (MTOE)	626.66	635.19	621.19	619.03	614.08	626.35	599.33
Hidroelectricidad (MTOE)	662.26	687.22	700.37	727.37	737.52	778.93	791.48
Carbón (MTOE)	2,982.29	3,139.02	3,267.26	3,324.07	3,346.56	3,532.00	3,724.34
Renovables (MTOE)	84.10	93.95	107.31	122.67	140.56	165.53	194.78

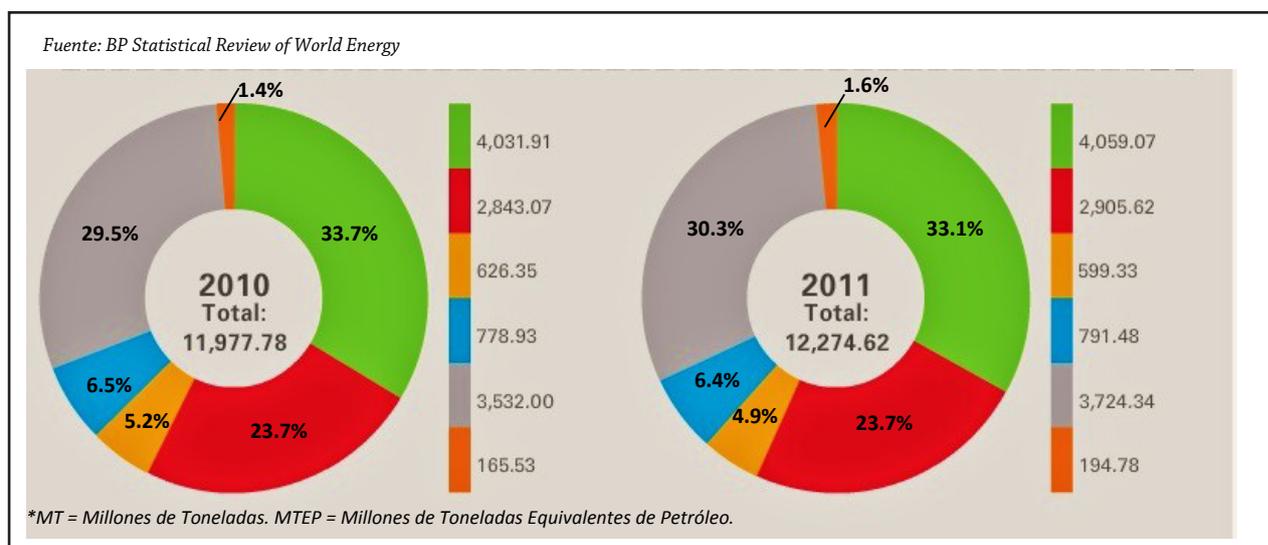


Ilustración 2: Consumo de energía primaria mundial por combustible (2010 y 2011).

En cambio el carbón, con un 30,3% de la energía total consumida, fue la más alta desde 1969.

Esta dependencia tiene importantes repercusiones tanto económicas como ambientales. Por el lado económico cabe destacar que su producción centralizada en determinadas zonas del mundo, está gobernada por factores esencialmente políticos, lo que da como resultado precios volátiles y elevados. Así mismo, en ausencia de alternativas viables, el agotamiento de las reservas mundiales de petróleo (estimadas a finales de 2011 en 1,652,600 millones de barriles que son suficientes para satisfacer no más de 54,2 años de producción mundial (BP, 2012)), resultará en un encarecimiento progresivo del crudo hasta niveles tales que afecten el desarrollo económico global.

Desde el punto de vista ambiental,

la combustión de combustibles fósiles constituye el principal causante de la emisión de gases de efecto invernadero (dióxido de carbono), responsables del efecto de calentamiento global que sufre nuestro planeta. Esta situación no resulta sostenible a medio plazo y se apunta de forma insistente desde las administraciones públicas a incentivar la inversión en fuentes de energía limpias y socavar los esfuerzos para hacer frente a la amenaza del cambio climático (D.O.E. Departamento de Energía 2012).

Una de las respuestas a la necesidad de preparar una transición controlada hacia una nueva forma de producción y consumo energético que sea limpio, seguro y fiable, es el uso de hidrógeno como fuente de energía y su transformación en electricidad por medio de las llamadas pilas de combustible.

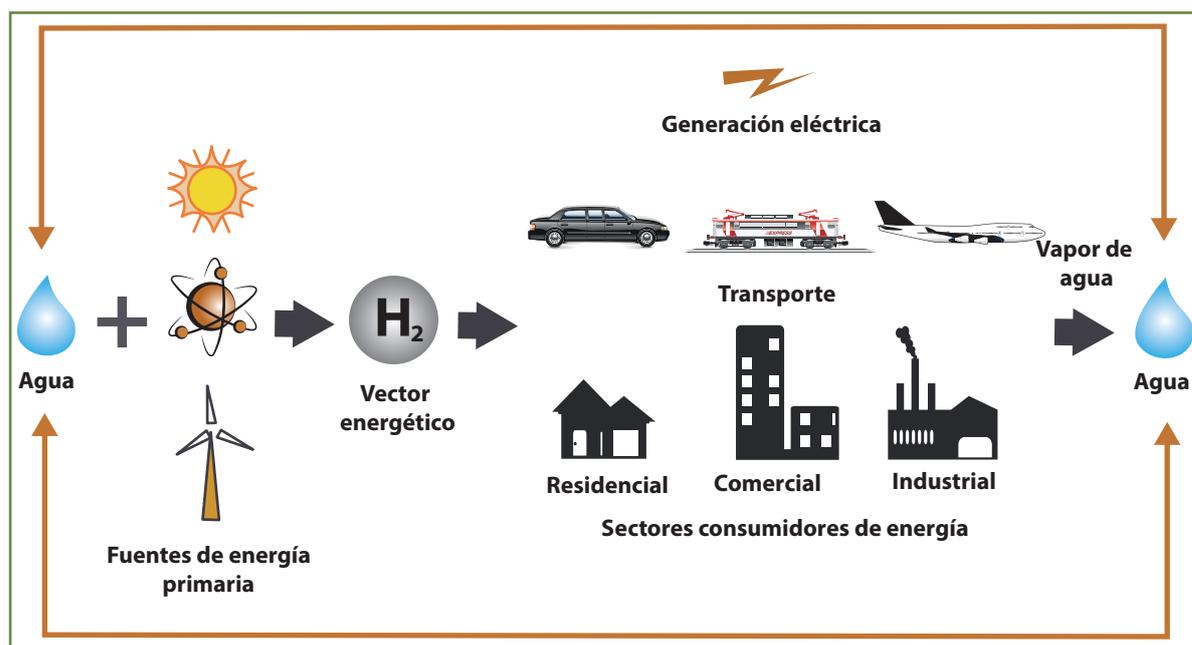


Ilustración 3: Hidrógeno como vector energético. Fuente: Sin determinar

Así, la economía basada en el hidrógeno responde a una visión de futuro donde este gas, generado de forma limpia y económica, serviría para alimentar el grueso de las 2 necesidades energéticas de la sociedad. Esta propuesta reduciría la dependencia actual sobre los combustibles fósiles, ya que el hidrógeno podría ser generado a partir de otras fuentes primarias como las renovables o la nuclear. Igualmente se disminuiría la contaminación atmosférica y la emisión de gases de efecto invernadero, puesto que el único residuo generado por una pila de combustible es agua.

Una característica importante es que es buen vector para transportar energía. La posibilidad de su almacenamiento le hace competir favorablemente con la electricidad en algunos casos. Además, su capacidad de ser almacenado convierte al hidrógeno en el complemento fundamental de algunas energías renovables que funcionan intermitentemente o son irregulares como la eólica o la solar.

Por todo esto, resulta de vital importancia la realización de los informes de mercado y así descubrir, visualizar y analizar el potencial comercial que tendrá nuestro negocio. Con esto, gracias a los estudios del mercado podemos definir el tipo de clientes al que queremos llegar, la ubicación ideal para el negocio, el precio más conveniente, qué tipo de promoción hacerle, no incurrir en gastos innecesarios, etc; en fin, nos permite ubicar e identificar con efectividad cuál es y dónde se encuentra nuestro mercado potencial.

Es además de especial relevancia la misión informadora que tienen los estudios sobre el sector Hidrógeno, habida cuenta del desconocimiento general asociado a dicho elemento y a los mercados que lo rodean. Con ello, trataremos de informar, analizar y llevar al lector a comprender de la manera más didáctica posible ciertos aspectos básicos que hay que conocer sobre este esencial elemento y sus posibilidades de negocio.

A continuación aparecen las características más importantes sobre este vector energético.

## Hidrógeno.

El hidrógeno es un elemento químico representado por el símbolo **H** y con un número atómico de **1**. En condiciones normales de presión y temperatura, es un gas diatómico ( $H_2$ ) incoloro, inodoro, insípido, no metálico y altamente inflamable. Con una masa atómica de 1,00794(7) u, el hidrógeno es el elemento químico más ligero y es, también, el elemento más abundante, constituyendo aproximadamente el 73,9% de la materia visible del universo, suponiendo más del 75% en masa y más del 90% en número de átomos. Este elemento se encuentra en abundancia en las estrellas y los planetas gaseosos gigantes. Las nubes moleculares de  $H_2$  están asociadas a la formación de las estrellas. El hidrógeno también juega un papel fundamental como combustible de las estrellas por medio de las reacciones de fusión nuclear entre núcleos de hidrógeno.

En el universo, el hidrógeno se encuentra principalmente en su forma atómica y en estado de plasma, cuyas propiedades son bastante diferentes a las del hidrógeno molecular. Como plasma, el electrón y el protón del hidrógeno no se encuentran ligados, por lo que presenta una alta conductividad eléctrica y una gran emisividad (origen de la luz emitida por el Sol y otras estrellas).

Bajo condiciones ordinarias en la Tierra, el hidrógeno existe como gas diatómico,  $H_2$ . Sin embargo, el hidrógeno gaseoso es extremadamente poco abundante en la atmósfera de la Tierra (1 ppm en volumen), debido a su pequeña masa que le permite escapar al influjo de la gravedad terrestre más fácilmente que otros gases más pesados. Aunque los átomos de hidrógeno y las moléculas diatómicas de hidrógeno abundan en el espacio interestelar, son difíciles de generar, concentrar y purificar en la Tierra.

El hidrógeno es el decimoquinto elemento más abundante en la superficie terrestre. La mayor parte del hidrógeno terrestre se encuentra formando parte de compuestos químicos tales como los

hidrocarburos o el agua. El hidrógeno gaseoso es producido por algunas bacterias y algas, y es un componente natural de las flatulencias. El metano es una fuente de enorme importancia para la obtención del hidrógeno.

El hidrógeno puede formar compuestos con la mayoría de los elementos y está presente en el agua y en la mayoría de los compuestos orgánicos. Desempeña un papel particularmente importante en la química ácido - base, en la que muchas reacciones conllevan el intercambio de protones (iones hidrógeno,  $H^+$ ) entre moléculas solubles. Puesto que es el único átomo neutro para el cual la ecuación de Schrödinger puede ser resuelta analíticamente, el estudio de la energía y del enlace del átomo de hidrógeno ha sido fundamental para el desarrollo de la mecánica cuántica.

El hidrógeno diatómico gaseoso,  $H_2$ , fue formalmente descrito por primera vez por T. Von Hohenheim (1493-1541) que lo obtuvo artificialmente mezclando metales con ácidos fuertes. Paracelso no era consciente de que el gas inflamable generado en estas reacciones químicas estaba compuesto por un nuevo elemento químico. En 1671, Robert

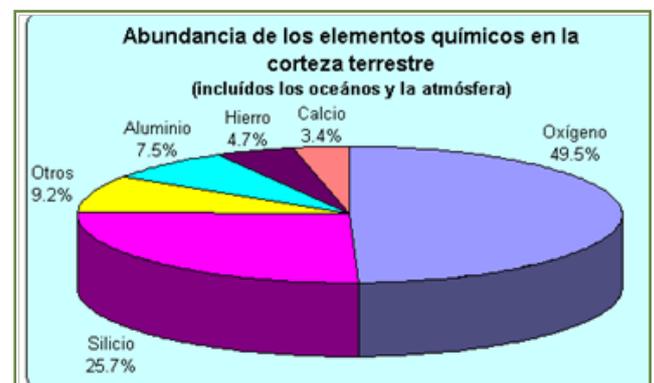


Ilustración 4: Abundancia de los elementos químicos en la Tierra. Fuente: Sin determinar

Boyle redescubrió y describió la reacción que se producía entre limaduras de hierro y ácidos diluidos, y que generaba hidrógeno gaseoso.

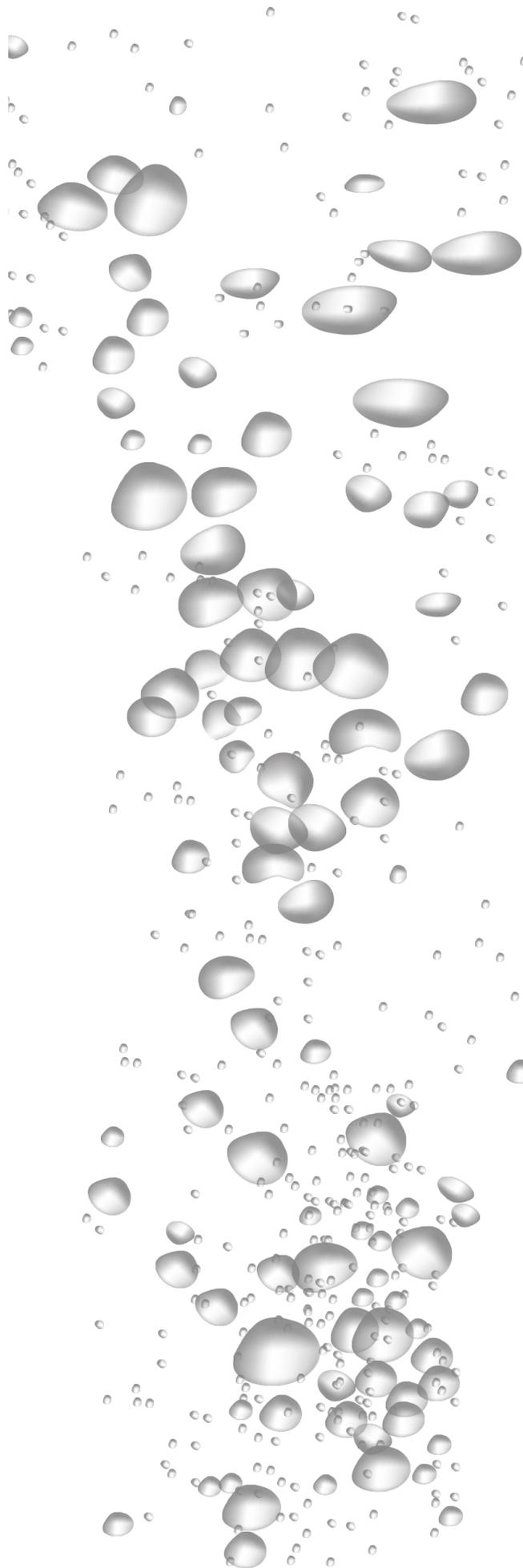
En 1766, Henry Cavendish fue el primero en reconocer el hidrógeno gaseoso como una sustancia discreta, identificando el gas producido en la reacción metal - ácido como "aire inflamable" y descubriendo

que la combustión del gas generaba agua. Cavendish tropezó con el hidrógeno cuando experimentaba con ácidos y mercurio. Aunque asumió erróneamente que el hidrógeno era un componente liberado por el mercurio y no por el ácido, fue capaz de describir con precisión varias propiedades fundamentales del hidrógeno. Tradicionalmente, se considera a Cavendish el descubridor de este elemento.

En 1783, Antoine Lavoisier dio al elemento el nombre de hidrógeno (en francés Hydrogène, del griego ὕδωρ, ὑδατος, "agua" y γένος-ου, "generador") cuando comprobó (junto a Laplace) el descubrimiento de Cavendish.

Las principales aplicaciones industriales del hidrógeno son la producción de amoníaco (usado principalmente para fertilizantes) y el refinado de combustibles fósiles, el cual está aumentando con rapidez en las operaciones de refinación del petróleo, como el rompimiento por hidrógeno (hydrocracking), y en el tratamiento con hidrógeno para eliminar azufre. Se consumen grandes cantidades de hidrógeno en la hidrogenación catalítica de aceites vegetales líquidos insaturados para obtener grasas sólidas. La hidrogenación se utiliza en la manufactura de productos químicos orgánicos. Grandes cantidades de hidrógeno se emplean como combustible de cohetes, en combinación con oxígeno o flúor, y como un propulsor de cohetes impulsados por energía nuclear.

El hidrógeno plantea una serie de riesgos para la seguridad de las personas, desde las posibles detonaciones e incendios cuando se mezcla con el aire hasta ser asfixiante en su forma pura (libre de oxígeno). Además, el hidrógeno líquido es un criogénico y presenta peligros (tales como congelación) asociados con líquidos muy fríos. El hidrógeno disuelve gran parte de los metales, y, además, el escape del mismo, puede tener efectos adversos sobre los metales, como fragilidad por hidrógeno que conduce a grietas y explosiones. Si el gas de hidrógeno se escapa puede incendiarse espontáneamente, además el fuego que produce el hidrógeno es extremadamente caliente, además de invisible lo que puede conllevar a quemaduras accidentales.





## DATOS DE INTERÉS GENERAL

## 2.1 Fuentes de producción/generación de hidrógeno.

La producción mundial de H<sub>2</sub> se sitúa en torno a los 450 bcm (billones de metros cúbicos, 450x10<sup>9</sup> Nm<sup>3</sup>), lo que suponen unos 40 millones de toneladas anuales, según datos de la Agencia Internacional de la Energía.

En la actualidad prácticamente el 96% del hidrógeno mundial se produce a partir de combustibles fósiles, principalmente por reformado de gas natural con vapor de agua. Tan solo un 4% del total se produce por electrólisis del agua que es el hidrógeno destinado a las aplicaciones que requieren una gran pureza del gas. En concreto, alrededor del 48% de la producción del hidrógeno en la actualidad está basado en el reformado de metano del gas natural mediante vapor (SMR), el 30% procede del reformado del petróleo/nafta en refinerías e industrias químicas, un 18% procede de procesos de gasificación de carbón, un 3,9% de la electrólisis del agua y un 0.1% de otras fuentes.

Por lo tanto, las tecnologías de producción de hidrógeno a partir de combustibles fósiles, especialmente a partir de gas natural, son tecnologías demostradas y actualmente en aplicación. Las principales desventajas que presentan son que en el proceso de producción de hidrógeno se emite también CO<sub>2</sub>, y que se están utilizando como materias primas recursos agotables, de los que se dispone de unas reservas limitadas y concentradas en pocos lugares del globo terráqueo. Por otro lado, en España no se dispone de yacimientos de gas natural o petróleo.

El hidrógeno no es un recurso natural o una fuente de energía primaria, sino un portador de energía, también llamado "vector energético". Dado que no puede ser tomado directamente de la naturaleza, el hidrógeno, al igual que ocurre con la electricidad, es necesario producirlo. Para ello hay que conseguir su separación de los compuestos de los que forma parte, pero para que este proceso de separación tenga lugar es necesario aportar energía (fundamentalmente en forma de calor o de electricidad) que necesariamente deberá proceder de alguna de las fuentes primarias: fósil, renovable o nuclear.

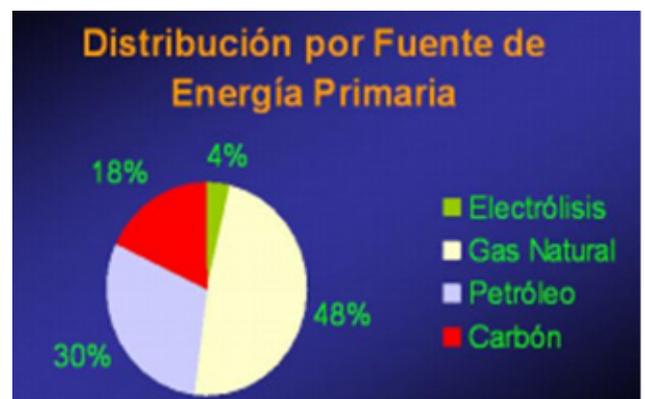
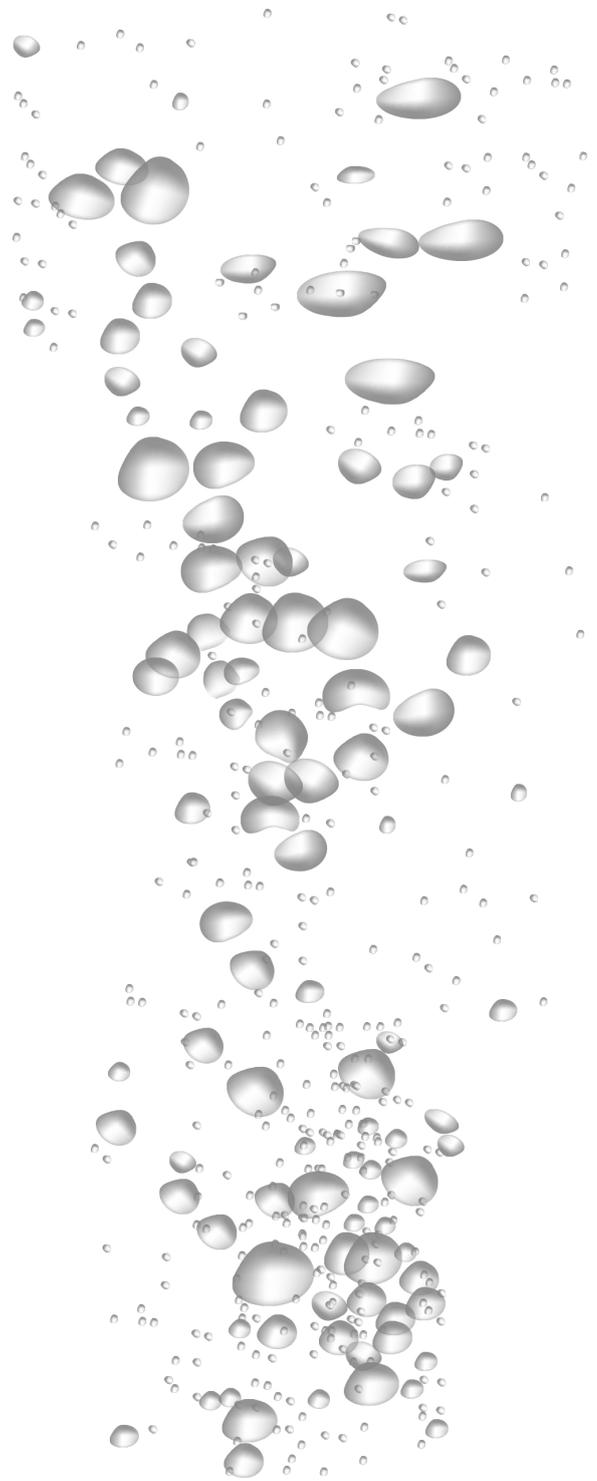


Ilustración 5: Fuentes de energía primarias para H<sub>2</sub>. Fuente: Sin determinar.

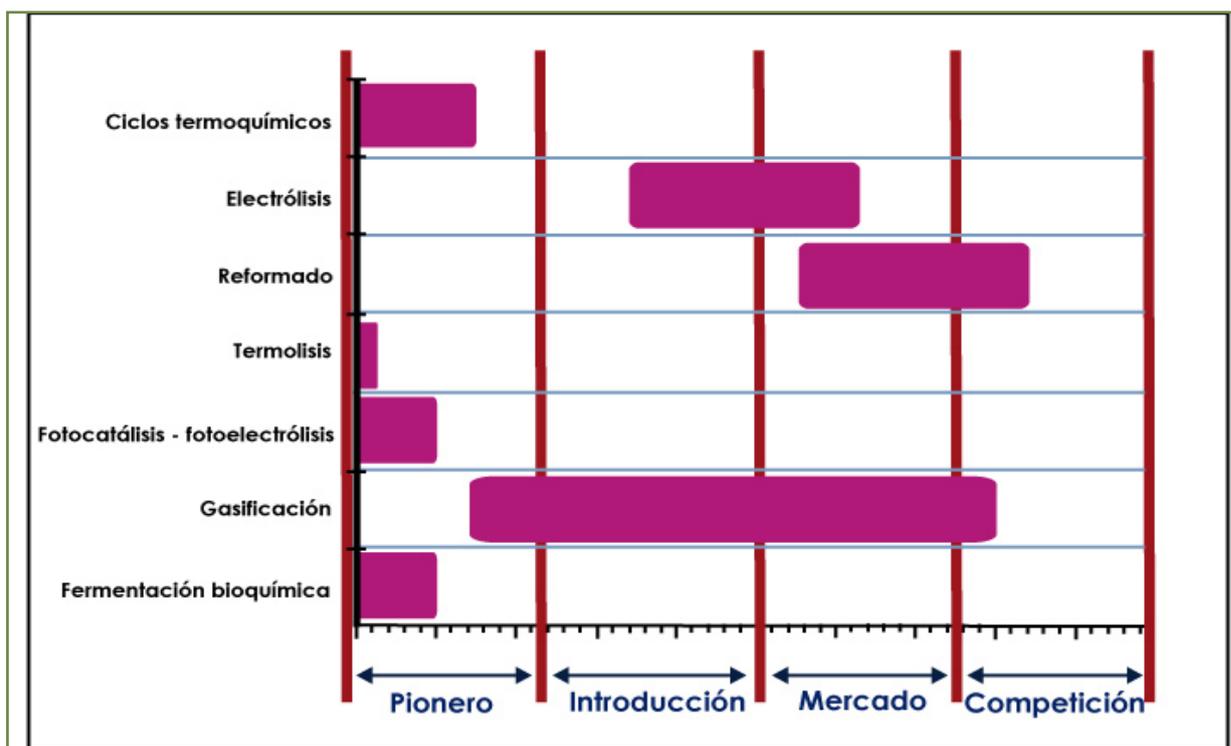


Ilustración 6: Fase de las técnicas de producción de hidrógeno. Fuente: Sin determinar

Existen una serie de técnicas para la obtención de hidrógeno, las cuales se aplican a las distintas materias a partir de las cuales se produce hidrógeno. Las técnicas se clasifican de la siguiente forma:

o **Procesos de conversión química:** Reformado, Gasificación y Pirólisis

o **Procesos termolíticos:** Termólisis directa y por Ciclos Termoquímicos.

o **Procesos electrolíticos:** Electrólisis.

o **Procesos biológicos:** Fermentación, Digestión anaerobia

o **Procesos fotónicos:** Fotoelectrólisis, Fotobiólisis y Fotocatálisis.

En la siguiente gráfica se representan las diferentes técnicas de producción de hidrógeno en función de la etapa o fase en la que se encuentra en la actualidad.

A continuación se exponen las diferentes materias a partir de las cuales

puede producirse hidrógeno:

- **Recursos fósiles.**

El hidrógeno se puede producir a partir de la mayor parte de los combustibles fósiles pero, debido a la producción de dióxido de carbono como subproducto de la obtención del hidrógeno, este CO<sub>2</sub> debe ser capturado y almacenado, para asegurar una producción sostenible del mismo (cero contaminaciones). Sin embargo, la factibilidad de esta captura y almacenamiento del CO<sub>2</sub> varía dependiendo del tamaño de la planta de producción, centralizada (gran escala) o distribuida.

En la actualidad se están utilizando reformadores de gas natural de pequeña escala como proyectos de demostración para estaciones de llenado de hidrógeno en aplicaciones de automoción. A medio plazo, la producción combinada de hidrógeno y electricidad a partir de carbón en plantas de gasificación integrada en ciclo combinado, presenta muy buenas expectativas ya que, aunque los costes de inversión en estas plantas de gran escala son grandes,

la cogeneración hidrógeno-electricidad puede ser muy eficiente y la separación y captura de CO<sub>2</sub> puede realizarse con costes bastante bajos (en torno al 5%).

- **Hidrógeno desde Gas Natural**

La fuente principal de producción de hidrógeno industrial es el gas natural y el método más barato el reformado con vapor de agua (SMR – “Steam Methane Reforming”), aunque también existen los procesos de oxidación parcial (POX) y reformado auto-térmico (ATR).

- **El reformado de gas natural (metano) con vapor de agua(SMR)** es una reacción endotérmica, que opera a temperaturas entre 700 y 950°C (aunque se puede iniciar a temperaturas de 350°C), y presiones de 3 a 25bar, por la que se convierten estos reactantes en hidrógeno y monóxido de carbono.

**CH<sub>4</sub> + H<sub>2</sub>O → CO + 3H<sub>2</sub> con entalpía = 206 kJ/mol (endotérmica)**

Normalmente se hace reaccionar el CO con vapor de agua (reacción de desplazamiento) para convertirlo en CO<sub>2</sub> y obtener una producción adicional de hidrógeno.

**CO + H<sub>2</sub>O → CO<sub>2</sub> + H<sub>2</sub> con entalpía = -41 kJ/mol (exotérmica)**

Las dos reacciones transcurren simultáneamente y se pueden utilizar como catalizadores níquel, óxido de hierro, etc., pudiendo obtenerse un gas con alrededor del 75% de hidrógeno y el resto de óxidos de carbono principalmente. El hidrógeno se obtiene haciendo pasar la mezcla de gases a través de medios físicos de separación, como pueden ser las membranas o los lechos absorbentes de tipo PSA (Pressure Swing Adsorption, o absorción de oscilación a presión).

El reformado con vapor de agua, en plantas centralizadas, puede alcanzar eficiencias del 85% (sin considerar la compresión del H<sub>2</sub>), ofreciendo bajos niveles de emisión y bajos costes del hidrógeno producido.

- La oxidación parcial es un proceso exotérmico, en el que el gas natural se oxida

solamente hasta CO al entrar en reacción con oxígeno gas, del que se obtiene una producción menor de hidrógeno por cada mol de metano que reacciona.

**CH<sub>4</sub> + ½ O<sub>2</sub> → CO + 2H<sub>2</sub> + calor**

El calor se libera a una temperatura entre 800 y 1100 °C. El carácter exotérmico del proceso permite diseños de la planta más compactos que con el SMR.

- El reformado auto-térmico es una combinación de los anteriores que se diseña de forma que el calor excedentario de la oxidación parcial se utiliza para abastecer las necesidades del reformado con vapor. La planta se dimensiona de modo que el proceso global sea ligeramente exotérmico. La temperatura de salida del reactor se sitúa entre 950 y 1100 °C, y la presión del gas puede alcanzar 100bar. Aunque el diseño del reactor es más complejo que en los casos anteriores.

- **Hidrógeno desde el Carbón**

La producción de hidrógeno por gasificación de carbón es una tecnología madura y establecida comercialmente. El proceso es más complejo que el reformado de gas natural y, en general, el coste del hidrógeno producido por gasificación de carbón es más alto que el obtenido por SMR. Sin embargo, puede convertirse en un procedimiento de producción competitivo conforme los precios del gas natural aumenten.

El fundamento de la gasificación del carbón es su oxidación parcial en presencia de oxígeno y vapor de agua. Cuando este proceso se realiza a temperaturas superiores a 1000°C, se produce fundamentalmente CO y de H<sub>2</sub>, el CO se desplaza a CO<sub>2</sub> y, por último, la mezcla resultante de H<sub>2</sub> y CO<sub>2</sub> e impurezas se separa utilizando procesos de absorción física.

Esta técnica no es adecuada para plantas de producción descentralizada debido a que presenta una gran economía de escala y a que la captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub> en sistemas pequeños sería difícil y cara. Sin embargo, la producción de hidrógeno centralizada en plantas tipo GICC (Gasificación Integrada en Ciclo

Combinado) es una opción particularmente atractiva tanto por la mayor eficiencia obtenida en la coproducción de electricidad e hidrógeno, como por las posibilidades de captura del CO<sub>2</sub>. En los últimos años se está prestando una especial atención a la coproducción de electricidad y combustibles sintéticos (metanol, Fischer-Tropsch diesel e hidrógeno) a partir de carbón en plantas GICC, dada la preocupación por asegurar el suministro energético y disminuir las emisiones. El programa norteamericano FutureGen, por el que se pretende tener una planta de generación de electricidad y combustible cero contaminaciones, se centra en esta tecnología. Así mismo, en España se dispone de una experiencia excepcional a través de la central de producción de ELCOGAS en Puertollano (Ciudad Real).

- **Recursos renovables**
- **Hidrógeno a partir de Agua**

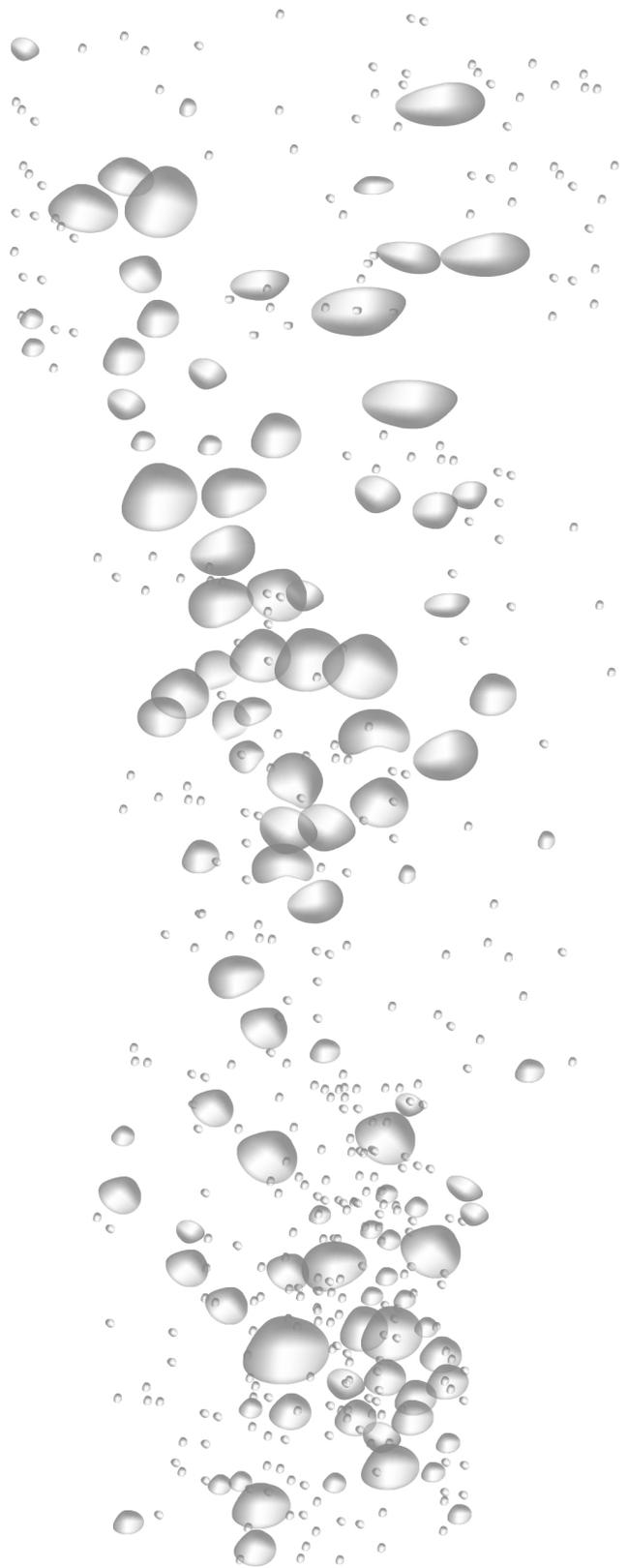
Mediante diversos procesos, es posible la separación de la molécula de agua para obtener hidrógeno.

- **Electrólisis.** La electrólisis es un proceso bien conocido por el cual se logra que el agua se separe en hidrógeno y oxígeno mediante la aplicación de electricidad.



La participación de la electricidad en el proceso ofrece como ventaja la posibilidad de utilizar cualquier fuente primaria de energía para la producción de hidrógeno. No obstante, el principal inconveniente que presenta este proceso consiste en que, como la molécula del agua es muy estable, la energía que hay que poner en juego para lograr su separación también es grande (286,45 kJ/mol a 25 °C).

Una forma de paliar esta situación se centra en elevar la temperatura de trabajo. A temperaturas bajas, con agua en estado líquido, prácticamente toda la energía que es necesaria aportar para la separación debe realizarse en forma de electricidad, pero conforme se eleva la temperatura, aunque la energía total necesaria también aumente ligeramente, es posible sustituir parte de la electricidad por calor. Será por tanto interesante realizar la electrólisis a alta



temperatura cuando se disponga de una fuente de calor residual procedente de otro proceso. En general se pretende siempre reducir el aporte eléctrico para la electrólisis porque el coste del hidrógeno producido está claramente dominado por el coste de la electricidad utilizada (con independencia del tamaño del electrolizador).

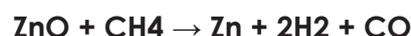
La operación a alta presión y baja temperatura resulta más eficiente que a baja presión y alta temperatura. Estos aspectos resultan de especial relevancia a la hora del diseño de sistemas de suministro de hidrógeno, en los que se debe tener en consideración no solo el coste del electrolizador y de la electricidad, sino también los costes del compresor y del almacenamiento para el hidrógeno, a parte de los de operación y mantenimiento.

- **Fotoelectrólisis.** A la técnica de producción por la cual se combinan la generación de electricidad fotovoltaica y la producción de hidrógeno en un único dispositivo, se le denomina fotoelectrólisis y se consigue utilizando células fotoelectroquímicas, formadas uniendo diversos materiales semiconductores. La utilización de sistemas de energía fotovoltaica conectados con electrolizadores es una tecnología conocida y disponible comercialmente que, fundamentalmente en aplicaciones remotas o en funcionamiento aislado de la red eléctrica, ofrece la ventaja de suministrar electricidad y un combustible (hidrógeno), con la flexibilidad que supone utilizar el hidrógeno como almacenamiento de la electricidad producida pero no demandada por la carga. Estos dispositivos se encuentran en estado de investigación fundamental, pero en el ámbito del laboratorio ya han ofrecido eficiencias de conversión solar-hidrógeno del 16% (según datos de la Agencia Internacional de la Energía) y presentan una gran potencia de reducción de costes comparado con los sistemas de la tecnología convencional de dos pasos mencionada al principio.
- **Descomposición del agua por ciclos termo-químicos.** El uso directo de energía térmica a alta temperatura para disociar el agua tiene la ventaja de que se evita una buena parte del consumo de

electricidad necesario para la producción de hidrógeno a partir de agua. Como la descomposición directa de la molécula de agua por vía térmica es un proceso inviable en la práctica dado que se produce a temperaturas superiores a 2500 °C, se recurre a todo un conjunto de técnicas con el objetivo de reducir la temperatura que requiere el proceso. Entre ellas se encuentran los ciclos termoquímicos que están basados en la combinación de una serie de reacciones químicas operando en un ciclo cerrado en las que el hidrógeno se obtiene del agua y los reactivos se recuperan y reciclan. Como fuente de energía calorífica se puede utilizar o bien energía nuclear o bien energía solar térmica de alta temperatura dependiendo de los niveles de temperatura que exija cada ciclo.

Desde hace años se vienen desarrollando multitud de estos ciclos, aunque los más utilizados son: Ciclos SI (basados en la familia del azufre y del yodo), ciclo UT-3 (basados en bromuros de calcio y de hierro) y ciclos de óxidos sólidos (reacciones redox metal/óxido entre las que destacan las del zinc y el hierro). Los primeros dos comenzaron a desarrollarse pensando en el uso de la energía nuclear utilizando reactores VHTR (Very-High Temperature Reactor), hoy en día en desarrollo dado que los reactores actuales de fisión no alcanzan la temperatura necesaria y, el último, se orienta al uso de la energía solar térmica de alta temperatura utilizando de centrales de concentración solar.

Paralelamente al desarrollo de las técnicas de concentración de energía solar a altas temperaturas (CSP, "Concentrating Solar Power") para la producción de electricidad, está renaciendo el interés por las reacciones termoquímicas endotérmica de disociación de compuestos conteniendo hidrógeno. Una reacción termoquímica interesante dentro de esta tecnología consiste en la reducción del óxido de zinc junto con el reformado del metano para conseguir hidrógeno, de acuerdo con la siguiente reacción:



Esta reacción se puede llevar a

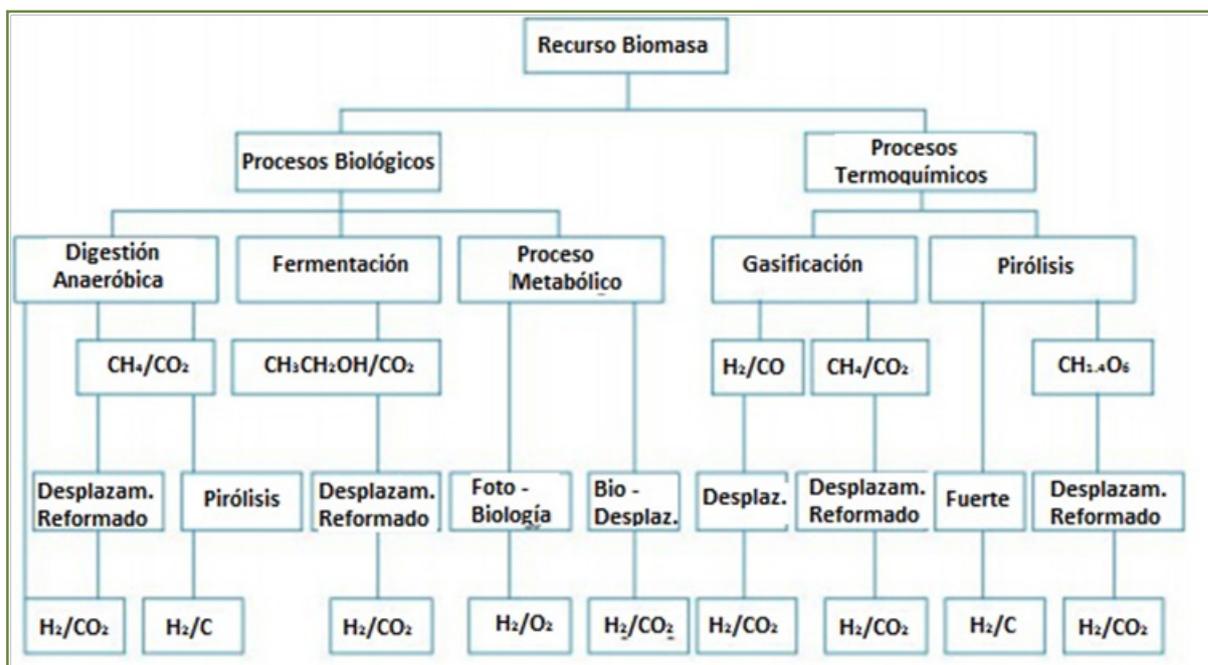


Ilustración 7: Procesos para la producción de hidrógeno a través de biomasa.

cabo en un reactor solar a unos 1200K, de presión atmosférica y sin necesidad de catalizadores. También el ciclo térmico del amoníaco se puede utilizar en sistemas solares CSP para almacenar energía térmica y producir hidrógeno. Esto se debe a que el NH3 se puede disociar exotérmicamente en nitrógeno e hidrógeno en reactores solares a una temperatura de unos 1100K.

Existen otros muchos posibles ciclos termoquímicos para la obtención de hidrógeno sobre los que se está investigando, tales como el óxido de hierro (Fe3O4/FeO) y el óxido de estaño (SnO2/SnO).

### • Hidrógeno a partir de biomasa

Es posible obtener hidrógeno de la biomasa a partir de un gran número de procesos de tipo biológico y termoquímico. Los procesos biológicos son en general más lentos y costosos que los termoquímicos y en el futuro pueden llegar a jugar un papel de sistemas de producción de hidrógeno descentralizados, mientras que la producción centralizada, a partir de biomasa, se basará fundamentalmente en procesos termoquímicos, entre los que destacan la gasificación y la pirólisis.

El interés de la biomasa como materia

prima para la obtención del hidrógeno radica, por un lado, en que aporta un balance de CO2 neutro, de manera que la materia orgánica es capaz de retener durante su crecimiento el CO2 que se libera durante la producción de hidrógeno, y por otro, en que la biomasa es un recurso renovable y sostenible, siempre que su consumo no sea mayor que la capacidad de regeneración natural.

- **Gasificación de biomasa.** La gasificación de biomasa es un proceso similar al usado para la producción de hidrógeno a partir de carbón, aunque probablemente su escala de operación será menor debido fundamentalmente a su escaso contenido energético (la biomasa contiene sólo en torno a un 6% de H2 en peso por término medio). Plantas de producción de gran escala requerirían grandes cantidades de biomasa y esto incrementaría considerablemente los costes de transporte.

La composición del gas resultante de la gasificación dependerá del tipo de biomasa que se utilice y de si la gasificación se realiza con aire o con oxígeno. Si se realiza con aire, el resultado es un gas pobre compuesto por H2 y CO, pero también por CH4, CO2, H2O y N2, y en este caso, se suele

realizar un reformado con vapor del gas pobre antes de llevar a cabo la reacción WGS (Water Gas Shift, desplazamiento con vapor de agua).

La formación de alquitranes es uno de los principales problemas técnicos para el desarrollo de la gasificación de biomasa. La cantidad de alquitranes generados depende de numerosos parámetros del proceso: características de la biomasa (tipo, humedad, tamaño de partícula, etc.) y condiciones de gasificación (temperatura, presión, tiempo de residencia del gas, velocidad de calentamiento de la biomasa, etc.). La condensación de los alquitranes en las zonas frías del equipo genera problemas de taponamiento y ensuciamiento, provocando paradas indeseadas de la instalación.

La producción de hidrógeno desde la biomasa compite con la producción de biocombustibles (bioetanol y biodiésel). Tanto el hidrógeno como los biocombustibles presentan la misma ventaja de ser neutros en emisiones de CO<sub>2</sub>, sin embargo, los biocombustibles ofrecen ventajas adicionales, su tecnología de producción se encuentra en un estado más avanzado de desarrollo y ya están siendo introducidos en el mercado del transporte a través de su infraestructura de suministro.

El uso de la biomasa para la producción de hidrógeno puede ser muy atractivo frente a la producción de biocombustibles si se combina con técnicas de captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub>, en cuyo caso el proceso lleva a emisiones negativas.

- **Producción biológica de hidrógeno**

La producción biológica de hidrógeno se lleva a cabo en un biorreactor basado en la producción de hidrógeno de las algas. Las algas (específicamente la *chlamydomonas reinhardtii* y *chlamydomonas moewusii*) producen hidrógeno bajo ciertas condiciones. Al final de la década de 1990 se descubrió que si las algas eran privadas de azufre dejarían de producir oxígeno mediante fotosíntesis, y producirían hidrógeno.

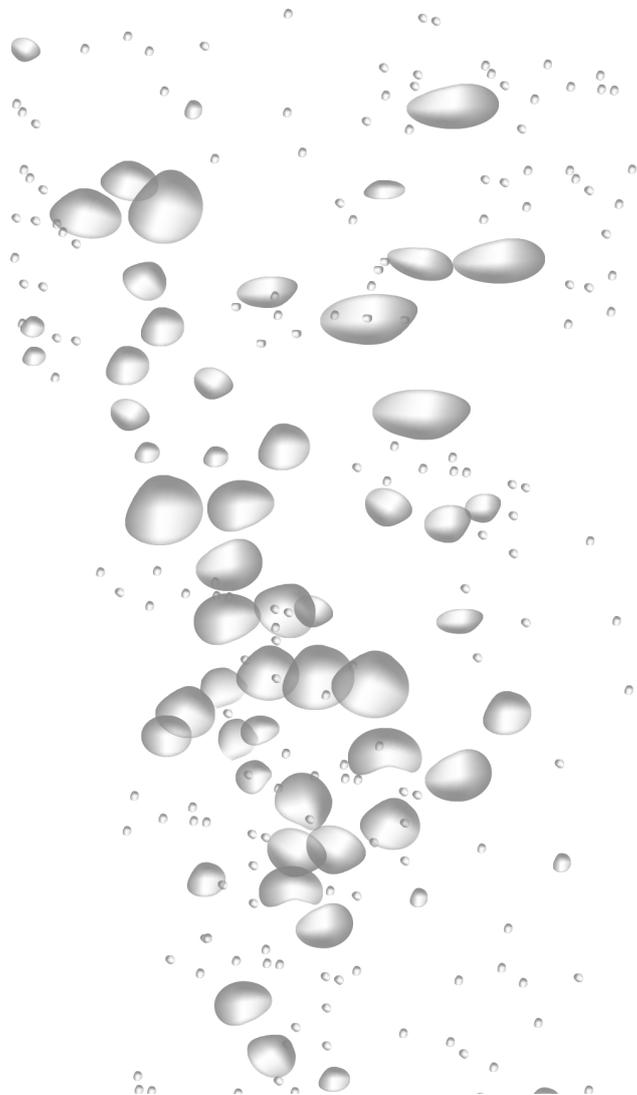


Ilustración 8: Biocombustibles.

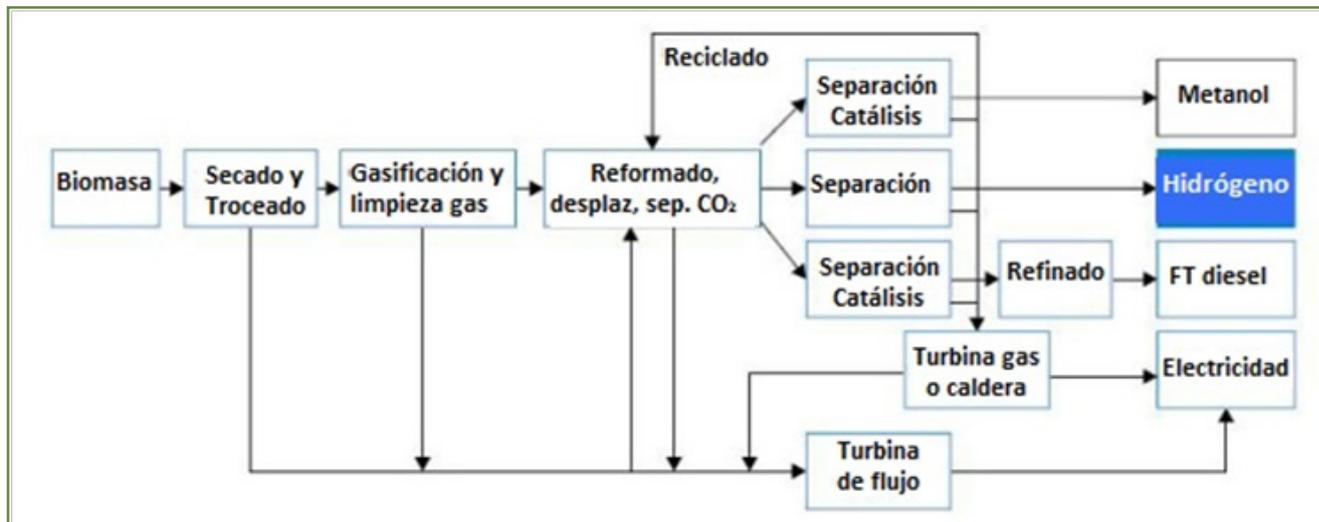


Ilustración 9: Producción de metanol, hidrógeno, y FT diésel por gasificación de biomasa.

En 1939 el investigador alemán Hans Gaffron, observó que el alga que estaba estudiando en la Universidad de Chicago, a veces pasaba de la producción de oxígeno a la producción de hidrógeno. Gaffron nunca descubrió la causa de este cambio y durante varios años otros científicos han errado en sus intentos de explicar dicha anomalía. En la última década de los años 90, el profesor Anastasios Melis investigador de la Universidad de California descubrió que si el alga es privada de azufre cambiaría la producción de oxígeno (proceso normal de fotosíntesis) a la producción de hidrógeno. Descubrió que la enzima responsable de esta reacción era la hidrogenasa (proteína perteneciente al grupo de enzimas que catalizan reacciones originalmente en los sistemas biológicos), pero que la hidrogenasa pierde dicha función en presencia de oxígeno. Melis descubrió que el agotamiento de la cantidad disponible de azufre en el alga interrumpía la corriente interna de oxígeno, facilitando a la hidrogenasa un entorno en el que pueda reaccionar, causando la producción de hidrógeno. Actualmente el Departamento Nacional de Energía de Estados Unidos está investigando la forma de extraer parte de la enzima hidrogenasa que crea gas hidrógeno e introducirlo en el proceso de fotosíntesis. El resultado podría

ser una gran cantidad de gas hidrógeno, posiblemente a la par de la cantidad de oxígeno creado.

Existen una serie de problemas de diseño de un biorreactor que se describen a continuación:

- Restricción de la producción de hidrógeno por fotosíntesis a causa de acumulación de un gradiente de protones.
- Inhibición competitiva de la producción de hidrógeno por fotosíntesis por dióxido de carbono.
- Requerimiento de una unión de bicarbonato en el fotosistema II (PSII) para una actividad fotosintética eficiente.
- Drenado competitivo de electrones por el oxígeno en la producción de hidrógeno por algas.
- Económicamente debe alcanzar un precio competitivo comparado a otras fuentes de energía y esto es dependiente de varios factores.
- Un obstáculo técnico notable es la eficiencia obtenida en el proceso de convertir energía solar en energía química almacenada en hidrógeno molecular.

Actualmente se intenta resolver esta serie de inconvenientes por medio de la bioingeniería.

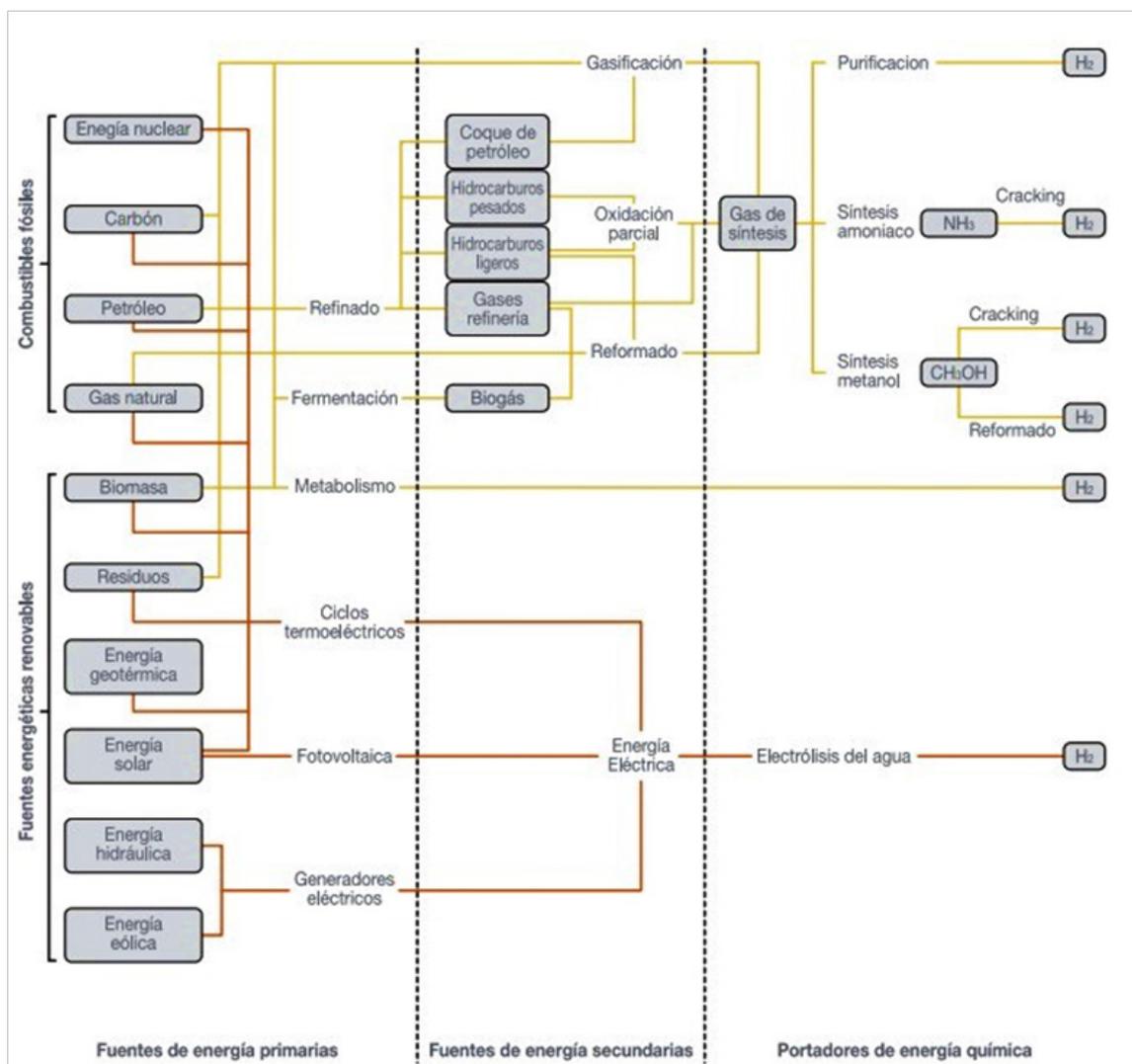


Ilustración 10: Técnicas y procesos de obtención de hidrógeno. Fuente: AEH2

En la siguiente ilustración se recogen las diferentes técnicas de producción de hidrógeno según las fuentes de energía primarias fósiles y renovables, las fuentes de energía secundarias y los portadores de energía química para llegar a la producción de este vector energético.

### Generación de hidrógeno

La generación de hidrógeno se puede dividir en los 3 tipos de producción siguientes:

- **Producción centralizada:** Esta se haría en grandes plantas generadoras, como actualmente se hace con la generación eléctrica, almacenando el hidrógeno en grandes cantidades. En las instalaciones con gran volumen de almacenamiento es importante el coste, y no lo es el volumen o la masa del sistema, por tratarse de

instalaciones estacionarias. Para reducir el coste se suelen utilizar espacios libres enterrados como cuevas o acuíferos, en los que se puede almacenar el hidrógeno a bajas presiones.

La estrategia de producción de hidrógeno afecta considerablemente al coste y al método de suministro, ya que éste una vez fabricado de forma centralizada tiene que ser distribuido a los consumidores. Si el hidrógeno es fabricado centralmente, las distancias de transporte incrementarán considerablemente los costes.

- **Producción distribuida:** Se trata del conjunto de pequeñas plantas generadoras de electricidad situadas cerca del usuario final, o en su mismo emplazamiento, y que pueden bien estar integradas en una red o bien funcionar de forma autónoma. Las

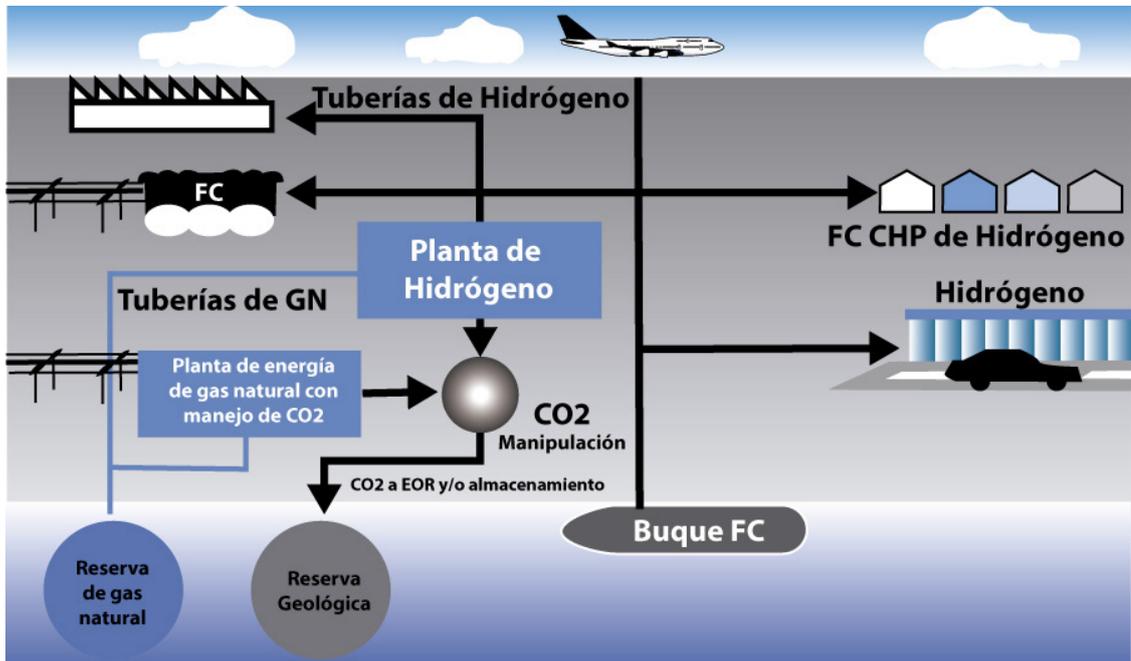


Ilustración 11: Producción centralizada de Hidrógeno. Fuente: Sin determinar

tecnologías para implantar este nuevo paradigma de generación eléctrica son diversas, pero se concentran principalmente en los motores alternativos (gas natural o fuel oil), las microturbinas de gas, las energías eólica y solar, y las pilas de combustible (donde se incluiría el hidrógeno).

Goza de una serie de ventajas:

1. Incrementa la seguridad en el suministro al acercar al usuario la producción, que puede ser incluso controlada por él.
2. Reduce la inversión en infraestructuras de transporte de energía eléctrica.
3. Reduce las pérdidas de energía del transporte de los centros alejados de degeneración a los centros de consumo.
4. Reduce los costes asociados al transporte (aunque tiene costes de fabricación más caros, ya que se pierden las economías a escala).

Parece evidente que las plantas generadoras intermedias deberán complementarse con grandes centros de producción centralizados para poder suministrar la energía a toda la población.

• **Producción a bordo de los vehículos:**

La producción de hidrógeno a bordo de vehículos también es otra opción que se presenta. Se emplearía si el combustible que se repostara en las estaciones de servicio fuera algún tipo de portador de hidrógeno. Se incluiría en el coche una unidad de

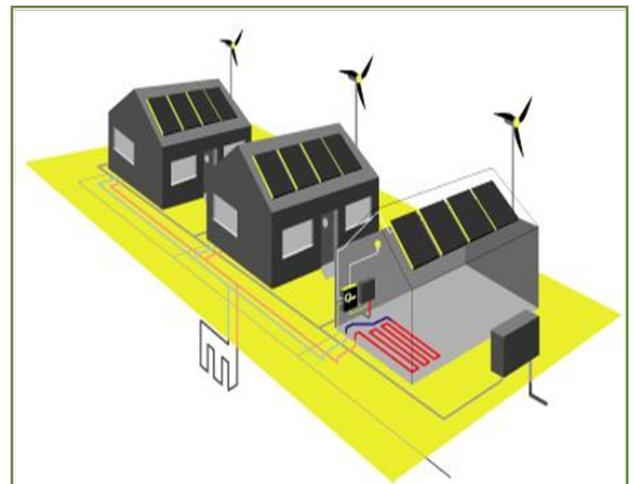


Ilustración 12: Producción distribuida de Hidrógeno. Generación de energía eléctrica in-situ mediante energía eólica y solar. Fuente: Sin determinar



Ilustración 13: Producción de Hidrógeno a bordo de vehículos. Fuente: AEH2

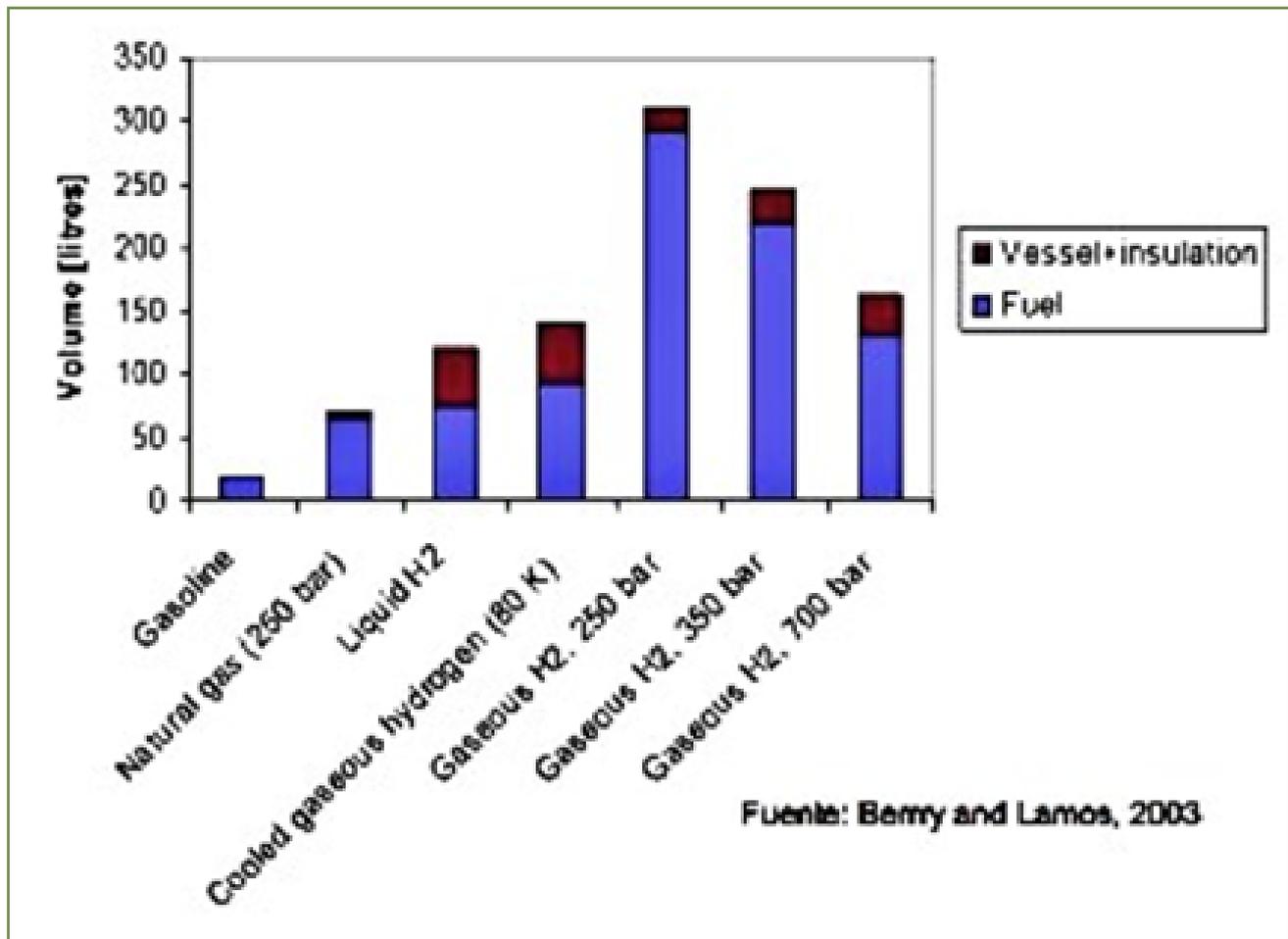


Ilustración 14: Vol. de las diferentes formas de almacenamiento de H2.

reformado que transformaría el combustible repostado en hidrógeno que se emplearía en la pila de combustible del vehículo.

Esta opción de producción se está desechando por el elevado peso de la unidad de reformado y la baja pureza del hidrógeno conseguido, además de otras cuestiones.

## 2.2 Sistemas de almacenamiento de hidrógeno.

Para conseguir que se generalice el uso del hidrógeno se debe lograr su transporte y almacenamiento de forma económica. Esto supone un considerable cambio con respecto al transporte y almacenamiento de los combustibles fósiles convencionales ya que, debido a la baja densidad energética de este gas es difícil de almacenar.

En la actualidad existen distintas formas de almacenar hidrógeno, tanto para aplicaciones estacionarias como para el sector del transporte, de forma que puede seleccionarse la técnica más adecuada para cada aplicación. No obstante, la dificultad del almacenamiento del hidrógeno es tal que su uso en algunas aplicaciones, como las móviles, queda limitado hasta el momento en que se desarrollen y comercialicen sistemas de almacenamiento convenientes en términos de peso, volumen y costes.

En las aplicaciones de automoción el objetivo es almacenar 5 kg de hidrógeno (lo que es equivalente a una autonomía de unos 500 Km. en un vehículo a pila de combustible) y que la densidad del almacenamiento pueda alcanzar del 5 al 6% en peso. Se requiere además que el hidrógeno se libere a temperaturas entre 80 y 150 °C, que el tiempo

y la energía necesaria para el llenado sean pequeños y que el coste del tanque se sitúe alrededor de 150 \$/kg. En la figura se observa (Berry and Lamos 2003) que el hidrógeno líquido y el gaseoso a presión de 700 bar son las formas de almacenamiento del H<sub>2</sub> que ofrecen menor volumen, pero son de 7 a 9 veces más voluminosos que un tanque de gasolina para un contenido de combustible equivalente.

Como veremos, el almacenamiento sólido en hidruros metálicos puede ofrecer una densidad volumétrica de tres a cuatro veces mayor que la del hidrógeno gas, pero su peso es muy superior y todavía no están demostrados comercialmente.

Las posibles formas de almacenar hidrógeno incluyen: almacenamiento físico como gas comprimido o licuado, almacenamiento químico, hidruros metálicos, almacenamiento mediante nanotubos de carbono, etc. Aunque cada método de almacenamiento tiene sus propiedades deseables, en la mayoría de los casos no satisfacen todos los requerimientos del transporte, como costes, seguridad, eficiencia energética, tamaño y peso. Las continuas investigaciones en estas áreas no conducen a excelentes progresos, aunque varias tecnologías para almacenar el hidrógeno se han desarrollado en los años recientes. Las que ya son comerciales o que de alguna manera se comercializan son: hidrógeno gaseoso, hidrógeno líquido, hidruros metálicos, adsorción de carbono, hidruros de líquidos, etc.

Entre los métodos de almacenar hidrógeno más seguros y económicos están: el almacenamiento subterráneo en acuíferos y el almacenamiento como hidruros metálicos. Para el almacenamiento de grandes cantidades pueden utilizarse espacios vacíos provenientes de haber guardado las reservas de petróleo, del gas natural o las cavidades resultantes de las actividades de la minería, por tanto el almacenamiento subterráneo es aconsejable a gran escala aunque también se ha usado ya para cubrir necesidades urbanas en algunos países. Sin embargo el almacenamiento como hidruros metálicos es más aconsejable a pequeña escala, como por ejemplo en vehículos y en casas

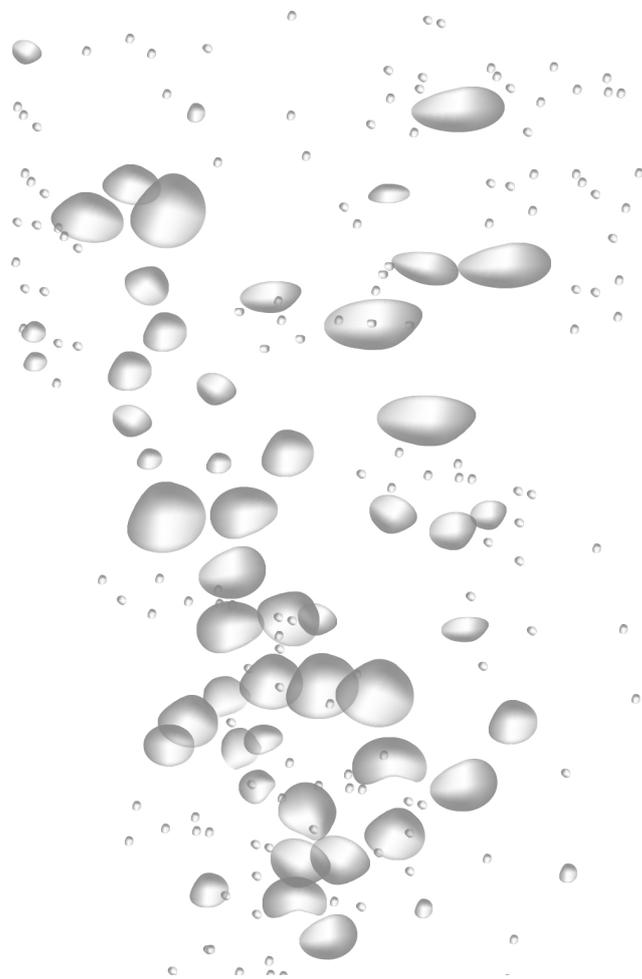


Ilustración 15: Tanques de hidrógeno a presión. Fuente: Quantum



Ilustración 16: Disposición de tanques de hidrógeno a presión en un autobús. Fuente: Sin determinar

rurales donde se produzca el hidrógeno de forma individual a partir del sol o del viento.

Los métodos para el almacenamiento del hidrógeno usando cilindros contenedores de gas comprimido, que ha sido siempre lo más extendido, tienen baja carga útil y son caros, por lo que el progreso requiere otros métodos de almacenaje, tales como los nanotubos de carbono que se están desarrollando.

Las técnicas de almacenamiento de hidrógeno se pueden clasificar conforme a dos aspectos, el uso que del hidrógeno almacenado se va a hacer y el período de tiempo de almacenamiento:

- **De acuerdo a su uso:** Los sistemas de almacenamiento pueden ser estacionarios de tamaño variable para uso industrial y energético y sistemas de almacenamiento móvil para transporte, distribución o como combustible de reserva para máquinas motrices.
- **De acuerdo al tiempo de almacenamiento:** Los sistemas de almacenamiento pueden ser a corto, medio y largo plazo. A corto plazo (diario y semanal), es para pequeñas aplicaciones ( $\leq 30\text{kW}$ ) y se satisface usando baterías o hidruros metálicos. A medio plazo o estacional (de verano a invierno) es para aplicaciones mayores ( $\leq 300\text{kW}$ ) y requiere cilindros a presión que contienen hidrógeno gaseoso tanto para sistemas móviles como estacionarios. A gran escala ( $> 100\text{MW}$ ) el hidrógeno líquido se ha propuesto como una manera adecuada de almacenamiento.

La selección de la forma de almacenar el hidrógeno depende de la aplicación y se hace de acuerdo con los siguientes criterios:

- Densidad gravimétrica del sistema (DG): es el peso del hidrógeno almacenado entre el peso del sistema, se suele expresar en % (peso hidrógeno / peso sistema).
- Densidad volumétrica del sistema (DV): es el peso del hidrógeno almacenado entre el volumen del sistema, se suele expresar en  $\text{kg/m}^3$  (peso hidrógeno / volumen sistema).
- Fracción del valor calorífico más alto (VCA) requerido para almacenar

hidrógeno (fuente estacionaria de energía).

- Fracción del valor calorífico más alto (VCA) requerido para liberar el hidrógeno (fuente de energía móvil, a bordo).
- Manejo de las dificultades (tiempo de reabastecimiento, derrames).
- Seguridad (consecuencias de liberación incontrolada de hidrógeno).

Las tecnologías de almacenamiento estacionario se juzgan por criterios diferentes, considerando fundamentalmente su habilidad de minimizar el costo total (energía más equipos) del almacenamiento y liberación del hidrógeno.

Los tipos de almacenamiento de hidrógeno utilizados, o que existen y se está llevando a cabo su desarrollo son:

1. Almacenamiento en forma gaseosa. Dado que el hidrógeno es producido en forma gaseosa y sus aplicaciones suelen requerir que se encuentre en este estado la vía más simple podría ser su almacenamiento a alta presión. El único método de almacenar hidrógeno en un vehículo a temperatura ambiente es como gas comprimido.

• **Tanques a presión**  
La forma más convencional de almacenamiento del hidrógeno gas es a presión en botellas convencionales de acero o en tanques ligeros de fibra de carbono que, comercialmente son disponibles, diseñados y testados, soportan altas presiones (han demostrado su capacidad de operar a presiones de 350 bar) y no requieren de intercambiadores de calor internos.

En el caso de las aplicaciones de automoción, mientras que un almacenamiento a esta presión puede ser suficiente para la operación de autobuses, para turismos se requieren presiones más elevadas al objeto de reducir el volumen total del tanque. La solución apunta hacia el uso de botellas de almacenamiento a 700 bar, pero todavía se encuentran en fase de demostración.

El hidrógeno en grandes cantidades y moderadamente presurizado se almacena en forma estacionaria en tanques esféricos (por ejemplo un volumen de  $10.000 \text{ Nm}^3$  a presión entre 10 y 15 bar o un volumen de  $15.000 \text{ Nm}^3$  a presión entre 12 y 16 bar).

Para los grandes volúmenes que involucran una amplia utilización del hidrógeno no es factible, por lo que una alternativa es el almacenamiento subterráneo, donde varios millones de Nm<sup>3</sup> a presiones entre 36 bar pueden almacenarse en pozos de petróleo o de gas agotados, o en cavernas porosas de acuíferos subterráneos con pérdidas entre el 1 y el 3%.

No obstante, antes de poder comenzar la producción comercial de sistemas de almacenamiento de hidrógeno a alta presión, es necesario resolver un conjunto de aspectos entre los que está la seguridad, la resistencia (efecto de los ciclos de carga en la vida del tanque) y el coste, dado el alto coste actual de los tanques de composite para alta presión y la penalización energética que supone la compresión hasta estos niveles.

En la siguiente figura pueden observarse las principales partes y características de estos recipientes: Las desventajas son su gran volumen, el alto coste y energía, y cuestiones de seguridad.

Un tanque de hidrógeno a 345bar ocupa tres o cuatro veces el volumen que ocuparía un tanque de gasolina en las mismas condiciones. Esto se debe a que el hidrógeno tiene una energía muy baja por

unidad de volumen, no sólo como gas sino también como líquido. No obstante para aplicaciones a bordo, el almacenamiento en forma gaseosa entraña, además de los altos costos, potenciales peligros de seguridad debidos al alto volumen y peso. La baja densidad del hidrógeno gaseoso es una de sus mayores deficiencias, a 200 bar y 293°K dicha densidad del hidrógeno gas es cinco veces menor que en estado líquido por lo que se necesita usar un tanque 5.5 veces mayor. Así mismo, el hecho de que la forma ideal sea la cilíndrica hace difícil conformar el almacenamiento al espacio disponible en el vehículo.

A pesar de estos inconvenientes, los depósitos a alta presión son la forma más común a día de hoy de almacenar hidrógeno para aplicaciones automovilísticas. Esto se debe a la simpleza de la estructura y del mecanismo de carga y descarga. Su principio de funcionamiento es sencillo: dentro del depósito se almacena el hidrógeno a alta presión. Debido a esta presión, se generan unos esfuerzos en la superficie del depósito que son los que pueden generar la fractura del mismo. A parte tenemos un problema añadido por el hecho de almacenar hidrógeno: el hidrógeno genera fragilidad en los aceros, y sumado a las altas presiones puede hacer fallar los tanques. Además, a altas presiones (70 MPa, o lo que es lo

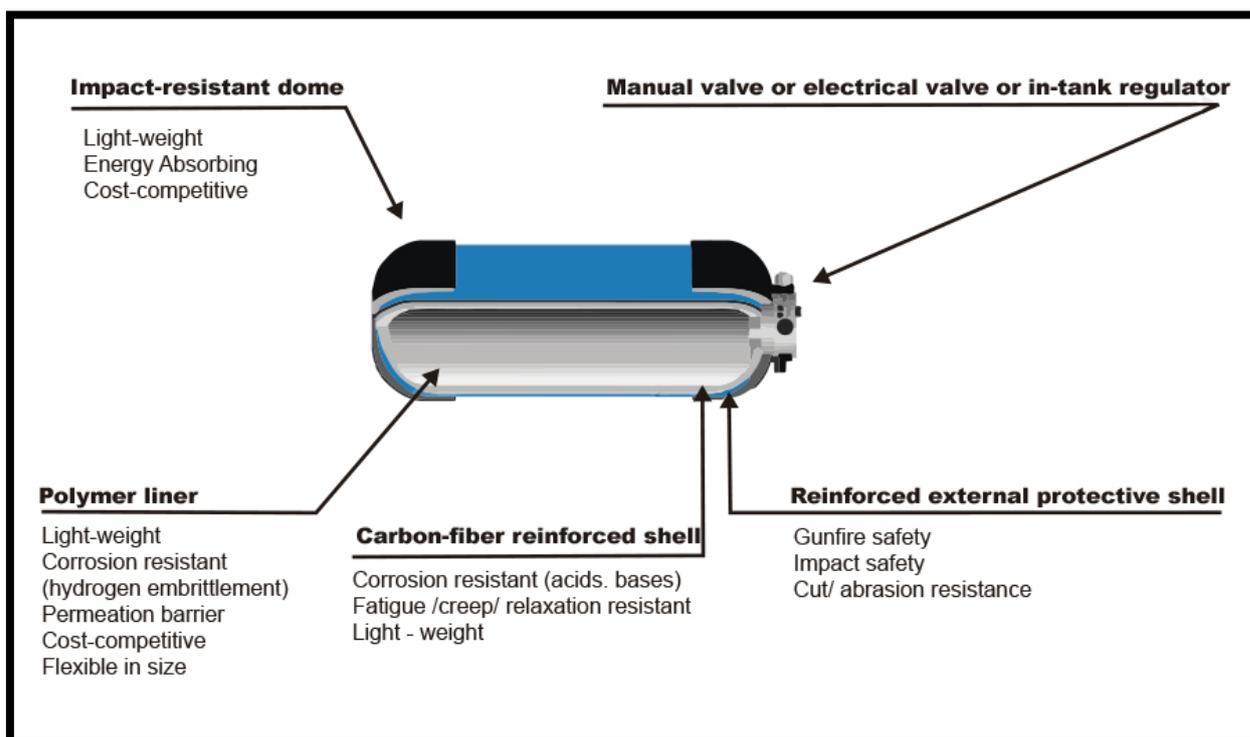


Ilustración 17: Partes y características de tanques de hidrógeno a presión. Fuente: IAHE

mismo, presiones de 700 atmósferas) el peso derivado de utilizar acero en los depósitos se vuelve desproporcionado, haciendo necesario el uso de materiales compuestos (lo que hace el depósito todavía más caro si cabe).

Aunque el hidrógeno es más propenso a fugas que otros gases, las pérdidas no se presentan como un problema en el almacenamiento subterráneo. También puede lograrse almacenar cierta cantidad de gas haciendo cambios de presión en el sistema de distribución de tuberías. En el caso del gas natural esta técnica se utiliza para ajustar las fluctuaciones pasajeras de la demanda, tales como las horas punta de la mañana y la tarde en áreas urbanas y residenciales. La misma técnica se podría usar para el hidrógeno, pero su potencial es limitado, particularmente si el hidrógeno lo producen fuentes intermitentes como el sol o el viento.

- Micro-esferas de vidrio o zeolitas.

Una alternativa al almacenamiento de hidrógeno gas, para aplicaciones de automoción, lo ofrecen las micro-esferas de vidrio. El proceso de carga del hidrógeno se realiza aprovechando la permeabilidad de éste a alta presión (350-700 bar) y temperaturas de 300°C en los huecos de las micro-esferas en un envase resistente a la presión. Una vez realizada la carga, el sistema se enfría hasta temperatura ambiente de forma que el gas queda retenido en las micro-esferas. A esta temperatura el tanque, así cargado, puede transferirse al vehículo.

Posteriormente, para su uso, es necesario calentar las micro-esferas a 200-300°C para liberar el hidrógeno de forma controlada y alimentar el motor o la pila de combustible.

Los principales problemas que presenta esta técnica son la baja densidad volumétrica y las altas presiones de llenado. Así mismo, las temperaturas de liberación del hidrógeno son demasiado altas si se considera su uso en vehículos a pila de combustible tipo PEM (membrana de intercambio de protones o membrana de electrolito polimérico), que opera en torno a 70-80°C.

No obstante, ofrecen la ventaja de ser inherentemente seguras dado que el hidrógeno se almacena a bordo a baja presión y que es una técnica adecuada para

tanques moldeables. Se ha demostrado una densidad de almacenamiento del 5,4 % en peso (Hydrogen Implementing Agreement – Agencia Internacional de la Energía).

2. Almacenamiento en forma líquida. Como principal ventaja, el hidrógeno líquido ofrece una densidad energética por unidad de volumen muy superior a la del hidrógeno gas, incluso a relativamente bajas presiones. Sin embargo, también presenta importantes desventajas aunque su uso en el sector automoción ya haya sido probado por algunos fabricantes importantes (BMW). Por ejemplo, el BMW Hydrogen 7 utiliza un depósito criogénico para el hidrógeno. El hidrógeno almacenado como líquido es más caro que como gas, sin embargo los tanques de almacenamiento son mucho menos costosos que los usados para almacenarlo como gas y la reducción de espacio que requiere el hidrógeno líquido comparado con el hidrógeno gaseoso hace que su uso sea su opción atractiva en muchos casos.

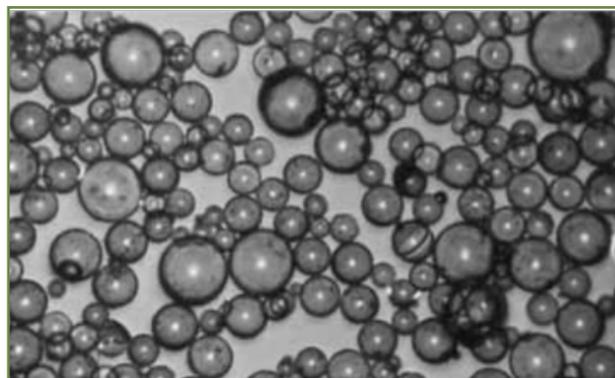


Ilustración 18: Micro-esferas de cristal para almacenamiento de H<sub>2</sub>.



Ilustración 19: BMW Hydrogen 7, vehículo con depósito criogénico para el almacenamiento de H<sub>2</sub> líquido. Fuente: BMW

- Tanques criogénicos.

En esta técnica se consume mucha energía tanto para el proceso de licuefacción del hidrógeno como en el aporte energético necesario para mantener el hidrógeno a la temperatura de licuefacción durante largos periodos de tiempo. Aun así, las pérdidas por evaporación son muy significativas. Además, la mezcla de hidrógeno con aire se vuelve explosiva cuando se alcanzan proporciones de 4-75% en volumen.

Otro inconveniente del hidrógeno líquido es que tiene una energía muy baja por unidad de volumen, aproximadamente una tercera parte de la que tiene el gas natural o la gasolina y una cuarta parte del equivalente en volumen del metano, por tanto el hidrógeno ocupa más espacio que el equivalente en energía de otros combustibles. La energía contenida en 1Nm<sup>3</sup> de hidrógeno es equivalente a 0.34 l de gasolina y 1 l de hidrógeno líquido es equivalente a 0.27 l de gasolina. También ocurre así con el hidrógeno como gas, pero el hidrógeno almacenado líquido ocupa menos espacio que como gas.

La opción del almacenamiento de hidrógeno en estado líquido en recipientes requiere alcanzar temperaturas de almacenamiento muy bajas (temperaturas criogénicas -253 °C), cuestión que hace que esta opción resulte inviable en la práctica, desde el punto de vista económico, salvo excepciones muy contadas como en la industria aeroespacial.

El hecho de que tengamos que mantener el hidrógeno a temperaturas criogénicas para poder almacenarlo de forma líquida, es debido a su altísima volatilidad: no se licua hasta temperaturas de 20K (-253°C) a presión atmosférica. Debido a esto, los depósitos han de ser construidos con sistemas de aislamiento térmico consistentes en una estructura multicapa con vacío entre medias, para prevenir de esta manera que se caliente el hidrógeno por radiación o por simple convección del líquido.

Debido a que es imposible aislar completamente los tanques, se tienen pérdidas de hidrógeno por vaporización en los periodos en los que no se utiliza el sistema. La cantidad diaria es ínfima, pero puede darse el caso de dejar aparcado el coche por varios días o semanas y nos encontremos

el depósito completamente vacío. Además, en el proceso de licuación del hidrógeno se pierde aproximadamente del 30 al 40% de la energía.

A pesar de todas las desventajas, estos depósitos siguen siendo los de mayor densidad de almacenaje disponibles.



Ilustración 20: Tanque criogénico de H<sub>2</sub> líquido. Fuente: VattenFall

- Otros sistemas de almacenamiento líquido

- El uso de disoluciones de borohidruros. En este caso, el hidrógeno se libera a partir de una reacción de hidrólisis catalítica:



La densidad de almacenamiento teórica es de 10,9 % en peso. La principal ventaja que ofrecen estas disoluciones es que permiten una generación de hidrógeno a bordo del vehículo segura y controlable, mientras que la desventaja fundamental consiste en que el producto de la reacción (NaBO<sub>2</sub>) tiene que almacenarse para ser descargado del vehículo y ser regenerado a NaBH<sub>4</sub>, en un proceso que no puede producirse a bordo.

- Por otro lado, algunos líquidos orgánicos pueden utilizarse para almacenar indirectamente el hidrógeno en forma líquida. El concepto básico se resume en tres pasos:

- En primer lugar el líquido orgánico se deshidrogena siguiendo un proceso catalítico para producir hidrógeno a bordo.
- En segundo lugar el producto

deshidrogenado se transporta desde el tanque del vehículo hasta una planta central de proceso, mientras se rellena el tanque con el líquido rico en H<sub>2</sub>.

- Finalmente, es necesario re-hidrogenación del líquido deshidrogenado previamente para devolverlo a la estación de llenado.

Un ejemplo típico es el caso del tolueno (C<sub>7</sub>H<sub>8</sub>) y el metilciclohexano (C<sub>7</sub>H<sub>14</sub>). Con esta técnica se alcanzan densidades de almacenamiento de 6,1 % en peso, pero presenta como principales desventajas, que el hidrógeno solo se libera a altas temperaturas (300 – 400 °C) y que el uso de estos productos requiere de estudios adicionales relacionados con la seguridad y la toxicidad.

3. Almacenamiento sólido: El almacenamiento sólido es potencialmente seguro y eficiente tanto para aplicaciones de transporte como estacionarias. Se consideran cuatro grupos de materiales adecuados para este tipo de almacenamiento:

- Hidruros metálicos recargables (combinación química).

El hidrógeno tiene la propiedad de reaccionar con diferentes metales de transición formando compuestos denominados hidruros.

Los hidruros han sido estudiados durante décadas y sus propiedades son bien

conocidas. Las reacciones son reversibles en condiciones adecuadas de presión y temperatura y, por tanto, una determinada masa metálica puede ser cargada y descargada un número prácticamente ilimitado de veces y se puede utilizar como depósito de almacenamiento sólido de H<sub>2</sub>.

Gracias a una serie de reacciones de carácter químico que aparecen en la ilustración 21, se consigue el almacenamiento de hidrógeno en hidruros metálicos.

Representa la forma más segura de almacenar el hidrógeno, es fiable pero puede ser muy cara. La base del método consiste en que ciertos metales y aleaciones metálicas tienen la propiedad de formar enlaces covalentes reversibles cuando reaccionan con el hidrógeno, formando lo que se conoce como hidruros metálicos, que se descomponen cuando se calientan liberando el hidrógeno. El hidruro se forma sometiendo un determinado metal a una presión elevada de hidrógeno, lo que ocasiona que el metal, como si fuera una esponja, atrape átomos de hidrógeno en su estructura cristalina. Basta luego disminuir la presión exterior para que el metal libere el hidrógeno. Los hidruros tienen la importante propiedad de que pueden utilizarse para almacenar hidrógeno durante muchos ciclos de asociación-disociación, sin que disminuya su capacidad de almacenamiento. Los tanques de metal-hidruro, por tanto tienen en su interior una aleación capaz de absorber

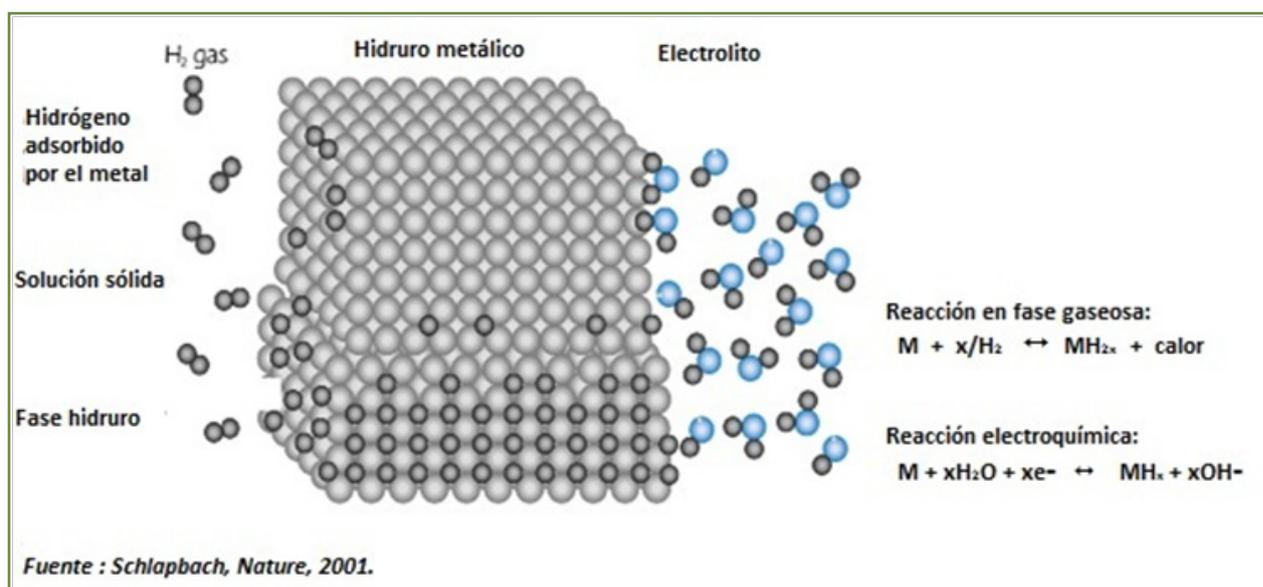


Ilustración 21: Almacenamiento de H<sub>2</sub> en hidruros metálicos.

hidrógeno, el cual más tarde se recupera aportando calor. Los hidruros metálicos llevan una proporción del 1-7% en peso de hidrógeno. En metales como el titanio, la concentración de hidrógeno por unidad de volumen es más alta que en el hidrógeno líquido.

El uso de este seguro y eficiente sistema de almacenamiento depende de identificar un metal con suficiente capacidad de absorción operando en el rango apropiado de temperatura. Más de 200 aleaciones diferentes se han estudiado siendo las más adecuadas las del grupo V de los metales de transición, tanto por su capacidad de almacenamiento como por su precio, su no decrepitación y la baja temperatura que se necesita para disociar el hidruro.

La alta capacidad de los hidruros metálicos requiere altas temperaturas (300-350°C) para liberar hidrógeno. Así el hidrógeno puede almacenarse en forma de hidruro a altas densidades por simple compresión, se almacena generalmente a presiones entre 3 y 6 MPa. Ciertos metales apropiados permiten espacios donde los átomos de hidrógeno pueden situarse. El calentamiento del hidrógeno libre, cuando ocurre la absorción del hidrógeno, tiene que eliminar el hidruro almacenado para evitar producir daño sobre los contenedores de almacenamiento. Los hidruros a altas

temperaturas (niveles de temperaturas a las cuales el hidrógeno empieza de nuevo el proceso de disociación) son más eficientes que los hidruros a bajas temperaturas. Los hidruros a bajas temperaturas se suelen usar en aplicaciones de automóviles (porque solamente el calor inútil a baja temperatura está disponible para refrescar el motor). Las investigaciones están desarrollando sistemas de hidruros metálicos a baja temperatura, que puede almacenar de 3 a 5% de hidrógeno.

El proceso se refleja mediante las siguientes reacciones químicas, el calor se libera cuando se forma el compuesto, y el calor debe suministrarse para liberar el hidrógeno:

**$M + n H_2 \rightarrow M H_{2n} + \text{calor}$  (Carga o absorción = reacción exotérmica)**

**$M H_{2n} + \text{calor} \rightarrow M + n H_2$  (Descarga o desorción = reacción endotérmica)**

El problema de los tanques de metal-hidruro es doble: además de necesitar el aporte de energía para recuperar el hidrógeno, como se ha dicho, el rendimiento de los mismos no es del 100%, es decir, no es recuperable todo el hidrógeno que se introduce en los mismos.

En las siguientes tablas se puede ver una lista de las propiedades de algunos hidruros metálicos y la energía al almacenar

Tabla 2: Propiedades de ciertos hidruros metálicos.

Composición inicial y final	Peso disponible (% H <sub>2</sub> )	Temperatura de equilibrio a 1 atm del H <sub>2</sub> (°C)	Proporción de disociación en la combustión
Li 4 LiH	12,7	800	0,75
Mg 4 MgH <sub>2</sub>	7,7	290	0,31
Ca 4 CaH <sub>2</sub>	8	920	0,72
Na 4 NaH	2	528	0,42
MgNiH <sub>0,3</sub> 4 Mg <sub>2</sub> NiH <sub>4,2</sub>	3,5	250	0,27
K 4 KH	2,5	715	0,47
UH <sub>0,95</sub> 4 UH <sub>2,0</sub>	2,0	12	0,17
FeTiH <sub>0,1</sub> 4 FeTiH <sub>1,0</sub>	0,9	0	0-10

Tabla 3: Valoración del almacenamiento en hidruros metálicos.

Combustibles y almacenamiento	Densidad de energía de almacenamiento		Almacenamiento de 3Kg de H <sub>2</sub> (360MJ)		Almacenamiento de 10Kg de H <sub>2</sub> (1200MJ)	
	MJ/kg	MJ/l	kg	l	kg	l
Gasolina	43	32	8.3	11,3	28	37,5
H <sub>2</sub> líquido	120	8,5	3	42.3	10	141
FeTiH	1,80	3	200	84	665	280
MgH <sub>2</sub>	8,73	7,85	41,3	46	138	153

hidrógeno en hidruros metálicos comparado con otros combustibles:

Casi todos los hidruros operan a presiones moderadas, no hay pérdidas y además permiten la limpieza del hidrógeno. Este tipo de almacenamiento es seguro y manejable y permite almacenar más H<sub>2</sub> por unidad de volumen que con el hidrógeno líquido. Sin embargo el peso del sistema es elevado como consecuencia de los bajos niveles de retención de H<sub>2</sub> (< 2,5 % en peso). Por tanto no son adecuados para aplicaciones móviles. Es especialmente útil para aplicaciones estacionarias aisladas y con energía eléctrica procedente de fuentes renovables.

- Adsorción en sólidos porosos (nanoestructuras de carbono).

Presenta la ventaja de ser una forma más segura y sencilla de manejar el hidrógeno, reduciéndose drásticamente la presión necesaria para su almacenamiento.

Los nanotubos de carbono (CNT's) están constituidos por redes hexagonales de carbono curvadas y cerradas, formando tubos de carbono nanométricos con una serie de propiedades excelentes que fundamentan el interés que han despertado en numerosas aplicaciones tecnológicas.

Son sistemas ligeros, huecos y porosos que tienen alta resistencia mecánica, y por tanto, interesantes para el reforzamiento estructural de materiales y formación de composites de bajo peso, alta resistencia a la tracción y enorme elasticidad.

En términos de su capacidad de almacenamiento, las nanoestructuras de carbono, gracias a su baja masa y su alta capacidad de adsorción, se presentan como las más eficientes en comparación con el grafito de gran área superficial (25% extra a temperaturas bajas). Este sistema puede permitir almacenar densidades doble que las que actualmente se obtienen con tanques de H<sub>2</sub> líquido. No obstante, diversos experimentos realizados con nanotubos de carbono han puesto de manifiesto que el almacenamiento de hidrógeno en nanotubos de carbono es posible únicamente a temperaturas extremadamente bajas (inferiores a -196 °C). Además, cuando la muestra se deja a temperatura ambiente, se evapora la mayor parte del hidrógeno.

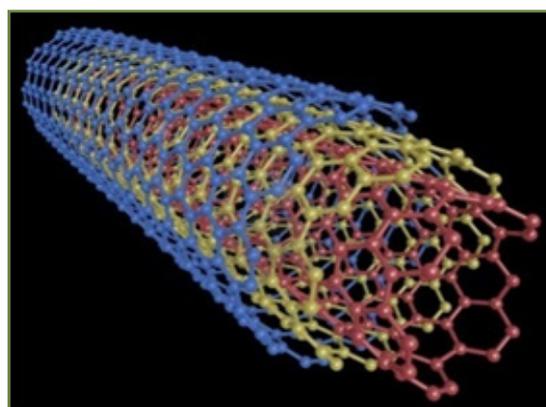


Ilustración 22: Estructura de los nanotubos de carbono. Fuente: Sin determinar

Aunque esta tecnología recibió una gran atención en la pasada década, el consenso general actual es que las grandes capacidades de almacenamiento (30 – 60 %

en peso) que se publicaron hace unos años, fueron el resultado de errores de medida. Lo cierto es que los experimentos muestran resultados variables y no existe unanimidad respecto a ellos. Por ejemplo, se desconoce la cantidad precisa que puede almacenar un nanotubo o una nanofibra.

Tampoco se sabe cómo se almacena: es decir, si se enlaza químicamente el hidrógeno con el nanotubo de carbono, si se mantiene la estructura molecular o no.

### 2.3 Medios de transporte y distribución del hidrógeno.

La infraestructura del hidrógeno se puede definir en términos generales como las instalaciones y equipamientos necesarios para manufacturar y operar los vehículos impulsados por hidrógeno. Esto incluye la construcción y el mantenimiento de carreteras, equipos de mantenimiento, instalaciones de reparación, así como la producción y distribución del combustible.

El hidrógeno puede ser transportado como gas comprimido, como líquido criogénico o como sólido en un hidruro metálico, al igual que para su almacenamiento. El método más económico de transporte dependerá de la cantidad y de la distancia transportada. El hidrógeno, actualmente, para uso industrial,

se transporta como gas a baja presión (7-21 bar) o a alta (207-345 bar), o como hidrógeno líquido a través de gaseoductos o por carretera por vía de camiones cisterna y tanques criogénicos, y una pequeña cantidad en barco o en ferrocarril.

Tanto la licuación como la compresión del hidrógeno tienen importantes necesidades energéticas, que influyen en el coste global de la distribución. Además, las estrategias de producción de hidrógeno afectan de forma importante al coste y al método de distribución. Por el contrario, la producción distribuida en el punto de uso elimina los costes de transporte, pero aumenta los de producción ya que se pierde la economía de producción a gran escala.

Ya existen en diversos países estaciones de servicio en las que se presta servicios con hidrógeno líquido. El hidrógeno gas a presión se sirve ya en flotas de autobuses como ocurre ya en Barcelona y en Madrid. Se ha propuesto que, para acelerar el proceso de establecer un sistema general, se utilizaran algunos de los actuales gasoductos, tras modificar algunos componentes.

A continuación en la figura 23 se recogen los distintos medios de distribución de hidrógeno según el tipo de producción (estación central, mediana o distribuida) y el número de estaciones de llenado y vehículos

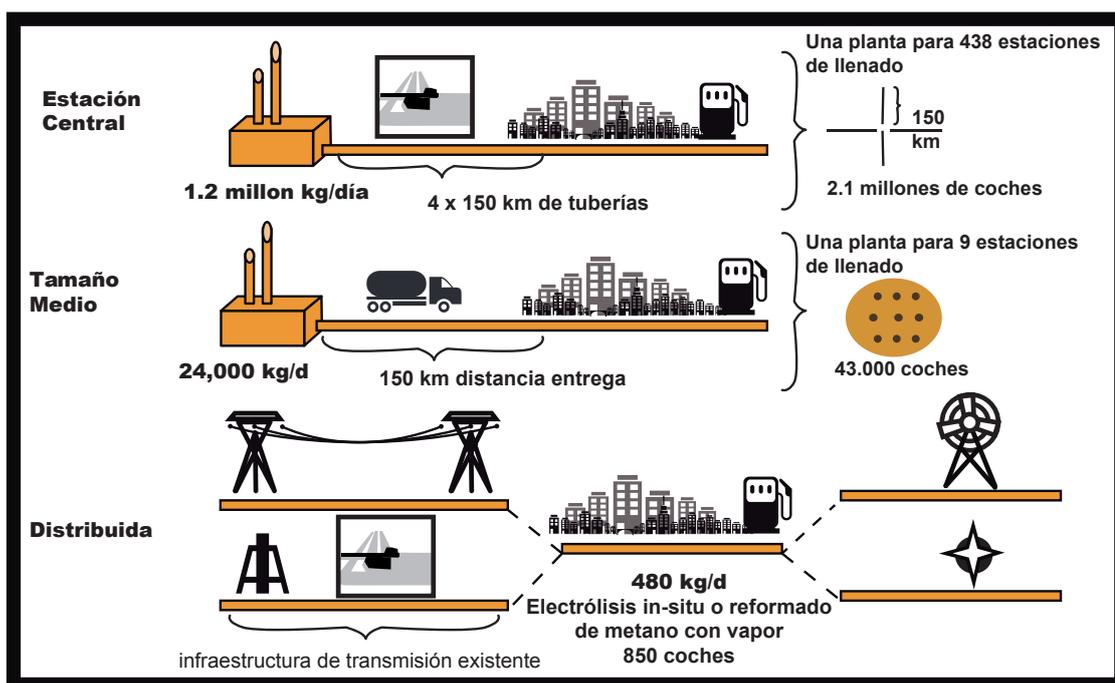


Ilustración 23: Medios de distribución de hidrógeno según el volumen y la distancia. Fuente: Sin determinar

a los que se podría aportar energía.

## 1. Transporte como gas comprimido.

- Gaseoductos

Cuando se transportan grandes volúmenes, la distribución por vía de gaseoductos o hidrogenoductos es actualmente la opción más económica. Suele hacerse en zonas industrializadas en que su generación está centralizada y las distancias involucradas son menores. Utilizar los gaseoductos de gas natural para distribuir hidrógeno es una opción que está siendo evaluada para reducir las inversiones necesarias. Es posible mezclar hasta un 30% de hidrógeno con gas natural en los gaseoductos existentes de gas natural sin modificaciones en su infraestructura. Este método necesitaría un proceso de separación en el punto de consumo.

La creación de un sistema de distribución semejante al de la electricidad, el petróleo y sus derivados o el más moderno, todavía en desarrollo del gas natural, requiere grandes inversiones, tecnología y equipamientos, además de tiempo. Habría necesariamente que comenzar por grandes flotas, líneas de transporte, empresas municipales y tráfico en ciudades.

El hidrógeno es distribuido mediante gaseoductos en varias zonas industriales de Estados Unidos, Canadá y Europa. Las presiones típicas de operación son 1-3 MPa con flujos de 310-8900kg/h de hidrógeno, normalmente a través de una tubería de 0,25m de diámetro a una presión de 2MPa.

Los Estados Unidos tienen más de 720km de gaseoductos de hidrógeno. Éstos son propiedad de los productores de hidrógeno y están limitados a unas pocas áreas de Estados Unidos, donde se concentran grandes refinerías y plantas químicas, como Indiana, California, Texas y Louisiana.



Ilustración 24: Hidrogenoducto. Fuente: Air Liquide



Ilustración 25: Gaseoducto Francia-Bélgica (Air Liquide Company.) Fuente: Air Liquide



Ilustración 26: Propuesta de red europea de hidrogenoductos. Fuente: HyWays

- Por carretera

El gasoducto más largo del mundo pertenece a la compañía Air Liquide y recorre 400km desde el norte de Francia hasta Bélgica.

En cualquier caso, de la misma manera que existe una red europea de gas natural, ya se prevé la construcción de una red extensa de hidrogenoductos:

El informe Hyways propone que Europa sea líder mundial en la implantación del hidrógeno ya que es un potencial generador de riqueza e implicaría la creación de gran número de puestos de trabajo. El desarrollo de toda la tecnología necesaria debería empezar inmediatamente para cumplir el objetivo de que en el año 2020 haya 2.500.000 de hidro-vehículos en la calle.

El gas comprimido puede ser transportado utilizando camiones con cilindros a alta presión. Si el hidrógeno es transportado como gas, debe ser comprimido a alta presión para maximizar la capacidad de los tanques.

Los cilindros de gas a alta presión llevan el gas comprimido hasta 40MPa y almacenan alrededor de 1,8kg de hidrógeno, pero son muy costosos de manejar y transportar.

Los camiones de tubos (tube trailers) consisten en varios cilindros de acero montados en un marco protector. Pueden ser configurados para transportar entre 63 y 460kg de hidrógeno, dependiendo del número de tubos. Las presiones de operación son 20-60MPa.

## 2. Transporte como hidrógeno líquido

- Por carretera

La licuación del hidrógeno es económicamente viable cuando los volúmenes necesitados son pequeños. El hidrógeno líquido es transportado usando tanques de doble pared aislados para prevenir la rápida evaporación del hidrógeno líquido. Algunos tanques utilizan un escudo de nitrógeno líquido para enfriar la pared exterior del contenedor de hidrógeno líquido para minimizar la transferencia de calor.

Los camiones cisterna pueden transportar 360-4300kg de hidrógeno líquido. Los vagones tienen mayores capacidades, transportando entre 2900-9100kg de hidrógeno. Las tasas de evaporación en los camiones es de entre 0,3-0,6kg/día.

- Por mar

Las barcas y los buques de altura también son considerados para el transporte del hidrógeno a largas distancias. La rápida evaporación en los buques se estima de 0,2-0,24%/día. Canadá ha desarrollado el diseño de algunos barcos para el transporte trasatlántico de hidrógeno. Ninguno de estos barcos ha sido construido.

- Gaseoductos

Otra idea para el transporte de hidrógeno líquido es a través de gaseoducto aislado que incluiría un cable superconductor. El hidrógeno líquido actuaría como refrigerante para el superconductor y permitiría el transporte de la electricidad a largas distancias sin las altas pérdidas de las líneas de potencia actuales. El principal problema con el transporte de hidrógeno líquido sería la especialización en las necesidades de aislamiento y las pérdidas de bombeo y enfriamiento del hidrógeno líquido durante el camino.

## 3. Transporte en hidruros metálicos

Los hidruros metálicos pueden ser utilizados para el transporte por la absorción del hidrógeno con un metal

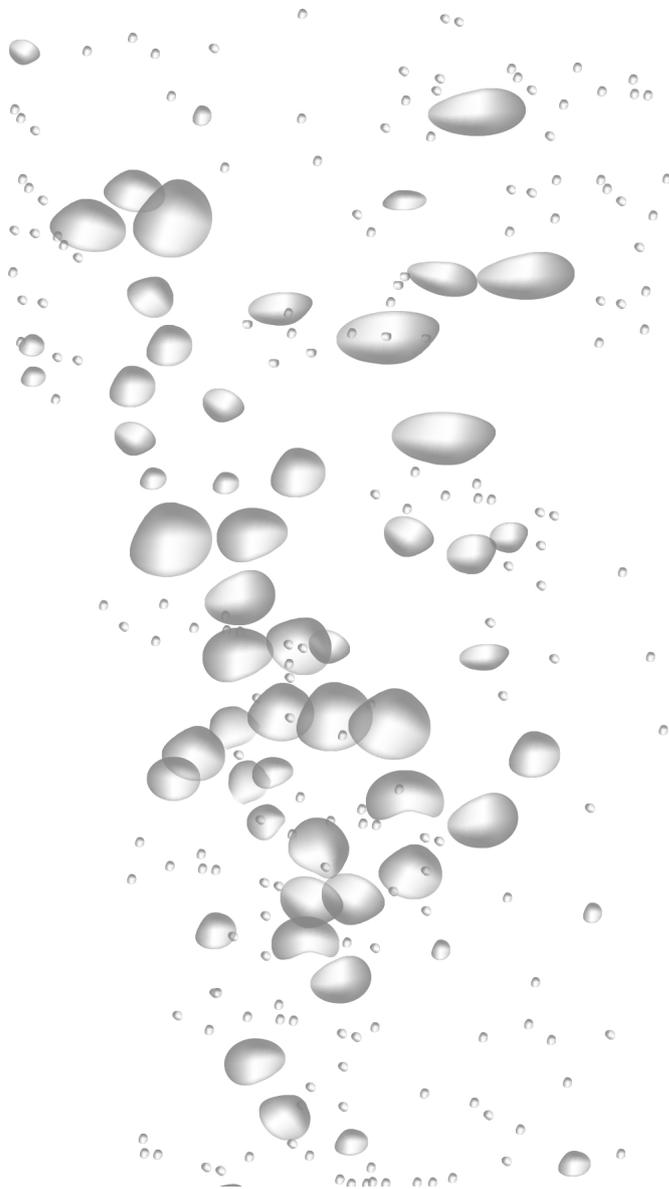


Ilustración 27: Camión de tubos para el transporte de hidrógeno gas. Fuente: Air Liquide



Ilustración 28: Camión cisterna para el transporte de hidrógeno líquido. Fuente: Air Liquide

hidruro y después cargando el contenedor en un camión para transportarlo hasta el lugar de consumo donde se puede cambiar por un contenedor de metal hidruro vacío o usarlo como un tanque convencional.

## 2.4 Aplicaciones del hidrógeno.

El hidrógeno se usa en un gran número de aplicaciones. Las aplicaciones convencionales del Hidrógeno podemos separarlas según sectores:

- Hidrógeno en la Industria Química: Obtención de amoníaco, procesos de refinería, tratamiento de carbón, aprovechamiento del gas, etc.
- Hidrógeno en la Industria Metalúrgica: Se utiliza en procesos de producción de otros metales como pueden ser el cobre, níquel, cobalto, uranio, etc.
- Otras aplicaciones: Combustible aeroespacial, llamas de alta temperatura, producción de semiconductores, tratamiento de agua y en el caso de encontrarse en forma líquida se puede usar como refrigerante.

Dentro de la industria, los mayores consumidores de hidrógeno son las empresas que sintetizan amoníaco (40,3%), seguido de las refinерías de petróleo (37,3%) y las plantas de producción de metanol (10,0%). El resto está repartido en la industria farmacéutica, de alimentación, metalúrgica, vidrio o electrónica, entre otros.

Sin embargo en los últimos años ha tomado una relevancia añadida, el hecho de que el hidrógeno pueda ser el portador energético del futuro. Éste puede quemarse directamente para la generación de electricidad. Las principales ventajas de este compuesto se centran en las elevadas eficacias que pueden alcanzarse y en que el único producto de su combustión es vapor de agua. Un ejemplo energético es su utilización como combustible de motores y transbordadores espaciales.. El hidrógeno puede servir como combustible a motores de combustión interna alternativos, a turbinas de gas y a células de combustible. Los dos primeros se aplicarían fundamentalmente a los sectores del transporte y de la industria, mientras que las células de combustible

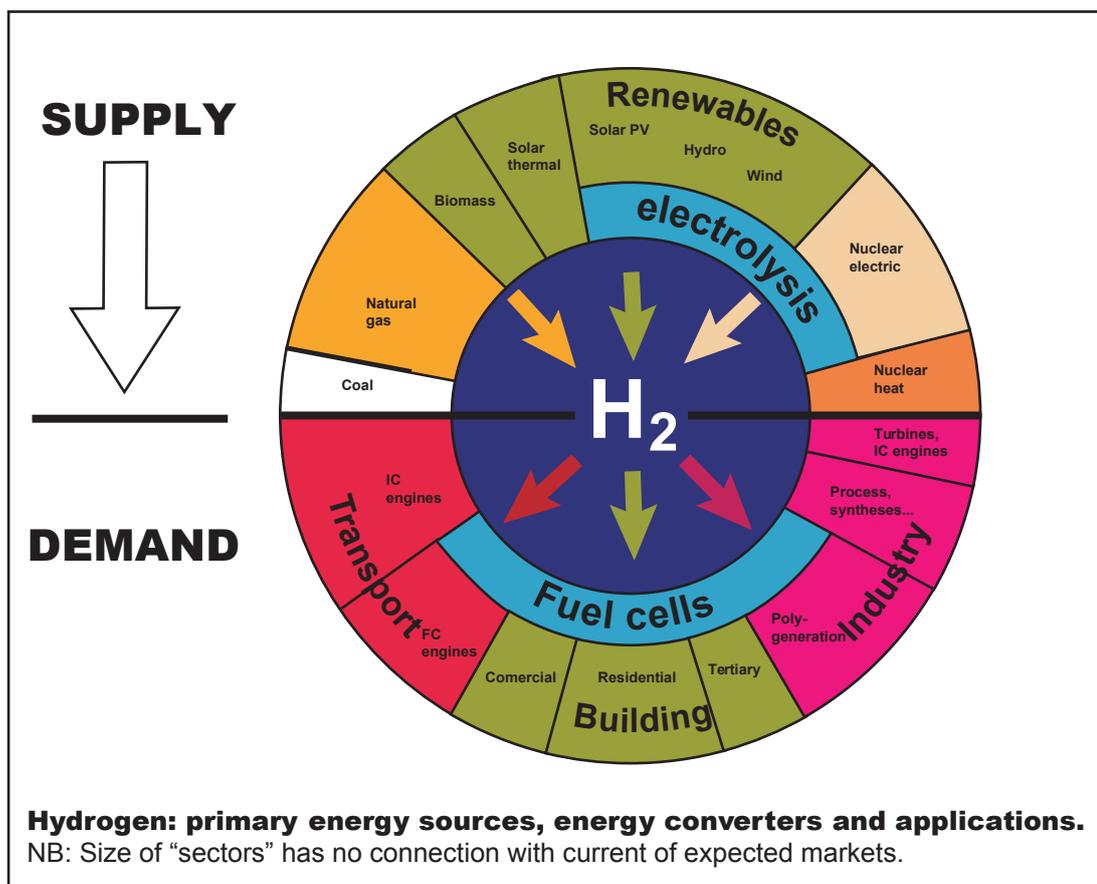


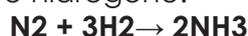
Ilustración 29: Hidrógeno. Fuentes de energía primaria, convertidores de energía y aplicaciones. Fuente: IAHE

podrían cubrir además el sector de la vivienda.

## 1. Hidrógeno en la Industria Química

El hidrógeno es un compuesto de gran interés para la industria química, participando en reacciones de adición en procesos de hidrogenación, o como agente reductor en procesos de reducción. A continuación se citan algunos de los procesos más importantes en los que participa:

- Síntesis de amoníaco: El amoníaco se obtiene por la reacción catalítica entre nitrógeno e hidrógeno.



- Procesos de Refinería: Los procesos de hidrogenación en refinería tienen como objetivo principal la obtención de fracciones ligeras de crudo a partir de fracciones pesadas, aumentando su contenido en hidrógeno y disminuyendo su peso molecular. De forma simultánea pueden eliminarse elementos indeseados como azufre, nitrógeno y metales.
- Tratamiento de carbón: Mediante el tratamiento de carbón en presencia de hidrógeno, en diferentes condiciones de presión y temperatura, pueden obtenerse productos líquidos y/o gaseosos mediante diferentes procesos (hidrogenación, hidropirólisis, y gasificación hidrogenante).
- Aprovechamiento del Gas de Síntesis: La producción de hidrógeno a partir de hidrocarburos conduce a una mezcla de gases formada principalmente por hidrógeno y monóxido de carbono. Esta mezcla de gases se denomina Gas de Síntesis debido a su empleo en procesos de síntesis de productos químicos especiales, como por ejemplo la síntesis de metanol, síntesis Fisher-Tropsch, hidroformilación de olefinas (síntesis oxo) y síntesis de metano y etileno, entre otras.
- Síntesis orgánica: En química orgánica el hidrógeno participa en un gran número de procesos de hidrogenación o reducción para la obtención de productos químicos e intermedios.
- Síntesis inorgánica: El hidrógeno es imprescindible en procesos de

importancia comercial como por ejemplo la producción de ácido clorhídrico, peróxido de hidrógeno, hidroxilaminas, etc.

## 2. Hidrógeno en la Industria Metalúrgica.

En la industria siderúrgica, el mineral de hierro puede ser reducido empleando coque o un gas que contenga hidrógeno, monóxido de carbono, o mezclas de éstos. Este gas reductor puede obtenerse mediante reformado con vapor de agua u oxidación parcial de combustibles fósiles. Además, en la industria metalúrgica, el hidrógeno se emplea como agente reductor y en procesos de producción de otros metales no-férricos (como por ejemplo cobre, níquel, cobalto, molibdeno, uranio, etc.).

## 3. Otras aplicaciones:

- Hidrógeno en la Industria del vidrio.

La industria del vidrio también utiliza el hidrógeno. Para obtener vidrio plano (para el acristalamiento, las pantallas planas, etc.), el vidrio en fusión se estira a una temperatura aproximada de 1.000 °C sobre un baño de estaño también en fusión. Una atmósfera protectora formada por nitrógeno e hidrógeno también permite proteger este baño de estaño.

- Aplicaciones portátiles.

Las células de combustible fueron ideadas originariamente para el uso en plantas y vehículos. Los diseñadores se dieron cuenta que era posible construir unidades mucho más pequeñas, lo cual, ha despertado un gran interés en el desarrollo de pequeñas células de combustible. Las pequeñas células de combustible podrían reemplazar a las baterías de los equipos electrónicos portátiles, hasta 100W y a los motores de generación de combustión interna. El límite superior de los generadores portátiles está en torno a los 5kW debido al peso de la célula de combustible.

Las células de combustibles portátiles podrían proporcionar energía eléctrica con mucho más tiempo de funcionamiento que las baterías. El incremento de la electrificación del equipo personal: teléfonos móviles,

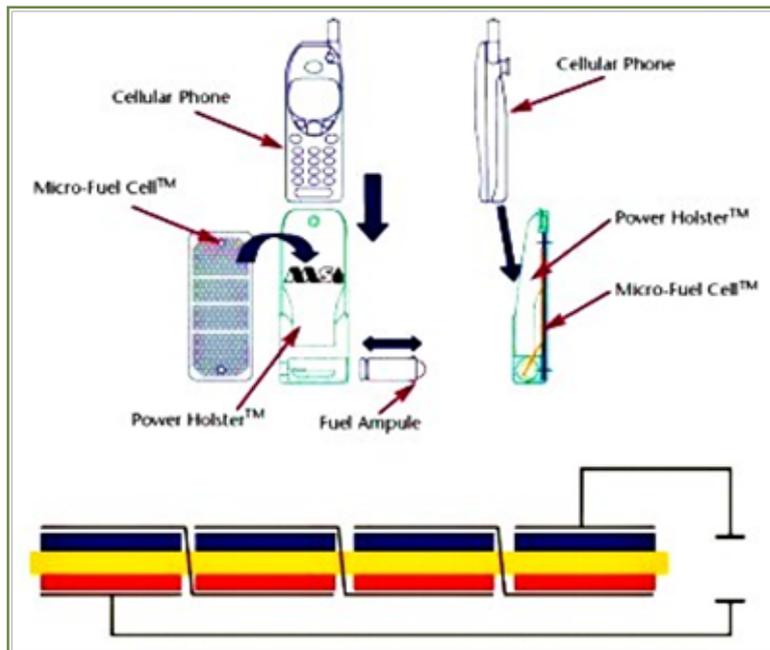


Ilustración 30: Células de combustible portátiles para teléfonos móviles.  
Fuente: Sin determinar

radios, ordenadores portátiles, ordenadores de bolsillo, herramientas eléctricas... abre un rango muy amplio en diferentes aplicaciones. Las células de combustible portátiles podrían ser abastecidas con hidrógeno, metanol o etanol.

Las células de combustible apropiadas para las aplicaciones portátiles se detallan a continuación:

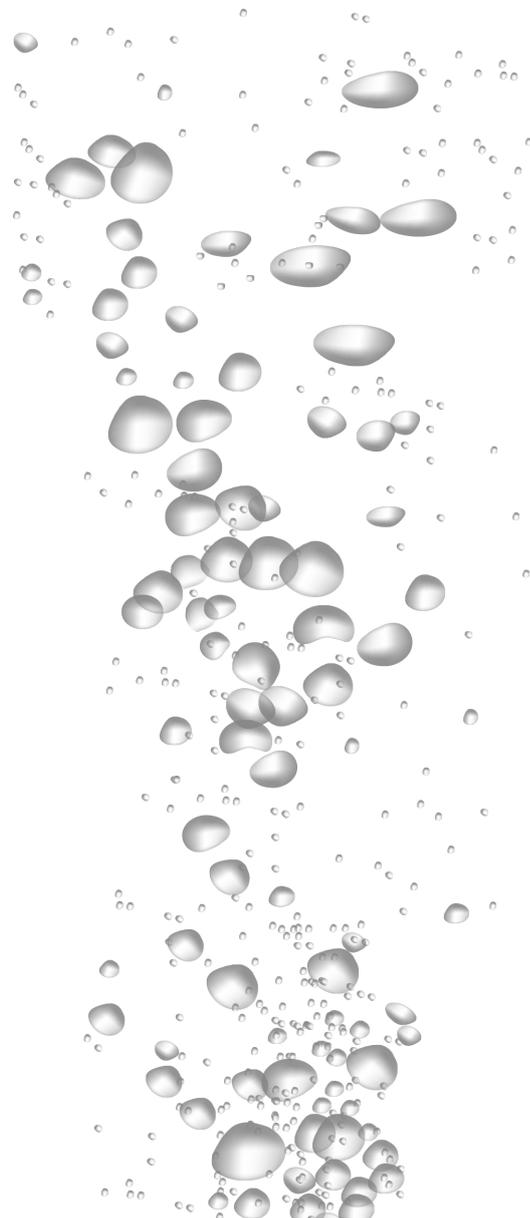
- Células de combustible de membrana polimérica (o de intercambio de protones) que utilizan hidrógeno puro (H<sub>2</sub>-PEMFC, Polimeric Electrolysis Membrane Fuel Cell o Proton Exchange Membrane Fuel Cell).
- Células de combustible de membrana polimérica que utilizan gases ricos en hidrógeno procedente del reformado de hidrocarburos o alcoholes (Ref-PEMFC)

- Células de combustible de metanol directo (DMFC, Direct Metanol Fuel Cell)

- Células de combustible de alta temperatura como las células de combustible de óxido sólido (SOFC, Solid Oxide Fuel Cell) y las de carbonatos fundidos (MCFC, Molten Carbonate Fuel Cell) que puede utilizar hidrocarburos directamente.

Las ventajas del uso de células de combustible en aplicaciones portátiles son las siguientes:

- Como sustitutos de las baterías, las células de combustible pueden incrementar el tiempo de funcionamiento.
- Como generadores portátiles, eliminan el ruido y las emisiones características de los motores de combustión interna.



- Tienen precios comparables a los dispositivos que sustituyen.

Pero como toda tecnología, tiene una serie de desventajas, entre las que destacan los problemas de fiabilidad, vida media, volumen y peso. Además, el combustible utilizado para su funcionamiento puede resultar peligroso.

- Aplicaciones estacionarias.

A pesar de que la atención actual en el hidrógeno y las pilas de combustible está centrada en su uso en vehículos, la mayoría de las células que están actualmente en uso lo hacen en aplicaciones estacionarias. Se pueden cosechar importantes mejoras de eficiencias y reducción de emisiones al utilizar las células de combustibles en la generación de electricidad estacionaria, tanto en grandes plantas como en uso doméstico, combinando la generación de calor y electricidad en los edificios.

Las aplicaciones estacionarias cubren un amplio rango de actividades. Las pequeñas unidades pueden proporcionar electricidad, calor y agua caliente a las casas individuales ( $\leq 10\text{kW}$ ) o para un bloque de viviendas (100-300kW). La generación de electricidad centralizada se prevé que tenga potencias bastante elevadas.

Las células de combustible estacionarias permiten una alta eficiencia, bajas emisiones y generación de energía en un amplio rango de tamaños. Existen distintos tipos de células de combustible estacionarias, que utilizan distintos materiales y funcionan a distintas temperaturas, desde  $60^\circ\text{C}$  hasta  $1000^\circ\text{C}$ . Pueden ser utilizadas en sistemas descentralizados para suministrar energía, agua caliente y calor, incluso en unidades domésticas muy pequeñas.

Las ventajas de la utilización de las células de combustible estacionarias son las que se describen a continuación:

- Pueden suministrar a la vez electricidad, agua caliente y calor, incluso en unidades domésticas muy pequeñas.
- Las células de combustible utilizadas en el transporte también pueden ser utilizadas

en algunos sistemas estacionarios.

- Tienen una eficacia elevada.
- Pueden ser instaladas en áreas sensibles debido a las bajas emisiones sonoras y contaminantes.

A pesar de las importantes ventajas que aportan, también poseen una serie de desventajas:

- Es necesaria una mayor investigación y desarrollo de las mismas para que sean competitivas económicamente.
- Es necesaria una mejora en los procesos de fabricación.
- Además es fundamental y necesario alargar los periodos de vida de las células.
- Otro factor a tener en cuenta es el precio, una reducción de coste de los sistemas.
- Y algo muy importante es la fiabilidad de los sistemas por lo que, es necesario mejorar en éste aspecto.
- Aplicaciones en el transporte.

El hidrógeno puede ser el combustible dominante en los vehículos eléctricos impulsados por células de combustible, haciendo posible un transporte silencioso. Al ser el hidrógeno tratado como un portador de energía podría favorecer el abastecimiento directo a vehículos de carretera, barcos, locomotoras y aviones.

El hidrógeno puede ser utilizado para impulsar vehículos por medio de motores de combustión interna, células de combustible y turbinas de gas. Las células de combustible tienen unas eficacias de conversión energética mayores que los motores de combustión interna, además de no tener partes móviles y en el escape sólo producen agua, reduciendo en gran medida los gases del efecto invernadero.

El uso más avanzado del hidrógeno en el sector del transporte es en los vehículos de motor, especialmente los coches. Esta es la razón por la cual los fabricantes de automóviles de todo el mundo están

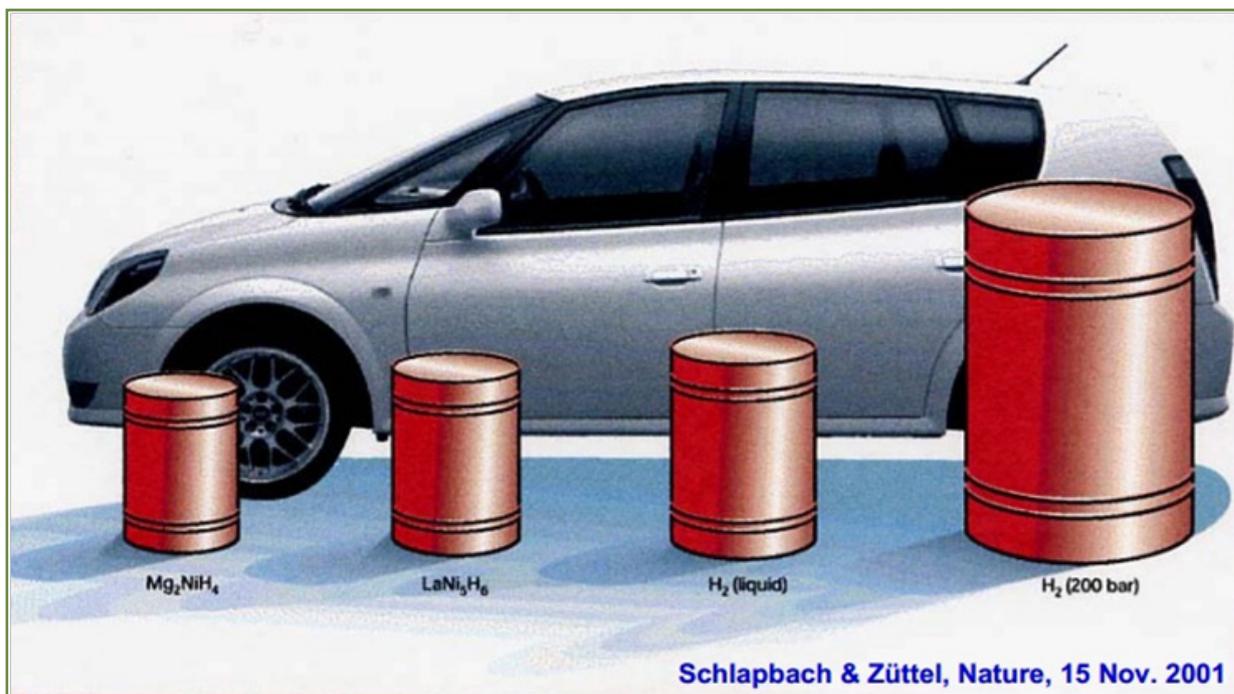


Ilustración 31: Comparación del volumen de almacenamiento de 4kg de hidrógeno en un vehículo. Fuente: Nature

invirtiendo grandes sumas de dinero en la investigación del hidrógeno. Aunque los vehículos de células de combustible todavía no son rentables, en la mayoría de los países industrializados se están llevando a cabo esfuerzos de financiación. Además, muchos de los fabricantes de vehículos del mundo han presentado prototipos de vehículos de celdas de combustible e incluso han empezado a alquilar pequeños números de estos vehículos a clientes seleccionados.

Aunque los prototipos de vehículos de celdas de combustible todavía no pueden alcanzar en prestaciones a los vehículos convencionales de gasolina o diésel, tienen mucho mayor alcance que los vehículos de baterías. Las células de combustible superan los problemas de autonomía de los vehículos eléctricos ya que, el medio de almacenamiento químico como el hidrógeno tiene mayor densidad energética que los acumuladores de energía. Además se pueden recargar en pocos minutos, mientras que recargar una batería de un vehículo eléctrico requiere horas.

La principal barrera tecnológica para el desarrollo del hidrógeno en el sector del transporte es el almacenamiento del hidrógeno. La baja densidad del compuesto dificulta el almacenamiento de suficiente

cantidad de hidrógeno a bordo, como para permitir una autonomía suficiente sin que el contenedor de hidrógeno sea demasiado grande o pesado. En la siguiente figura aparece el volumen de 4kg de hidrógeno compactado en diferentes maneras, con un tamaño relativo al tamaño de un coche (imagen del coche por cortesía de información de prensa de Toyota, 33° Show de Motor de Tokio, 1999).

Las ventajas del uso del hidrógeno en el sector del transporte son las siguientes:

- ▶ Los motores de combustión interna alternativos convencionales con ligeras modificaciones pueden funcionar con hidrógeno.
- ▶ El hidrógeno puede ser producido en el hogar, a partir de la generación distribuida. Aunque actualmente la infraestructura de hidrogeneras es baja, en un futuro, el hidrógeno puede representar más seguridad energética que los combustibles fósiles, debido a la no dependencia entre países.
- ▶ Los vehículos que funcionan con hidrógeno han demostrado tener unas eficiencias mayores que los coches de combustión interna alternativos que funcionan con gasolina o diésel.

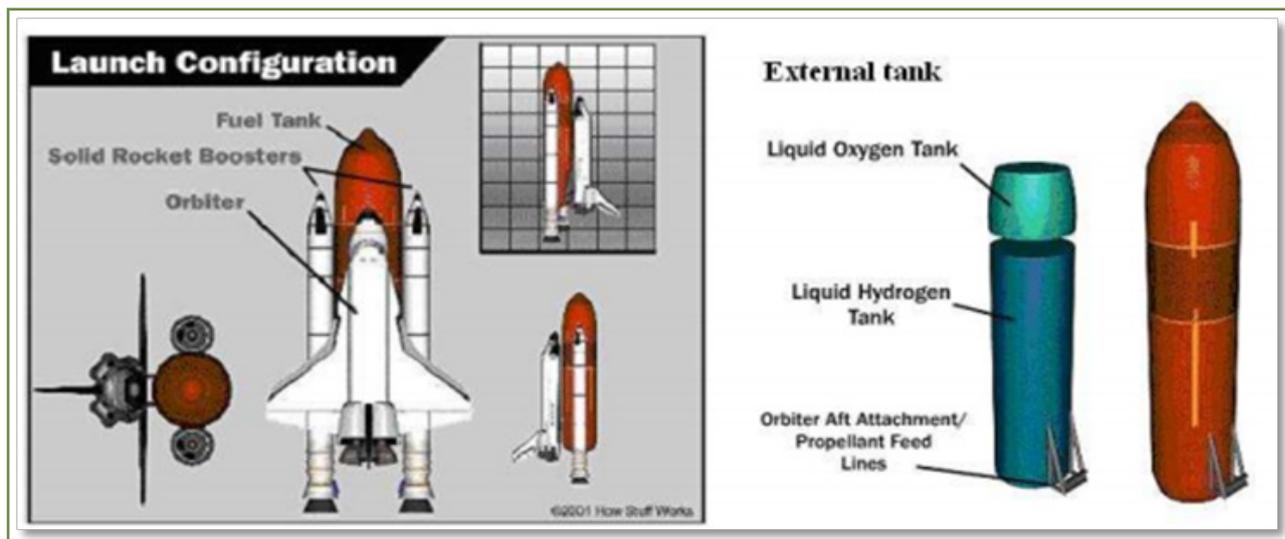


Ilustración 32: Hidrógeno líquido como combustible en cohetes. Fuente: NASA

o Las emisiones de CO<sub>2</sub> y de gases que participan en el efecto invernadero son prácticamente nulas.

► Tienen una alta aceleración y su conducción es suave.

► Son muy silenciosos. Además pueden proporcionar electricidad a bordo con alta eficacia.

► Podrían producir electricidad para casas, oficinas y localizaciones remotas.

Las desventajas de esta aplicación del hidrógeno son:

► Problemas de almacenamiento del hidrógeno.

► Elevado coste de las pilas de combustible.

► Elevado coste de los dispositivos necesarios en el sistema.

► Las prestaciones a temperaturas bajo cero.

► La escasa tolerancia en las pilas de combustible al monóxido de carbono y otros contaminantes presentes en el hidrógeno procedente de combustibles fósiles o de la biomasa.

► La durabilidad de los componentes individuales del sistema completo de

propulsión.

- Aplicaciones espaciales.

El transporte aeroespacial es el mayor consumidor de hidrógeno líquido. Durante años se ha utilizado el hidrógeno líquido, en combinación con el oxígeno líquido como combustible de alta energía. La ventaja principal es el alto impulso específico que tiene la combinación de hidrógeno-oxígeno. Esto unido al bajo peso molecular y a la alta temperatura de la llama, hacen del hidrógeno el mejor combustible líquido para los cohetes.

Las ventajas en el uso de hidrógeno como combustible de las aeronaves son las siguientes:

► Mejores características de eficiencia y seguridad.

► Minimización de la contaminación.

► Permitir que la nave sea más ligera y silenciosa.

► Precisa menor superficie de alas y menores espacios de despegue.

► Debido a la ausencia de carbón en el combustible, se reducen los costes de operación y mantenimiento.

► Reducción a un tercio del ruido de despegue.

- Otros usos.

Además de los usos industriales del hidrógeno mencionados en los apartados anteriores, que son los de mayor volumen de utilización, cabe citar los siguientes:

- Llamas de alta temperatura: La combustión de una mezcla estequiométrica de hidrógeno y oxígeno conduce a temperaturas de llama comprendidas entre 3000 y 3500°K, las cuales pueden ser usadas para corte y soldadura en la industria del metal, crecimiento de cristales sintéticos, producción de cuarzo, etc.

- Plasma de hidrógeno: El elevado contenido calorífico de un plasma de hidrógeno puede ser utilizado en algunos procesos de producción.

- Procesamiento de metales: Es habitual añadir diferentes proporciones de hidrógeno a las corrientes gaseosas empleadas en diferentes procesos de corte y soldadura, tratamientos superficiales (atomización) y tratamientos en atmósferas especiales (templado, sinterización, fusión, flotación de vidrio, etc.).

- Producción de semiconductores: Para producir semiconductores dopados se depositan en una matriz de silicio cantidades traza de elementos (Si, As, Ge, etc.), en forma de hidruros, mezclados con una corriente de hidrógeno de elevada pureza.

- Tratamiento de agua: Los contenidos demasiado elevados de nitratos en aguas potables pueden ser reducidos por desnitrificación en birreactores, en los que las bacterias emplean el hidrógeno como fuente de energía.

- Otros usos: El hidrógeno se emplea también para aumentar la temperatura de transición de aleaciones superconductoras, así como gas portador y combustible en cromatografía gaseosa. El hidrógeno líquido se usa como refrigerante, por ejemplo para enfriar metales superconductores a temperaturas inferiores a las de transición

## 2.5 Análisis de la demanda y evolución temporal.

Actualmente se estima que la demanda global de hidrógeno experimentará un aumento del 4,1% anual hasta el 2016

llegando a los 286 mil millones de metros cúbicos por valor de 33,5 mil millones de euros. Dicho crecimiento se verá beneficiado por una fuerte actividad en el sector del petróleo, su principal consumidor, donde la demanda creciente de combustibles de bajo azufre en respuesta a unas estrictas regulaciones ambientales, aumentará la cantidad de hidrógeno necesaria para producirlos. Otros fundamentos favorables para el hidrógeno se pueden encontrar en la fabricación de aplicaciones de productos químicos, y la producción de semiconductores, vidrio flotado, los componentes de metal y de procesamiento de alimentos.

Dentro de los factores de la oferta, es importante resaltar que más del 90% de la fabricación mundial de hidrógeno es producción cautiva, es decir, las mismas industrias que necesitan consumir grandes cantidades de hidrógeno también lo producen, de modo que solamente alrededor de un 10% es el que sale al mercado.

El rápido crecimiento de muchas economías de la región Asia y el Pacífico (especialmente las de China e India) hacen a esta región el mayor consumidor mundial de hidrógeno en 2013, estando Europa occidental en el tercer puesto. En las regiones del centro y sur de América, el mayor crecimiento será dirigido por la economía brasileña mientras que en el este europeo, las economías de Rusia, Ucrania, Polonia y Rumania serán las que obtengan mayores ganancias de hidrógeno. Dentro del continente africano y Oriente Medio, la mayor necesidad de hidrógeno la lideraran las economías ricas en petróleo de Arabia Saudita e Irán, así como las crecientes economías industrializadas de África del Sur y Turquía.

En la siguiente tabla presentamos datos sobre la demanda mundial de hidrógeno, resaltando que está encabezada por Norteamérica y la zona Asiática, y aparece también el porcentaje del crecimiento anual de producción de hidrógeno en cada una de estas zonas:

Tabla 4: Demanda mundial de hidrógeno (billones de metros cúbicos)

Consumidor	Año			% Crecimiento Anual	
	2003	2008	2013	2003-2008	2008-2013
<b>Demanda mundial</b>	<b>307,0</b>	<b>402,3</b>	<b>475,0</b>	<b>5,6</b>	<b>3,4</b>
<b>Norte América</b>	<b>96,0</b>	<b>122,9</b>	<b>132,0</b>	<b>5,1</b>	<b>1,4</b>
<b>Europa Occidental</b>	<b>61,0</b>	<b>73,3</b>	<b>78,0</b>	<b>3,7</b>	<b>1,3</b>
<b>Asia/Pacífico</b>	<b>87,2</b>	<b>119,6</b>	<b>157,0</b>	<b>6,5</b>	<b>5,6</b>
<b>Otras Regiones</b>	<b>62,8</b>	<b>86,5</b>	<b>108,0</b>	<b>6,6</b>	<b>4,5</b>

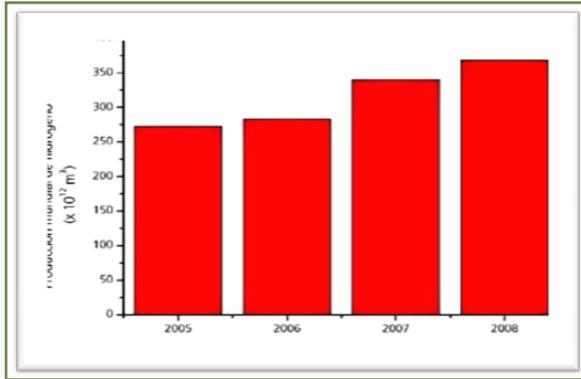


Ilustración 33: Evolución de la producción mundial de hidrógeno (2005-2008) Fuente: IAHE y elaboración propia.

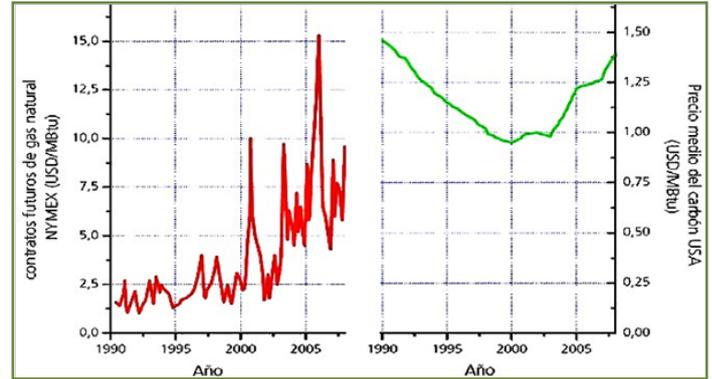


Ilustración 34: Precios del carbón y del gas natural en EE.UU (1990-2008). Fuente: Sin determinar

Vemos que en todas las regiones el crecimiento o la previsión de crecimiento es positivo, dando a entender el auge que las economías basadas en el hidrógeno tienen y tendrán.

En el gráfico superior izquierda vemos la evolución de la producción mundial de hidrógeno desde el año 2005 al 2008:

Como ya se ha indicado anteriormente, la producción de hidrógeno es totalmente dependiente de los combustibles fósiles. Más de un 90% del hidrógeno producido en el mundo proviene de estas materias primas. Actualmente, la producción global de hidrógeno proviene un 48% del gas natural, 30% del petróleo, y un 18% del carbón; de la electrólisis del agua sólo se obtiene un 4%.

Por esto, debemos tener claro que los costes de producción actual del hidrógeno están muy condicionados por la evolución de los precios del petróleo, del carbón y del gas natural siendo, en este último caso, especialmente volátiles, como vemos en la siguiente gráfica, cuyos datos han sido

tomados durante 20 años basándose en el mercado estadounidense de gas natural y carbón.

Observando la evolución de estos precios, se pueden establecer relaciones lineales con los costes de producción de hidrógeno, los cuales varían también en función de considerar si los centros de producción son centralizados o descentralizados.

Si la energía para la producción de hidrógeno estuvieran disponibles (a partir de energía eólica, solar, la fisión o la energía de fusión nuclear...), el uso de la sustancia para la producción de hidrocarburos combustibles sintéticos podría ampliar el uso interno de hidrógeno en un factor de 5 a 10. La licuefacción del carbón presentaría significativamente peores emisiones de dióxido de carbono que lo hace el sistema actual de la quema de petróleo fósil, pero sería eliminaría las vulnerabilidades políticas y económicas inherentes a la importación de petróleo.

El amplio mercado y la subida brusca de precios de los combustibles fósiles, ha estimulado un gran interés en los métodos alternativos, más baratos para la producción de hidrógeno. Gracias a los distintos trabajos publicados en revistas científico-tecnológicas del sector, los costes de producción de hidrógeno con tecnologías alternativas al carbón en instalaciones centralizadas, nivelados al año 2009 en valor, quedan representados en el siguiente gráfico:

Se observa que la tecnología renovable que se encuentra más cerca de la paridad con la producción de hidrógeno a partir del carbón es la gasificación de biomasa.

Con todo esto, para llevar a cabo la transición hasta una economía basada en el hidrógeno como fuente de energía, deben llevarse a cabo una serie de

etapas. La primera consiste en el desarrollo tecnológico de los sistemas de hidrógeno a través del importante papel de los gobiernos en programas de Investigación, Desarrollo e innovación (I+D+i), conduciendo así a la decisión de comercialización. El progreso de esta primera etapa está previsto hasta aproximadamente el año 2030. A continuación se produciría la introducción al mercado de los sistemas de hidrógeno, que consiste en el comienzo de la comercialización de éstos y la inversión en infraestructuras. Esta etapa comienza en la primera década del siglo XX y se extiende hasta aproximadamente el año 2025. A partir de ahí la siguiente etapa consiste en la expansión de los mercados e infraestructuras entre los años 2030 y 2040, donde los sistemas de hidrógeno se consideran disponibles comercialmente. La última etapa es la realización y completo desarrollo de la economía del hidrógeno, de su mercado e

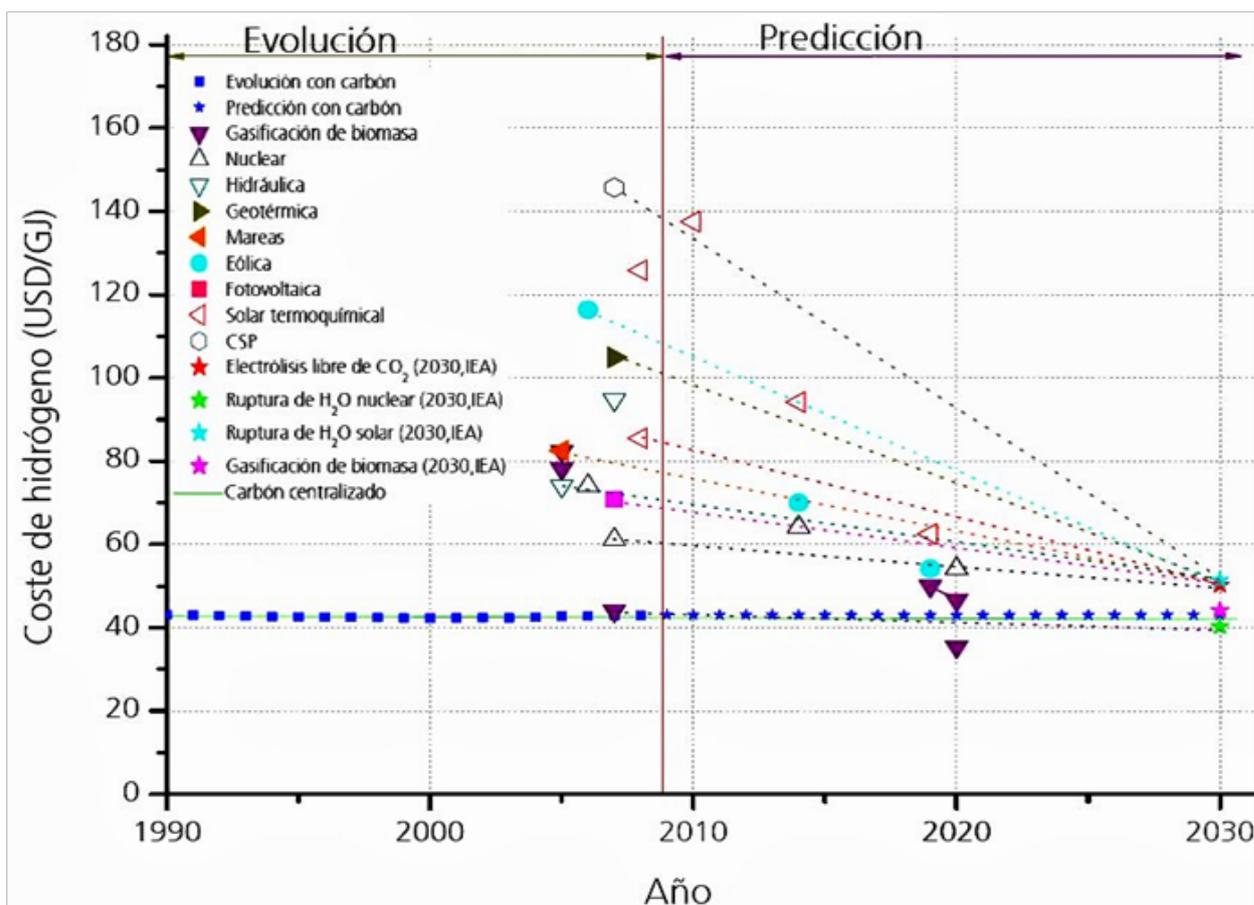


Ilustración 35: Comparativa de costes de producción de hidrógeno con tecnologías alternativas al carbón en instalaciones centralizadas (predicción hasta el año 2030). Fuente: American Hydrogen Association



Ilustración 36: Fases de transición de la economía del hidrógeno. Fuente: AEH2

infraestructura en todas las regiones.

## 2.6 Caracterización del precio.

Con carácter general puede afirmarse que no es caro producir hidrógeno en una gran planta centralizada, sin embargo, debido a su baja densidad energética por unidad de volumen, los costes de almacenamiento y de transporte sí resultan elevados.

En el establecimiento de una infraestructura de producción, transporte y distribución de hidrógeno para fines energéticos, es claro que las primeras plantas de producción que se instalen no serán centralizadas, dado que inicialmente la demanda no será suficiente como para justificarlo. Por tanto es necesario asumir que los sistemas de producción serán de tipo distribuido en las primeras etapas. El incremento de coste que supone la producción distribuida se compensará en cierta medida con la disminución de costes en transporte y distribución.

Sistemas que utilizan la electricidad renovable generada más directamente, por ejemplo en vehículos eléctricos de batería, puede tener una ventaja económica significativa ya que hay menos procesos de conversión requeridos entre la fuente de energía primaria y el punto de uso. Establecer la economía del hidrógeno requerirá grandes inversiones en infraestructuras de almacenamiento y distribución de hidrógeno para vehículos. La energía de las plantas eléctricas cuya demanda es baja por la noche, podría ser utilizada para recargar los vehículos eléctricos.

La barrera a la reducción del precio de hidrógeno de alta pureza es un costo de más de 35 kWh de electricidad utilizada para generar cada kilogramo de gas hidrógeno. Avances demostrados en electrolizador y la tecnología de pila de combustible de ITM Power afirma que han hecho importantes incursiones en hacer frente a los gastos de electrólisis del agua para producir hidrógeno. La reducción de costes sería producir hidrógeno a partir de fuentes renovables fuera de la red económica para los vehículos

de reabastecimiento.

En comparación con los combustibles tradicionales, el precio de hidrógeno varía más ampliamente, debido a los siguientes factores:

1. Los gastos de transporte, que son función de:
  - La proximidad a la planta de producción.
  - Volumen de entrega.
  - Tasas reguladoras.
2. Estado:
  - Gaseoso.
  - Líquido.
3. La presión que necesita el cliente:
  - Gaseoso.
  - Líquido.
4. Pureza. Una cualidad típica es "cinco nueves" o 99,999% de hidrógeno puro (puede ser menos para ciertas aplicaciones industriales).
5. Los cargos adicionales de la instalación (por ejemplo cilindros alquilados, remolques, recipientes de almacenamiento) y de alquiler de equipos de dispensación.
6. El entorno competitivo.

### 2.6.1. Coste de producción de Hidrógeno.

El incremento de costes de producción desde el reformado de gas natural hasta la electrólisis con energía eólica, puede dar una primera indicación general de la lógica de pasos que deban seguirse para la introducción de este nuevo vector energético.

Tres principales tecnologías de producción comercial se consideran en el análisis de costos: el reformado, la gasificación (oxidación parcial) y la electrólisis, de los cuales el reformado es la tecnología más popular. Se observa que el coste de producción de hidrógeno a partir de hidrocarburos (gas natural, gasolina, etc) es menor que el de los recursos renovables (biomasa, agua, etc).

Cuando se realiza la evaluación de costes del hidrógeno, generalmente se toma como referencia los combustibles fósiles.

Los diferentes métodos de producción tienen asociados diferentes inversiones y costes marginales, de forma que la energía y la materia podrían originarse de distintas fuentes:

- **Gas Natural a pequeña escala.** El reformado del vapor requiere 450,000 m<sup>3</sup> de gas, el cual si es producido por pequeños reformadores una cantidad de 500kg/día en los puntos de dispensación (como las estaciones de servicio, por ejemplo), podría equipararse a los 777,000 reformadores que cuestan 0,78 trillones de euros y producir 150 millones de toneladas de gas hidrógeno anualmente. Evitando la necesidad de estructura de distribución dedicada al hidrógeno serían 2,34 €/GGE (Galón equivalente de gasolina).
- **Nuclear.** Proporciona energía para la electrólisis del agua. Requeriría de 240,000 toneladas de uranio enriquecido. Esto son 2,000.600 MW de plantas eléctricas, lo cual podría costar 650 billones de euros, o aproximadamente 1,95€ por GGE.
- **Solar.** Proporciona energía para la electrólisis del agua. Requeriría de 2,500kWh/m<sup>2</sup> de sol, 113 millones de sistemas de 40kW, lo cual podría costar cerca de 17 trillones de euros o aproximadamente 7,40 € por GGE
- **Eólica.** Proporcionaría energía para la electrólisis del agua. 7 m/s de media de velocidad del viento, requeriría 1 millón de turbinas de 2MW, lo cual costaría cerca de 2,33 trillones de euros, o aproximadamente 2,33€ por GGE.
- **Biomasa.** Las plantas gasificadoras podrían producir gas con vapor reformado. 1.5 billones de toneladas de biomasa seca, 3,300 plantas las cuales necesitarían 460,000 km<sup>2</sup> de tierra para producir biomasa. Costaría cerca de 440 billones de euros, o aproximadamente 1,50€ por GGE.
- **Carbón.** FutureGen utilizan plantas de gasificación de carbón y vapor reformado. Requiere 1 billón de toneladas de carbón o cerca de 1,000 plantas de 275MW con carbón con un coste de aproximadamente 300 billones de euros, o cerca de 0,78 € por GGE.

Tabla 5: Precio, inversiones y costes marginales según la fuente de producción de hidrógeno por GGE (Galón de Gasolina Equivalente).

MP	M.P. necesaria	Equipos necesarios	Coste equipos (€)	Precio H <sub>2</sub> (€/GGE)
Gas Natural	450.000	777.000 reformadores	0,78 trillones	2,34
Nuclear	240.000 tn uranio enriquecido	2.000.600 MW plantas eléctricas	650 billones	1,95
Solar	2.500kWh/m <sup>2</sup> de sol	113 millones sistemas de 40kW	17 trillones	7,40
Eólica	Veloc. del viento media 7 m/s	1 millón de turbinas de 2MW	2,33 trillones	2,33
Biomasa	1,5 billones tn biomasa seca	460.000 km <sup>2</sup>	440 billones	1,50
Carbón	1 billon tn carbón	1000 plantas de 275MW	300 millones	0,78

Seguidamente se incluye la tabla 6 que recoge el coste por kilogramo de hidrógeno para su producción, según las diferentes fuentes por las que puede obtenerse.

Vemos que el coste del hidrógeno producido por métodos que utilizan como fuente de energía primaria el agua son los más caros, seguidos por la biomasa y las técnicas más baratas de producción son aquellas en las que el hidrógeno es producido a través de combustibles fósiles.

- Recursos renovables para la producción de hidrógeno: biomasa y agua.

La biomasa es una fuente de hidrógeno renovable. Desde el punto de vista de la producción de hidrógeno a gran escala posee ciertas limitaciones.

El suministro de biomasa es un producto de temporada. Por lo tanto, requiere instalaciones de almacenamiento caros. Tiene alto contenido de humedad (excepto el campo de rastrojos secos). Como resultado se requiere extensas técnicas de secado antes de la gasificación. Los suministros disponibles son limitados. Sin embargo, la biomasa disponible se puede utilizar como un suplemento a otra materia prima sólida y la utilización de unidades de gasificación puede ser maximizada.

El agua contiene hidrógeno naturalmente, pero el proceso de electrólisis utilizado para la extracción de hidrógeno es caro comparado con los métodos convencionales de producción de H<sub>2</sub> a partir de hidrocarburos. La lista de los costos de materias primas y de servicios públicos

Tabla 6: Coste de un kg hidrógeno según las fuentes de producción. Fuente: SFA Pacific, Inc.

Fuente	Coste	
	\$/kg	€/kg
Gas Natural	1.72	1,34
Carbón	2.38	1,85
Biomasa	2.74	2.13
Agua	4.80	3,73

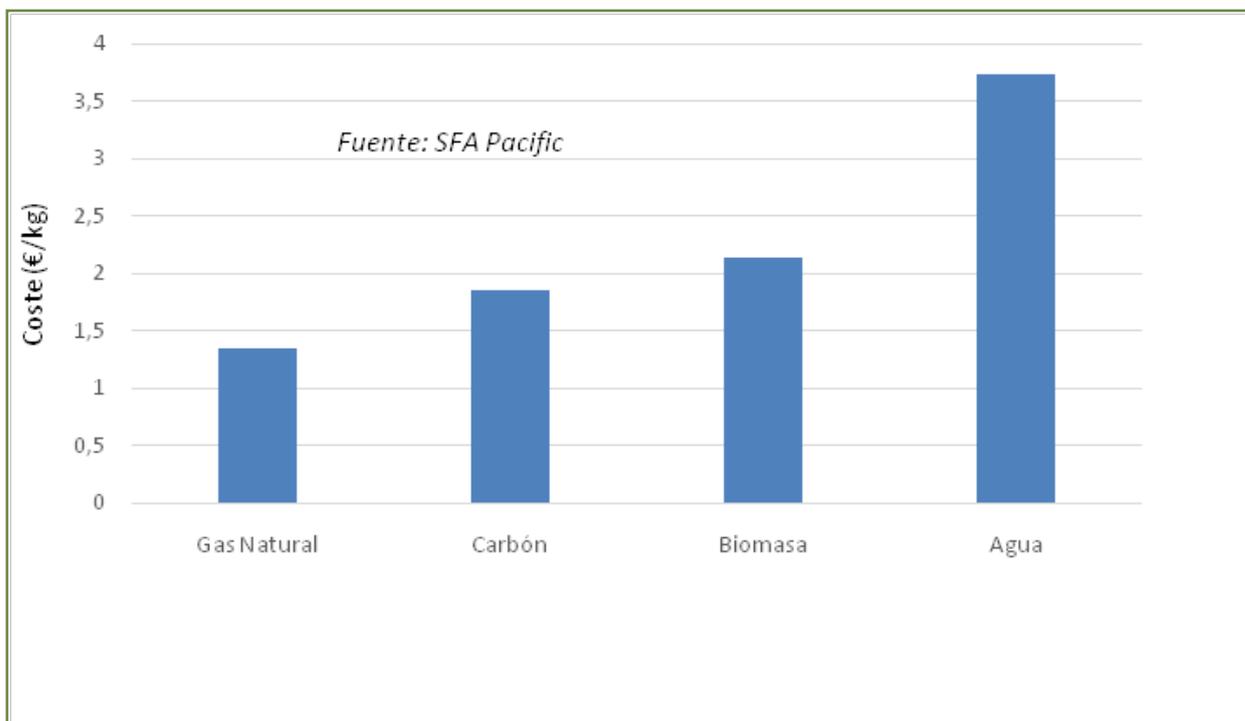


Ilustración 37: Coste de un kg de hidrógeno según las fuentes de producción. Fuente: SFA Pacific y elaboración propia

Tabla 7: Materia prima de producción central de hidrógeno y costos de suministro.

Fuente	Coste Unitario (\$)
Gas Natural (Industrial)	3,371 / GJ HHV
Electricidad (Industrial)	0,045 / kW
Electricidad (Comercial)	0,070 /kW
Biomasa	62,8 / toneladas métricas
Carbón	1,043 / GJ seco calor combustión superior
Coque de petróleo	0,1896 / GJ seco calor combustión superior
Residuo (Brea)	1,422 /GJ seco calor combustión superior

Fuente: Annual Energy Outlook 2002 Tablas de casos de referencia, EIA (unidades convertidas al SI)

utilizados en este análisis se da en la tabla 7.

- Hidrógeno del gas natural (producción, distribución y dispensación)

A granel, toda la venta, los precios en la planta de hidrógeno a partir de gas natural dependerá sobre todo del precio del gas natural y el tamaño de la planta.

Existe una conciencia cada vez mayor de la necesidad de reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> para limitar el calentamiento global. Es muy probable que dentro de 15 años se

implemente un impuesto sobre el carbono fósil (por lo menos en algunos países) de aproximadamente 0.1€/kg de carbono y probablemente más para las plantas de energía de baja eficiencia. La producción de H<sub>2</sub> por medio del gas natural en plantas grandes emite aproximadamente 2.6kg de carbono (9.5 kg de CO<sub>2</sub>), y está aumentado cerca de 3.5kg en plantas más pequeñas.

Por lo tanto, los costes de H<sub>2</sub> probablemente incrementarán cerca de 0,26 - 0,30 €/kg en 2020 con un impuesto

Tabla 8: Materia prima de producción de hidrógeno en in-situ y costes de suministro.

Fuente	Coste unitario(\$)
Gas Natural (Comercial)	5.213 /GJ calor superior de combustión
Electricidad (Comercial)	0.07 / kW
Metanol	6.635 / GJ calor superior de combustión
Gasolina	5.687 / GJ calor superior de combustión.

Fuente: Annual Energy Outlook 2002 Tablas de casos de referencia, EIA. Precio del metanol actual, Febrero 2002, (unidades convertidas al SI).

sobre el carbono incluido.

La licuefacción del H<sub>2</sub> incrementa un 1 - 2,3 €/kg al precio del H<sub>2</sub> gas, dependiendo del tamaño de la planta y los costes energéticos. Además, la licuefacción de carbón con plantas de energía libera otros 2,8kg de carbono.

Es de esperar que el precio del hidrógeno sea de 2 €/kg más de 27 T/día en una planta de gas natural costando 12 €/GJ. Las estaciones de servicio planificadas para unos años tendrán una capacidad 25-60kg/día para atender cerca de 6 a 20 clientes por día y costará cerca de 0.4-1 millones de euros, por lo menos la siguiente década.

- La electrólisis a partir de fuentes de energía renovables: solar y eólica.

El hidrógeno se puede extraer a partir de agua por electrólisis. Aunque este método es más caro que los métodos convencionales, su coste se reduce con los avances en la tecnología de la electrólisis. Además, el hidrógeno no daña la tierra por medio del calentamiento global cuando se produce electroquímicamente, con la electricidad procedente de fuentes que no producen CO<sub>2</sub>, como la energía eólica y solar. En esta sección se presenta el análisis de coste de hidrógeno producido a partir de estos dos recursos renovables.

Método de cálculo del coste de hidrógeno:

Varios elementos están involucrados en la decisión del coste final de un producto. Los elementos decisivos que rigen el costo de

hidrógeno producido por electrólisis usando la energía del viento y solar se ilustran en la figura.

El coste de hidrógeno producido por electrólisis depende de dos términos:

#### El costo de 1 GJ de H<sub>2</sub> = A + B

donde A es el costo de la electricidad utilizada para producir una unidad determinada (1 GJ correspondiente a 1 MBTU) de hidrógeno. Esta energía eléctrica se puede obtener de varias maneras, tales como a partir del viento, la energía solar, etc. La expresión para A se administra en forma:

$$A = 2.29 * E * c$$

donde, E es potencial de la celda (en voltios) utilizado en una unidad de electrólisis a una densidad de corriente de la célula de 100 mA/cm<sup>2</sup> y c es el costo de la electricidad en una planta de fabricación a gran escala en céntimos/kWh. B es el costo de la amortización total de la construcción de la planta, el seguro, el mantenimiento y el costo de los empleados. Este valor (en euros/GJ de H<sub>2</sub>) debe calcularse cada año, ya que depende del valor de la moneda, la inflación, etc. Para el año 2006 el valor de B se calculó como 2,4€/GJ. Para electrólisis a alta temperatura el valor de B se toma como 3,60 €/GJ.

El coste del transporte de H<sub>2</sub> (más de 1.600km) se añade al coste calculado anteriormente. Para el año 2006 este costo se encuentra en 1,34€. Teniendo en cuenta el 25% de beneficio, el valor obtenido se multiplica por 1,25.

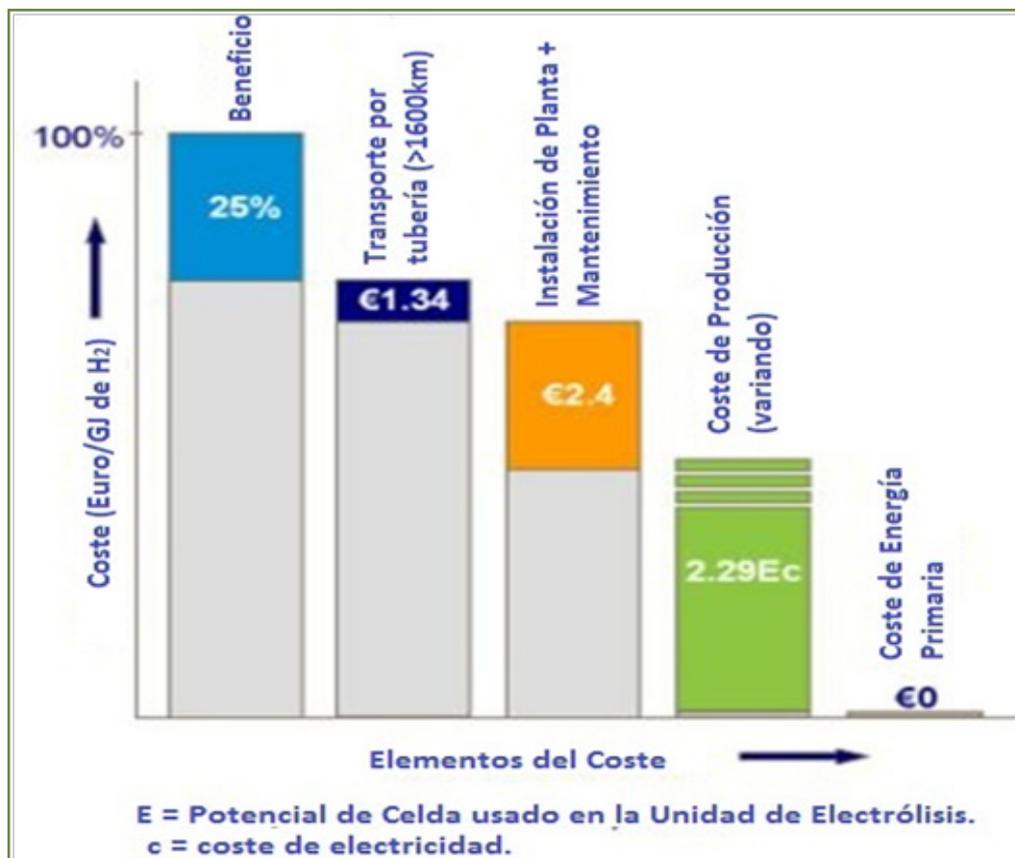


Ilustración 38: Elementos de costes involucrados en la producción de H<sub>2</sub> por electrólisis mediante eólica y solar.

Para electrólisis a alta temperatura, también se considera el coste de mantener el sistema a alta temperatura. Se conoce la diferencia entre los potenciales de células con alta temperatura y temperatura ambiente. De acuerdo a una regla general, el calor cuesta alrededor de un tercio del coste eléctrico correspondiente. Usando esta regla, se añade una tercera parte de la diferencia de potencial a la tensión de la célula.

El coste de la energía a partir del viento

La energía eólica basada en la electrólisis del agua es un enfoque viable para la producción de hidrógeno verde, que incluye una promesa de utilizar mejor las fuentes de energía renovables domésticas para las necesidades de energía del sector transporte. Un sistema basado en la electrólisis aprovechando la energía eólica pueden reducir las emisiones de gases de efecto invernadero procedentes del sector del transporte, mientras se produce la integración de un mayor porcentaje de energía renovable en la red eléctrica.

Para permitir una mayor penetración de las energías renovables, la producción de hidrógeno a partir de la electrólisis del agua utilizando la energía del viento debe tener un costo competitivo. Como combustible para vehículos, esto significa competir con la gasolina u otros combustibles para vehículos, como el almacenamiento de energía para la red, esto significa que tenga un costo competitivo con otras tecnologías de redes eléctricas.

El hidrógeno puede ser producido por 3 €/kg o menos en algunos lugares donde se produce una clase alta de viento, clase 4 o superior, incluso considerando el alto coste del aerogenerador. Sin embargo, un problema más grande es el factor de capacidad, que debe ser del 44% o más con velocidades de viento relativamente altas. Junto con bajos costos de producción, sin embargo, gastos de transporte y de almacenamiento también serán un factor en el coste final del hidrógeno, que llama a la investigación de un mayor número de sitios de clase de viento, donde los elementos geográficos tales como la

distancia del uso final también deben ser considerados.

La instalación de modelado de base incluye una serie de electrolizadores de baja temperatura y un parque eólico con ubicación de un número de turbinas eólicas de 3-MW que generan electricidad por las unidades de electrolizador. Las insuficiencias de viento para satisfacer las necesidades de electricidad puede ser compensada por la compra de electricidad de la red pública a precios de mercado, por el contrario, el exceso de electricidad del parque eólico más allá de las necesidades del sistema electrolizador se puede vender a la red eléctrica a precio de mercado, reduciendo el coste total de hidrógeno producido. El análisis de los costos de estos conjuntos de sistemas optimizados muestra que los sistemas de electrólisis de agua con energía eólica podría producir hidrógeno por menos

de 2,33 €/kg asumiendo costos más bajos de aerogeneradores.

En la figura que se presenta a continuación, se puede apreciar los resultados de uno de los escenarios que optimiza el tamaño del parque eólico por equilibrio de la red eléctrica comprada con la energía eólica vendida. El bajo coste del viento representa los costos de un aerogenerador en el periodo de bajo coste de viento en 2002, los cuales se incluyen para la comparación debido a su inclusión en otros informes sobre el viento; sin embargo, los actuales costos del viento (barras azules) representan unos costes más realistas de los aerogeneradores a partir de 2008, que incorporan material de mayor y los costes de construcción.

El rango de costos es una función de la propagación de la velocidad del viento

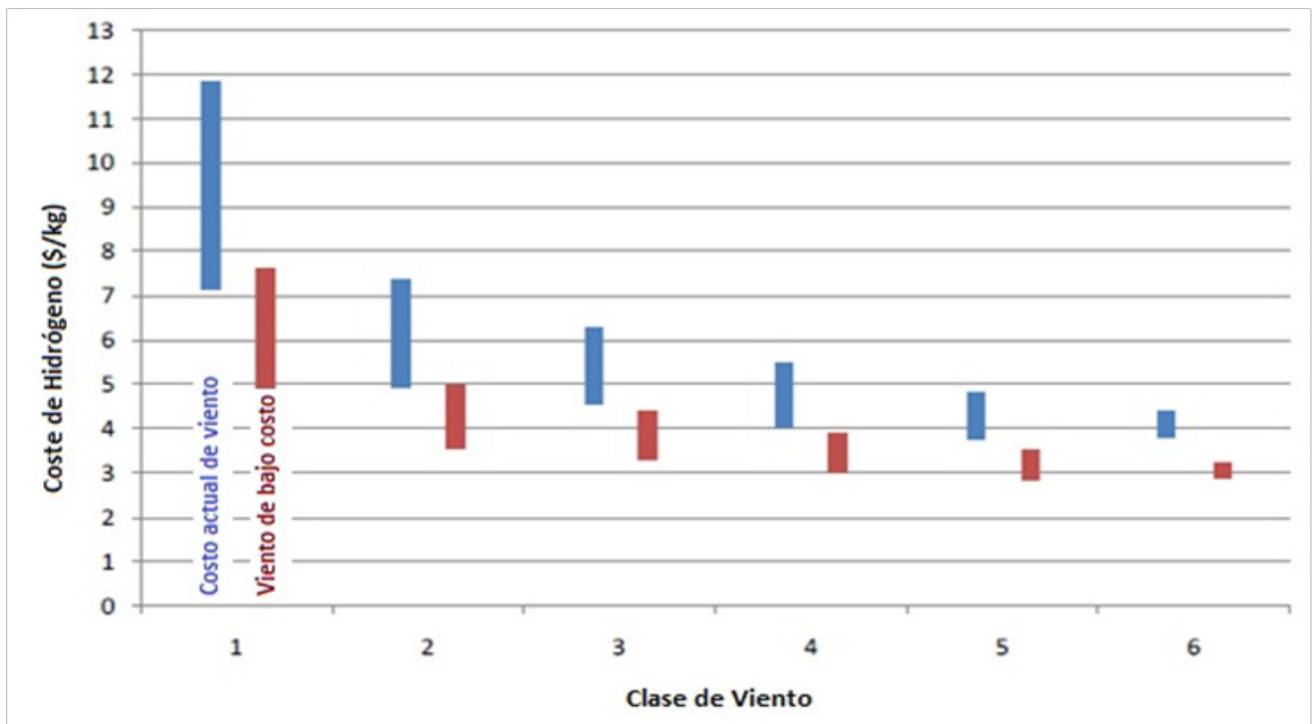


Ilustración 39: Coste del hidrógeno (electrólisis mediante energía eólica) frente clases de viento. Fuente: Sin determinar

Tabla 9: Parámetros de valor amortizable de electrolizadores.

Parámetro	Valor de referencia
Total capital amortizable	39 millones de euros
Eficiencia del electrolizador	50 kWh/kg
Costo de sustitución	25% del capital invertido
Intervalo de sustitución	7 años
Factor de capacidad operativa	98%
Capital de trabajo	5%
Otros costes de material	0\$
Costes de la tierra	5.000 – 9.600 €/hm <sup>2</sup>
Mano de obra	10 trabajadores a jornada completa
Costos de mantenimiento	2% del capital directo invertido

Tabla 10: Parámetros de amortización.

Parámetro	Valor
Costo directo de la desinstalación	32 millones de euros
Factor de instalación	1,05
Costo directo de la instalación	33 millones de euros
Preparación del sitio	1% del capital directo instalado
Ingeniería y diseño	5% del capital directo instalado
Proyecto de contingencia	10% del capital directo instalado
Tasas pagadas por adelantado	1% del capital directo instalado
Costo Total de capital amortizable	39 millones de euros

y factores de capacidad incorporados en cada clase viento. Los costos en el rango de viento de bajo costo son desde 2,83 a 7,83 \$/kg (de 2 a 6 €/kg). En el caso de coste actual de viento, los precios van desde 3,72 \$/kg a 12,16 \$/kg. (3 a 9,5 €/kg).

## Electrolizadores

Los costos del electrolizador y supuestos utilizados en este análisis provienen del informe sobre la electrólisis de baja temperatura por un panel independiente para un sitio de producción de electrólisis central de 50.000 kg/día de capacidad, con una operatividad del 98%. Los requerimientos del sistema eléctrico son de 106MW. Esto incluye un 10% de rendimiento interno y 40 años de vida de la planta una planta de producción central. Los parámetros ajustados fueron los siguientes costos:

Para los costes directos, los costes de desinstalar para las unidades electrolizador eran 300 €/kW (600 €/kg/día y 50kWh/kg) con un factor de instalación de 1,05 para reflejar la relativa facilidad de instalación de las unidades montadas sobre patines.

Para este análisis de los costes se ha asumido un uso constante del electrolizador de energía de 50kWh / kg. Aunque lo electrolizadores se pueden ejecutar a potencia parcial con un efecto sobre la eficiencia global del sistema, el tamaño del sistema generalmente requieren que 50 o más unidades se ejecuten en combinación. Por lo tanto, por simplicidad en lugar de cualquier unidad dada funcionando a potencia parcial, las unidades del electrolizador se secuenciaron dentro y fuera de la eficiencia más o menos óptima.

## Parque eólico

Los costes de producción de energía eólica que se reflejan en la gráfica que aparece a continuación se han basado en parques eólicos dependiendo de la clase de viento (según la tabla 11) que se produce en el lugar.

Según el gráfico siguiente el costo de la energía a partir del viento es inversamente proporcional a la velocidad hasta que se alcanza una velocidad media de 9 m/s.

Un gran número de lugares en EE.UU. tienen una velocidad media del viento de alrededor de 7 m/s. El costo de la electricidad generada a partir del viento, en septiembre

de 2006 fue de 3 a 4 céntimos de euro / kWh). Como hemos dicho, un problema más grande es el factor de capacidad, que debe ser del 44% o más con velocidades de viento relativamente altas.

El coste de la energía eólica está disminuyendo continuamente durante el período de los últimos veinte años. Al mismo tiempo el valor de la moneda también cambia. De esta manera, el coste de la electricidad proveniente del viento cambia con el tiempo y la ubicación.

Además del coste de la electricidad, el coste final de hidrógeno también depende del potencial y la densidad de corriente de electrólisis. Los avances en la ayuda de la

Tabla 11: Clases de viento: densidad y velocidad máxima y mínima, y velocidad media.

Clase de viento	Mín. densidad de viento (W/m <sup>2</sup> )	Mín. velocidad de viento (m/s)	Máx. densidad de viento (W/m <sup>2</sup> )	Máx. velocidad de viento (m/s)	Velocidad media de viento (m/s)
1	0	0.0	100	4.4	2.2
2	100	4,4	150	5.1	4.8
3	150	5,1	200	5.6	5.4
4	200	5,6	250	6.0	5.8
5	250	6,0	300	6.4	6.2
6	300	6,4	400	7.0	6.7
7	400	7,0	1000	9.4	8.2

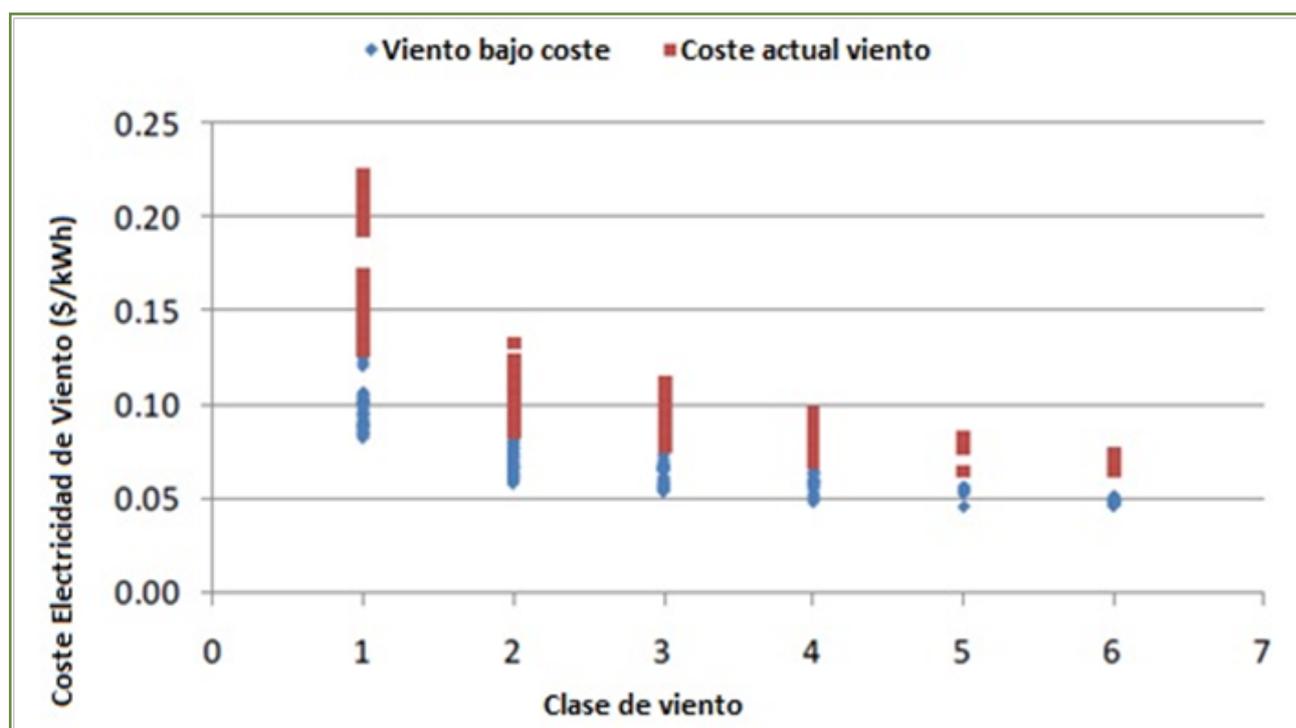


Ilustración 40: Coste de la electricidad del viento según las clases de viento.

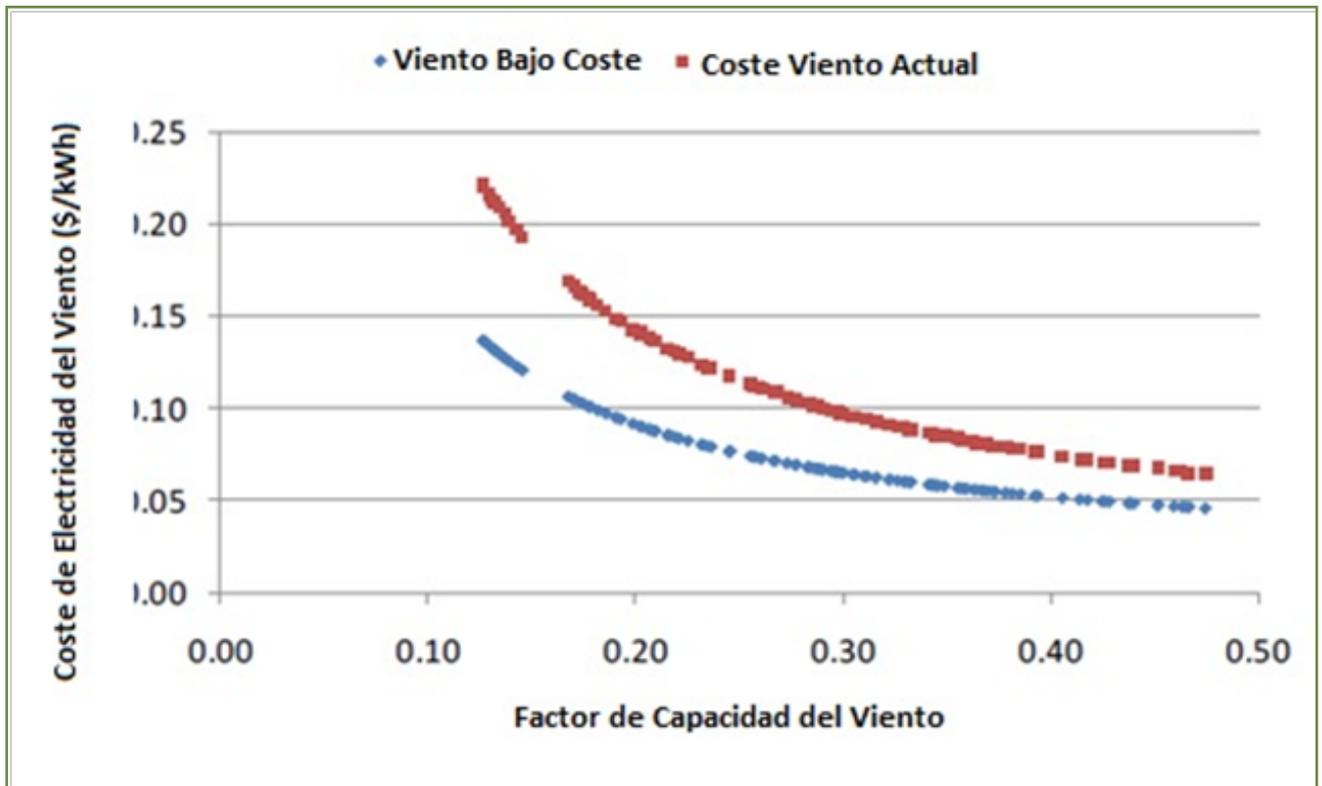


Ilustración 42 : Coste de la electricidad del viento según el factor de capacidad del viento. Fuente: Sin determinar

Tabla 12: Precio de hidrógeno a partir del viento de 15 mph (6,7 m/s) de media como una función de la temperatura de electrólisis.

Temperatura y voltaje de celda correspondiente	Coste de 1 GJ de H <sub>2</sub> + coste de transmisión en tubería 1600km + 25% de beneficio	Coste de H <sub>2</sub> con la primera ley de energía en un galón EEUU de gasolina.
25°C (1,6V)	21,14€ (26.43\$)	2.48€ (3.10\$)
1000°C (1,00V)	18,90€ (23.63\$)	2.22€ (2.78\$)
1500°C (0,63V)	14,07€ (17.59\$)	1.66€ (2.07\$)

Nota: El costo de la energía eólica se utiliza en la tabla es de 3,6 céntimos de euro / kWh.

electrólisis están enfocados para reducir aún más el costo del hidrógeno. La siguiente tabla muestra una estimación de los precios de hidrógeno en función de la temperatura de la electrólisis.

En la tabla 12 se ilustra el efecto de la velocidad del viento en el precio de la energía eléctrica y por lo tanto el precio de hidrógeno.

El costo de la energía solar:

La electricidad por medio de energía solar se puede obtener de varias maneras, dos de ellas son la Fotovoltaica y la Conversión de Energía Térmica Oceánica (OTEC, Ocean Thermal Energy Conversion).

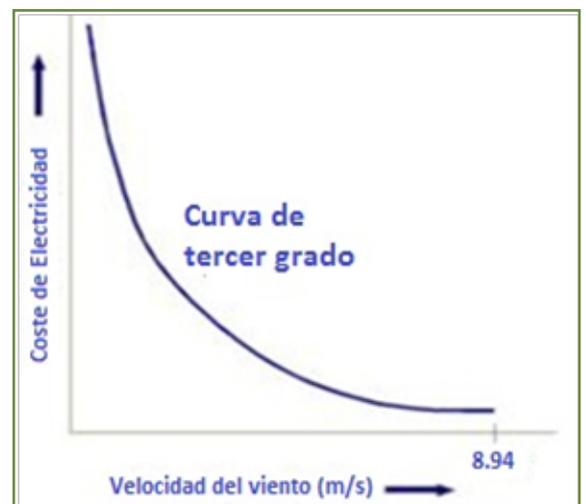


Ilustración 41: Relación entre el costo de la electricidad a partir del viento y velocidad del viento hasta 9 m/s (20 mph). Fuente: Sin determinar

Tabla 13: Precio de hidrógeno a partir del viento y con la electrólisis a 25°C en función de dos velocidades del viento.

Velocidad del viento disponible (mph)	Precio de 1 GJ de H <sub>2</sub>	Coste de H <sub>2</sub> equivalente a 1 galón (3,79 litros) de gasolina
15 (3,6 céntimos de €/kWh)	21,14€	2,48€
20 ( 1,51 céntimos de €/kWh)	12,58€	1,48€

Fuente: John O'M. Bocjrís, T. Nejat Veziroglu, las estimaciones del precio del hidrógeno como medio de origen eólico y solar, International Journal of Hydrogen Energy, Volumen 32, Número 12, agosto de 2007

Para el camino al proceso fotovoltaico, el costo de la energía solar depende de la eficiencia de la conversión de luz solar en electricidad, que es más bien bajo en la etapa actual de su desarrollo. Además, el costo de las células solares es también alto. Así, la energía solar fotovoltaica sigue siendo demasiado caro, en comparación con las energías contaminantes convencionales, como para ser utilizado a gran escala. Para el proceso OTEC la eficiencia global de la conversión de calor a trabajo es mucho más bajo. Pero la energía calorífica disponible es

muy grande y tiene un bajo costo. El costo del OTEC es de 1/2 a 1/3 del costo de la energía solar fotovoltaica.

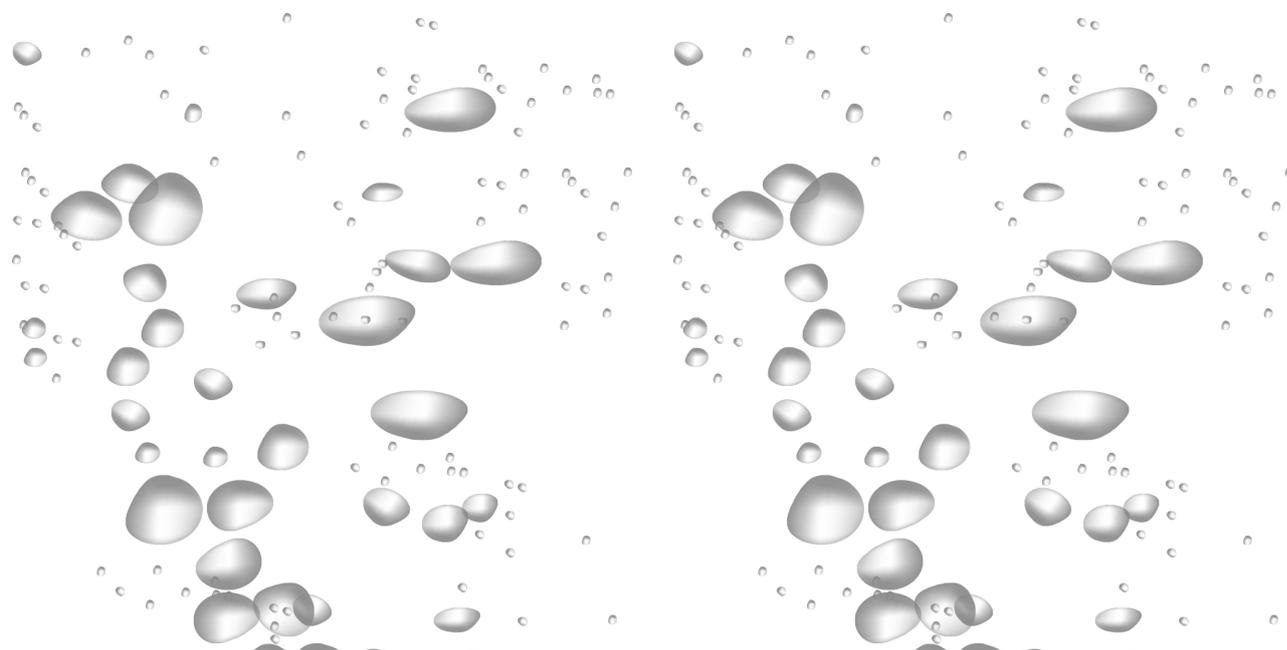
Se estima que la electricidad fotovoltaica, utilizada a gran escala, necesitará hasta el 2021 para llegar a un precio de 7,76 céntimos de euro/kWh (20% de eficiencia de conversión). Los costes que figuran en la tabla de abajo son los costos proyectados de H<sub>2</sub> en 2021:

### 2.6.2. Coste del transporte de hidrógeno.

Tabla 14: Coste proyectado del hidrógeno solar en 2021 con diferentes costos de la temperatura de la electrólisis.

Potencial de celda 100 mA/cm <sup>2</sup>	Coste de 1GJ de H <sub>2</sub> Eficiencia = 15% 8 cent.€/kWh	Coste de 1GJ de H <sub>2</sub> Eficiencia = 20%, 8 cent. € /kWh	Coste de H <sub>2</sub> = 3,79litros equiv. de gasolina, Eficiencia = 15%	Coste de H <sub>2</sub> = 3,79litros equiv. de gasolina, Eficiencia = 20%
1,6V (25°C)	53,38€ (66.73\$)	41,29€ (51,62\$)	6,4€ (8\$)	4,8€ (6\$)
1,0V (1000°C)	42,69€ (53.38\$)	33,62€ (42,03\$)	4,8€ (6\$)	4€ (5\$)
0,63V (1500°C)	35,37€ (44.21\$)	28,13€ (35,16\$)	4€ (5\$)	3.2€ (4\$)

Fuente: John O'M. Bocjrís, T. Nejat Veziroglu, las estimaciones del precio del hidrógeno como medio de origen eólico y solar, International Journal of Hydrogen Energy, Volumen 32, Número 12, agosto de 2007



Este estudio considera tres opciones de transporte: camiones de líquidos criogénicos, cisternas de H2 comprimido y oleoductos.

Los camiones de líquidos criogénicos son la forma más económica para el transporte, ya que pueden transportar grandes cantidades de hidrógeno y pueden cubrir más distancia. Sin embargo, pérdidas debidas a la evaporación del líquido son las consecuencias del transporte del hidrógeno líquido en camiones.

Remolques-tubo de H2 comprimido son adecuados para pequeñas demandas del mercado. La cantidad de hidrógeno que se puede transportar está limitada por el tamaño del tubo (contenedor). La proporción de peso típica de tubo-hidrógeno es de alrededor de 100-150:1. El coste de envío es alto para los remolques de tubo. Además, sólo el 75-85% de la carga es prescindible.

Los gaseoductos son más adecuados para las pequeñas distancias y para manejar grandes flujos. El costo de instalación de las tuberías es mucho más alta, 0,5- 1,5 millones €/km. Sin embargo, su coste de funcionamiento es relativamente pequeño.

Las tuberías de hidrógeno son más caras y de mayor longitud que las líneas eléctricas. El hidrógeno es aproximadamente tres veces más voluminoso que el gas natural que tiene la misma entalpía. El hidrógeno acelera el agrietamiento del acero, lo cual incrementa los gastos de mantenimiento, tasas de fuga y costes materiales. La diferencia de coste es probable que se amplíe con las nuevas tecnologías: cables suspendidos en el aire puede usar mayor voltaje con un ligero incremento de costes de material, pero mayores tuberías de presión requieren proporcionalmente más material.

La tabla 15 muestra las hipótesis formuladas en el estudio del transporte de hidrógeno por carretera mediante camión criogénico o cisterna:

Se puede observar que el costo de



Ilustración 43: Camión de líquidos criogénicos para el transporte del hidrógeno. Fuente: Praxair



Ilustración 44: Remolques-tubo para el transporte del hidrógeno. Fuente: Sin determinar



Ilustración 45: Gasoducto para el transporte del H2. Fuente: Sin determinar

Tabla 15: Supuestos de suministro de hidrógeno por carretera.

Acciones de suministro	Unidad	Camión criogénico	Cisterna
Carga	Kg	4000	300
Red de suministro	Kg	4000	250
Carga/descarga	h/viaje	4	20
Tasa de evaporación	%/día	0,3	N/A
Tasa de uso de camiones	%	80	80
Camión / tubo	€/módulo	350.600	77.900
Tren de aterrizaje	€	46.800	46.800
cabina	€	70.100	70.100

Los costos de los diferentes modos de transporte son los siguientes:

Tabla 16: Precios de diferentes modos de transporte de hidrógeno. Fuente SFA Pacific, Inc.

Modo de transporte	Coste (€/kg)
Camión cisterna	0,14
Remolques-tubo de gas	1,62
Gaseoductos	2,27

los camiones de líquido criogénico es del 10% de los remolques-tubo (0,14€/kg frente a 1,62 €/kg respectivamente).

En general, para el hidrógeno líquido, el equipo in situ necesario (tanques de almacenamiento criogénico, vaporizadores y tuberías criogénicas) y los costes de instalación son mucho más altos que los de hidrógeno gaseoso. Como resultado de ello, fuentes de la industria informaron de que hay un punto de inflexión económico, por debajo del cual el hidrógeno gaseoso, aunque inicialmente es más caro para transportar, es más asequible al final debido a los costos de instalación relativamente bajos. Este punto de inflexión se encuentra en el rango de 125.000- 300.000 scf/mes (295-709 kg/mes). Por debajo de este punto, la distribución de hidrógeno gaseosos más económico, mientras que por encima, el transporte del hidrógeno en estado líquido puede ser más rentable.

Existe otro punto de inflexión en base a la distancia a la fuente de producción. En general, fuentes expertas de la industria dicen que los transportes a menos de 100-200 kilómetros del punto de producción son probablemente más rentables a partir de hidrógeno gaseoso en un camión cisterna. Más allá de esa distancia, el coste de conducir el camión en comparación con el hidrógeno transportado agrega demasiado costo para el transporte. Si se necesita hidrógeno de alta presión por el cliente, a menudo es más económico su transporte en camión de alta presión incluso a más de 200 km de distancia, que la instalación de un equipo de compresión y almacenamiento en el lugar de entrega para llevar el hidrógeno líquido de baja presión hasta la presión deseada.

Debido a esta economía, no es de extrañar que hoy en día exista una gran planta de producción de hidrógeno

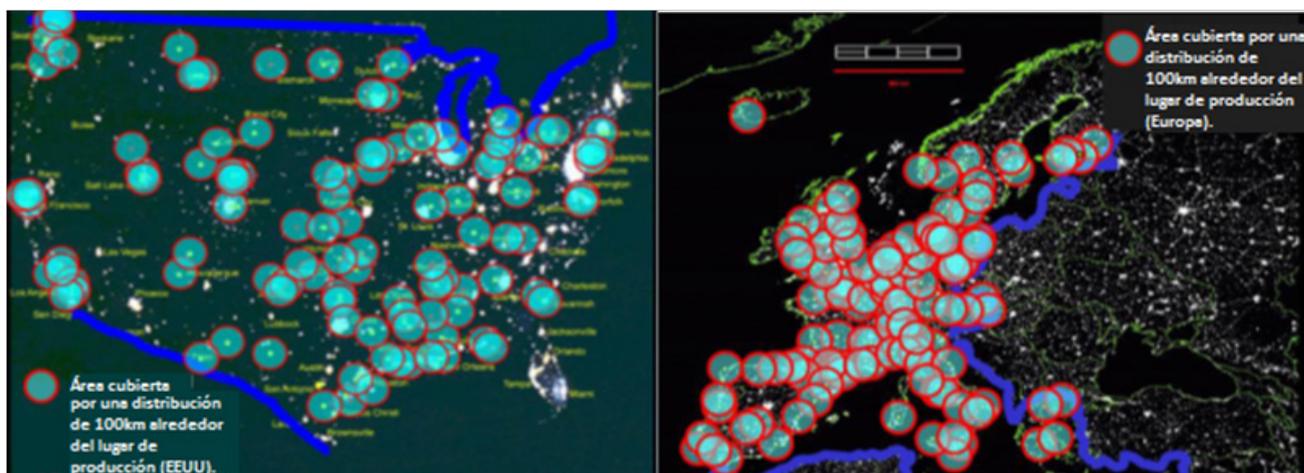


Ilustración 46: Fotografías nocturnas de satélite de los Estados Unidos y Europa con las ubicaciones de las principales ciudades con plantas de producción de H<sub>2</sub>, mediante círculos de un radio de 100km a su alrededor. Los puntos blancos de luz representan ciudades.

Tabla 17: Precios típicos para algunas ventas de hidrógeno gaseoso.

Precio del H <sub>2</sub> gaseoso (kg)		
Rango de Volumen		
Kg/mo	Este	Oeste
118-236	14,24 €	15,22 €
236-473	13,58 €	14,56 €
473-709	12,93 €	13,91 €

Tabla 18: Precios típicos para algunas ventas de hidrógeno líquido.

Precio del H <sub>2</sub> líquido (kg)		
Rango de Volumen		
Kg/mo	Este	Oeste
236-709	5,40 €	7,86 €
709-1.418	4,91 €	7,20 €
1.418-2.363	4,42 €	6,22 €
2363+	3,77 €	5,40 €

gaseoso dentro de un radio de 60 millas (100km) alrededor de casi todas las grandes ciudades de EE.UU. y Europa.

Las tablas 17 y 18 proporcionan los precios típicos para el hidrógeno gaseoso y líquido suministrado al este y oeste de los EE.UU.: 4-8€/kg de hidrógeno líquido y 13-16€/kg de hidrógeno gaseoso. Algunos clientes de los EE.UU. utilizan más de 1 millón de 2.362 kg/mes, pero cuando las cantidades crecen más allá de 23.623 kg / mes, los clientes probablemente encuentran más económico instalar un reformador de metano con vapor de agua in situ para producir el hidrógeno, en lugar de recibir los pedidos de instalaciones de producción remotas.

Mientras que estos precios son típicos para una variedad de usuarios y aplicaciones, el mercado está particularmente interesado en el posible coste del hidrógeno en estaciones de servicio. El Departamento de Energía de los EE.UU. (DOE) ha informado

de que haciendo uso de hidrógeno actual (suponiendo que las unidades de producción son de al menos 500 unidades), el hidrógeno puede costar el equivalente de 2 - 5€/por kilogramo en la bomba, sin incluir tasas. El hidrógeno comprimido a 5.000 psi (350 bar, 35MPa) hasta 10.000 psi (700 bar, 70 MPa), se puede entregar en la bomba dentro de un rango de precio equivalente al hecho a partir de gas natural, agua (mediante electricidad producida a partir del viento), biomasa y carbón.

Este rango es visto como competitivo con la gasolina cuando se utiliza el hidrógeno en una célula de combustible eléctrica vehículo.

La Tabla 17 muestra los mayores costos de hidrógeno gaseoso transportado, entre 13-16€, y la tabla 18 muestra un precio de transporte de hidrógeno líquido de 4 - 8 €/kg o un precio de la gasolina equivalente para un vehículo de pila de combustible de la mitad de esas cantidades (ya que los

vehículos de pila de combustible viajan al menos dos veces muchos kilómetros con un kilogramo de hidrógeno mientras que un coche de gasolina viaja con un galón de gasolina).

Se debe advertir que en los precios de hidrógeno que figuran ambas tablas no se incluyen los costos de compresión de hidrógeno a presiones por encima de 5.000 o 10.000 psi (necesario para llenar los tanques de vehículos), ni los gastos de almacenamiento en el lugar y dispensación.

El Departamento de Energía estima que el hidrógeno a alta presión costaría aproximadamente 2,30€/kg de un reformado de metano con vapor en el sitio (SMR), incluyendo la compresión, almacenamiento

y dispensación (CSD, compression, storage, dispensation). La producción de hidrógeno cuesta 1,24€/kg, mientras que el sistema CSD cuesta alrededor de 1,45€/kg.

En la siguiente tabla se recogen los precios estimados de producción de hidrógeno en euros por kilogramo de hidrógeno producido, según las diferentes tecnologías para su obtención. Se recoge la capacidad en millones de galones por día, el factor de capacidad, y el coste de capital, alimentación, operaciones y mantenimiento, la suma de todos estos costes como coste total:

### 2.6.3. Coste de almacenamiento de Hidrógeno.

Una ventaja fundamental de los

Tabla 19: Costes estimados de producción de hidrógeno. (Fuente: EIA 2008).

Tecnología y Combustible	Capacidad MGPD	Factor de Capacidad (%)	Coste de Producción de Hidrógeno (€/ kg)			
			Capital <sup>a</sup>	Alimentación	O&M	Total
Central de SMR de Gas Natural <sup>b</sup>	379.367	90	0,14	0,89	0,11	1,14
Distribución de SMR de Gas Natural <sup>c</sup>	1.500	70	0,31	1,33	0,39	2,03
Central de Gasificación de Carbón con CCS <sup>d</sup>	307.673	90	0,64	0,43	0,33	1,41
Central de Gasificación de Carbón con/o CCS <sup>d</sup>	283.830	90	0,44	0,43	0,07	0,94
Gasificación de Biomasa <sup>e</sup>	155.236	90	0,29	0,40	0,43	1,11
Distribución de Electrólisis <sup>f</sup>	1.500	70	0,74	3,91	0,56	5,22
Central de Viento (Electrólisis) <sup>g</sup>	124.474	90	1,14	1,31	0,50	2,95
Distribución de Viento (Electrólisis) <sup>h</sup>	480	70	2,32	2,71	0,57	5,61
Central Nuclear Termoquímica <sup>i</sup>	1.200.000	90	0,59	0,15	0,33	1,07

SMR = Reformado de metano con vapor; CCS = Captura y Secuestro de Carbón; MGPD = miles de kilogramos por día; O&M = Operaciones y mantenimiento.

MGPD = Millones de Galones por Día.

Nota: La tabla excluye los costes de transporte y distribución y pérdidas de eficiencia asociadas a la compresión o el transporte.

<sup>a</sup>Para todos los casos se usa un 12% de rango de descuento. Se asume una vida económica de 20 años para tecnologías distribuidas y 40 años para todas las otras tecnologías. Se utilizan medias de precios del 2007 en EEUU donde es práctico.

<sup>b</sup>Asume un precio de gas natural industrial de 5,72€ por millón de Btu y precio de electricidad industrial de 4.18 céntimos por kwh.

<sup>c</sup>Asume precio de gas natural comercial de 8.51€ por millón de Btu y precio de electricidad comercial de 7,35 céntimos por kwh.

<sup>d</sup>Asume precio de carbón de 1,93€ por millón de Btu.

<sup>e</sup>Asume precio de biomasa de 1,70€ por millón de Btu (29€ por tonelada).

<sup>f</sup>Asume precio de electricidad comercial de 7.35 céntimos por kWh.

<sup>g</sup>Excluye coste de oportunidad de potencia producida por viento.

<sup>h</sup>Asume suministros de red del 70% de poder a 7.35 céntimos por kWh y resto a coste cero.

<sup>i</sup>Incluye coste de combustible nuclear estimado y crédito co-producido como coste de red de materia prima, descomisnando costes incluidos en O&M.

combustibles de hidrocarburos líquidos en comparación con el hidrógeno está en el costo de almacenamiento. 10 galones de combustible tradicional cuesta alrededor de 117€. El almacenamiento de hidrógeno mediante hidruros metálicos en pequeñas cantidades actualmente cuesta 12.400 €/kg de H2 almacenado, y es 20 veces más masiva que el tanque de diésel común. Una referencia indica que el almacenamiento en hidruro metálico en grandes cantidades (400 kg H2) cuesta sólo 2.000€/kg de H2. Un tanque de 120 galones común de aire comprimido, que puede almacenar 0,57 kg de hidrógeno a 15 atm., cuesta 570€. A 1.000 €/kg, sería 85 veces más caro que el tanque de diésel para el almacenamiento de energía, y es 40 veces más grande y más de 200 veces de largo.

Tanques de peso ligero hechos de materiales de compuestos de fibra de carbono son considerablemente más caros (al menos 1.500€/kg), aunque alguna reducción de costos (tal vez a 1.100€/kg) se puede esperar tanques de alto volumen de almacenamiento. Sin embargo, hay graves cuestiones de seguridad con los tanques ligeros, debido a su poca resistencia al impacto. Durante más de medio siglo, el límite comercial estándar para gases a presión (en tanques de alta resistencia al impacto) ha sido 2.000 psi (138 bar) por razones de seguridad. La energía mecánica (haciendo caso omiso de la energía química) en un tanque de combustible de 5.000 psi (345 bar) puede ser cinco veces mayor que la de un proyectil de artillería anti-blindaje de calibre 50. No está del todo claro que tanques ligeros de 5.000 psi puedan ser producidos para instalarlos en vehículos.

Un Dewar de nitrógeno líquido (LN2) de 180 litros, que podría almacenar 12,8 kg de hidrógeno líquido (LH2), cuesta sólo 1,58€, o 1,24€/kg. Si bien estos termos tienen una evaporación diaria de sólo el 1,5% de LN2, la pérdida diaria con LH2 es de aproximadamente 15%, principalmente debido a que su calor de vaporización por litro es 10% la de LN2. Satisfactorios dewars de LH2 de tamaño similar, que reducen la pérdida diaria al ~ 2% de LH2 y cumplen los requisitos de seguridad, tendrían un costo cerca de 464€/kg.

Por supuesto, las pérdidas más

importantes en la producción de LH2 es un ~ 40% en energía necesaria para la licuefacción. Por otra parte, las pérdidas de llenado en un dewar de este tamaño son normalmente otro 25%. El costo unitario de almacenamiento de LH2 cualificado no cae muy rápidamente al aumentar el tamaño, 10.000 kg LH2 en buques (por los vagones cisterna) siguen a 46€/kg.

El hidrógeno se puede almacenar ya sea en licuado o comprimido en forma gaseosa.

La licuefacción de hidrógeno es una opción costosa. Compresores y un intercambiador de calor de aluminio de cajas frías cuentan con la mayor parte del costo. SFA Pacific estima que el costo total de una licuadora es de 785€/d (estimación de Air Products es 870€/d). El consumo de energía por la compresión de múltiples etapas es de aproximadamente 10 a 13 kWh/kg de H2.

Los compresores juegan un papel importante en los costos operativos y de capital para la compresión de hidrógeno. Son necesarios compresores de múltiples etapas para alcanzar la presión requerida de hidrógeno. Para compresión gaseosa de hidrógeno la SFA calcula un coste de capital de 1550 - 2300€/kW y un requisito de potencia de 0,5 a 2 kW / kg / h.

Aunque la licuefacción es más costosa que la compresión, el almacenamiento de H2 en forma líquida es barato y más práctico que el almacenamiento de H2 en forma de gas comprimido. El hidrógeno tiene la densidad de energía más baja, y por lo tanto se necesita más cantidad de hidrógeno para dar la misma cantidad de energía que la gasolina. Por ejemplo, para proporcionar energía equivalente a un galón de gasolina se requieren 3,72 galones de hidrógeno líquido y 8 galones de hidrógeno gaseoso (presurizado a 400 atm). Por lo tanto, cuanto más alta es la presión más bajo es el volumen de almacenamiento y superior la energía almacenada.

Sin embargo, ya que la presión aumenta el espesor el coste de almacenamiento de tubo aumenta. A 140 atm el coste del tubo es de 310€/kg H2, mientras que a 540 atm el costo es de 1,600€/kg de H2. La ilustración 47 muestra la dependencia del costo de los tubos de almacenamiento de

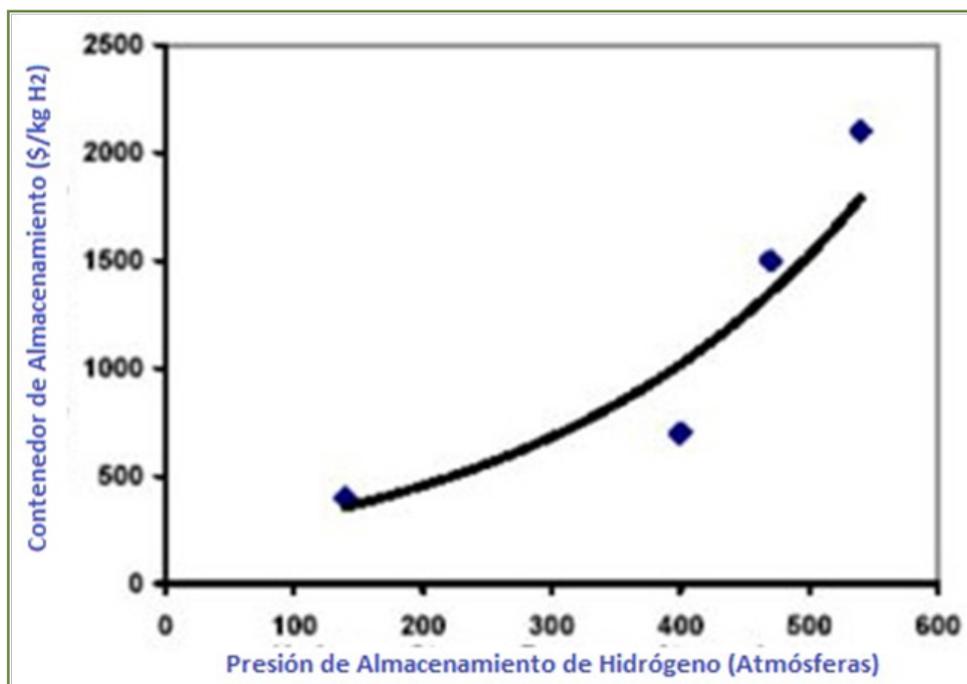


Ilustración 47: Dependencia de coste de los tubos de almacenamiento de H2 gaseosos a presión. Fuente: SFA Pacific

hidrógeno gas a presión.

#### 2.6.4. Coste de convertidores de energía.

- PEMFC, Polymeric Electrolyte Membrane Fuel Cell or Proton Exchange Membrane Fuel Cell. (Pila de Combustible de membrana de electrólisis o de membrana de intercambio de protones.)

El costo de un sistema PEMFC está disponible

en el estudio: "La economía del hidrógeno: Oportunidades, Costos, las barreras y las necesidades de I + D (2004)". Sistemas estacionarios típicos con 10 kW y 200 kW, respectivamente, se comparan. Los resultados se muestran en la siguiente tabla:

Otro estudio llamado "costo de producción en masa de células de combustible PEM por la curva de aprendizaje" de la 29ª International Journal of Hydrogen Energy establece el

Tabla 20: Costo de un sistema de conversión de energía PEMFC.

	Sistema de 10 kW	Sistema de 200kW
Coste del paquete (€/kW)	3650	2420
Coste de instalación total (€/kW)	4270	2950
Coste de operación y mantenimiento (€/kW)	0.030	0.020

coste por unidad de energía en 1500 €/ kW, mientras que un artículo sobre el HydroGen3 GM da una cifra de 400€/kW para un sistema de transporte, y un valor objetivo de 39€/kW.

- **SOFC, Solid Oxide Fuel Cell.** (Pila de combustible de óxido sólido.)

El costo de mantenimiento e inversión de capital para los sistemas SOFC estacionarios se pueden encontrar en el estudio "La

economía del hidrógeno: Oportunidades, Costos, las barreras y las necesidades de I + D (2004)", sobre la base de un sistema de 100 kW. Los valores se presentan en la tabla siguiente:

- **PAFC, Phosforic Acid Fuel Cell.**(Pila de combustible de ácido fosfórico.)

Los costos de un sistema estacionario PAFC pueden encontrarse en el estudio "La

Tabla 21: Costo de un sistema de conversión de energía SOFC.

	Sistema de 100kW
Coste del paquete (€/kW)	2200
Coste de instalación total (€/kW)	2800
Coste de operación y mantenimiento (€/kW)	0,020

economía del hidrógeno: Oportunidades, Costos, las barreras y las necesidades de I + D (2004)" base en un sistema de 200 PAFC 1.991 kW producido por International Fuel Cells, que ahora se llama UTC. Los precios de estas unidades no han disminuido, en realidad aumentado. Debido a la falta de competitividad de costes UTC decidió no

fabricar más unidades. Sin embargo, los costos se muestran en la tabla siguiente:

Otra fuente, un informe sobre las pilas de combustible de gas natural de 1995, da un valor de 2.300 €/kW para un sistema de 200 kW.

Tabla 22: Costo de un sistema de conversión de energía PAFC.

	Sistema de 200kW
Coste del paquete (€/kW)	3490
Coste de instalación total (€/kW)	4035
Coste de operación y mantenimiento (€/kW)	0,020

- **MCFC, Molten Carbonate Fuel Cell.** (Pila de combustible de carbonato fundido).

El costo de un sistema de MCFC estacionario de 2.000 kW se puede encontrar en el estudio "La economía del hidrógeno: Oportunidades, Costos, las barreras y las necesidades de I +

D (2004)".

De acuerdo con la base de datos del programa Advanced Power and Energy de la Universidad de California los costos de un MCFC DFC 300A de una cantidad de energía de Celdas de Combustible de 6.000

Tabla 23: Costo de un sistema de conversión de energía MCFC.

	Sistema de 2000kW
Coste del paquete (€/kW)	2200
Coste de instalación total (€/kW)	2520
Coste de operación y mantenimiento (€/kW)	0.030

€/kW para la instalación, y variables de operación y los costos de mantenimiento de 0,01 €/ kWh.

• **AFC, Alkaline Fuel Cell. (Pila de combustible alcalina)**

Los datos de costos para las pilas de combustible alcalinas aún no se han recogido.

• **ICE, Internal Combustion Engines (Motores de combustión interna).**

El costo de combustible de hidrógeno de motores de combustión interna no está disponible en este momento.

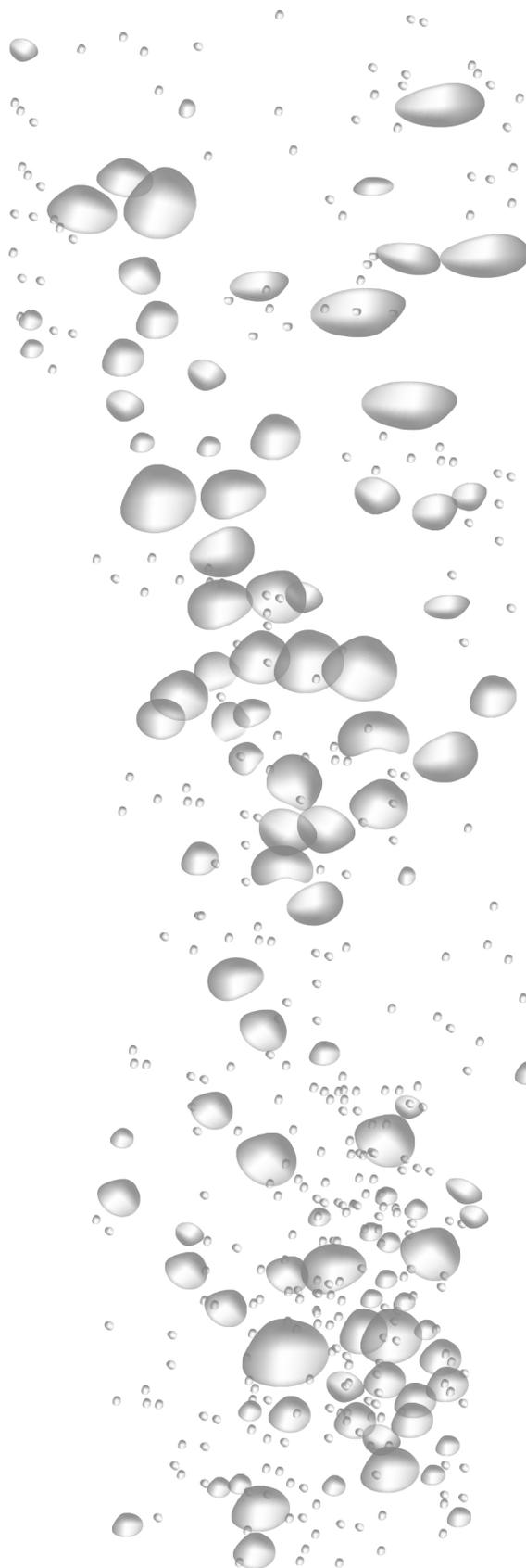
• **Turbina de gas de hidrógeno.**

La inversión de capital para una turbina de hidrógeno estacionaria de 10,7 MW se informa que es de 5,8 millones de euros. Esta cifra se ha tomado del informe de 2006 "Int. J. Nuclear Producción de Hidrógeno y aplicación".

**2.6.5. Coste final del hidrógeno.**

A la hora de referirnos a la caracterización del precio, resulta especialmente complicado dar unos valores específicos debido a que dicha cifra fluctúa enormemente en dependencia del tipo de tecnología utilizada en su producción, y por supuesto, los costes de transporte y almacenamiento según el estado en su distribución.

No obstante, la bondad de producir y utilizar el hidrógeno debe estudiarse en función de los resultados que se obtengan del estudio de toda la cadena del combustible para cada aplicación concreta, expresada en términos de consumo de energía o de disminución en las emisiones de CO<sub>2</sub>. En este sentido, en lugares remotos con una gran disponibilidad de recursos renovables,



puede justificarse en la actualidad por ejemplo, la implantación de un sistema energético basado en hidrógeno renovable.

En la siguiente tabla se recogen los costes globales de la producción de hidrógeno según su materia prima, tecnología de producción y eficiencia, el estado del hidrógeno en su distribución y las emisiones globales de CO<sub>2</sub>.

Tabla 24: Estado para la distribución del hidrógeno, eficiencia global, emisión de CO<sub>2</sub> global y coste global según la materia prima y tecnología utilizada en su producción.

PRODUCCIÓN Y M.P.	ESTADO DISTRIBUCIÓN	EFICIENCIA GLOBAL	EMISIONES GLOBALES gCO <sub>2</sub> /kWh H <sub>2</sub>	COSTES GLOBALES (€/kWh H <sub>2</sub> )
GAS NATURAL - SMR	Comprimido	56-60%	377	4,44
	Líquido	42-45%	528	3,66
	On-site	56%	346	4,40
GAS NATURAL - POx	Comprimido	52%	377	4,44
	Líquido	39%	528	3,66
GAS NATURAL - ATR	Comprimido	52%	377	4,44
	Líquido	39%	528	3,66
CARBÓN - Gasificación	Comprimido	56%	859	5,22
	Líquido	42%	1010	4,51
URANIO – Termólisis (Gen IV)	Comprimido	45%	135	1,55
	Líquido	34%	286	1,34
URANIO – Electrólisis alta T <sup>o</sup>	Comprimido	37-45 %	135	1,91
	Líquido	28-34 %	286	1,75
URANIO – Ciclos termolíticos	Comprimido	28-40 %		15,2
	Líquido	21-30 %	135	16,1
SOLAR –Ciclos termoquímicos	Comprimido	19-23 %		16
	Líquido	14-17 %	286	16,6
BIOMASA - Gasificación	Comprimido	27 – 47 %	289-349	5,82
	Líquido	20-35 %	440-500	4,98
BIOMASA - pirólisis	Comprimido	23-32 %	289-349	5,82
	Líquido	17-24 %	440-500	4,98
	On-site	25-35 %	257-317	7,56
MIX ENERGÉTICO – Electrólisis	Comprimido	23-26 %	2233-3257	8,46
	Líquido	17-19 %	2384-3408	7,62
	On-site	18-19 %	3060	12,12

Y aquí están las estimaciones de los costes por kilogramo (que incluyen cada uno 0,97€ de impuestos) recogidos también en la tabla 25:

- Hidrógeno a partir de gas natural (producido mediante reformado con vapor en la estación de combustible): 3,10 – 3,80€ por kilogramo de hidrógeno.
- Hidrógeno a partir de gas natural (producido mediante reformado con vapor fuera de las instalaciones y entregado por camión): 4,70 – 6,20€ por kilogramo de hidrógeno.
- Hidrógeno a partir del viento (producido

a través de electrólisis): 6,20 – 7,80 € por kilogramo de hidrógeno.

- Hidrógeno a partir de energía nuclear (producido a través de electrólisis): 5,80 – 7,40 € por kilogramo de hidrógeno.
- Hidrógeno a partir de energía nuclear (a través de ciclos termoquímicos, suponiendo una tecnología a gran escala): 5 – 6,50 € por kilogramo de hidrógeno.
- Hidrógeno a partir de energía solar (producido a través de electrólisis): 7,80 - 9,30 € por kilogramo de hidrógeno.
- Hidrógeno a partir de energía solar (a través de ciclos termoquímicos, suponiendo

Tabla 25: Precio del hidrógeno según su fuente por cada kg de hidrógeno.

Fuente	Tecnología	Tipo de generación	Precio H <sub>2</sub> (€/kg)
Gas natural	Reformado con vapor in-situ	In-situ	3,10-3,80
	Reformado con vapor	centralizado y transportado por camión	4,70 – 6,20
Viento	electrólisis	-	6,20 – 7,80
Nuclear	electrólisis	-	5,80 – 7,40
	Ciclos termoquímicos	-	5 - 6,5
Solar	electrólisis	-	7,80 – 9,30
	Ciclos termoquímicos	Tecnología a gran escala	5,80 – 7,40

que la tecnología funciona a gran escala): 5,80 – 7,40 € por kilogramo de hidrógeno.

Por lo tanto el coste de hidrógeno de 3,10 - 9,30€ por kilogramo es equivalente en la gasolina a 0,32 - 0,98 € por litro.

A pesar de esta variación, algunos precios y volúmenes de venta son más comunes que otros. Los datos de esta sección, en especial las tablas 25, 26 y 27, representan los precios y volúmenes más comunes en la industria del hidrógeno hoy en día, según informes de empresas en el negocio de producción y venta de hidrógeno.

Los precios incluyen materias primas, producción y gastos de transporte, pero no incluyen los gastos de instalación o tarifas de alquiler de equipos. Es decir, los precios en este informe incluirán el coste del hidrógeno suministrado al lugar, pero no los costes del cliente para conectar y descargar el hidrógeno o equipos que pueden necesitar ser instalados para el almacenamiento en el

sitio de entrega.

Las empresas de gases industriales suelen cobrar una cuota mensual para cubrir los gastos de instalación y mantenimiento de cualquier equipo de entrega que permanece en el lugar como tanques de almacenamiento, vaporizadores, compresores y sus respectivas tuberías. La mayoría de las compañías de gas industriales también suelen incluir un recargo de energía (basado en la materia prima, por ejemplo, gas natural) en sus contratos a largo plazo con los clientes, por lo que si aumenta el precio de las materias primas, por ejemplo, el vendedor puede repercutir el incremento a los clientes. Para los usuarios de bajo volumen de hidrógeno, estos cargos mensuales pueden llegar a ser una gran parte del coste total de hidrógeno.

Según el National Renewable Energy Laboratory estadounidense, el kilo de hidrógeno cuesta 0,71 dólares (0,55 euros). En España, Carburos metálicos tiene una

Tabla 26: Volúmenes comunes de ventas de hidrógeno.

Estado del H <sub>2</sub>	Volumen común de ventas
	Kg/mes
H <sub>2</sub> Líquido	709 - 1.182
H <sub>2</sub> Sólido	118 - 165

estación de repostaje de hidrógeno en Zaragoza: un kilo de hidrógeno cuesta 12 euros. La empresa Global Hydrogen Inc. produce cada kilogramo de hidrógeno comprimido como gas a un precio de 2,47 dólares (1,92 euros). La European Hydrogen & Fuel Cell Technology Platform Strategic Agenda distingue los precios del hidrógeno entre 0,65 y 5 euros/kg en dependencia de la eficiencia.

Los costes de inversión y de funcionamiento se basan en la base de datos de SFA Pacific y se verifican con tres

compañías de gas (Air Products, BOC y Praxair) y proveedores de equipos de hidrógeno. Como un ejemplo, la comparación de los costes de hidrógeno desarrollados por SFA Pacífico y Air Products se muestra en la tabla a continuación.

### 2.6.6. Una visión realista de las estimaciones de los costes del hidrógeno.

Durante el último medio siglo, la mayoría de las ciudades de más de 100.000 habitantes en los países industrializados han tenido docenas de usuarios industriales y

Tabla 27: Datos de capacidad, inversión y coste del hidrógeno en SFA Pacific y Air Products.

Alimentación	Capacidad de H <sub>2</sub> (t/d)	Fuente de H <sub>2</sub>	Inversión (millones de €)		Coste de H <sub>2</sub> (€/kg)	
			SFA Pacific	Air Products	SFA Pacific	Air Products
Gas Natural	27	Líquido	79 <sup>a</sup>	49 <sup>a</sup>	3,37	2,60
Gas Natural	27	Gaseoducto	56	64	2,39	2,26
Gas Natural	2,7	In-situ	4,8	7,5	2,57	2,77
Metanol	2,7	In-situ	4,7	5,3	3,69	2,92

<sup>a</sup>: La diferencia entre los costes de SFA Pacífico y Air Products puede ser considerado como una gran diferencia en la inversión de capital para la infraestructura de estación de abastecimiento de combustible

de investigación comprando regularmente hidrógeno gas a presión en pesados cilindros de acero que contienen aproximadamente 0,6 kg de H<sub>2</sub> por cilindro. El precio de este hidrógeno ha sido razonablemente estable alrededor de 80€/kg más el alquiler de cilindros. Uno de las suposiciones básicas y subyacentes a la "economía del hidrógeno" propuesta es que este costo se puede reducir a unos pocos dólares por kilogramo, incluso mientras que los costos de producción de hidrógeno aumentan rápidamente en los próximos 30 años. Parece que hay serios problemas con esta suposición.

Un número amplio de estudios se han realizado en los últimos años sobre el coste del

hidrógeno, pero estos análisis presentan una serie de problemas asociadas al coste del hidrógeno que a continuación agrupamos:

1. La tasa de introducción de vehículos impulsados por hidrógeno es actualmente casi dos órdenes de magnitud menor que lo que en general se esperaba hace 10 años, y parece probable que se mantenga a un ritmo tan paralizado durante al menos varias años más. Esto es debido en gran parte a que los costos de los motores de pilas de combustibles de membrana de intercambio de protones (PEMFC) están todavía a más de 2300€/kW, que es el doble de lo esperado oficialmente a finales de los 90. Además, su vida bajo condiciones de la carretera

es todavía un 20% de la del motor diesel, y logran menos de 35% de eficiencia.

2. América del Norte se enfrenta a la escasez de gas natural que empeorará de manera constante en las últimas décadas. El precio del gas natural se ha incrementado en un factor de 10 en los últimos 30 años y un factor de tres en los últimos seis años (fuentes del 2004). Su costo puede probablemente duplicarse de nuevo en 15 años.

3. Pequeñas estaciones dispensadoras de hidrógeno están costando alrededor de 470€ cada una, que es diez veces más que lo que se esperaba inicialmente para las estaciones de un orden de magnitud más grandes y es por lo tanto otro error en los supuestos.

4. Los costes de almacenamiento de hidrógeno por todos los métodos (al menos para cantidades inferiores a decenas de miles de kilogramos) son el doble que para los combustibles de hidrocarburos líquidos. Esto claramente no es apreciado en muchos estudios publicados que con frecuencia hacen referencia a trabajos anteriores erróneos.

También hay gran número de otras cuestiones importantes que no se aprecian bien en estudios anteriores, tales como el aumento de los costes de tuberías para evitar fallos de fragilización por hidrógeno, la importancia de las pérdidas de cantidades moderadas (100-500 kg) en camiones cisterna de hidrógeno líquido, y la no consideración de las implicaciones de impuestos, incluyendo la imposición de un impuesto sobre emisiones de carbono fósil o desincentivo similar a la utilización de combustibles como el hidrógeno fósil, que tiene enormes emisiones de gases invernadero.

La mayoría de los estudios de hidrógeno durante los últimos años contienen una mezcla de hechos y actividades de promoción. Como se ha señalado, ha habido al menos cuatro errores comunes de al menos un orden de magnitud en muchos estudios de hidrógeno de economía publicados en la última década, entre los que destacamos los costes reales de pilas de combustible, tasa de introducción de vehículos de hidrógeno, costos de almacenamiento de hidrógeno, y costes de suministro de combustible. Todos estos errores han provocado que el

hidrógeno parezca más atractivo como combustible. Sin embargo, es importante señalar que varios estudios de infraestructura a fondo se han llevado a cabo. Pero incluso los trabajos más académicos son a menudo mal utilizados por los defensores del hidrógeno que no tienen en cuenta cuidadosamente sus suposiciones. Por ejemplo:

1. Se supuso un costo de gas natural de 2,71 €/GJ (en comparación con el actual, de 4,6 €/GJ en la boca de pozo), y de 5,40 €/GJ en la puerta de la ciudad, y probablemente continúe con un precio elevado de 11,6 €/GJ en la puerta de la ciudad en 2020.

2. Las estaciones de dispensación suponen a menudo el llenado de 300 vehículos por día cada una - aproximadamente el doble de lo que parece probable que ocurra durante por lo menos 15 años.

3. A menudo, 300.000 vehículos de hidrógeno fueron supuestos a 100 km de la estación central, con una demanda total de 150 toneladas / día - tres veces más vehículos que lo que parece que habrá por varias décadas.

Los precios anteriores de las pilas de combustibles de membranas de electrolito polimérico (PEMFC) sorprenderán a la mayoría de los lectores, porque el "vestíbulo" del hidrógeno (y el DOE) han estado diciendo desde hace tres años que costarían tan poco como 930 €/kW, pero eso no es verdad. Un sistema PEMFC de 2 kW y 50 kg, (con pilas, compresor, reguladores, controlador, no almacenamiento), que aparentemente obtiene prácticamente un 32% de eficiencia, se puede adquirir hoy en día por 1.000€. Otros sistemas PEMFC de peso moderado con 30-35% de poder calorífico superior de eficiencia eléctrica puede estar ahora disponible en el mercado en el rango de 2.000-4.000 €/kW para aplicaciones de calor y electricidad combinados (CHP), pero estas pilas de combustible tienen una inadecuada tolerancia vibracional y medioambiental para vehículos pequeños, además de ser demasiado grande y masiva. Las mejores estimaciones de los datos financieros de Ballard Power (quien ha realizado más de 80% de los vehículos de pila de combustible en la última década) son que los motores PEMFC calificados de carretera, que todavía cuestan más de 4.600 €/kW para su producción, a pesar de que a veces venden las pilas por solo 1000€/kW. (Más

de dos tercios de sus ingresos todavía provienen de otras fuentes).

La ampliación de la fabricación de pilas de combustible no se puede esperar más, es una decisión industrial trascendental para conseguir la reducción de costos. Se ha sugerido que las cuestiones de coste y la fiabilidad de la pila se pueden evitar mediante el uso de motores de combustión interna de combustible de hidrógeno (ICE, internal combustion engines). En efecto, parece que puedan lograr eficiencias por encima de 28% - 70% de la del motor de gasolina. Por otra parte, a parte del coste del combustible aún hay que superar el tema del almacenamiento y las dificultades de seguridad de los vehículos de hidrógeno de pila de combustible (FCV).

Hay, por supuesto, una serie de posibles fuentes de hidrógeno que no sea gas natural - carbón, reactores nucleares, parques eólicos en lugares ideales, la biomasa (pirólisis y cambio de agua), y la electrólisis solar. De éstos, sólo el carbón actualmente empieza a competir económicamente con el gas natural, pero la generación de LH2 de carbón produce al menos 8 kg de carbono (29 kg de CO2) por kilogramo de H2. Cuando se incluye un futuro impuesto real sobre el carbono (fósil) de 0.1€/kg de carbono, es probable que el carbón se mantenga no competitivo. Por lo tanto, el foco aquí será el gas natural, aunque la mayoría de las discusiones sobre la economía del hidrógeno asumen que el gas natural no será una fuente aceptable de H2 durante mucho tiempo debido a su encarecimiento y la liberación de CO2.

## 2.7 Ventajas y desventajas de uso del hidrógeno.

Las ventajas del uso del hidrógeno son las siguientes:

- Económicamente hablando el uso del hidrógeno será muy beneficioso, ya que se puede extraer del agua. Como el agua es un recurso tremendamente abundante, utilizarla para producir hidrógeno a gran escala supondría un coste mínimo.
- Con la producción del hidrógeno

descentralizada se lograría una mayor independencia energética de unos países frente a otros (que son los que atesoran las escasas reservas de combustibles fósiles), y que el precio de venta final del hidrógeno dependiera solamente de lo que costara obtenerlo.

- Apostando gradualmente por las tecnologías del hidrógeno se lograría que la inversión que anteriormente se dirigía a los combustibles fósiles se emplee en la investigación y desarrollo del hidrógeno.

- Una ventaja económica importante se podría encontrar observando la característica de "portador de energía" que tiene el hidrógeno, es decir, la característica de vector energético. El uso masivo del hidrógeno para almacenar energía permitiría una economización de la misma, o lo que es lo mismo, producir la máxima cantidad de energía posible en cada momento, almacenando los excedentes si los hubiera en forma de hidrógeno y volcándolos a la red en caso de ser necesario. Esta filosofía se presenta especialmente interesante en un futuro debido al incipiente uso de las energías renovables y su carácter no continuo de generación eléctrica.

- Una ventaja social muy importante sería que al haber menos emisiones en la atmósfera la contaminación del aire sería menor y, por tanto la salud de los ciudadanos mejoraría. La consecuencia que cabría esperar sería un aumento de la calidad de vida de la población y esto repercutiría económicamente a la sociedad generando una reducción de los costes relacionados con la preservación de la salud.

- Una ventaja que se conseguiría en las ciudades con la utilización de coches de hidrógeno y pilas de combustible en aplicaciones urbanas sería un descenso del nivel de ruido.

- Una ventaja económica añadida sería la capacidad de cogeneración de las pilas de combustible. La eficiencia de una pila de combustible, con capacidad de cogeneración, puede alcanzar el 90%.

Las desventajas del uso del hidrógeno son las siguientes:

- La infraestructura asociada al hidrógeno está todavía dando los primeros pasos por tanto será necesaria una gran inversión económica para que podamos comparar la infraestructura del hidrógeno con la que existe actualmente para los combustibles fósiles. Como consecuencia los procesos involucrados en el ciclo energético del hidrógeno no pueden competir en igualdad de condiciones, ni en eficiencia, ni en costes con la tecnología actual asociada a los combustibles fósiles.

- Actualmente hay muy pocas formas viables para realizar una gran extracción masiva de hidrógeno.

- Si deseamos producir hidrógeno a partir de energía limpia los costes dependen del desarrollo de estas energías, siendo viables en algunos casos, y en otros no, y para territorios con abundancia de estos recursos.

- El coste de producción del hidrógeno se dispara si deseamos obtenerlo altamente purificado, lo que es indispensable en algunas tecnologías de pilas de combustibles.

- Las medidas de seguridad y los costes de producción, almacenamiento y distribución suponen un coste mayor que los correspondientes a combustibles fósiles. Por esto, no se espera que los usos basados en el hidrógeno puedan ser competitivos en un futuro cercano y, como consecuencia, su desarrollo sea más lento.

- El hidrógeno se está dando a conocer poco a poco, sus bondades todavía son desconocidas por la gran mayoría de la población, acostumbrada siempre al uso de los hidrocarburos. Si se decide impulsar definitivamente este nuevo modelo energético las asociaciones y diferentes organizaciones deberán realizar un esfuerzo destinado a la promoción del hidrógeno. Si el hidrógeno alcanzase una situación de competitividad técnica y económica respecto a otros combustibles, el coste de la imagen sería social más que económico pues en el futuro la gente puede responder con temor a la hora de introducir un nuevo elemento, como el hidrógeno, en su vida cotidiana (la casa, el coche, etc.).

- Es posible obtener el hidrógeno mediante un recurso abundante como el agua,

pero no todos los países pueden permitirse emplear tantos gastos en el nuevo modelo energético, sólo podrán hacerlo los países más desarrollados. Pero la falta de infraestructuras y el bajo nivel de desarrollo de las tecnologías del hidrógeno afectan incluso a los países más ricos, de ahí que se prevea su implantación en un futuro a medio plazo.

## 2.8 Generación de empleo.

Para entender completamente los efectos de una transición hacia la economía del hidrógeno tendrá sobre la industria y el empleo en los Estados Unidos, el Departamento de Energía está buscando propuestas para llevar a cabo un análisis cuidadoso de las dos tecnologías del hidrógeno y las nuevas tecnologías existentes que se desplacen. Debe tenerse en cuenta el ciclo de energía completo, incluyendo la recolección de materias primas, la conversión de materias primas a utilizables de combustible, el suministro de combustible para el consumidor, y el consumo de combustible por parte del consumidor. Cada paso de este ciclo tiene requerimientos de bienes y servicios que determinan la naturaleza y el número de empleos que se necesitan. La mano de obra que llena estos requisitos debe tener las habilidades y la formación adecuadas para asegurar que los productos sean competitivos en los mercados nacionales e internacionales.

Como muestra la tabla 28, estos trabajos ascienden a cerca de 7000 trabajadores ETC (Equivalente a Tiempo Completo) estadounidenses. Es importante señalar, sin embargo, que esta figura abarca solamente los sectores de la industria del hidrógeno cubiertos en este informe; el número no es de ninguna manera representativo del número de gente empleada en toda la industria del hidrógeno de EE.UU. en el 2008, ya que muchas categorías significantes están excluidas del alcance de este informe (como varios componentes de fabricación, servicios de consultorías relacionados con el hidrógeno, etc.).

También hay que tener en cuenta que este informe sólo incluye las pilas de combustible PEM (de membrana polimérica o membrana de intercambio de protones) para

Tabla 28: Trabajos en sectores seleccionados de la industria del hidrógeno en EE.UU.

Trabajos en sectores seleccionados de la industria del hidrógeno en EE.UU.	
Comerciante de Producción de Hidrógeno	2300
Fabricantes de electrolizadores y reformadores	527
Industria del Automóvil	800
Fabricación de material estacionario y de manipulación de células de combustibles	850
Universidad (investigación y enseñanza)	2300
<b>Total Trabajos relacionados con el H<sub>2</sub> en las categorías incluidas en el informe.</b>	<b>6777</b>

aplicaciones de manipulación estacionaria y de materiales, ya que utilizan hidrógeno como combustible principal; muchos puestos de trabajo no se incluyen en sectores PEM de la industria de celdas de combustible. Y, por último, estas cifras de empleo no incluyen aplicaciones de pilas de combustible portátiles, militares, o de transporte.

Muchas tecnologías del hidrógeno son pre-comerciales y están empezando a entrar en el mercado. A través de la investigación, análisis y recopilación de datos para este informe, es razonable esperar crecimiento en la mayoría de los segmentos del mercado investigados. Proyectar el futuro crecimiento es complejo, no obstante, algunas investigaciones en el efecto de transición a una economía del hidrógeno en el empleo total de EE.UU. fueron llevadas a cabo por el Departamento de Energía en 2008. Como se indica en la tabla 29 más adelante, la transición a una economía del hidrógeno se proyecta para producir un aumento neto en el empleo de EE.UU.

### Antecedentes del estudio

Este estudio estima los efectos en el empleo de una transformación de la economía de los EE.UU. hacia el uso de hidrógeno entre 2020 y 2050. Este período de tiempo fue seleccionado debido a los actuales esfuerzos para desarrollar el transporte basado en el hidrógeno y las tecnologías fijas para el uso comercial e industrial, y el primer impacto de empleo significativo en estas tecnologías es más probable que surja dentro del marco de tiempo indicado.

Más concretamente, las tecnologías de producción de hidrógeno se examinan a partir de tres fechas: 2020, 2035 y 2050 y

la proporción de la producción aportada por cada tecnología se estima en base a los modelos de análisis de Hidrógeno del DOE.

Cualquier estudio de potenciales impactos futuros presenta necesariamente varios retos difíciles, incluyendo la elección de una metodología sólida y la identificación de las entradas de datos razonables y de hechos supuestos, teniendo en cuenta las incertidumbres. Además, el proceso tecnológico es extremadamente difícil para predecir y las previsiones económicas son a menudo poco fiables, incluso a corto plazo. Los resultados deben interpretarse a la luz de estas limitaciones inevitables.

### Metodología

Debido a que no es posible predecir con precisión la velocidad a la que las tecnologías de hidrógeno se incorporarán a la economía del país en las tres fechas anteriores, el estudio también considera las diferencias en el empleo de la industria bajo dos escenarios:

- Escenario HFI: Es el escenario de transformación más rápido que supone el éxito de la Iniciativa de Combustible de Hidrógeno (HFI, Hydrogen Fuel Initiative) de ahorro de 11 millones de barriles de petróleo por día en 2040. El HFI consiste en un programa de \$1200 millones para desarrollar comercialmente y de manera viable las células de combustible de hidrógeno y tecnologías de infraestructura para el año 2020. El escenario HFI asume una rápida penetración en el mercado de vehículos de hidrógeno. Se producen las primeras ventas en el año 2018. En 2020, el 27% de las ventas de vehículos nuevos son vehículos de hidrógeno, en 2035, 89% y 100% en 2050. Se supone que

el reformado de gas natural proporciona la mayor parte de la producción de hidrógeno en 2020. La materia prima del gas natural es entonces sustituida en gran parte en 2035, y reemplazado por la gasificación del carbón y el secuestro de carbono y, en menor medida, por gasificación de la biomasa. En 2050, la biomasa y la eólica, en conjunto, proporcionan el 35% del suministro de hidrógeno. La producción de hidrógeno por recursos nucleares proporciona acciones pequeñas, tanto en 2035 y 2050. También se utiliza el hidrógeno para alimentar las celdas de combustible estacionarias. En 2020, las celdas de combustible estacionarias se supone que suministrarán un 1% del crecimiento posterior a 2015 en la demanda nacional de electricidad. Se supone que este crecimiento aumentará a un 5% en 2035, y al 10% en 2050.

- Escenario menos agresivo. La penetración en el mercado de vehículos de hidrógeno es más lenta, llegando a aproximadamente al 1% de las nuevas ventas en el 2020, 20% en 2035 y 63% en 2050. La composición de las tecnologías de producción de hidrógeno a través del tiempo es similar a

la del Escenario HFI, pero la producción es menor, en línea con el menor número de vehículos de hidrógeno. Los incrementos en la demanda de electricidad con celdas de combustible estacionarias son cero en el año 2020, 2% en 2035 y 5% en 2050.

La Tabla 29 muestra los efectos acumulativos sobre empleo en los EE.UU. en 2020, 2035 y 2050 como resultado del escenario HFI y menos agresivo.

Existen grandes expectativas sobre las pilas de combustible como futuro motor de empleos, pudiendo generar 675,000 nuevos puestos de trabajo netos entre 2020 y 2050 en EE.UU. Estas ganancias en empleos están distribuidas a lo largo de 41 industrias en todas las partes del país. Se espera que las aplicaciones en las generaciones de energía estacionaria consigan crear una amplia gama de puestos de trabajo en un cercano marco de tiempo.

El efecto neto es el efecto sobre el número total de personas en trabajar en la economía de EE.UU. como resultado de aumentos en algunas industrias y las

Tabla 29: Proyecciones de empleo en EE.UU. en 2020- 2050.

Proyecciones de empleo en EE.UU. en 2020-2050.				
Las ganancias y pérdidas acumuladas de los cambios de empleos entre sectores. <sup>a</sup>				
Escenario		2020	2035	2050
<b>Número de trabajadores</b>				
HFI	Efecto neto	182,840	677,070	674,500
	Ganancias	252,040	754,030	751,060
	Pérdidas	69,200	76,960	76,560
Menos Agresivo	Efecto neto	58,010	184,560	360,740
	Ganancias	126,680	242,820	417,390
	Pérdidas	68,670	58,260	56,650
<b>Efectos en porcentaje del empleo total</b>				
HFI	Efecto neto	0.13%	0.42%	0.37%
	Ganancias	0.17%	0.46%	0.41%
	Pérdidas	0.05%	0.05%	0.04%
Menos Agresivo	Efecto neto	0.04%	0.11%	0.20%
	Ganancias	0.09%	0.15%	0.20%
	Pérdidas	0.05%	0.04%	0.03%

<sup>a</sup>Todos los números representan diferencias entre el escenario y la línea de base del hidrógeno. Por ejemplo, hay 182,840 trabajadores más, en todos los sectores en el año 2020 de acuerdo con el escenario HFI que los que habría habido en el 2020 de acuerdo al escenario de línea base.

pérdidas en otros debido a la transformación de hidrógeno. La parte superior del cuadro muestra el número de trabajadores afectados. La parte inferior de la tabla muestra los números como un porcentaje del total del empleo de EE.UU.

En cuanto al nivel mundial, la estimación actual de empleos directos en la industria de celdas de combustible en todo el mundo según Fuel Cells 2000 (febrero 2011) asciende a más de 13.000, sobre la base de informes de las empresas y la opinión de expertos. El empleo de la cadena de suministro se estima en más de 25.000 empleos indirectos. Por lo que se puede decir que ya hay mercado de H<sub>2</sub>, y como muestra la tabla 21 ya hay 40.000 empleos.

Según Fuel Cell Today, la industria mundial de pilas de combustible podría crear 700.000 puestos de fabricación para el año 2020. En su análisis de la industria del hidrógeno realizado en el 2010 se estima que la fabricación de células de combustible tendrán el mayor crecimiento en

puestos de trabajo en los próximos 10 años, con cerca de 700.000 puestos de trabajo acumulados creados, en total más de un millón de nuevos empleos podrían crearse considerándose la instalación de pilas de combustible, el servicio y el mantenimiento. El cálculo incluye sólo puestos de trabajo directos. La abrumadora mayoría de estos puestos de trabajo directos se incluyen en el sector de celdas de combustible estacionarias, con cerca de 500.000 puestos de trabajo totales durante la próxima década.

Alrededor del 25% de los puestos de trabajo, o 175.000 puestos de trabajo, se proyectaron para América del Norte, pero la mayoría de los trabajos de fabricación se espera que vaya a Asia.

Tabla 30 Puestos de trabajo estimados en la industria de pilas de combustible a nivel mundial.

Puestos de trabajo estimados en la industria de pilas de combustible a nivel mundial						
	EE.UU.	Canadá	Europa	Australia-Asia	América del Sur	Total
Directos	3615	974	3028	5025	240	13272
Indirectos	7230	1948	6056	10050	480	25764
Total	10845	2922	9084	15075	720	39036

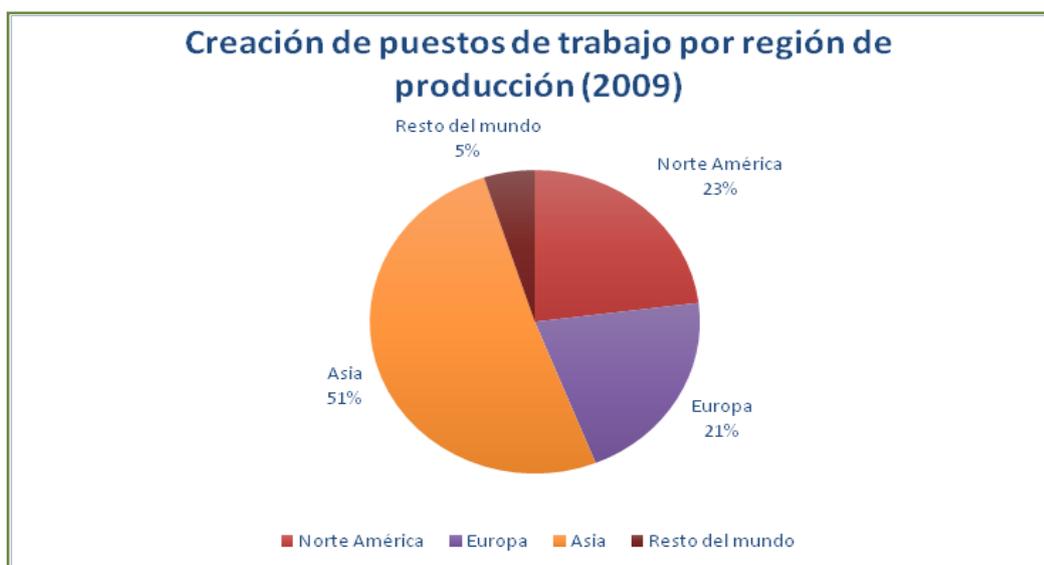
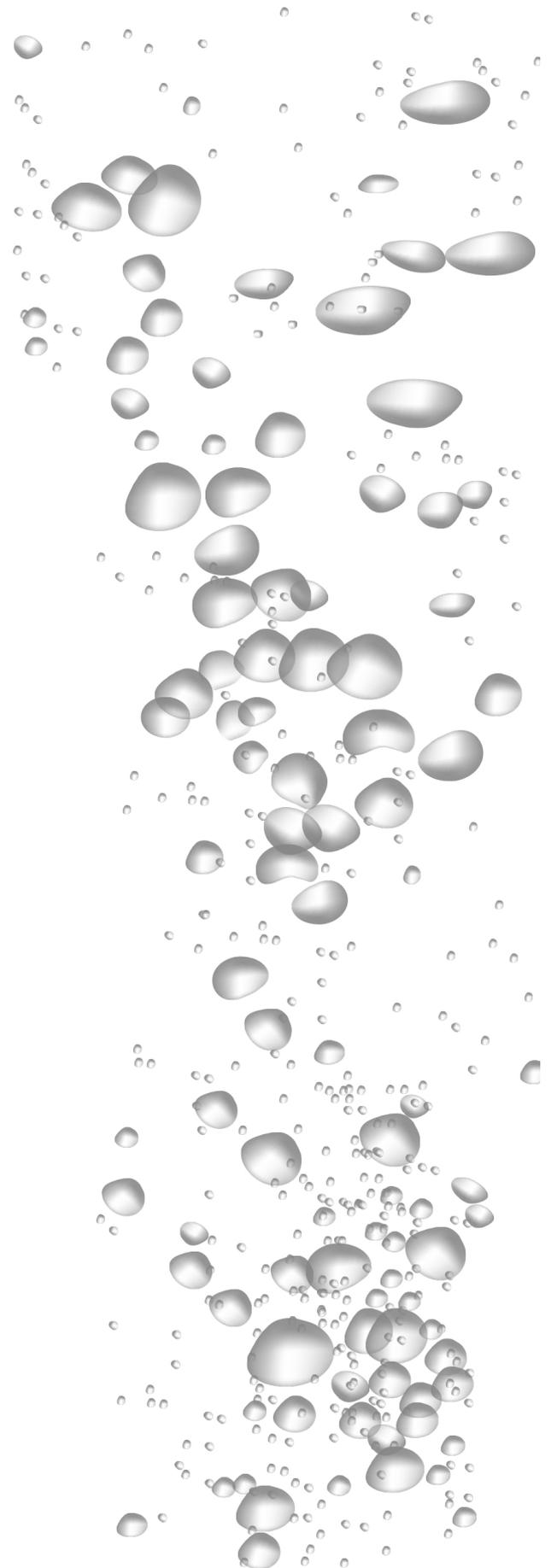


Ilustración 48: Creación de puestos de Trabajo por Región de Producción 2009-2019. Fuente: Fuel Cell Today – Elaboración propia



## DESCRIPCIÓN DEL SECTOR HIDRÓGENO.



### **3.1 Los agentes del sector hidrógeno.**

Son aquellos que intervienen en todo el proceso de mercado que rodea a la fabricación, producción, consumición y distribución del sector hidrógeno. Los estudiaremos de manera pormenorizada:

#### **3.1.1. Fabricante de Equipos.**

Los principales fabricantes de equipos de Hidrógeno se encuentran puertas afuera de nuestras fronteras. Algunos de ellos son los siguientes: Ballard Power systems, Fuelcell Energy, Plug Power, Hydrogenics Corp, McPhy Energie, H2 Nitidor, etc.

BALLARD POWER SYSTEM	
ACTIVIDAD CONCRETA QUE DESARROLLA	Proveedores de celdas de energía y productos asociados para usar en multitud de aplicaciones.
SITUACION GEOGRAFICA DE SU MERCADO	Situados en Canadá y México.
OTROS DATOS DE INTERES (Ejemplo la web, teléfonos de contacto, email .....)	www.ballard.com Email: bps.service@ballard.com Teléfono: 604-444-2470

Fuelcell Energy	
ACTIVIDAD CONCRETA QUE DESARROLLA	Fabricantes de estaciones de Hidrógeno.
SITUACION GEOGRAFICA DE SU MERCADO	Ubicado en Estados Unidos con mercados alrededor del mundo.
OTROS DATOS DE INTERES (Ejemplo la web, teléfonos de contacto, email .....)	www.fuelcellenergy.com Ben Toby: Teléfono: 203-825-6114 Email: btoby@fce.com

Plug Power	
ACTIVIDAD CONCRETA QUE DESARROLLA	Comercializan celdas de Hidrógeno y productos asociados.
SITUACION GEOGRAFICA DE SU MERCADO	Principalmente estadounidense.
OTROS DATOS DE INTERES (Ejemplo la web, teléfonos de contacto, email .....)	www.plugpower.com Teléfono: 518.782.7700 Fax: 518.782.9060 media@plugpower.com

Hydrogenics Corp	
ACTIVIDAD CONCRETA QUE DESARROLLA	Diseña, fabrica, construye e instala sistemas industriales y económicos de hidrógeno.
SITUACION GEOGRAFICA DE SU MERCADO	Internacional.
OTROS DATOS DE INTERES (Ejemplo la web, teléfonos de contacto, email .....)	www.hydrogenics.com media@hydrogenics.com

### 3.1.2. Productores de Hidrógeno.

Las empresas que se dedican dentro del sector del hidrógeno a la producción del mismo están muy vinculadas con las empresas generadoras de energía, ya que son estas las que dedican parte de la energía que generan a la obtención de hidrógeno por distintos procesos, por tanto este grupo de empresas estaría formado principalmente por:

Acciona Biocombustibles, Guascor Ingeniería, Cepsa, CLH, Iberdrola Renovables, Elcogas, Endesa Generación, PDF Machines, Enerfin Sociedad de Energía, Repsol YPF, Gas Natural Fenosa.

Acciona Biocombustibles	
ACTIVIDAD CONCRETA QUE DESARROLLA	Lleva a cabo una actividad investigadora con objeto de situarse en vanguardia de la aplicación energética del hidrógeno
SITUACION GEOGRAFICA DE SU MERCADO	España
OTROS DATOS DE INTERES (Ejemplo la web, teléfonos de contacto, email .....)	http://www.acciona.es/sostenibilidad/contacto Tel: +34 948 00 60 00 Fax: +34 948 00 60 01

<b>Guascor Ingeniería</b>	
ACTIVIDAD CONCRETA QUE DESARROLLA	Participa en la producción del vehículo de hidrógeno
SITUACION GEOGRAFICA DE SU MERCADO	<u>España</u>
OTROS DATOS DE INTERES (Ejemplo la web, teléfonos de contacto, email .....)	www.guascor.com

<b>Cepsa</b>	
ACTIVIDAD CONCRETA QUE DESARROLLA	Estaciones de servicio
SITUACION GEOGRAFICA DE SU MERCADO	España y América, generalmente.
OTROS DATOS DE INTERES (Ejemplo la web, teléfonos de contacto, email .....)	www.cepsa.com Teléfono: 91 337 60 00

<b>CLH</b>	
ACTIVIDAD CONCRETA QUE DESARROLLA	Investigación y desarrollo de combustibles alternativos basados en el hidrógeno.
SITUACION GEOGRAFICA DE SU MERCADO	España y extranjero.
OTROS DATOS DE INTERES (Ejemplo la web, teléfonos de contacto, email .....)	www.clh.es info@clh.es 91 774 60 00

<b>Iberdrola Renovables</b>	
ACTIVIDAD CONCRETA QUE DESARROLLA	Diseña, desarrolla y valida un nuevo e innovador Sistema de Alimentación Ininterrumpida mediante Pila de Combustible.
SITUACION GEOGRAFICA DE SU MERCADO	España y extranjero.
OTROS DATOS DE INTERES (Ejemplo la web, teléfonos de contacto, email .....)	www.iberdrola.com informacion@iberdrola.com Tel.: +34 902 20 15 20

<b>Elcogas</b>	
ACTIVIDAD CONCRETA QUE DESARROLLA	Conversión de combustibles fósiles y en concreto el carbón, en hidrógeno.
SITUACION GEOGRAFICA DE SU MERCADO	España en su mayoría.
OTROS DATOS DE INTERES (Ejemplo la web, teléfonos de contacto, email .....)	contactar@elcogas.es Teléfono: (+34) 926 449 700 Fax: (+34) 926 410 037 http://www.elcogas.es

<b>Endesa Generación</b>	
ACTIVIDAD CONCRETA QUE DESARROLLA	Producción de hidrógeno a partir de energías renovables.
SITUACION GEOGRAFICA DE SU MERCADO	España y extranjero.
OTROS DATOS DE INTERES (Ejemplo la web, teléfonos de contacto, email .....)	www.endesa.com

<b>Enerfin</b>	
ACTIVIDAD CONCRETA QUE DESARROLLA	Promociona, desarrolla, construye y explota proyectos de inversión en energía eólica.
SITUACION GEOGRAFICA DE SU MERCADO	España y extranjero.
OTROS DATOS DE INTERES (Ejemplo la web, teléfonos de contacto, email .....)	Tfno.: 914 170 980 Fax: 914 170 981 enerfin@elecnor.com www.enerfin.es

Repsol	
ACTIVIDAD CONCRETA QUE DESARROLLA	Producción, distribución, estacionamiento de energía a base de hidrógeno.
SITUACION GEOGRAFICA DE SU MERCADO	España y extranjero.
OTROS DATOS DE INTERES (Ejemplo la web, teléfonos de contacto, email .....	Teléfonos: (34) 91 75 38 100 / (34) 91 75 38 000 Fax: 902 303 145 www.repsol.com

Gas Natural Fenosa	
ACTIVIDAD CONCRETA QUE DESARROLLA	Producción, distribución, estacionamiento de energía a base de hidrógeno.
SITUACION GEOGRAFICA DE SU MERCADO	España y extranjero.
OTROS DATOS DE INTERES (Ejemplo la web, teléfonos de contacto, email .....	www.gasnaturalfenosa.es

### 3.1.3. Consumidores de Hidrógeno.

El consumidor final dependiendo del uso que necesita del hidrógeno lo requerirá en sus distintas modalidades. Ahora se describen clientes tipo y ejemplos de los mismos., por tanto este grupo de empresas estaría formado principalmente por:

- Laboratorios: gas portador para componentes reactivos y gas de servicio de analizadores como por ejemplo, portador en cromatografía de gases. Ejemplo: Centros de investigación, Universidades, etc.

Universidad Autónoma de Barcelona	
SEDE PRINCIPAL	Barcelona, Facultad de ciencias, España.
ACTIVIDAD A LA QUE SE DEDICA	Enseñanza e Investigación.
CONSUMO APROXIMADO DE HIDRÓGENO	1 Tonelada (una vez).

Universidad de los Andes	
SEDE PRINCIPAL	Bogotá, Colombia.
ACTIVIDAD A LA QUE SE DEDICA	Enseñanza e Investigación.
CONSUMO APROXIMADO DE HIDRÓGENO	1,000 Metros cúbicos, Trimestral.

Universidad de Santiago de Chile	
SEDE PRINCIPAL	Santiago de Chile, Chile
ACTIVIDAD A LA QUE SE DEDICA	Enseñanza e investigación
CONSUMO APROXIMADO DE HIDRÓGENO	1,440 Litros, Mensual.

Instituto Tecnológico Metropolitano	
SEDE PRINCIPAL	Medellín, Antioquia, Colombia
ACTIVIDAD A LA QUE SE DEDICA	Enseñanza e investigación
CONSUMO APROXIMADO DE HIDRÓGENO	1000 kg, Mensual.

Hydraqua	
SEDE PRINCIPAL	Badajoz, España
ACTIVIDAD A LA QUE SE DEDICA	Investigación
CONSUMO APROXIMADO DE HIDRÓGENO	1 Kilogramo, Semanal.

**Empresas de Transportes: para propulsión de vehículos tanto terrestres, marítimos como aéreos. Ejemplo: EMT, Boeing, Fitsa, HyApproval, Cofradías de Pescadores, etc.**

EMT (Empresa Municipal de Transportes de Madrid)	
SEDE PRINCIPAL	Madrid
ACTIVIDAD A LA QUE SE DEDICA	Prestación del servicio de transporte público urbano colectivo de superficie mediante autobús en la ciudad de Madrid.
CONSUMO APROXIMADO DE HIDRÓGENO	30-32kg/día

Boeing	
SEDE PRINCIPAL	Chicago
ACTIVIDAD A LA QUE SE DEDICA	Aviación comercial
CONSUMO APROXIMADO DE HIDRÓGENO	Sin datos accesibles

Fitsa	
SEDE PRINCIPAL	Torremolinos, Málaga, España.
ACTIVIDAD A LA QUE SE DEDICA	Turismo
CONSUMO APROXIMADO DE HIDRÓGENO	Sin datos accesibles

HyApproval	
SEDE PRINCIPAL	Ottobrunn, Germany
ACTIVIDAD A LA QUE SE DEDICA	Estaciones de servicio
CONSUMO APROXIMADO DE HIDRÓGENO	Sin datos accesibles

**Industrias Electrónicas: para la producción de semiconductores y elementos electrónicos de ordenadores, móviles, etc. Ejemplo: Alcatel, Nokia, Airis, Toshiba, Dell, etc.**

Alcatel	
SEDE PRINCIPAL	París, Francia.
ACTIVIDAD A LA QUE SE DEDICA	Proveedor de servicios de telecomunicaciones.
CONSUMO APROXIMADO DE HIDRÓGENO	Sin datos accesibles.

Nokia	
SEDE PRINCIPAL	Espoo, Finlandia
ACTIVIDAD A LA QUE SE DEDICA	Comunicaciones y tecnología.
CONSUMO APROXIMADO DE HIDRÓGENO	Sin datos accesibles.

Airis	
SEDE PRINCIPAL	Taipei, Taiwan
ACTIVIDAD A LA QUE SE DEDICA	investigación, desarrollo, fabricación y distribución de productos informáticos y electrónica de consumo
CONSUMO APROXIMADO DE HIDRÓGENO	Sin datos accesibles.

Toshiba	
SEDE PRINCIPAL	Tokio, Japón
ACTIVIDAD A LA QUE SE DEDICA	Manufactura de aparatos eléctricos y electrónicos
CONSUMO APROXIMADO DE HIDRÓGENO	Sin datos accesibles.

Dell	
SEDE PRINCIPAL	Round Rock, Texas
ACTIVIDAD A LA QUE SE DEDICA	Desarrolla, fabrica, vende y da soporte a computadoras personales, servidores, programas informáticos y otros productos relacionados con la tecnología.
CONSUMO APROXIMADO DE HIDRÓGENO	Sin datos accesibles.

**Industrias Metalúrgicas: como agente reductor.  
Ejemplo: Arcelor, Mittal, Gallardo, Atlantic Cooper, etc.**

Arcelor	
SEDE PRINCIPAL	Luxemburgo, Luxemburgo.
ACTIVIDAD A LA QUE SE DEDICA	Siderúrgica.
CONSUMO APROXIMADO DE HIDRÓGENO	Sin datos accesibles.

Mittal	
SEDE PRINCIPAL	Rotterdam, Países Bajos
ACTIVIDAD A LA QUE SE DEDICA	Producción de acero.
CONSUMO APROXIMADO DE HIDRÓGENO	Sin datos accesibles.

Gallardo	
SEDE PRINCIPAL	Jerez de los Caballeros, Badajoz, España.
ACTIVIDAD A LA QUE SE DEDICA	Fabricación de tubos de acero.
CONSUMO APROXIMADO DE HIDRÓGENO	Sin datos accesibles.

Alantic Cooper	
SEDE PRINCIPAL	Madrid, España
ACTIVIDAD A LA QUE SE DEDICA	Productora de Cobre.
CONSUMO APROXIMADO DE HIDRÓGENO	Sin datos accesibles.

**Refinerías:** para la hidrogenación, es decir obtención de fracciones ligeras de crudo a partir de fracciones pesadas. Ejemplo: Refinerías de Puertollano, Huelva, Cartagena, Tarragona, etc.

Refinería de Puerto llano.	
SEDE PRINCIPAL	Puertollano, Ciudad Real, España
ACTIVIDAD A LA QUE SE DEDICA	Refinería de petróleo de la empresa Repsol
CONSUMO APROXIMADO DE HIDRÓGENO	Sin datos accesibles.

**Industrias de Tratamiento de Carbón:** para la hidrogenación y gasificación hidrogenante.

**Empresas de Tratamiento de Aguas:** eliminación de nitratos donde las bacterias utilizan el hidrógeno como fuente de energía. Ejemplo: Aquagest, Aqualia, ValORIZA, Degremont, Veolia, etc.

Aquagest	
SEDE PRINCIPAL	Valladolid, España
ACTIVIDAD A LA QUE SE DEDICA	Abastecimiento de agua.
CONSUMO APROXIMADO DE HIDRÓGENO	Sin datos accesibles.

Aqualia	
SEDE PRINCIPAL	Madrid
ACTIVIDAD A LA QUE SE DEDICA	Tratamiento y abastecimiento de agua
CONSUMO APROXIMADO DE HIDRÓGENO	Sin datos accesibles.

**Industria Química:** para la obtención de ácido clorhídrico, amoníaco y peróxido de hidrógeno. Ejemplo: Brentang, Solvay, etc.

Brenntag	
SEDE PRINCIPAL	Houston, USA.
ACTIVIDAD A LA QUE SE DEDICA	Distribución de productos químicos
CONSUMO APROXIMADO DE HIDRÓGENO	Sin datos accesibles.

Solvay	
SEDE PRINCIPAL	<u>Neder-Over-Heembeek</u> , Brussels, Belgium.
ACTIVIDAD A LA QUE SE DEDICA	Chemical company
CONSUMO APROXIMADO DE HIDRÓGENO	Sin datos accesibles.

### 3.1.4. Distribuidores de Hidrógeno.

Las empresas que se dedican dentro del sector del hidrógeno a la distribución del mismo pueden ser a su vez también productoras de hidrógeno y almacenistas, por tanto este grupo de empresas estaría formado principalmente por:

Abello Linde, CLH, Gas Natural, SDG, Carburos Metálicos, Praxair, Cepsa, Repsol YPF.

Abello Linde	
ACTIVIDAD CONCRETA QUE DESARROLLA	Distribución de hidrógeno en diversas formas embotelladas.
SITUACION GEOGRAFICA DE SU MERCADO	España y extranjero.
OTROS DATOS DE INTERES (Ejemplo la web, teléfonos de contacto, email .....	<a href="http://www.abellolinde.es">www.abellolinde.es</a>

CLH	
ACTIVIDAD CONCRETA QUE DESARROLLA	Investigación y desarrollo de combustibles alternativos basados en el hidrógeno.
SITUACION GEOGRAFICA DE SU MERCADO	España y extranjero.
OTROS DATOS DE INTERES (Ejemplo la web, teléfonos de contacto, email .....	<a href="http://www.clh.es">www.clh.es</a> <a href="mailto:info@clh.es">info@clh.es</a>

Gas Natural Fenosa	
ACTIVIDAD CONCRETA QUE DESARROLLA	Producción, distribución, estacionamiento de energía a base de hidrógeno.
SITUACION GEOGRAFICA DE SU MERCADO	España y extranjero.
OTROS DATOS DE INTERES (Ejemplo la web, teléfonos de contacto, email .....	<a href="http://www.gasnaturalfenosa.es">www.gasnaturalfenosa.es</a>

Carburos metálicos	
ACTIVIDAD CONCRETA QUE DESARROLLA	Proveedor mundial de hidrógeno comercial y líder industrial en infraestructuras para combustible de hidrógeno
SITUACION GEOGRAFICA DE SU MERCADO	España y extranjero.
OTROS DATOS DE INTERES (Ejemplo la web, teléfonos de contacto, email .....)	www.carburos.com

Praxair	
ACTIVIDAD CONCRETA QUE DESARROLLA	Suministro de gases industriales, además de ofrecer a la Industria en general una serie de productos y servicios relacionados con dichos gases.
SITUACION GEOGRAFICA DE SU MERCADO	España y extranjero.
OTROS DATOS DE INTERES (Ejemplo la web, teléfonos de contacto, email .....)	www.praxair.es

Cepsa	
ACTIVIDAD CONCRETA QUE DESARROLLA	Estaciones de servicio
SITUACION GEOGRAFICA DE SU MERCADO	España y América, generalmente.
OTROS DATOS DE INTERES (Ejemplo la web, teléfonos de contacto, email .....)	www.cepsa.com

Repsol	
ACTIVIDAD CONCRETA QUE DESARROLLA	Producción, distribución, estacionamiento de energía a base de hidrogeno.
SITUACION GEOGRAFICA DE SU MERCADO	España y extranjero.
OTROS DATOS DE INTERES (Ejemplo la web, teléfonos de contacto, email .....)	www.repsol.com

## 3.2 Análisis sectorial del hidrógeno.

Trataremos de explicar la relación, más o menos directa, de cada una de las zonas del mundo en su trato con el Hidrógeno.

### 3.2.1. El Mundo.

El concepto de la economía del hidrógeno surge en los años 70 en EEUU, en un seminario para analizar la situación energética que se prevé para el año 2000. Precisamente hasta estas fechas se consideraba todavía una perspectiva lejana y quedaba prácticamente a nivel de investigación dentro de universidades y centros tecnológicos.

### 3.2.2. América.

Es desde 2002 cuando Estados Unidos se une a estas iniciativas cuando los apoyos institucionales comienzan a hacerse más patentes y el hidrógeno comienza a "popularizarse" y a ser vendido como una energía limpia que será la solución al problema energético. Así, en 2002 se inicia el programa Freedom-CAR como un consorcio entre el Departamento de Energía (DOE) y las principales empresas del sector para lanzar los coches de hidrógeno. Un año más tarde, en 2003, el programa se verifrendado y ampliado a través de la Iniciativa Presidencial para el Hidrógeno (Hydrogen Fuel Initiative), en la que se lanza además el proyecto FUTURE GEN, destinado a producir hidrógeno a partir de la gasificación de carbón integrada en ciclo combinado con captura de CO<sub>2</sub>. Aunque estos son los hitos más significativos, Estados Unidos llevaba desde mayo de 2001 trabajando y realizando estudios de política energética contemplando el hidrógeno.

Destaca Argentina por la prontitud con que se ha adherido a la economía del hidrógeno, creando un ente federal dedicado al mismo. Dicha nación estaba ya muy adelantada en el aprovechamiento de la energía eólica captada en numerosos parques que tiene instalados en la Patagonia, aprovechando las peculiaridades climáticas de la región. Derivando tal energía a la producción de hidrógeno, Argentina no vacila en aspirar a convertirse en el "Kuwait del hidrógeno" y exportarlo a todo el mundo.

### 3.2.3. Asia.

No queda atrás el coloso chino en su atención y esfuerzo respecto del empleo del hidrógeno. Según anunció el viceministro chino su Gobierno aplicará 180.000 millones de dólares en los próximos quince años para fomentar el empleo de las tecnologías del hidrógeno. Destacó el interés que se dedicará también a las energías renovables, para poder reemplazar el petróleo.

### 3.2.4. Europa.

Dentro de la Unión Europea se están desarrollando importantes estudios e iniciativas en el marco de la revolución del hidrógeno, concentrándose especialmente en el sector de la automoción, y dentro de él, en el transporte de viajeros.

La Unión Europea a través del V Programa Marco (1998-2002) comienza a crear grupos de trabajo en torno al hidrógeno:

- AFCG. Alternative Fuels Contact Group.
- HyNet. Red temática europea sobre la energía del hidrógeno.
- EIHP. European Integrated Hydrogen Project.
- HLG. High Level Group (for H<sub>2</sub> and Fuel Cells)
- TES. Transport Energy Strategy.
- FUERO. Fuel Systems and Components General Research for Vehicle Applications.

Entre otros trabajos el AFCG propone un escenario de combustibles alternativos en el que el hidrógeno en automoción se emplearía en un 2% en 2015 y en un 5% en 2020.

Como consecuencia del despegue que experimenta Estados Unidos, la Unión Europea reacciona intensificando sus esfuerzos creando una estructura similar a la norteamericana. Así, en octubre de 2002 crea el HLG, que emite un informe en abril de 2003, a partir del que arranca el programa europeo, que desemboca en 2004 en la creación de la Plataforma Tecnológica Europea en Hidrógeno y Pilas de combustible. Surgen como grandes proyectos HYPOGEN, destinado a crear una gran instalación de generación de hidrógeno y electricidad a partir de combustibles fósiles con captura y secuestro de CO<sub>2</sub>, e HYCOM, dedicado al establecimiento de un número limitado de "comunidades de hidrógeno" que empleen éste para producir calor, electricidad y como

combustible para vehículos.

El HLG prepara un informe, "Hydrogen Energy and Fuel Cells. A visión of our future" en el que proponen a la Unión Europea un conjunto de cinco acciones:

- Definición de un marco político europeo.
- Definición de una agenda estratégica de investigación.
- Definición de una estrategia de despliegue.
- Definición de una hoja de ruta europea en hidrógeno y pilas de combustible.
- Creación de una Plataforma Tecnológica Europea dedicada al hidrógeno y las pilas de combustible.

Las propuestas del HLG se debatieron en la conferencia europea "The Hydrogen economy. A bridge to sustainable energy" (Bruselas, 16-17 junio de 2003), que disfrutó de un muy alto nivel de representación política, nunca visto antes para tratar sobre temas de I+D científica y tecnológica.

En la conferencia se indicaron las siguientes conclusiones:

- Se considera al hidrógeno como un puente hacia un desarrollo energético sostenible.
- El objetivo último se centra en un sistema energético basado en las energías renovables, con el hidrógeno y la electricidad como principales portadores de energía.
- Se mantienen abiertas todas las opciones tecnológicas (uso de recursos fósiles y nuclear, tecnología de utilización basada en motores de combustión interna o turbinas, etc.).
- La Plataforma Tecnológica debe servir para construir e intensificar un enfoque coherente de la actuación de la Unión Europea en este campo.

Cumpliendo con las directrices del HLG, se crea en enero de 2004 la Plataforma Tecnológica Europea de Hidrógeno y Pilas de Combustible (HFP) con el objetivo de preparar y dirigir una estrategia efectiva para llevar el hidrógeno y las pilas de combustible al mercado para beneficiarse de todo su potencial económico y medioambiental.

Forman parte de la Plataforma más de 300 grupos de interés entre los que se encuentran:

- La comunidad investigadora, pública y privada, técnica y socioeconómica.
- La industria (incluidas pymes) con toda la cadena de producción y suministro.
- Autoridades públicas: Europeas, nacionales,

regionales y locales.

- La comunidad financiera, bancos, capital riesgo y aseguradoras.
- Usuarios y consumidores, para asegurar mercados y productos.
- La sociedad civil, para aumentar la conciencia social.

Se puede observar que la Unión Europea está apostando fuertemente por la investigación, el desarrollo y la implantación de las tecnologías del hidrógeno. Existe una "gran carrera" por ver quien llega primero a la "economía del hidrógeno" y en ésta compite también Europa. A pesar de que actualmente se están haciendo enormes esfuerzos, se deben seguir realizando tanto desde la Unión Europea como desde los diferentes países que la conforman, para lograr ganar esa "gran carrera".

### 3.2.4.1. España.

Cada vez es mayor el interés nacional y las iniciativas tanto públicas como privadas hacia el desarrollo y penetración de la economía del hidrógeno y cada vez son más los grupos de investigación y las entidades dedicados a alguno de los aspectos del desarrollo de estas tecnologías del hidrógeno. Actualmente existen más de 120 entidades incluyendo, Administración, empresas privadas, Organismos Públicos de Investigación, Universidades y Centros tecnológicos.

Hasta el presente, las actividades científicas y tecnológicas en hidrógeno y pilas de combustible se han ido abordando de forma espontánea según iban surgiendo aproximaciones científicas o tecnológicas y a medida que iba creciendo el interés socioeconómico por esta tecnología pero no existen a escala nacional equipos de investigación con el tamaño y la capacidad tecnológica suficiente para integrar los diferentes conocimientos y producir un salto cualitativo en el avance y desarrollo de estas tecnologías.

Aunque en España existe un buen nivel de investigación y una destacada presencia de proyectos de demostración, es muy escaso el número de empresas dedicadas en exclusividad al desarrollo y producción de estas tecnologías. Por ello, se hace necesaria la creación de una

instalación completamente dedicada al desarrollo de las tecnologías del hidrógeno, que aproveche los impulsos existentes hasta ahora potenciándolos de forma que permitan un progreso adecuado para llegar a tiempo en el momento de la plena industrialización de estas tecnologías con un cierto liderazgo. A raíz de la creación de la Plataforma Europea, van surgiendo en los países miembros las Plataformas Nacionales.

En España existen diferentes Plataformas Tecnológicas en relación con las tecnologías del hidrógeno, algunas de las cuales son:

- La “Plataforma Tecnológica Española del Hidrógeno y las Pilas de Combustible” (PTE-HPC), fue creada en mayo de 2005 con la tarea de definir su propio escenario de referencia y el correspondiente conjunto de actividades estratégicas de I+D, encajándolas en la medida de lo posible, en el escenario europeo. El principal objetivo de la PTE-HPC es facilitar y acelerar el desarrollo y la utilización en España de sistemas basados en pilas de combustible de hidrógeno, en sus diferentes tecnologías, para su aplicación en el transporte, el sector estacionario y el portátil.
- Por otra parte, el “Observatorio de Prospectiva Tecnológica Industrial” (OPTI), publicó en mayo de 2006 el Estudio de Prospectiva en Hidrógeno y Pilas de Combustible. Los objetivos del estudio eran identificar cuáles serían las tecnologías críticas en el horizonte del 2030 relacionadas con la producción y almacenamiento del hidrógeno, su uso final para producir energía y los distintos tipos de pilas de combustible y sus aplicaciones. Se trata de proporcionar una visión de la situación actual que permita conocer cuál es la posición nacional respecto al desarrollo de estas tecnologías y establecer cuáles son los posibles caminos para conseguir su despliegue.
- Otros referentes nacionales son la Asociación Española del Hidrógeno (AEH2) y la Asociación de Pilas de Combustible (APPICE).

Además de las Plataformas

Tecnológicas existentes, existen multitud de centros de investigación repartidos por todo el territorio nacional, los cuales también juegan un papel fundamental en la transición hacia la economía del hidrógeno. Algunos de los más importantes son:

- El “Consejo Superior de Investigaciones Científicas” (CSIC) es un organismo público de investigación, autónomo de carácter multifactorial y multidisciplinar, con personalidad jurídica, patrimonio propio y con implantación en todo el territorio nacional.
- Dentro de las pilas de combustible hay que destacar la actividad del Instituto de Catálisis y Petroleoquímica y del Instituto de Ciencia y Tecnología de Polímeros. Dentro del ámbito de las nuevas técnicas para el almacenamiento de hidrógeno hay que destacar la labor del Instituto de Carboquímica y del Instituto de Ciencia de Materiales de Aragón.

Por otra parte, el CSIC ha desarrollado cinco Redes Temáticas Interdisciplinarias constituidas por un conjunto de “nodos” donde se integran investigadores y recursos los cuales, con una ubicación física concreta y adscritos a un Centro Público de Investigación, se comprometen a desarrollar un tema, generar conocimiento o a trabajar en la solución de un problema de I+D de carácter científico y/o tecnológico, mediante la interacción de sus respectivas contribuciones y explotando al máximo las sinergias derivadas de las mismas.

La Red Temática de Pilas de Combustible del CSIC tiene como objetivo principal potenciar la actividad del CSIC en este campo para que los grupos implicados en ella puedan avanzar en el conocimiento de los componentes (fabricación y propiedades) y en sus procesos de integración. Estos conocimientos pueden concluir con el desarrollo de un prototipo industrial en colaboración con las entidades industriales interesadas.

Para cumplir con este objetivo, es necesario congrega a los grupos participantes en torno a temas comunes, poner a disposición de los diferentes grupos estímulos, técnicas y conocimientos que permitan colaboraciones multidisciplinares

y coordinar los esfuerzos de los diferentes grupos de trabajo para difundir las actividades que desde el CSIC se llevan a cabo en este ámbito.

La Red Temática está constituida por cinco Áreas (Automatización, Fluido-dinámica y sensorización de pilas de combustible, Pilas de combustible de óxido sólido, Pilas de combustible poliméricas, Almacenamiento y generación del vector energético y Supercondensadores) y cada una de ellas incluye varios nodos, que a su vez desarrollan actividades específicas.

Otro centro de investigación relevante es el "Instituto Nacional de Técnica Aeroespacial" (INTA) que es un organismo público de investigación que viene desarrollando actividades de ensayos, integración y desarrollo de componentes y sistemas basados en energías renovables, con especial dedicación a la energía solar térmica de baja temperatura, refrigeración solar y tecnologías de producción, almacenamiento y utilización de hidrógeno y la investigación, desarrollo y aplicación en pilas de combustible, además de acciones de normalización y apoyo a la industria.

Las actividades que desarrolla el INTA en el campo del hidrógeno y las pilas de combustible están enmarcadas en el Área de Energías Renovables que desarrolla su actuación dentro del Departamento de Aerodinámica y Propulsión que desarrolla su actuación dentro del Departamento de Aerodinámica y Propulsión perteneciente a la Subdirección General de Investigación y Programas.

Desde 1990, el INTA ha realizado las siguientes actuaciones relacionadas con las tecnologías del hidrógeno y las pilas de combustible:

Tecnologías del Hidrógeno:

- Producción: Planta piloto de producción de hidrógeno, con energía solar fotovoltaica.
- Utilización: Generación de energía en aplicaciones remotas.
- Transporte terrestre.
- Sistemas de almacenamiento: Gas Hidrógeno a presión.
- Hidruros metálicos.

Pilas de combustible:

- Sistemas regenerativos de pilas de combustible para aplicaciones espaciales.
- Generación de electricidad: Planta piloto de pila de combustible de ácido fosfórico de 1kW.
- Transporte: Estudios de viabilidad.
- Integración y caracterización de componentes y sistemas.
- Planta piloto de pila de combustible de polímeros sólidos de 2.5 y 5kW.
- Componentes: Banco de caracterización de electrodos, catalizadores y placas bipolares.
- Banco de ensayos de pilas de combustible.
- Evaluación de sistemas y plantas piloto.

Otro de los centros de investigación a nivel nacional de importancia es el "Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas" (CIEMAT) que es un organismo público de investigación y desarrollo tecnológico, adscrito al Ministerio de Educación y Ciencia, que tiene como objetivos principales:

- Desarrollar fuentes energéticas alternativas.
- Aportar soluciones para mejorar la utilización de los recursos y sistemas de generación de la energía.
- Resolver los problemas de las empresas españolas en el ámbito de la energía y su repercusión en el medioambiente.

El grupo de pilas de combustible del CIEMAT, está formado por una quincena de especialistas que llevan más de diez años investigando en estos temas. Su objetivo es el diseño y desarrollo de prototipos de pilas de combustible como un sistema de generación de energía competitivo con los actuales considerando aspectos tales como la eficiencia eléctrica, el impacto ambiental, la flexibilidad y la modularidad. Se aborda desde la investigación básica en materiales, reacciones electroquímicas implicadas y procesos hasta la modelización de componentes y comportamiento en una celda de combustible para lograr la optimización de la celda.

Puede observarse que en el ámbito nacional se está apostando fuerte por el hidrógeno y se está haciendo desde distintos

ámbitos: desde las fundaciones, los centros de investigación y también desde empresas españolas públicas y privadas.

### 3.2.4.1.1. Canarias.

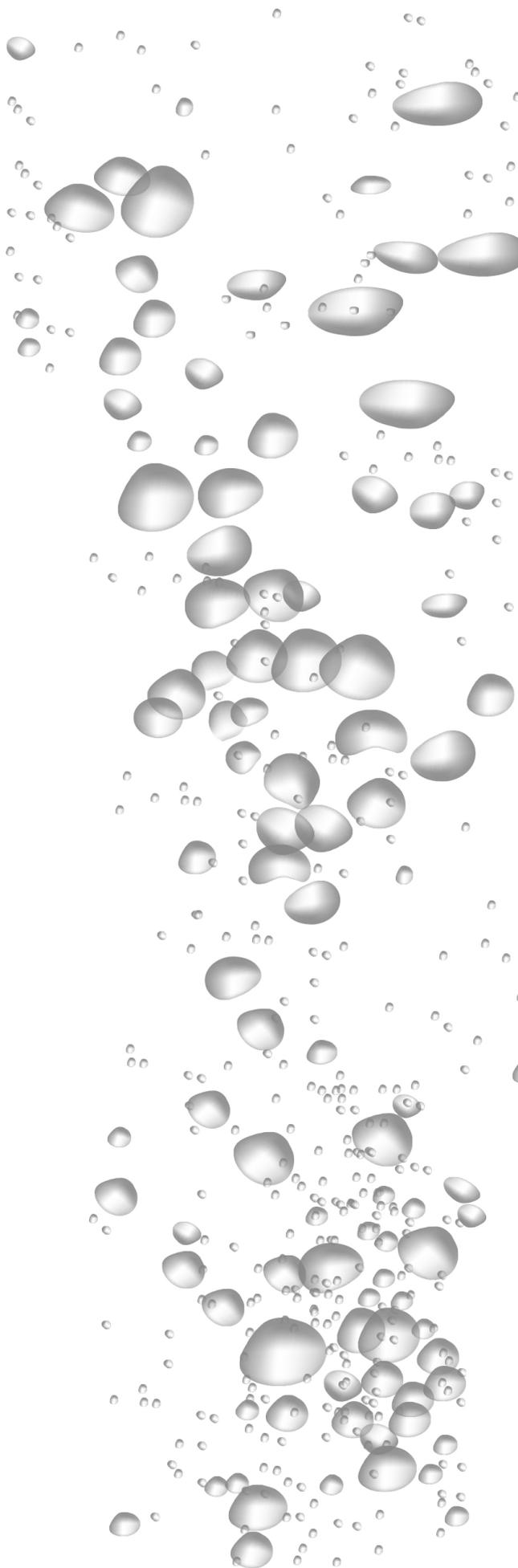
Se está trabajando en el Instituto Tecnológico de Canarias en dos proyectos relacionados con el hidrógeno. Uno está buscando cómo producirlo y almacenarlo con energía eólica para aplicación estacionaria. El otro proyecto se dedica de lleno a la aplicación del hidrógeno en los transportes, como automóviles, autobuses, etc.

El Instituto Tecnológico de Canarias (ITC) ha desarrollado un Laboratorio de Tecnologías del Hidrógeno – HYLAB Plataforma de investigación en la que se ensaya y verifica el rendimiento de los distintos componentes de los sistemas de producción, almacenamiento de H<sub>2</sub>. Es una plataforma de investigación en la que se ensayará y verificará el rendimiento de los distintos componentes de los sistemas de producción, almacenamiento y producción de H<sub>2</sub>, sobre todo en lo que se refiere a su integración con sistemas de energías renovables.

El laboratorio HYLAB parte con la dotación en infraestructuras, producción y almacenamiento de H<sub>2</sub> heredadas de otros proyectos de H<sub>2</sub> del ITC, por lo que inicialmente contará con un electrolizador alcalino de 11 Nm<sup>3</sup>H<sub>2</sub>/hr y un electrolizador PENM de 1,16 Nm<sup>3</sup>H<sub>2</sub>/hr; depósitos de H<sub>2</sub> a 25 bar (500 Nm<sup>3</sup>H<sub>2</sub>) y a 200 bar (32 Nm<sup>3</sup>H<sub>2</sub>), un sistema trifásico de pilas de combustible de 6 x 5 kW y un vehículo alimentado con H<sub>2</sub>.



Ilustración 49: Infraestructura para la producción y almacenamiento de H<sub>2</sub>, laboratorio HYLAB, Canarias.  
Fuente: ITC





**Ilustración 50: Parque eólico de Solana de Tesjate con almacenamiento energético mediante hidrógeno.**  
**Fuente: Elaboración propia.**

Este proyecto tiene por objetivos disponer en Canarias de infraestructura de ensayo de componentes de sistemas de hidrógeno, realizar ensayos que permitan optimizar los componentes de sistemas de producción de H<sub>2</sub> con sistemas de aprovechamiento de las energías renovables y permitir el avance en el conocimiento de las tecnologías del hidrógeno, tanto dentro del ITC como en empresas y universidades canarias, así como servir de plataforma para el desarrollo de otros proyectos relacionados con la producción de hidrógeno obtenido a partir de energías renovables.

Los objetivos específicos del proyecto son:

- Consolidar una infraestructura de ensayo de estas tecnologías y realizar los trabajos necesarios que permitan la labor investigadora en los prototipos construidos.
- Continuar con el aprendizaje y el ensayo de componentes relacionados con las tecnologías del hidrógeno.
- Análisis y diseño de sistemas de control que permitan integrar los sistemas de hidrógeno y energías renovables.
- Obtener resultados del funcionamiento de los prototipos existentes.
- Divulgar los resultados obtenidos a partir del trabajo realizado.
- Buscar líneas de colaboración con

empresas, instituciones y universidades.

- Buscar y proponer nuevas líneas de trabajo y financiación, así como colaboración con empresas, instituciones y universidades.

Otro proyecto que está desarrollándose en Canarias es el Proyecto Solantes. Este proyecto tiene como propósito fundamental analizar la viabilidad técnica y la gestión eficaz de una instalación singular que combina la producción de energías renovables con el almacenamiento energético mediante el portador hidrógeno. La instalación constará de un parque eólico en la isla de Fuerteventura para la producción de energía eléctrica, un equipo de electrólisis con capacidad para generar hidrógeno, un sistema de almacenamiento de hidrógeno y una pila de combustible.

El proyecto Solantes aportará las soluciones técnicas y tecnológicas desde el ámbito de la innovación a la gestión eficaz de las energías renovables. El almacenamiento energético mediante hidrógeno dotará a los sistemas de producción energética de un soporte importantísimo para el sistema eléctrico en su conjunto.



## ANÁLISIS DEL MERCADO DEL HIDRÓGENO.

## 4.1 Barreras y fallos del mercado del hidrógeno en España y Canarias.

Definimos barreras o fallos de mercado a la situación que se produce cuando el suministro que hace un mercado de un bien o servicio no es eficiente, bien porque el mercado suministre más cantidad de lo que sería eficiente o también se puede producir el fallo porque el equilibrio del mercado proporcione menos cantidad de un determinado bien de lo que sería eficiente.

Debido a la situación ultra periférica de las Islas Canarias y la falta de inversión y financiación del Gobierno estatal, se generan una serie de barreras en el mercado del hidrógeno, entre las cuales, señalamos las más destacables que son las tecnológicas, sociales y especialmente las barreras económicas. A continuación se describen los puntos críticos que ponen freno a la evolución del mercado del hidrógeno en España.

### 4.1.1. Barreras tecnológicas.

Aunque se están realizando importantes avances tecnológicos, la implantación de la economía del hidrógeno no es inmediata y requiere aún dar respuesta a importantes retos. Estos retos suponen la aplicación de un conocimiento científico al desarrollo de tecnología; su alcance está más focalizado a la obtención de un producto, ya sea éste la implementación de un proceso con una función específica o el diseño de un dispositivo con unas características dadas.

Las barreras tecnológicas son una parte importante en el desarrollo de la economía del hidrógeno y su aplicación como combustible del futuro, ya que existen áreas que requieren más investigación. Entre ellas puede mencionarse la necesidad de realizar avances en celdas de combustible, producción de hidrógeno, tecnología de vehículos, transporte y almacenamiento, distribución de hidrógeno en las grandes ciudades, desarrollo de centros de producción masivos de hidrógeno, entre otros.

Desde el punto de vista de la producción del hidrógeno, hay que considerar que los métodos actuales

resultan costosos y se basan principalmente en la gasificación de combustibles fósiles a altas presiones y temperaturas. Los procesos basados en energías renovables o energía nuclear no se encuentran suficientemente desarrollados y a nivel industrial su coste es aún mayor. Por otro lado, para dar respuesta a una demanda global de este tipo de energía, se necesitaría el desarrollo de un sistema de distribución de hidrógeno similar al que existe hoy en día para la gasolina.

El almacenamiento supone otro reto aún por resolver ya que, debido a su baja densidad energética, se necesitan enormes volúmenes de hidrógeno para alimentar procesos con alta demanda energética. En la actualidad se investiga en el desarrollo de tanques de alta presión, adsorbentes porosos e hidruros metálicos que permitan almacenar cantidades suficientes de este compuesto en espacios reducidos.

A modo resumen, algunos de los cambios necesarios para el desarrollo de la economía del hidrógeno son los siguientes:

- Reducción de costes de las pilas de combustible (en factor de 10 a 100 dependiendo de la aplicación).
- Mejora de las actuaciones y durabilidad de los sistemas de pilas de combustible (factor 2 o mayor).
- Desarrollo de tecnologías de producción masiva de stacks y sistemas de pilas de combustible.
- Reducir los costes de producción y distribución de hidrógeno (en factor 3 o mayor).
- Iniciar actividades de investigación para una futura producción a gran escala de hidrógeno a partir de renovables y fuentes de energía sin carbono.
- Perseguir la consecución de nuevos materiales y principios para el almacenamiento de hidrógeno.

#### 4.1.1.1. Infraestructura de repostaje de H2.

Como vemos en la siguiente imagen, hay una concentración de estaciones de repostaje de hidrógeno, muy por encima del resto, en Norteamérica y Europa.



Ilustración 51: Estaciones de repostaje de hidrógeno a nivel mundial. Fuente: H2 Stations.org

Los últimos informes indican que durante el año pasado entraron en funcionamiento 18 nuevas estaciones de servicio de hidrógeno, de modo que en la actualidad existen, por todo el mundo, un total de 206 estaciones de hidrogeno en funcionamiento. En España, a día de hoy, parece ser que solo queda una en este estado.

Aunque pueda parecer que la diferencia es abismal entre las estaciones del norte de américa y las europeas, lo cierto es que esta última no se encuentra tan descolgada de la primera en cuanto a hidrogeneras operativas. Europa cuenta con 70 estaciones de este tipo, frente a las 92 del otro lado del charco.

Además, los datos que maneja TÜV Sud indican que existen otras 108 instalaciones previstas a corto y medio plazo, lo que sumaría en unos años más de 400 hidrogeneras operativas en el planeta.

Ahora vemos cada una de las estaciones de servicio, de manera más pormenorizada, en la siguiente tabla donde especificamos su estado y situación geográfica a nivel mundial:

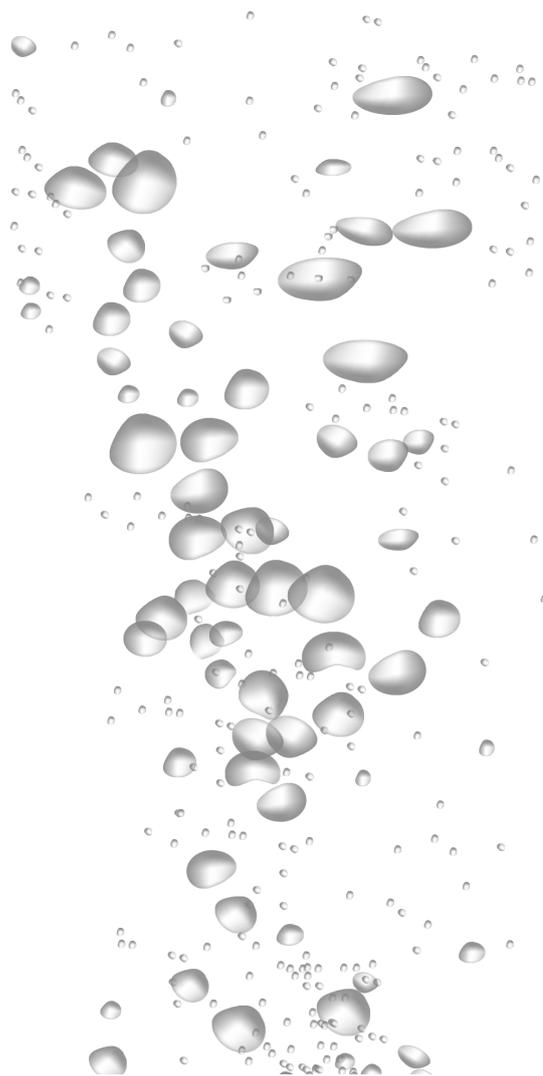


Tabla 31: Estado y situación geográfica de estaciones hidrogeneras a nivel mundial.

ID	CONTINENTE	PAÍS	CIUDAD	ESTADO
01	EUROPA	ESPAÑA	ZARAGOZA	OPERATIVA
02	EUROPA	ESPAÑA	MADRID	FUERA DE SERVICIO
03	EUROPA	ESPAÑA	VALENCIA	FUERA DE SERVICIO
04	EUROPA	ESPAÑA	BARCELONA	FUERA DE SERVICIO
05	EUROPA	ESPAÑA	ZARAGOZA	FUERA DE SERVICIO
06	EUROPA	FRANCIA	TOULOUSE	FUERA DE SERVICIO
07	EUROPA	FRANCIA	GRENOBLE	OPERATIVA
08	EUROPA	FRANCIA	AUBEVOYE	OPERATIVA
09	EUROPA	FRANCIA	LES RESSUINTES	OPERATIVA
10	EUROPA	FRANCIA	DUNKERQUE	FUERA DE SERVICIO
11	EUROPA	LUXEMBURGO	LUXEMBURGO	FUERA DE SERVICIO
12	EUROPA	REINO UNIDO	LONDRES	OPERATIVA
13	EUROPA	REINO UNIDO	LONDRES	PLANEADA
14	EUROPA	REINO UNIDO	LONDRES	PLANEADA
15	EUROPA	REINO UNIDO	LONDRES	FUERA DE SERVICIO
16	EUROPA	REINO UNIDO	LONDRES	FUERA DE SERVICIO
17	EUROPA	REINO UNIDO	LONDRES	FUERA DE SERVICIO
18	EUROPA	REINO UNIDO	LONDRES	OPERATIVA
19	EUROPA	REINO UNIDO	SWINDON	OPERATIVA
20	EUROPA	REINO UNIDO	ISLE OF WIGHT	PLANEADA
21	EUROPA	REINO UNIDO	ISLE OF WIGHT	PLANEADA
22	EUROPA	REINO UNIDO	BRISTOL	PLANEADA
23	EUROPA	REINO UNIDO	PORT TALBOT	OPERATIVA
24	EUROPA	REINO UNIDO	GLYNTAFF	OPERATIVA
25	EUROPA	REINO UNIDO	BEDFORD	OPERATIVA
26	EUROPA	REINO UNIDO	COVENTRY	OPERATIVA
27	EUROPA	REINO UNIDO	BIRMINGHAM	OPERATIVA
28	EUROPA	REINO UNIDO	LEICESTERSHIRE	OPERATIVA
29	EUROPA	REINO UNIDO	DERBY	PLANEADA
30	EUROPA	REINO UNIDO	LEICESTERSHIRE	PLANEADA
31	EUROPA	REINO UNIDO	NOTTINGHAM	OPERATIVA
32	EUROPA	REINO UNIDO	SHEFFIELD	OPERATIVA
33	EUROPA	REINO UNIDO	SHEFFIELD	PLANEADA
34	EUROPA	REINO UNIDO	ABERDEEN	PLANEADA
35	EUROPA	REINO UNIDO	ABERDEEN	PLANEADA
36	EUROPA	REINO UNIDO	ELLON	PLANEADA
37	EUROPA	REINO UNIDO	PETERHEAD	PLANEADA
38	EUROPA	REINO UNIDO	ISLE OF LEWIS	OPERATIVA
39	EUROPA	BELGICA	BRUSELAS	OPERATIVA
40	EUROPA	BELGICA	BRUSELAS	FUERA DE SERVICIO
41	EUROPA	BELGICA	ANTWERP	PLANEADA
42	EUROPA	BELGICA	OOSTMALLE	FUERA DE SERVICIO
43	EUROPA	HOLANDA	ROTTERDAM	PLANEADA
44	EUROPA	HOLANDA	AMSTERDAM	OPERATIVA
45	EUROPA	HOLANDA	ARNHEM	OPERATIVA
46	EUROPA	HOLANDA	PETTEN	OPERATIVA
47	EUROPA	DINAMARCA	RINGKÖBING	OPERATIVA
48	EUROPA	DINAMARCA	HOLSTEBRO	OPERATIVA
49	EUROPA	DINAMARCA	ESBJERG	PLANEADA
50	EUROPA	DINAMARCA	AARHUS	PLANEADA
51	EUROPA	DINAMARCA	AALBORG	PLANEADA

52	EUROPA	DINAMARCA	HERNING	PLANEADA
53	EUROPA	DINAMARCA	FREDERICIA	PLANEADA
54	EUROPA	DINAMARCA	ODENSE	PLANEADA
55	EUROPA	DINAMARCA	COPENHAGEN	PLANEADA
56	EUROPA	DINAMARCA	COPENHAGEN	PLANEADA
57	EUROPA	DINAMARCA	COPENHAGEN	OPERATIVA
58	EUROPA	SUECIA	ESTOCOLMO	FUERA DE SERVICIO
59	EUROPA	SUECIA	HALMSTAD	PLANEADA
60	EUROPA	SUECIA	GOTHENBURG	PLANEADA
61	EUROPA	SUECIA	STENUNGSUND	PLANEADA
62	EUROPA	SUECIA	MALMÖ	OPERATIVA
63	EUROPA	NORUEGA	OSLO	OPERATIVA
64	EUROPA	NORUEGA	OSLO	OPERATIVA
65	EUROPA	NORUEGA	OSLO	OPERATIVA
66	EUROPA	NORUEGA	OSLO	OPERATIVA
67	EUROPA	NORUEGA	OSLO	FUERA DE SERVICIO
68	EUROPA	NORUEGA	LIER	OPERATIVA
69	EUROPA	NORUEGA	PORSGRUNN	OPERATIVA
70	EUROPA	NORUEGA	KRISTINSAND	FUERA DE SERVICIO
71	EUROPA	NORUEGA	LYNGDAL	FUERA DE SERVICIO
72	EUROPA	NORUEGA	TANANGER	FUERA DE SERVICIO
73	EUROPA	NORUEGA	TANANGER	FUERA DE SERVICIO
74	EUROPA	NORUEGA	BERGEN	FUERA DE SERVICIO
75	EUROPA	NORUEGA	TRONDHEIM	FUERA DE SERVICIO
76	EUROPA	FINLANDIA	HELSINKI	PLANEADA
77	EUROPA	FINLANDIA	ROVANIEMI	OPERATIVA
78	EUROPA	ALEMANIA	AACHEN	OPERATIVA
79	EUROPA	ALEMANIA	COLOGNE	OPERATIVA
80	EUROPA	ALEMANIA	DUSSELDORF	OPERATIVA
81	EUROPA	ALEMANIA	DUSSELDORF	OPERATIVA
82	EUROPA	ALEMANIA	BOTTROP	OPERATIVA
83	EUROPA	ALEMANIA	HERTEN	OPERATIVA
84	EUROPA	ALEMANIA	DUSSELDORF	FUERA DE SERVICIO
85	EUROPA	ALEMANIA	HAMBURGO	OPERATIVA
86	EUROPA	ALEMANIA	HAMBURGO	OPERATIVA
87	EUROPA	ALEMANIA	HAMBURGO	OPERATIVA
88	EUROPA	ALEMANIA	HAMBURGO	OPERATIVA
89	EUROPA	ALEMANIA	HAMBURGO	OPERATIVA
90	EUROPA	ALEMANIA	HAMBURGO	OPERATIVA
91	EUROPA	ALEMANIA	HAMBURGO	PLANEADA
92	EUROPA	ALEMANIA	HAMBURGO	PLANEADA
93	EUROPA	ALEMANIA	HAMBURGO	FUERA DE SERVICIO
94	EUROPA	ALEMANIA	HAMBURGO	FUERA DE SERVICIO
95	EUROPA	ALEMANIA	HAMBURGO	OPERATIVA
96	EUROPA	ALEMANIA	STOLPE	PLANEADA
97	EUROPA	ALEMANIA	MÜRITZ	PLANEADA
98	EUROPA	ALEMANIA	GRAPZOW	PLANEADA
99	EUROPA	ALEMANIA	BARTH	OPERATIVA
100	EUROPA	ALEMANIA	HANNOVER	OPERATIVA

101	EUROPA	ALEMANIA	BERLIN	OPERATIVA
102	EUROPA	ALEMANIA	BERLIN	OPERATIVA
103	EUROPA	ALEMANIA	BERLIN	OPERATIVA
104	EUROPA	ALEMANIA	BERLIN	OPERATIVA
105	EUROPA	ALEMANIA	BERLIN	PLANEADA
106	EUROPA	ALEMANIA	BERLIN	FUERA DE SERVICIO
107	EUROPA	ALEMANIA	BERLIN	FUERA DE SERVICIO
108	EUROPA	ALEMANIA	BERLIN	FUERA DE SERVICIO
109	EUROPA	ALEMANIA	BERLIN	FUERA DE SERVICIO
110	EUROPA	ALEMANIA	DRESDEN	OPERATIVA
111	EUROPA	ALEMANIA	FRANKFURT	OPERATIVA
112	EUROPA	ALEMANIA	FRANKFURT	OPERATIVA
113	EUROPA	ALEMANIA	FRANKFURT	OPERATIVA
114	EUROPA	ALEMANIA	FRANKFURT	FUERA DE SERVICIO
115	EUROPA	ALEMANIA	NUREMBERG	FUERA DE SERVICIO
116	EUROPA	ALEMANIA	NUREMBERG	FUERA DE SERVICIO
117	EUROPA	ALEMANIA	NUREMBERG	FUERA DE SERVICIO
118	EUROPA	ALEMANIA	STUTTGART	OPERATIVA
119	EUROPA	ALEMANIA	STUTTGART	OPERATIVA
120	EUROPA	ALEMANIA	STUTTGART	OPERATIVA
121	EUROPA	ALEMANIA	STUTTGART	OPERATIVA
122	EUROPA	ALEMANIA	STUTTGART	OPERATIVA
123	EUROPA	ALEMANIA	STUTTGART	OPERATIVA
124	EUROPA	ALEMANIA	STUTTGART	PLANEADA
125	EUROPA	ALEMANIA	FREIBURG	OPERATIVA
126	EUROPA	ALEMANIA	MUNICH	OPERATIVA
127	EUROPA	ALEMANIA	MUNICH	OPERATIVA
128	EUROPA	ALEMANIA	MUNICH	OPERATIVA
129	EUROPA	ALEMANIA	MUNICH	FUERA DE SERVICIO
130	EUROPA	REP. CHECA	PRAGA	OPERATIVA
131	EUROPA	AUSTRIA	SATLEDT	OPERATIVA
132	EUROPA	AUSTRIA	GRAZ	OPERATIVA
133	EUROPA	AUSTRIA	VIENNA	OPERATIVA
134	EUROPA	ESLOVENIA	BLD	PLANEADA
135	EUROPA	ESLOVENIA	VELENJE	PLANEADA
136	EUROPA	ITALIA	LIGURIA	PLANEADA
137	EUROPA	ITALIA	GENOVA	PLANEADA
138	EUROPA	ITALIA	TURÍN	PLANEADA
139	EUROPA	ITALIA	MILAN	PLANEADA
140	EUROPA	ITALIA	MILAN	PLANEADA
141	EUROPA	ITALIA	MILAN	PLANEADA
142	EUROPA	ITALIA	MILAN	OPERATIVA
143	EUROPA	ITALIA	MILAN	FUERA DE SERVICIO
144	EUROPA	ITALIA	BRENNERO	PLANEADA
145	EUROPA	ITALIA	BOLZANO	PLANEADA
146	EUROPA	ITALIA	NOGAREDO	PLANEADA
147	EUROPA	ITALIA	VERONA	PLANEADA
148	EUROPA	ITALIA	VENECIA	PLANEADA
149	EUROPA	ITALIA	MODENA	PLANEADA
150	EUROPA	ITALIA	FLORENCIA	PLANEADA
151	EUROPA	ITALIA	SIENA	PLANEADA
152	EUROPA	ITALIA	PESCARA	PLANEADA
153	EUROPA	ITALIA	NAPOLES	PLANEADA

154	EUROPA	ITALIA	LEGNORN	FUERA DE SERVICIO
155	EUROPA	ITALIA	ROMA	FUERA DE SERVICIO
156	EUROPA	TURQUIA	ANKARA	PLANEADA
157	EUROPA	TURQUIA	ESTAMBUL	OPERATIVA
158	EUROPA	TURQUIA	ESTAMBUL	OPERATIVA
159	EUROPA	GRECIA	ATENAS	OPERATIVA
160	EUROPA	ISLANDIA	REYKJAVIK	OPERATIVA
161	EUROPA	ISLANDIA	REYKJAVIK	OPERATIVA
162	ÁFRICA	EGIPTO	EL CAIRO	FUERA DE SERVICIO
163	ÁSIA	PAKISTAN	ISLAMABAD	PLANEADA
164	ÁSIA	INDIA	MUMBAI	PLANEADA
165	ÁSIA	INDIA	AGRA	PLANEADA
166	ÁSIA	INDIA	NUEVA DELHI	PLANEADA
167	ÁSIA	INDIA	NUEVA DELHI	OPERATIVA
168	ÁSIA	INDIA	NUEVA DELHI	OPERATIVA
169	ÁSIA	INDIA	NUEVA DELHI	OPERATIVA
170	ÁSIA	INDIA	NUEVA DELHI	FUERA DE SERVICIO
171	ÁSIA	MALAYSIA	SINGAPUR	OPERATIVA
172	ÁSIA	CHINA	TAIWAN	OPERATIVA
173	ÁSIA	CHINA	TAIWAN	OPERATIVA
174	ÁSIA	CHINA	TAIWAN	PLANEADA
175	ÁSIA	CHINA	NANJING	PLANEADA
176	ÁSIA	CHINA	SHANGHAI	OPERATIVA
177	ÁSIA	CHINA	SHANGHAI	OPERATIVA
178	ÁSIA	CHINA	SHANGHAI	OPERATIVA
179	ÁSIA	CHINA	SHANGHAI	OPERATIVA
180	ÁSIA	CHINA	SHANGHAI	PLANEADA
181	ÁSIA	CHINA	SHANGHAI	PLANEADA
182	ÁSIA	CHINA	SHANGHAI	PLANEADA
183	ÁSIA	CHINA	BEIJING	OPERATIVA
184	ÁSIA	CHINA	BEIJING	OPERATIVA
185	ÁSIA	COREA DEL SUR	JEJU GIMNYEONG	OPERATIVA
186	ÁSIA	COREA DEL SUR	YEOSU	OPERATIVA
187	ÁSIA	COREA DEL SUR	ULSAN MAEAM	OPERATIVA
188	ÁSIA	COREA DEL SUR	BUAN JEONBUK	OPERATIVA
189	ÁSIA	COREA DEL SUR	DAEJEON	OPERATIVA
190	ÁSIA	COREA DEL SUR	YONGIN	OPERATIVA
191	ÁSIA	COREA DEL SUR	NAMYANG	OPERATIVA
192	ÁSIA	COREA DEL SUR	NAMYANG	OPERATIVA
193	ÁSIA	COREA DEL SUR	NAMYANG	OPERATIVA
194	ÁSIA	COREA DEL SUR	SONGDO	OPERATIVA
195	ÁSIA	COREA DEL SUR	SEUL	OPERATIVA
196	ÁSIA	COREA DEL SUR	SEUL	OPERATIVA
197	ÁSIA	JAPÓN	YAKUSHIMA	OPERATIVA
198	ÁSIA	JAPÓN	KITAKYUSHU	OPERATIVA
199	ÁSIA	JAPÓN	KYUSHU	OPERATIVA
200	ÁSIA	JAPÓN	HIROSHIMA	OPERATIVA
201	ÁSIA	JAPÓN	TAKAMATSU	OPERATIVA
202	ÁSIA	JAPÓN	OSAKA	OPERATIVA
203	ÁSIA	JAPÓN	OSAKA	OPERATIVA
204	ÁSIA	JAPÓN	OSAKA	OPERATIVA
205	ÁSIA	JAPÓN	TOKONAME	OPERATIVA
206	ÁSIA	JAPÓN	TOKAI	OPERATIVA

207	ÁSIA	JAPÓN	TOYOTA	OPERATIVA
208	ÁSIA	JAPÓN	TOCHIGI	OPERATIVA
209	ÁSIA	JAPÓN	TOCHIGI	OPERATIVA
210	ÁSIA	JAPÓN	TOKIO	OPERATIVA
211	ÁSIA	JAPÓN	TOKIO	OPERATIVA
212	ÁSIA	JAPÓN	TOKIO	OPERATIVA
213	ÁSIA	JAPÓN	TOKIO	OPERATIVA
214	ÁSIA	JAPÓN	TOKIO	OPERATIVA
215	ÁSIA	JAPÓN	TOKIO	OPERATIVA
216	ÁSIA	JAPÓN	TOKIO	OPERATIVA
217	ÁSIA	JAPÓN	TOKIO	OPERATIVA
218	ÁSIA	JAPÓN	TOKIO	OPERATIVA
219	ÁSIA	JAPÓN	TOKIO	OPERATIVA
220	ÁSIA	JAPÓN	TOKIO	FUERA DE SERVICIO
221	ÁSIA	JAPÓN	TOKIO	FUERA DE SERVICIO
222	ÁSIA	JAPÓN	TOKIO	FUERA DE SERVICIO
223	ÁSIA	JAPÓN	TOKIO	FUERA DE SERVICIO
224	ÁSIA	JAPÓN	TOKIO	FUERA DE SERVICIO
225	ÁSIA	JAPÓN	TOKIO	FUERA DE SERVICIO
226	ÁSIA	JAPÓN	TOKIO	PLANEADA
227	ÁSIA	JAPÓN	TOKIO	PLANEADA
228	ÁSIA	JAPÓN	UTSUNOMIYA	OPERATIVA
229	ÁSIA	JAPÓN	UTSUNOMIYA	OPERATIVA
230	ÁSIA	JAPÓN	SAGA	PLANEADA
231	ÁSIA	JAPÓN	OSAKA	FUERA DE SERVICIO
232	ÁSIA	JAPÓN	NAGOYA	PLANEADA
233	ÁSIA	JAPÓN	NAGOYA	FUERA DE SERVICIO
234	ÁSIA	JAPÓN	NAGOYA	FUERA DE SERVICIO
235	OCEANIA	AUSTRALIA	PERTH	FUERA DE SERVICIO
236	AMÉRICA	ARGENTINA	PICO TRUNCADO	OPERATIVA
237	AMÉRICA	BRASIL	LIMEIRA	OPERATIVA
238	AMÉRICA	BRASIL	SAO PAULO	OPERATIVA
239	AMÉRICA	MÉXICO	CIUDAD DE MÉXICO	FUERA DE SERVICIO
240	AMÉRICA	CANADA	VANCOUVER	OPERATIVA
241	AMÉRICA	CANADA	VANCOUVER	OPERATIVA
242	AMÉRICA	CANADA	VANCOUVER	OPERATIVA
243	AMÉRICA	CANADA	VANCOUVER	OPERATIVA
244	AMÉRICA	CANADA	VANCOUVER	FUERA DE SERVICIO
245	AMÉRICA	CANADA	VANCOUVER	FUERA DE SERVICIO
246	AMÉRICA	CANADA	SAANICH	FUERA DE SERVICIO
247	AMÉRICA	CANADA	WHISTLER	OPERATIVA
248	AMÉRICA	CANADA	CALGARY	OPERATIVA
249	AMÉRICA	CANADA	CALGARY	PLANEADA
250	AMÉRICA	CANADA	SASKATOON	OPERATIVA
251	AMÉRICA	CANADA	WINNIPEG	OPERATIVA
252	AMÉRICA	CANADA	KAPUSKASING	OPERATIVA
253	AMÉRICA	CANADA	TORONTO	OPERATIVA
254	AMÉRICA	CANADA	TORONTO	OPERATIVA
255	AMÉRICA	CANADA	TORONTO	OPERATIVA
256	AMÉRICA	CANADA	TORONTO	OPERATIVA
257	AMÉRICA	CANADA	TORONTO	FUERA DE SERVICIO
258	AMÉRICA	CANADA	OTTAWA	FUERA DE SERVICIO
259	AMÉRICA	CANADA	MONTREAL	FUERA DE SERVICIO

260	AMÉRICA	CANADA	MONTREAL	PLANEADA
261	AMÉRICA	CANADA	CHARLOTTETOWN	FUERA DE SERVICIO
262	AMÉRICA	EE.UU	HONOLULU	OPERATIVA
263	AMÉRICA	EE.UU	HONOLULU	OPERATIVA
264	AMÉRICA	EE.UU	HONOLULU	OPERATIVA
265	AMÉRICA	EE.UU	HAWAI	OPERATIVA
266	AMÉRICA	EE.UU	SEATTLE	OPERATIVA
267	AMÉRICA	EE.UU	ARCATA	OPERATIVA
268	AMÉRICA	EE.UU	SAN FRANCISCO	FUERA DE SERVICIO
269	AMÉRICA	EE.UU	SAN FRANCISCO	FUERA DE SERVICIO
270	AMÉRICA	EE.UU	SAN FRANCISCO	FUERA DE SERVICIO
271	AMÉRICA	EE.UU	SAN FRANCISCO	FUERA DE SERVICIO
272	AMÉRICA	EE.UU	SAN FRANCISCO	FUERA DE SERVICIO
273	AMÉRICA	EE.UU	SAN FRANCISCO	FUERA DE SERVICIO
274	AMÉRICA	EE.UU	SAN FRANCISCO	PLANEADA
275	AMÉRICA	EE.UU	SAN FRANCISCO	OPERATIVA
276	AMÉRICA	EE.UU	SAN FRANCISCO	OPERATIVA
277	AMÉRICA	EE.UU	SAN FRANCISCO	OPERATIVA
278	AMÉRICA	EE.UU	SACRAMENTO	FUERA DE SERVICIO
279	AMÉRICA	EE.UU	SACRAMENTO	FUERA DE SERVICIO
280	AMÉRICA	EE.UU	SACRAMENTO	FUERA DE SERVICIO
281	AMÉRICA	EE.UU	SACRAMENTO	FUERA DE SERVICIO
282	AMÉRICA	EE.UU	SACRAMENTO	FUERA DE SERVICIO
283	AMÉRICA	EE.UU	SACRAMENTO	FUERA DE SERVICIO
284	AMÉRICA	EE.UU	SACRAMENTO	OPERATIVA
285	AMÉRICA	EE.UU	SACRAMENTO	PLANEADA
286	AMÉRICA	EE.UU	RENO	PLANEADA
287	AMÉRICA	EE.UU	RENO	OPERATIVA
288	AMÉRICA	EE.UU	CARSON CITY	PLANEADA
289	AMÉRICA	EE.UU	SOUTH LAKE TAHOE	FUERA DE SERVICIO
290	AMÉRICA	EE.UU	SAN DIEGO	PLANEADA
291	AMÉRICA	EE.UU	SAN DIEGO	FUERA DE SERVICIO
292	AMÉRICA	EE.UU	OCEANSIDE	OPERATIVA
293	AMÉRICA	EE.UU	LOS ÁNGELES	FUERA DE SERVICIO
294	AMÉRICA	EE.UU	LOS ÁNGELES	FUERA DE SERVICIO
295	AMÉRICA	EE.UU	LOS ÁNGELES	FUERA DE SERVICIO
296	AMÉRICA	EE.UU	LOS ÁNGELES	FUERA DE SERVICIO
297	AMÉRICA	EE.UU	LOS ÁNGELES	FUERA DE SERVICIO
298	AMÉRICA	EE.UU	LOS ÁNGELES	FUERA DE SERVICIO
299	AMÉRICA	EE.UU	LOS ÁNGELES	FUERA DE SERVICIO
300	AMÉRICA	EE.UU	LOS ÁNGELES	FUERA DE SERVICIO
301	AMÉRICA	EE.UU	LOS ÁNGELES	FUERA DE SERVICIO
302	AMÉRICA	EE.UU	LOS ÁNGELES	FUERA DE SERVICIO
303	AMÉRICA	EE.UU	LOS ÁNGELES	FUERA DE SERVICIO
304	AMÉRICA	EE.UU	LOS ÁNGELES	FUERA DE SERVICIO
305	AMÉRICA	EE.UU	LOS ÁNGELES	PLANEADA
306	AMÉRICA	EE.UU	LOS ÁNGELES	PLANEADA
307	AMÉRICA	EE.UU	LOS ÁNGELES	PLANEADA
308	AMÉRICA	EE.UU	LOS ÁNGELES	PLANEADA
309	AMÉRICA	EE.UU	LOS ÁNGELES	PLANEADA
310	AMÉRICA	EE.UU	LOS ÁNGELES	PLANEADA
311	AMÉRICA	EE.UU	LOS ÁNGELES	PLANEADA
312	AMÉRICA	EE.UU	LOS ÁNGELES	PLANEADA

313	AMÉRICA	EE.UU	LOS ÁNGELES	PLANEADA
314	AMÉRICA	EE.UU	LOS ÁNGELES	PLANEADA
315	AMÉRICA	EE.UU	LOS ÁNGELES	OPERATIVA
316	AMÉRICA	EE.UU	LOS ÁNGELES	OPERATIVA
317	AMÉRICA	EE.UU	LOS ÁNGELES	OPERATIVA
318	AMÉRICA	EE.UU	LOS ÁNGELES	OPERATIVA
319	AMÉRICA	EE.UU	LOS ÁNGELES	OPERATIVA
320	AMÉRICA	EE.UU	LOS ÁNGELES	OPERATIVA
321	AMÉRICA	EE.UU	LOS ÁNGELES	OPERATIVA
322	AMÉRICA	EE.UU	LOS ÁNGELES	OPERATIVA
323	AMÉRICA	EE.UU	LOS ÁNGELES	OPERATIVA
324	AMÉRICA	EE.UU	LOS ÁNGELES	OPERATIVA
325	AMÉRICA	EE.UU	LOS ÁNGELES	OPERATIVA
326	AMÉRICA	EE.UU	LOS ÁNGELES	OPERATIVA
327	AMÉRICA	EE.UU	LOS ÁNGELES	OPERATIVA
328	AMÉRICA	EE.UU	LOS ÁNGELES	OPERATIVA
329	AMÉRICA	EE.UU	LOS ÁNGELES	OPERATIVA
330	AMÉRICA	EE.UU	LOS ÁNGELES	OPERATIVA
331	AMÉRICA	EE.UU	LOS ÁNGELES	OPERATIVA
332	AMÉRICA	EE.UU	PALM SPRINGS	FUERA DE SERVICIO
333	AMÉRICA	EE.UU	PALM SPRINGS	OPERATIVA
334	AMÉRICA	EE.UU	LAKE HAVASU	OPERATIVA
335	AMÉRICA	EE.UU	PHOENIX	OPERATIVA
336	AMÉRICA	EE.UU	ALBUQUERQUE	FUERA DE SERVICIO
337	AMÉRICA	EE.UU	ALBUQUERQUE	OPERATIVA
337	AMÉRICA	EE.UU	ALBUQUERQUE	PLANEADA
338	AMÉRICA	EE.UU	DENVER	OPERATIVA
339	AMÉRICA	EE.UU	DENVER	OPERATIVA
340	AMÉRICA	EE.UU	DENVER	PLANEADA
341	AMÉRICA	EE.UU	MINOT	FUERA DE SERVICIO
342	AMÉRICA	EE.UU	FARGO	PLANEADA
343	AMÉRICA	EE.UU	GRAND FORKS	PLANEADA
344	AMÉRICA	EE.UU	ALEXANDRIA	PLANEADA
345	AMÉRICA	EE.UU	DULUTH SUPERIOR	PLANEADA
346	AMÉRICA	EE.UU	MINNEAPOLIS	PLANEADA
347	AMÉRICA	EE.UU	BROOKINGS	PLANEADA
348	AMÉRICA	EE.UU	SIoux FALLS	PLANEADA
349	AMÉRICA	EE.UU	ALBERT LEA	PLANEADA
350	AMÉRICA	EE.UU	DES MOINES	PLANEADA
351	AMÉRICA	EE.UU	AMES	PLANEADA
352	AMÉRICA	EE.UU	SAN ANTONIO	FUERA DE SERVICIO
353	AMÉRICA	EE.UU	SAN ANTONIO	PLANEADA
354	AMÉRICA	EE.UU	HOUSTON	PLANEADA
355	AMÉRICA	EE.UU	AUSTIN	OPERATIVA
356	AMÉRICA	EE.UU	DALLAS	PLANEADA
357	AMÉRICA	EE.UU	DILLON	OPERATIVA
358	AMÉRICA	EE.UU	MADISON	PLANEADA
359	AMÉRICA	EE.UU	ROCKFORD	FUERA DE SERVICIO
360	AMÉRICA	EE.UU	CHICAGO	FUERA DE SERVICIO
361	AMÉRICA	EE.UU	CHICAGO	PLANEADA
362	AMÉRICA	EE.UU	CHICAGO	OPERATIVA
363	AMÉRICA	EE.UU	CRANE	OPERATIVA
364	AMÉRICA	EE.UU	BIRMINGHAM	PLANEADA

365	AMÉRICA	EE.UU	DAYTON	OPERATIVA
366	AMÉRICA	EE.UU	COLUMBUS	OPERATIVA
367	AMÉRICA	EE.UU	COLUMBUS	PLANEADA
368	AMÉRICA	EE.UU	WARNER ROBINS	OPERATIVA
369	AMÉRICA	EE.UU	AUGUSTA	OPERATIVA
370	AMÉRICA	EE.UU	AUGUSTA	FUERA DE SERVICIO
371	AMÉRICA	EE.UU	COLUMBIA	OPERATIVA
372	AMÉRICA	EE.UU	ORLANDO	FUERA DE SERVICIO
373	AMÉRICA	EE.UU	ORLANDO	FUERA DE SERVICIO
374	AMÉRICA	EE.UU	DETROIT	OPERATIVA
375	AMÉRICA	EE.UU	DETROIT	OPERATIVA
376	AMÉRICA	EE.UU	DETROIT	OPERATIVA
377	AMÉRICA	EE.UU	DETROIT	OPERATIVA
378	AMÉRICA	EE.UU	DETROIT	OPERATIVA
379	AMÉRICA	EE.UU	DETROIT	FUERA DE SERVICIO
380	AMÉRICA	EE.UU	DETROIT	FUERA DE SERVICIO
381	AMÉRICA	EE.UU	DETROIT	FUERA DE SERVICIO
382	AMÉRICA	EE.UU	DETROIT	FUERA DE SERVICIO
383	AMÉRICA	EE.UU	CLEVELAND	PLANEADA
384	AMÉRICA	EE.UU	CHARLESTON	OPERATIVA
385	AMÉRICA	EE.UU	MORGANTOWN	PLANEADA
386	AMÉRICA	EE.UU	BUFFALO	PLANEADA
387	AMÉRICA	EE.UU	ROCHESTER	OPERATIVA
388	AMÉRICA	EE.UU	ROCHESTER	OPERATIVA
389	AMÉRICA	EE.UU	STATE COLLEGE	OPERATIVA
390	AMÉRICA	EE.UU	WASHINGTON	OPERATIVA
391	AMÉRICA	EE.UU	WASHINGTON	FUERA DE SERVICIO
392	AMÉRICA	EE.UU	GREENE	PLANEADA
393	AMÉRICA	EE.UU	ALLENTOWN	OPERATIVA
394	AMÉRICA	EE.UU	HOPEWELL	OPERATIVA
395	AMÉRICA	EE.UU	VERMONT	OPERATIVA
396	AMÉRICA	EE.UU	ALBANY	OPERATIVA
396	AMÉRICA	EE.UU	ALBANY	OPERATIVA
397	AMÉRICA	EE.UU	ALBANY	OPERATIVA
398	AMÉRICA	EE.UU	ALBANY	PLANEADA
399	AMÉRICA	EE.UU	BOSTON	OPERATIVA
400	AMÉRICA	EE.UU	BOSTON	PLANEADA
401	AMÉRICA	EE.UU	HATFORD	OPERATIVA
402	AMÉRICA	EE.UU	HATFORD	PLANEADA
403	AMÉRICA	EE.UU	WATRBURY	OPERATIVA
404	AMÉRICA	EE.UU	NEW YORK	OPERATIVA
405	AMÉRICA	EE.UU	NEW YORK	OPERATIVA
406	AMÉRICA	EE.UU	NEW YORK	OPERATIVA
407	AMÉRICA	EE.UU	NEW YORK	OPERATIVA
408	AMÉRICA	EE.UU	NEW YORK	PLANEADA
409	AMÉRICA	EE.UU	NEW YORK	PLANEADA
410	AMÉRICA	EE.UU	NEW YORK	FUERA DE SERVICIO
411	AMÉRICA	EE.UU	NEW YORK	OPERATIVA
412	AMÉRICA	EE.UU	NEW YORK	OPERATIVA

La transición hacia una economía del hidrógeno exigirá la creación y mantenimiento de una vasta infraestructura que produzca y distribuya esta nueva energía, lo que sólo podrá conseguirse si el equipamiento utilizado es plenamente operativo, seguro y de fácil utilización. Un sistema energético basado en el hidrógeno podría combinar pilas de combustible grandes y pequeñas para generar electricidad doméstica centralizada. También podrían utilizarse redes locales de hidrógeno, obtenido a partir de múltiples fuentes renovables, para alimentar vehículos convencionales o de pilas de combustible.

Actualmente en España, en la Comunidad Autónoma de Aragón se han inaugurado las primeras hidrogeneras del país. Esta comunidad posee unas características idóneas para el desarrollo de la economía del hidrógeno. La situación geográfica y las excelentes comunicaciones de Aragón, tanto con el resto de España como con el sur de Francia, la sitúan como enclave estratégico para la ubicación de plantas productivas y de distribución para abastecer al mercado nacional y europeo. Su situación geoestratégica en el cuadrante nordeste de España, le permita una rápida accesibilidad a las principales ciudades nacionales y a los países del sur de Europa. Asimismo le permite disponer de una buena plataforma para la distribución y transporte hacia la zona nordeste de la península, con conexiones con transporte marítimo grandes infraestructuras, como las actuales redes de transporte de gas y petróleo.

Tradicionalmente la Comunidad Autónoma de Aragón ha sabido aprovechar sus abundantes recursos propios y ha sido pionera en el desarrollo de las energías renovables. La estructura energética de Aragón se caracteriza por los siguientes rasgos identificativos:

- El consumo de la energía primaria es de 5,430ktep, con un grado de autoabastecimiento del 37%.
- La energía procedente de fuentes renovables representa el 14% del consumo total de energía primaria, alcanzando una generación de 794ktep.
- El 40% de la electricidad generada en

Aragón procede de fuentes renovables.

- El 60% de la potencia total instalada en Aragón es de origen renovable.
- Aragón es una Comunidad exportadora de energía eléctrica. Por término medio, la generación eléctrica anual supera los 16.000GWh, exportando a otras regiones aproximadamente la mitad de esta producción.

Por su peculiar estructura energética, Aragón dispone de una buena posición de partida para introducirse en la nueva economía del hidrógeno. Cabe destacar las buenas perspectivas que presentan la energía eólica, hidráulica y la biomasa de cara a su potencial aprovechamiento para la generación de hidrógeno a través de procesos cíclicos limpios y renovables.

La hidrogenera de Valdespartera surgió durante la Exposición Internacional que tuvo lugar en Zaragoza (EXPO Zaragoza) en el año 2008. La Fundación colaboró desde un primer momento en el desarrollo del proyecto, elaborando el pliego de condiciones, asesoramiento en la elección de equipos y posterior operación y mantenimiento. El proyecto fue dirigido por IDOM, la instalación fue construida por Carburos Metálicos y durante el periodo de la Exposición la explotación fue realizada por Zoilo Ríos S.A. La instalación se encuentra operativa y podría formar parte en el futuro de la red de abastecimiento de hidrógeno al encontrarse en un punto estratégico de comunicaciones.

La hidrogenera está compuesta por un electrolizador –que produce hasta 24 kilogramos de hidrógeno al día a partir de agua destilada y energía eléctrica–, un skid de compresión, una sala para el almacenamiento del hidrógeno comprimido y un surtidor –conectado al almacén– donde repostan los vehículos.

Desde Junio de 2010 está en funcionamiento la hidrogenera de la Fundación en Walqa, formando la primera “autopista” del hidrógeno en conjunto con la hidrogenera de Zaragoza. La Fundación se encargó del diseño de la instalación, contando con el apoyo de IDOM en la ingeniería y MAETEL en la construcción. La

instalación está diseñada para producir H<sub>2</sub> por medio de la red o directamente conectado a la generación renovable (eólico principalmente) produciendo de esta última forma un hidrógeno totalmente renovable libre de emisiones de CO<sub>2</sub>.

La instalación es un banco de ensayos a escala real donde puedan ser probados equipos comerciales, instrumentos de control o prototipos. La instalación está completamente automatizada y monitorizada por un sistema de control (PLC) que registra todas las alarmas de la instalación así como los valores de operación más significativos (caudales, presiones, temperaturas, consumos eléctricos) con el objetivo final de optimizar la instalación para en un futuro poder construir hidrogeneras más baratas, eficientes y con un alto grado de seguridad.

#### 4.1.2. Barreras económicas.

Los factores económicos no se reducen exclusivamente al coste de la instalación de una nueva central energética y al mantenimiento que ésta requiere, sino que engloba a todo aquello que interviene, de un modo u otro, en la viabilidad económica de la actividad que se va a desarrollar como la rentabilización de las inversiones realizadas. Si la viabilidad económica no se alcanza el proyecto de aprovechamiento energético no podrá salir adelante, ya que éste es el objetivo fundamental de las empresas energéticas.

Existen multitud de factores económicos, ya que podemos interrelacionar los factores económicos con otros muchos como los tecnológicos, los sociales o los geográficos.

Factores como el escenario de la región donde se vaya a instalar la futura planta energética, la apuesta por la inversión en investigación y el desarrollo de las empresas involucradas o la existencia de una mano de obra a contratar, son sólo algunos de los parámetros económicos que intervienen en el valor de la energía final obtenida y, por tanto, fundamentales a la hora de decidir qué tecnología será más adecuado aplicar. La suma de todos estos factores económicos y alguno más condicionará de manera directa la realización o no del proyecto y

también el tipo de las instalaciones.

Los factores económicos están íntimamente ligados a la tecnología, dado que es la inversión más fuerte dentro de un proyecto de una central energética. La existencia de financiación para la investigación y el desarrollo de las tecnologías aplicadas a las energías renovables son clave para diseñar nuevas máquinas, más modernas y eficientes, que permitan alcanzar una mayor producción y un abaratamiento de los costes. No obstante, la implantación de estas innovaciones tecnológicas es fruto de un largo, laborioso y costoso trabajo, que no todas las empresas energéticas están dispuestas a asumir.

En general, la inversión económica en tecnologías varía según lo haga la economía. En tiempos de bonanza económica, las empresas y los gobiernos tienden a invertir en tecnologías poco desarrolladas que tienen muy buenas perspectivas de futuro, pese a tener un mayor coste, como es el caso de las tecnologías del hidrógeno. Sin embargo, en tiempos de dificultades económicas, como en la que nos encontramos actualmente, se apuesta por tecnologías más maduras y, por tanto, más baratas como pueden ser la eólica o la solar.

Como hemos dicho, el precio actual de las pilas de combustible y su fiabilidad supone una barrera a la aplicación masiva de esta tecnología. El uso de electrodos con catalizadores de metales nobles como el paladio y el platino, con un elevado precio de mercado, y los problemas de envenenamiento, sobre todo en procesos que utilizan hidrógeno de menor pureza, también son objeto de investigación.

#### 4.1.3. Barreras legales.

Al tratarse de una tecnología aún en fase de investigación, desarrollo y experimentación, hay una escasez de reglamentación y normativa relativa a las nuevas tecnologías del hidrógeno, debido a las divergencias entre los distintos países y las normas nacionales y regionales. Todo esto ha supuesto una barrera para la introducción al mercado del hidrógeno, ya que la carencia de, por ejemplo, normas internacionales es uno de los mayores impedimentos para que los proveedores puedan comercializar

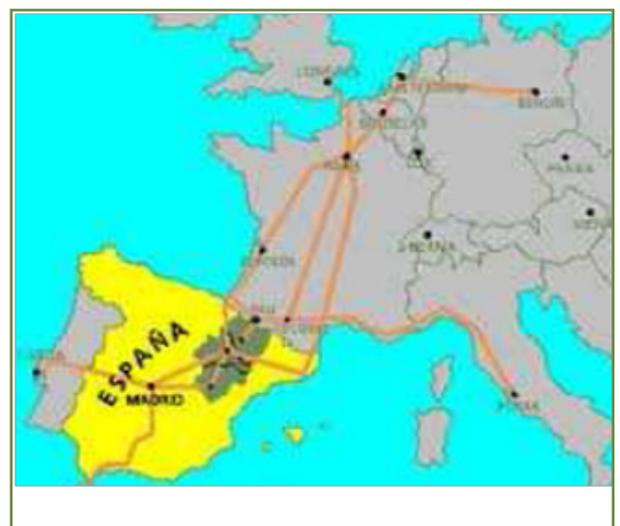
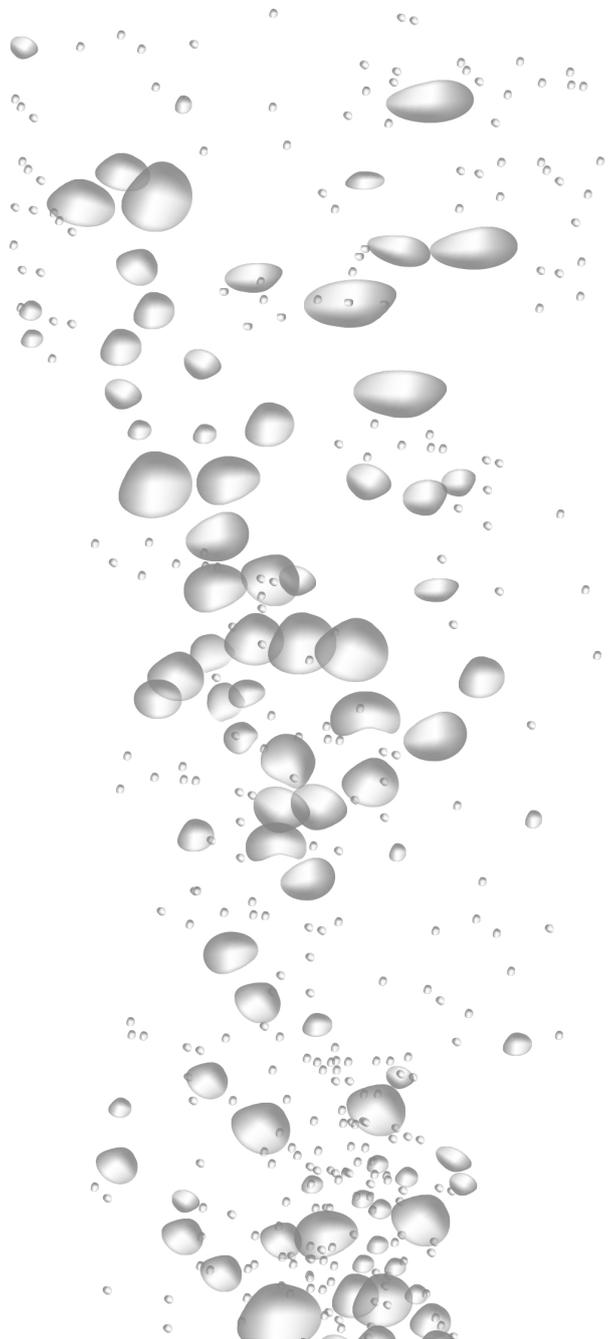
su tecnología. Más recientemente, el rápido crecimiento de las tecnologías del hidrógeno, concebido como vector energético, ha provocado la necesidad de elaborar estándares relativos a las mismas que puedan servir para elaborar una legislación al respecto.

El almacenamiento y distribución de hidrógeno debe cumplir muchas regulaciones, pues es catalogado como peligroso y debe ser controlado permanentemente por las autoridades reguladoras.

Es necesario normalizar:

- Las especificaciones del producto hidrógeno.
- Infraestructura de almacenaje y distribución para aplicaciones móviles y estacionarias (vehículos y estaciones de servicio).
- Aplicaciones finales (células de combustible, motores de combustión interna, quemadores).
- Tecnologías de producción del hidrógeno a partir de las fuentes primarias renovables.
- Tecnologías de producción en pequeña escala. Reformadores de a bordo.
- Dispositivos de detección y de seguridad relacionados.
- Seguridad y propiedades relevantes del hidrógeno.

La legislación y la normalización tienen diferentes fines. Por una parte, la legislación se refiere a aquellos reglamentos de carácter obligatorio. En estos reglamentos se reflejan las restricciones legales trasladadas a objetivos de seguridad. Los gobiernos, aseguran así la protección de sus ciudadanos y el comercio justo. La legislación es una materia de obligado cumplimiento, como hemos señalado anteriormente y son las autoridades las que se encargan de su cumplimiento. Por otra parte, la normalización se refiere a los estándares que elaboran diferentes comités de expertos a petición de las industrias y que se basan en criterios técnicos para asegurar la seguridad de los consumidores y para favorecer la comercialización de los productos. En principio su cumplimiento tiene espíritu optativo pero, dado que de su elaboración se encargan organismos reconocidos a escala nacional e internacional, suelen orientar a las administraciones públicas a la hora de establecer los requisitos mínimos



**Ilustración 52:** Situación geoestratégica de la Comunidad de Aragón y conexiones con las principales ciudades nacionales y los países del sur de Europa. Fuente: Fundación Hidrógeno Aragón

## Generación energética renovable

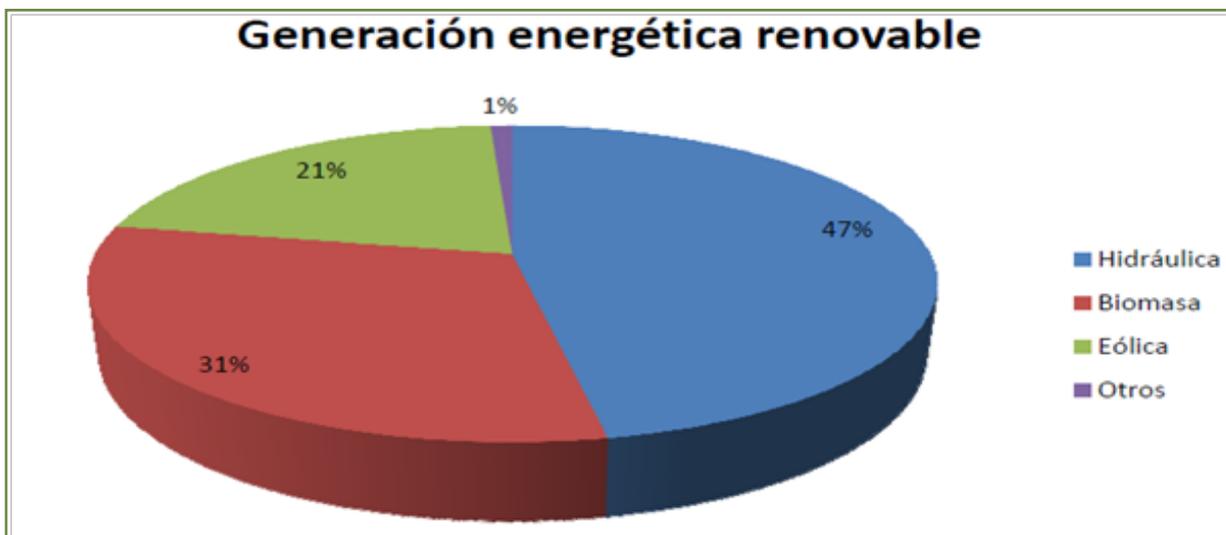


Ilustración 53: Generación energética renovable en la Comunidad de Aragón. Fuente: Fundación Hidrógeno Aragón

que deben cumplir los productos o servicios para garantizar la seguridad y la salud de las personas, lo que es objetivo fundamental de toda ley. Además, ciertas entidades dedicadas a la normalización exigen el cumplimiento de los estándares promulgados en su seno a los países miembros.

En las tecnologías emergentes, la estandarización, o normalización, puede preceder a la regularización, o legislación. La creación de nuevas legislaciones, lleva tiempo y requiere de un considerable conocimiento de la tecnología. La legislación siempre hace el mundo empresarial más seguro. Un vacío en la legislación siempre es motivo de incertidumbre debido al riesgo que existe a que las compañías se vean forzadas a abandonar la tecnología o actividad en la que ya han invertido dinero. Por este motivo, las compañías presionan a los gobiernos para que legislen.

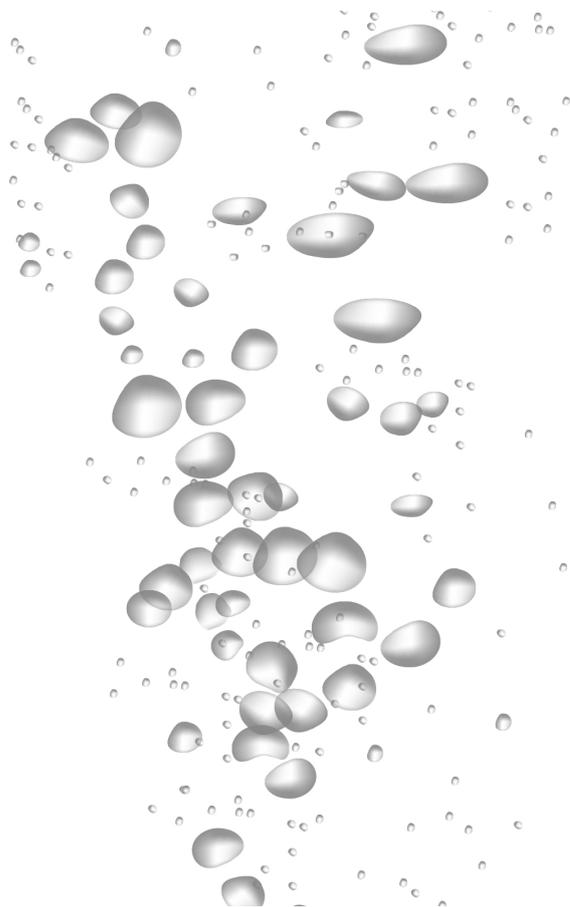
### 4.1.3.1. Estandarización y Códigos de Seguridad.

El trabajo de normalización en tecnologías del hidrógeno se lleva fundamentalmente a cabo a nivel internacional. Existen multitud de organizaciones, de diferentes tipos, que se encargan de elaborar las normas. Sin embargo, podemos dividir el proceso de la normalización en tres ámbitos que son el ámbito internacional, el ámbito europeo y el ámbito nacional. Se va a ver un poco más en detalle cada uno de estos tres ámbitos.

- A nivel internacional: La Organización Internacional de Normalización (ISO) es la entidad que elabora la mayor parte de las normas técnicas, con una red de centros nacionales repartidos a lo largo de 146 países. El Comité Técnico ISO/TC 197 para las tecnologías del hidrógeno fue creado en 1990 en el que intervienen 15 países participantes, 15 observadores, y colabora con otros 15 comités ISO/IEC.

- A nivel europeo: La legislación europea exige que la normativa europea sea trasladada a cada uno de los países miembros, por este motivo, las normas elaboradas por el Comité Europeo de Normalización (CEN), por el Comité Europeo de Normalización Electrotécnica (CENELEC) o por el Instituto Europeo de Normas de Telecomunicación (ETSI) son incorporadas sistemáticamente al catálogo de AENOR alcanzando la categoría de normas nacionales.

- En España, el Comité Técnico de Normalización AEN/CTN 181 en Tecnologías del Hidrógeno de AENOR es quien regula la normativa, adaptando las normas aprobadas a nivel europeo y colaborando con el comité internacional de normalización en hidrógeno IEC/TC197. Su campo de actividad engloba la normalización de los temas relacionados con los sistemas y dispositivos para la producción, almacenamiento, transporte y distribución, medición y utilización del hidrógeno, incluyendo las especificaciones del hidrógeno.



A continuación se nombran algunas de las normas relacionadas con el hidrógeno:

- UNE 26505:2004. Vehículos de carretera. Hidrógeno líquido. Interfaz para los sistemas de alimentación en vehículos terrestres.
- UNE-EN ISO 11114-4:2006. Botellas para el transporte de gas. Compatibilidad de los materiales de la válvula y la botella con el gas contenido. Parte 4: Métodos de ensayo para la selección de materiales metálicos resistentes a la fragilización por hidrógeno (ISO 11114-4:2005)
- UNE-EN ISO 6974-3:2003. Gas natural. Determinación de la composición con una incertidumbre definida por cromatografía de gases. Parte 3: Determinación de hidrógeno, helio, oxígeno, nitrógeno, dióxido de carbono e hidrocarburos hasta C8 utilizando dos columnas de relleno. (ISO 6974-3:2000).
- UNE-EN ISO 6974-6:2006. Gas natural. Determinación de la composición con una incertidumbre definida por cromatografía de gases. Parte 6: Determinación del contenido de hidrógeno, helio, oxígeno, nitrógeno, dióxido de carbono e hidrocarburos de C1 a C8 utilizando tres columnas de capilares. (ISO 6974-3:2000)
- UNE-ISO 14687:2006. Hidrógeno como combustible. Especificaciones de producto. (ISO 14687:1999+ISO 14687:1999/ Cor. 1:2001)
- UNE-ISO/TR 15916:2007 IN. Consideraciones básicas de seguridad de los sistemas de hidrógeno. (ISO/TR 15916:2004)



Ilustración 54: Instalación de la hidrogenera de la fundación Walga en Zaragoza.



Ilustración 55: Hidrogenera de la fundación Walga en Zaragoza.

El hecho que la normalización se esté llevando a cabo de forma simultánea con el desarrollo de la tecnología facilita la rápida demostración e implementación de las tecnologías del hidrógeno. La pronta instauración de las normas es probable que sirva de guía a los desarrollos tecnológicos y ayude a la aceptación del público hacia el hidrógeno como fuente eficiente y segura de energía.

#### 4.1.3.2. Política energética nacional.

El suministro de energía es esencial para la sociedad y los sectores energéticos son, en sí mismos, una parte muy importante de la actividad económica. La planificación energética es un instrumento que utiliza la Administración, como parte de la gestión del interés público, cuya finalidad es encauzar, racionalizar y facilitar la aplicación de la política energética, cuyo objetivo es la seguridad de suministro energético, en condiciones de competitividad y sostenibilidad.

En este contexto se sitúa la labor de previsión de las necesidades energéticas futuras y de las actuaciones que es necesario llevar a cabo para asegurar su cobertura. Este tipo de ejercicios de proyección de futuro se efectúan constantemente en todos los ámbitos de la actividad económica. Sin embargo, el ámbito energético presenta peculiaridades, dado que la prestación de servicios energéticos está condicionada por el largo periodo de maduración de las infraestructuras que le dan soporte, desde que se identifica la necesidad hasta su puesta en funcionamiento. La antelación y la constante adaptación de las previsiones a la realidad cambiante son parte integrante e instrumento imprescindible de la política energética.

El Consejo de la Unión Europea aprobó el 6 de abril de 2009 el paquete de medidas legislativas sobre energía y cambio climático, cuyo objetivo era reducir las emisiones del conjunto de la Unión Europea en el año 2020 un 20% con respecto a los niveles de 1990, contemplándose también la posibilidad de elevar esta reducción hasta el 30% si se produce un acuerdo internacional satisfactorio sobre el cambio climático. La UE también se propone para el año 2020 obtener un 20% de su energía de fuentes renovables y, mediante la mejora de la eficiencia energética, reducir su consumo de energía hasta un 20% por debajo de los niveles previstos.

A lo largo del año 2009 se aprobaron importantes medidas legislativas en la UE con el fin de desarrollar estas medidas, siendo las más destacadas las siguientes:

- Captura y almacenamiento de carbono: Directiva 2009/31/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 23 de abril de 2009, relativa al almacenamiento geológico de dióxido de carbono.
- Régimen de comercio de derechos de emisión (Emission Trading System, EU ETS): Directiva 2009/29/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, por la que se modifica la Directiva 2003/87/CE para perfeccionar y ampliar el régimen comunitario de comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero.
- Fomento de las energías renovables: Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 23 de abril de 2009 relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables.

La política energética española está orientada a contribuir a estos objetivos generales, siendo las orientaciones más destacadas las siguientes:

#### Energía y medio ambiente

Uno de los objetivos prioritarios en la planificación indicativa es hacer compatible la preservación de la calidad medioambiental con los principios de eficiencia, seguridad y diversificación de las actividades de producción, transformación, transporte y usos de la energía.

A raíz de la aprobación de la Ley 9/2006, de 28 de abril, de evaluación de los efectos de determinados planes y programas en el medio ambiente, a través de la cual se traspone la Directiva 2001/42/CE, relativa a la evaluación de los efectos de determinados planes y programas en el medio ambiente, se debe someter la planificación de los sectores de electricidad y gas a un proceso de evaluación ambiental estratégica.

Otro capítulo importante en lo que respecta al medio ambiente y que tiene una incidencia notable en la planificación, es el Plan Nacional de Reducción de Emisiones de las Grandes Instalaciones de Combustión (PNRE-GIC), cuyo objeto es reducir las emisiones totales de óxidos de nitrógeno (NOX), dióxido de azufre (SO2) y partículas

procedentes de las grandes instalaciones de combustión, en aplicación del Real Decreto 430/2004. Con este PNRE-GIC se prevé una reducción muy importante de las emisiones de SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> y partículas en las instalaciones de más de 50 MW puestas en funcionamiento con anterioridad a 1987.

Es relevante también, en lo referido a medio ambiente y planificación energética, la Estrategia Española de Cambio Climático y Energía Limpia, horizonte 2007-2012-2020 que presenta 198 medidas para asegurar el objetivo de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, preservando la competitividad de la economía española, el empleo y el abastecimiento energético. Destaca el capítulo dedicado a energía limpia, donde se plantea el objetivo de reducción de, al menos, un 2% anual del consumo energético en relación al escenario tendencial.

### **Energías renovables**

Un pilar básico de la estrategia energética y también medioambiental es el apoyo al desarrollo de las energías renovables. La apuesta por estas fuentes de energía se basa, en primer término, en su reducido impacto ambiental en comparación con otras energías, y en su carácter de recurso autóctono, que favorece, por tanto, el autoabastecimiento energético y la menor dependencia del exterior. En suma, esta política constituye una de las bases del desarrollo sostenible, que representa una de las prioridades de la política española a largo plazo.

El Gobierno español aprobó, en agosto de 2005, el Plan de Energías Renovables 2005-2010 (PER), que será continuado por un nuevo PER con ámbito temporal 2011-2020 y que tendrá como objetivo la consecución de los compromisos internacionales asumidos por España en este ámbito.

### **El ahorro y la eficiencia energética**

La Estrategia Española de Ahorro y Eficiencia Energética (E4), aprobada en noviembre de 2003, tenía por objeto reducir los consumos energéticos, contribuyendo a la mejora de la competitividad de la industria española y a la reducción de la contaminación, y para ello proponía una serie de medidas para los principales sectores

consumidores de energía.

Sin embargo, en la citada Estrategia no se precisaban ni las acciones específicas, ni los plazos, ni las responsabilidades de las diferentes instituciones y tampoco la financiación. Por todo ello fue necesaria la adopción, por parte del Gobierno, de sucesivos Planes de Acción para resolver esta indefinición, concretando las acciones que se deben poner en marcha para cada sector, detallando objetivos, plazos, recursos y responsabilidades y evaluando finalmente los impactos globales resultantes de estas actuaciones. Estos planes de acción han centrado sus esfuerzos en siete sectores: industria, transportes, edificación, servicios públicos, equipamiento residencial y ofimática, agricultura y pesca y transformación de la energía.

El Plan de Acción vigente se extiende al periodo 2008-2012 a través del cual se refuerzan las medidas que han demostrado excelentes resultados en la mejora de la eficiencia energética. El Plan se focaliza en los sectores denominados como difusos (principalmente transporte y edificación) y propone objetivos de ahorro más ambiciosos que los establecidos en el Plan anterior (PAAEE 2005-2007)

Adicionalmente en 2011, ante la subida de los precios del petróleo, se adoptó por parte del Gobierno el Plan de Intensificación del Ahorro y Eficiencia Energética, aprobado por el Consejo de Ministros del 4 de marzo de 2011, que recoge 20 medidas en los sectores de transporte, iluminación y edificación cuya puesta en marcha conlleva una inversión asociada de 1.151 millones de euros.

A este respecto, los objetivos a nivel de UE relativos al ahorro y eficiencia energética contemplan lograr en 2020 un ahorro del 20% de la demanda que resultaría en caso de no adoptar nuevas medidas de intensificación del ahorro y la eficiencia energética.

### **Sector transporte**

El sector del transporte, al ser el de mayor consumo de energía y el que ha registrado mayor crecimiento en la última década, viene siendo objeto de medidas y programas específicos para promover un sistema de transporte más eficiente y que preserve el medio ambiente y los recursos no

renovables. Debido a ello, y a la evolución prevista de la población, se espera una moderación del crecimiento de la demanda energética del transporte.

En la próxima década, se espera que siga creciendo ligeramente el parque de automóviles hasta alcanzar valores relativos a la población similares a los de los países europeos de mayor renta. Por otra parte, el transporte por carretera seguirá siendo el modo de transporte de mayor crecimiento, seguido por el aéreo.

Los consumos específicos de los nuevos vehículos seguirán reduciéndose como consecuencia de las mejoras tecnológicas, en parte obligadas por especificaciones de protección del medio ambiente. Además, el consumo energético en el sector del transporte se reducirá por la potenciación de modos de transporte alternativos al vehículo privado para absorber la demanda de movilidad.

Sobre un parque estimado en 2020 de 25 millones de automóviles sustituibles por vehículos eléctricos o híbridos enchufables, se considera que el 10% serán de este tipo, de los que 0,5 millones serán eléctricos y 2 millones híbridos enchufables. El consumo eléctrico asociado a los mismos será de poco más del 1% de la demanda final de dicho año, pero sustituirán cerca de 1,2 millones de tep de productos petrolíferos.

Por otra parte, el consumo de biocarburantes alcanzará 2.713 ktep en 2020, lo que, unido a la aportación de las renovables a la electricidad consumida en transporte, empleando la metodología de la Comisión Europea, supone el 11,5% de contribución de las renovables al consumo del transporte. Es decir, que se alcanzaría el objetivo fijado por la UE en esta área.

## Sector industrial

El consumo energético final de la industria bajará ligeramente en todo el período de previsión debido a la estabilización de la capacidad de producción en los sectores más intensivos en consumo energético y a la mejora continua de eficiencia derivada de la introducción de nuevas tecnologías. El escenario de precios energéticos contemplado favorecerá esta mejora a fin de mantener la competitividad.

## Sector residencial, servicios y otros

El sector residencial también registrará una moderación en el crecimiento de los consumos de energía final en la próxima década, como consecuencia del pequeño aumento previsto del número de hogares. Sin embargo, se espera que continúe el crecimiento de los consumos de energía por hogar, especialmente eléctrica, dado que el equipamiento en electrodomésticos y climatización aún tienen potencial de crecimiento, llegando sólo a la saturación al final del período de previsión. Las medidas de eficiencia continuarán incentivando la sustitución de equipos domésticos por otros más eficientes.

El sector servicios mantendrá su crecimiento tanto en actividad como en consumo energético. Su intensidad energética bajará menos que otros sectores económicos, dado que el mayor aumento de actividad provendrá de subsectores significativamente intensivos en consumo eléctrico, en particular los relacionados con la informática y las telecomunicaciones. Por tanto, es en este sector donde se detecta un mayor potencial de mejora de eficiencia en el equipamiento eléctrico en oficinas (ofimática y climatización) y en otros edificios del sector terciario (hoteles, hospitales, etc.).

### 4.1.4. Barreras sociales.

Los factores sociales comprenden el comportamiento y las actividades de los seres humanos que estarán influenciados, directa o indirectamente, por un nuevo proyecto de instalación energética. Pueden ser beneficiosos o perjudiciales para el proyecto, por lo que resulta conveniente la realización de estudios sociales de la zona o zonas planteadas a fin de aprovechar los datos recabados.

La barrera social más importante es, sin duda alguna, la falta de información adherida a una economía basada en el hidrógeno. Con esto nos referimos al miedo existente entre la población a incluir un elemento como el hidrógeno en su vida diaria. Ciertas personas piensan que la explosividad de este elemento es un motivo negativo a la hora de vincularse al apoyo de dicha economía. Además, está muy inculcada la cultura

basada en los hidrocarburos y esto crea una barrera de rechazo hacia la investigación y desarrollo de nuevas tecnologías como son las renovables, entre las que se encuentra el hidrógeno.

El nivel de educación y desarrollo de la zona no es en modo alguno una cuestión irrelevante. La implantación de una central energética lleva aparejada la necesaria creación de nueva mano de obra, que posiblemente sea contratada en las inmediaciones, por lo que su disponibilidad, cualificación y coste debe ser motivo de estudio. Este hecho, junto con la existencia de un mercado de consumidores de la energía producida y una industria auxiliar, abaratando el coste del transporte, resalta lo beneficioso que es la existencia de un núcleo urbano o industrial cercano a las instalaciones. La creación de nuevos puestos de trabajo, entre otras cosas, supone normalmente un beneficio económico que ayuda a contrarrestar las posibles situaciones de rechazo social ante nuevos proyectos, ya que éstas, independientemente de tratarse de instalaciones relacionadas con energías limpias, se pueden dar siempre. Generalmente se rechaza el uso de cierta tecnología, sino que ésta se implante en nuestras cercanías produciendo una afección directa.

Hoy en día, en relación a las tecnologías del hidrógeno, existe un desconocimiento por parte de la población, en general, sobre lo que representa y cómo funciona. Este hecho está motivado por el carácter novedoso de la tecnología. Gran parte de la población ve al hidrógeno como una tecnología que no es segura, por ello, en la implantación del hidrógeno toma un papel muy importante el factor social.

## 4.2 Análisis DAFO del sector hidrógeno.

Con el análisis DAFO se estudian los factores que influyen en la evolución del sector de las energías renovables, considerando separadamente cada una de las principales tecnologías. Los análisis DAFO permiten entender la situación en que se encuentra cada una de ellas, así como los riesgos y oportunidades que les ofrece el entorno social, económico, técnico y legal. Como es conocido, el nombre DAFO

lo adquiere de las iniciales de debilidades, amenazas, fortalezas y oportunidades.

Las debilidades y fortalezas son aspectos inherentes al carácter de las energías renovables y muchas de ellas podrían aparecer en todos los DAFOs, como es el caso de los bajos rendimientos de los sistemas de aprovechamiento energético o el beneficio para el medioambiente. Las amenazas y oportunidades proceden de las circunstancias externas por lo que dependen de numerosos factores que cambian con frecuencia. El sector de las energías renovables debe de ser perfectamente consciente de su existencia para desarrollar estrategias que permitan vencerlas o beneficiarse de ellas. Aquellas tecnologías más flexibles serán las que más fácilmente lo hagan.

Según la Asamblea General de la Plataforma Tecnológica Española del Hidrógeno y las Pilas de Combustible (PTE HPC), el análisis DAFO a nivel nacional sería el siguiente:

### DEBILIDADES:

Existen tres debilidades que son comunes a todo el sector del hidrógeno y pilas de combustible:

- La ausencia de legislación y normativa específica, concisa y conocida, lo que complica la proliferación de nuevas instalaciones de demostración.
- El alto coste que, de momento, supone la aplicación de estas tecnologías.
- La ausencia de políticas fiscales, financieras y económicas que favorezcan la explotación de estas tecnologías, más allá de la subvención a proyectos de I+D.

Otras debilidades detectadas son:

- Baja coordinación de los grupos de investigación e insuficiente dedicación de centros de investigación.
- Falta de mercado.
- Estado tecnológicamente poco maduro en producción de hidrógeno a partir de energías renovables por vías distintas a la electrolisis.
- Poca actividad empresarial española en producción de hidrógeno renovable,

almacenamiento y distribución de hidrógeno, y aplicaciones estacionarias (aunque sí hay actividad de investigación fuerte en esos campos, los fabricantes de equipos no son españoles, asimismo en el caso de aplicaciones al transporte, aunque hay potenciales fabricantes nacionales de pilas de combustible, se echa en falta centros de ingeniería de fabricantes de vehículos).

- Bajo rendimiento y corta esperanza de vida de los equipos, que no justifican su rentabilidad en muchas aplicaciones.

#### **AMENAZAS:**

Alguna de las amenazas detectadas han sido las siguientes:

- El hidrógeno y las pilas de combustible están llamadas a ser una alternativa en algunas aplicaciones al sistema energético actual, pero es complicado vencer la inercia del uso de unas tecnologías maduras, conocidas y que son rentables, aunque eso suponga mantener los problemas asociados (contaminación y dependencia energética del exterior).

- Aunque en España existe un buen nivel de investigación, y una destacada presencia de proyectos de demostración, el desarrollo de productos, salvo en casos muy concretos, está en manos de empresas extranjeras, lo que dificultará un futuro liderazgo de nuestras empresas en estas tecnologías.

- Existe un poco la sensación de que el hidrógeno y las pilas de combustible han estado levantando en los últimos tiempos unas expectativas exageradas que todavía están lejos de cumplirse (el "boom" se ha "desinflado"), y en algunos sectores de la población el hidrógeno se sigue asociando infundadamente como algo peligroso.

#### **FORTALEZAS:**

Dentro de las fortalezas españolas, cabe destacar:

- Amplio potencial en energías renovables, tanto en cuanto a recursos disponibles, como a liderazgo tecnológico.

- Existencia de un tejido empresarial con capacidad para fabricación de componentes e integración de equipos (por ejemplo componentes y cadenas de montajes de automóviles)

- Amplia experiencia obtenida en proyectos de demostración: en energías renovables (RES2H2 en Canarias, Sotavento en Galicia, FIRST en Madrid, IOTHER en Aragón, Hydrosolar 21 en Castilla-León, etc.), en gasificación de carbón (Elcogas en Puertollano), y en estaciones de llenado de vehículos y operación de pequeñas flotas (Madrid, Barcelona, Zaragoza, Soria, Sevilla, Albacete).

- Existencia de fabricantes nacionales de pilas de combustible de tecnología PEM (Ajusa y Cegasa).

- Existencia de grupos consolidados de I+D.

- Existencia de una red robusta de gas natural de transporte y distribución energética.

- Versatilidad.

#### **OPORTUNIDADES:**

Dentro de este contexto, existen oportunidades españolas para:

- El desarrollo de electrolizadores de alta potencia específicamente diseñados para su integración con energías renovables (en concreto en parques eólicos, para apoyar una mayor penetración de la eólica sin añadir problemas a la gestión de la red).

- Establecer una red distribuida y diversificada de producción de hidrógeno utilizando recursos propios (eólica, fotovoltaica, solar térmica de alta temperatura, biomasa, carbón, etc.)

- Aplicación de tecnologías de hidrógeno y pilas de combustible como extensión de la autonomía de vehículos eléctricos "enchufables" (manteniendo el carácter no contaminante).

- Existencia de fondos europeos.

- Potenciación de las redes de transporte y distribución de energía del país.

- Iniciativa de coordinación de los grupos de investigación.

El análisis DAFO llevado a cabo permite concluir que, durante los próximos

años, será necesario seguir avanzando en el desarrollo tecnológico orientado a un producto, que permita situar a nuestras empresas de manera competitiva. Asimismo, es conveniente mantener el alto nivel de participación en proyectos de demostración orientados a una futura aplicación real y se considera necesaria una mayor implicación de la administración en cuanto a medidas favorecedoras (fiscales, financieras) y en cuanto a unos procesos de legalización de instalaciones más sencillos y transparentes. Finalmente, cabe resaltar la importancia de contribuir mediante la difusión, a mejorar la percepción de estas tecnologías por la sociedad como algo positivo.

### 4.3 Análisis de estrategias regulatorias del sector hidrógeno.

La escasez de reglamentación y normativa relativa a las nuevas tecnologías del hidrógeno, unida a las divergencias entre normas nacionales y regionales que ha habido durante años, ha supuesto una barrera para su introducción en el mercado. La carencia de normas internacionales ha sido uno de los mayores impedimentos para la comercialización de esta tecnología. El rápido crecimiento de las tecnologías del hidrógeno, concebido como vector energético, ha provocado la necesidad de elaborar estándares relativos a las mismas que puedan servir para elaborar una legislación al respecto.

El almacenamiento y distribución de hidrógeno debe cumplir muchas regulaciones, pues es catalogado como peligroso y debe ser controlado permanentemente por las autoridades reguladoras.

Es necesaria la normalización de:

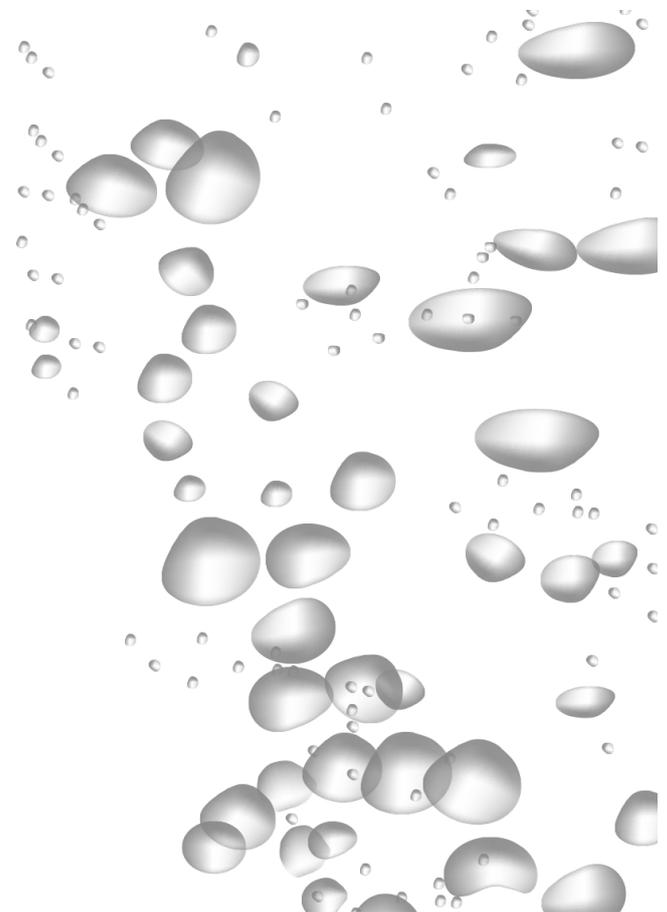
- Las especificaciones del producto de hidrógeno.
- Infraestructura de almacenaje y distribución para aplicaciones móviles y estacionarias.
- Aplicaciones finales.
- Tecnologías de producción del hidrógeno a partir de fuentes primarias renovables.
- Tecnologías de producción en pequeña escala. Reformadores de a bordo.
- Dispositivos de detección y de seguridad

relacionados.

- Seguridad y propiedades relevantes del hidrógeno.

La legislación y normalizaciones ayudan a asegurar el manejo y uso seguro del hidrógeno. La normalización y la legislación son tremendamente importantes para promocionar el uso del hidrógeno a una escala más amplia. En las tecnologías emergentes, la estandarización o normalización, puede preceder a la regularización o legislación. La creación de nuevas legislaciones, lleva tiempo y requiere de un considerable conocimiento de la tecnología. La legislación siempre hace que el mundo empresarial sea más seguro y un vacío legal es motivo de incertidumbre debido al riesgo que existe a que las compañías se vean forzadas a abandonar la tecnología o actividad en la que ya han invertido dinero. Debido a eso, las compañías presionan a los gobiernos para que se creen y cumplan dichas legislaciones.

El trabajo de normalización de la tecnología del hidrógeno es llevado a cabo fundamentalmente a nivel internacional. Existen una multitud de organizaciones encargadas de elaborar las diferentes normas.



# 5.

## CONCLUSIONES

---

## 5.1 La implantación sectorial del hidrógeno.

La demanda mundial de energía está creciendo a un ritmo alarmante. La «Perspectiva mundial sobre política climática y tecnología energética» (WETO) predice para la energía primaria en el mundo un crecimiento medio del 1,8 % anual durante el período 2000-2030. Esta mayor demanda se satisface fundamentalmente utilizando las reservas de combustibles fósiles, que emiten gases de invernadero y otros contaminantes. Reservas que irán encareciéndose a medida que vayan disminuyendo. Actualmente, el nivel de emisiones de CO<sub>2</sub> (principal causante del efecto invernadero) per cápita en las naciones en desarrollo asciende al 20 % del correspondiente a las grandes naciones industriales. Esta proporción se incrementará sustancialmente al industrializarse los países en desarrollo. Para 2030, las emisiones de CO<sub>2</sub> de los países en desarrollo podrían representar más de la mitad de las emisiones mundiales de CO<sub>2</sub>. Los países industrializados deberían liderar el desarrollo de nuevos sistemas energéticos que puedan contrarrestar esta tendencia.

El abastecimiento seguro de energía constituye un problema de relevancia. Los combustibles fósiles, particularmente el petróleo, se producen solo en determinadas zonas del mundo, por lo que la continuidad del abastecimiento se ve gobernada por factores políticos, económicos y ecológicos. Estos factores conspiran para que los precios del combustible resulten volátiles, y a menudo elevados, al tiempo que la política de medio ambiente exige una reducción de los gases de invernadero y de las emisiones tóxicas

En necesaria una estrategia energética, referida tanto a la oferta como a la demanda, incluyendo la producción, transmisión y distribución del combustible y la conversión energética, así como el impacto sobre los fabricantes de equipos energéticos y los usuarios finales de los sistemas de energía.

El hidrógeno permite el acceso a una amplia gama de fuentes de energía primarias, incluyendo los combustibles fósiles, la energía nuclear, y las crecientes energías renovables (solar, eólica, oceánica y biomasa), consiguiendo una mayor seguridad a través de la diversidad. El hidrógeno y la electricidad también

permiten la interoperabilidad y flexibilidad en el equilibrio de energía centralizada y descentralizada, basado en la gestión inteligente de redes y el suministro de energía en ubicaciones remotas.

La economía del hidrógeno aún no está desarrollada. Un número de barreras tecnológicas y no tecnológicas necesitan ser abordadas. Solucionando los retos tecnológicos de producción, distribución, almacenamiento y provisión de la estructura necesaria para el uso del hidrógeno a un precio competitivo, requiere una gran implicación por parte de los países europeos y del resto del mundo. A parte de los aspectos puramente tecnológicos, la introducción de nuevas tecnologías al mercado necesitan la apreciación de las barreras no tecnológicas, las cuales sino son abordadas a tiempo pueden dificultar o retrasar el desarrollo del mercado de las nuevas tecnologías.

La combinación del hidrógeno y la electricidad representa una de las vías más prometedoras para hacer realidad la energía sostenible, mientras que las pilas de combustible constituyen el dispositivo más eficiente para convertir el hidrógeno, y posiblemente otros combustibles, en electricidad. El hidrógeno y las pilas de combustible allanan el camino hacia unos «sistemas energéticos abiertos» integrados capaces de hacer frente simultáneamente a todos los grandes retos planteados en materia de energía y de medio ambiente y suficientemente flexibles para adaptarse a las fuentes de energías renovables diversas e intermitentes.

Este es el aspecto que podría tener un sistema energético integrado en el futuro. Se combinarían pilas de combustible grandes y pequeñas para generar electricidad doméstica y descentralizada. También podrían utilizarse redes locales de hidrógeno para alimentar vehículos convencionales o de pilas de combustible.

Queda mucho camino por recorrer en la transición hacia el hidrógeno, sólo se han dado los primeros pasos. Una de las bazas más importantes en esta transición es que a día de hoy dedican enormes esfuerzos al tema los veintiséis países miembros de la "International Energy Agency" (IEA). Sus esfuerzos representan un gasto total de unos mil millones de dólares al año, aplicados a

la investigación tanto acerca del hidrógeno como a las pilas de combustible.

Hemos visto que están planteados en los Estados Unidos programas a largo plazo, así como en Japón, en la Unión Europea y en otros muchos países. Los países de la denominada "Partnership", entre los que se encuentra España, desde el primer momento, están agrupados en tres núcleos principales de labor: el "Hydrogen Coordination Group" de la mencionada Agencia de la Energía, la misma "International Partnership on Hydrogen Economy" y la "European Technology Platform on Hydrogen and fuel cells". Merece la pena subrayar que el sector privado dedica más inversiones y esfuerzos que el público al desarrollo del hidrógeno. En este esfuerzo del sector privado rivalizan, en iniciativas, compañías de petróleo y gas, las marcas automovilísticas, y variadísimas empresas grandes y pequeñas que trabajan en las aplicaciones del hidrógeno al hogar, los centros de trabajo, la electricidad y en el transporte público.

Se habla de más de cuarenta proyectos internacionales, coordinados por la "International Energy Agency", dejando aparte los centenares de iniciativas que emprenden aisladamente los países y las empresas.

Las instituciones mencionadas han dado la misma importancia a la investigación en sí, que a la información acerca del hidrógeno en la sociedad actual, preparando a ésta para asumir energías que reemplacen progresivamente al petróleo, predominante hoy. Tomará años familiarizar a nuestro mundo con la nueva energía y sus peculiaridades, pero el resultado merece los más duros esfuerzos y comprende unas ventajas políticas y sociales verdaderamente importantes.

## 5.2 El sector del hidrógeno como sector económico de especial relevancia.

El hidrógeno no se encuentra en la naturaleza en forma libre, lo que obliga a la necesidad de emplear energía para producirlo, por lo que hay que catalogarlo no como una fuente energética sino como un vector energético. Por esta razón, no va a competir con el carbón, gas natural, petróleo, energía nuclear o energías renovables, va a

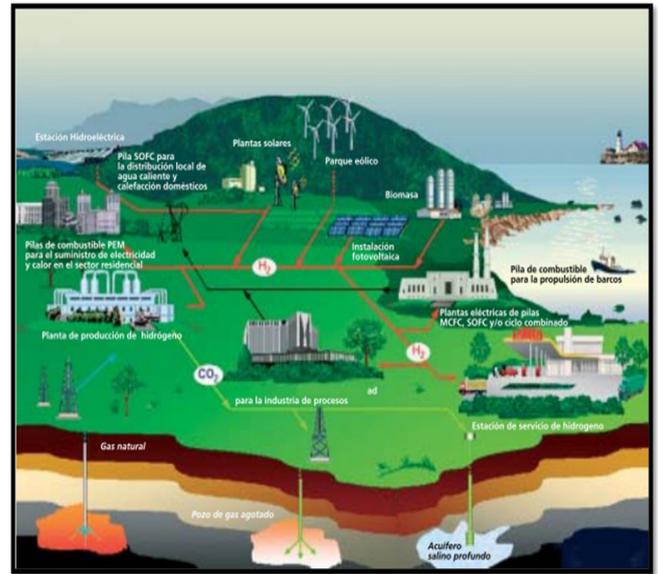


Ilustración 56: Sistema energético basado en el hidrógeno integrado en un futuro. Fuente: Sin determinar

competir con la electricidad, la gasolina o los gasóleos: es un nuevo vector energético.

La producción de hidrógeno a partir de energías renovables lo capacita para utilizarse como complemento a la electricidad. Aquí es donde radica una de sus ventajas, es decir, la posibilidad de servir como almacén energético que garantice el suministro y aumente la fiabilidad de las energías renovables, dándole de esta forma un valor añadido y contribuyendo en su desarrollo futuro. La posterior transformación de ese hidrógeno a través de las pilas de combustible, convirtiendo la energía química de forma directa en electricidad a través de una reacción electroquímica, es la vía más eficiente de producción de electricidad y la que menos emisiones genera.

De esta forma, el hidrógeno como vector energético en el que se puede almacenar la energía producida a partir de fuentes renovables, junto con el aprovechamiento de su contenido energético a través de la pila de combustible constituirán los pilares de la economía y del suministro energético.

A nivel nacional, aunque son muchos los esfuerzos que se están realizando en el desarrollo de esta tecnología debido a su gran potencial de combinación con energías renovables, todavía queda mucho camino por recorrer y son muchas las acciones que acometer, para ello se ha creado el Centro Nacional de Experimentación de las Tecnologías del Hidrógeno y las Pilas de

Combustible de manera que sirva de apoyo a toda la comunidad científica, unificando el conocimiento generado, liderando la estrategia nacional, promoviendo la creación de empresas y en definitiva impulsando la tecnología del hidrógeno hacia la plena industrialización con un cierto liderazgo español.

A la hora de buscar en general información, normativa, regulación y todo lo que se pueda entender que gira alrededor de estas energías debemos remitirnos a las asociaciones del hidrógeno. Estas están creadas normalmente a nivel nacional e incluso regional pero nos interesaremos por la española, europea y estadounidense o japonesa por importancia. El objetivo principal de las asociaciones es fomentar el desarrollo de las tecnologías de dicho elemento como vector energético, y promover su utilización en aplicaciones industriales y comerciales. Con ello se pretenderá que el beneficiario principal de los logros de la asociación sea el conjunto de la sociedad, y no los propios asociados, tanto por los beneficios medioambientales como por el impulso industrial que, a largo plazo, se esperan obtener.

La asociación española del hidrógeno está ubicada en Madrid y tiene un papel importante en la representación del colectivo, defendiendo los intereses comunes que puedan surgir. Por otra parte la asociación europea del hidrógeno está ubicada en Bruselas. Defiende a un nivel superior que las asociaciones nacionales todos los asuntos cuya naturaleza esté asociada a la energía del hidrógeno y sirve de apoyo para las nacionales a la hora de tomar decisiones. Todas las asociaciones son de especial importancia a la hora de impulsar los servicios necesarios para promover el crecimiento de la energía basada en dicho elemento, como por ejemplo, negociando con empresas del sector energético para que se instalen estaciones de servicio, se promueva su crecimiento en dichas corporaciones, etc. Por importancia podemos nombrar la existencia de asociaciones del hidrógeno a gran escala como pueden ser la estadounidense o la japonesa, las cuales, han sido de vital importancia para el crecimiento de esta energía limpia en dichos países. Desde hace algunos años las energías renovables han tomado mayor presencia

e importancia dentro de la sociedad. Esto puede estar ocasionado por los pronósticos del final de las reservas de petróleo, el cual hoy en día es el motor de todas las naciones mundiales. Las energías renovables comienzan a estar presentes en las casas y edificios que se construyen actualmente y desde hace algunos años, la sociedad empieza a utilizarla, especialmente para la producción eléctrica. Cada vez van teniendo más importancia y se van extendiendo por diversos sectores. Uno de los sectores en los que las energías renovables se han implantado más recientemente ha sido el de los mercados bursátiles.

El sector del hidrógeno es demasiado nuevo como para que empresas especializadas en su utilización como vector energético tengan una presencia significativa en los mercados bursátiles. Algunas de las empresas importantes que invierten e investigan la tecnología del hidrógeno que cotizan en bolsas extranjeras son:

- Linde AG
- Air Liquide
- Praxair
- Ballard Power Systems
- FuelCell Energy
  
- Quantum Fuel Systems
- Energy Conversion D
- Plug Power
- Hydrogenics Corp
- Medis Technologies



## BIBLIOGRAFÍA

---

La información para la elaboración de este informe fue extraída de fuentes que se exponen a continuación:

- <http://www.aecientificos.es/empresas/aecientificos/documentos/LAECONOMIADELHIDROGENO.pdf>
- <http://www.rac.es/ficheros/doc/00447.pdf>
- <http://www.motorpasionfuturo.com/coches-hidrogeno/ha-avanzado-algo-el-hidrogeno-en-estos-anos>
- <http://www.udg.edu/LinkClick.aspx?fileticket=qifUssA0Vxs%3D&tabid=8702&language=ca-ES>
- <http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/30127/fichero/Cap%C3%ADtulo+6+-+Mercado+del+Hidr%C3%B3geno.pdf>
- <http://www.motordehidrogeno.net/el-hidrogeno-mas-barato-cuesta-2-47-por-kilogramo>
- [http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield\\_review/spanish05/sum05/p34\\_47.pdf](http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish05/sum05/p34_47.pdf)
- <http://www.cnh2.es/docs/futurodelhidrogeno.pdf>
- <http://www.ptehpc.org>
- <http://es.scribd.com/doc/55524906/Hidrogeno-el-combustible-del-futuro>
- <http://www.diariomotor.com/2010/03/20/el-numero-de-estaciones-de-hidrogeno-sigue-en-aumento/>
- <http://www.netinform.net/h2/H2Stations/Default.aspx>
- <http://www.h2euro.org/>
- <http://aeh2.org/index.php>
- [http://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/epact1820\\_employment\\_study.pdf](http://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/epact1820_employment_study.pdf)
- [http://www.fuelcells.org/wp-content/uploads/2012/02/Fuel\\_Cell\\_Industry\\_Job\\_Estimates.pdf](http://www.fuelcells.org/wp-content/uploads/2012/02/Fuel_Cell_Industry_Job_Estimates.pdf)
- <http://www.emtmadrid.es/Home/Corporativo/Presentacion.aspx>
- <http://www.upcomillas.es/catedras/crm/report07/ppts/II%20Juan%20Angel%20Terron%20EMT.pdf>
- <http://www.brenntagla.com/es/pages/subsidiaries/index.htmlw.quiminet.com/productos/hidrogeno-135427330/clientes-y-compradores.htm>
- <http://www.atlantic-copper.es/2006/index.php?opc=1&cont=30>
- <http://www.aquagest.es/ESP/home.asp>
- <http://www.aqualia.es/aqualia/index.html>
- <http://www.solvay.com/EN/About/About.aspx>
- [http://es.wikipedia.org/wiki/Refiner%C3%ADa\\_de\\_Puertollano](http://es.wikipedia.org/wiki/Refiner%C3%ADa_de_Puertollano)
- [http://www.ika.rwthachen.de/r2h/index.php?title=Hydrogen\\_Pathway:\\_Cost\\_Analysis&oldid=5029#Introduction](http://www.ika.rwthachen.de/r2h/index.php?title=Hydrogen_Pathway:_Cost_Analysis&oldid=5029#Introduction)
- <http://www.motorpasionfuturo.com/coches-hidrogeno/antologia-del-hidrogeno-ii-almacenamiento>
- <http://upcommons.upc.edu/pfc/bitstream/2099.1/7538/2/Anexo%20I%20-%20EI%20hidrogeno.pdf>
- <http://www.bp.com/sectionbodycopy.do?categoryId=9037132&contentId=7069049#/Primary-Energy/Primary-energy-data-fueltype/?chartType=pie&chartView=chartTable>
- <http://www.udg.edu/LinkClick.aspx?fileticket=qifUssA0Vxs%3D&tabid=8702&language=ca-ES>
- <http://www.interempresas.net/Energia/Articulos/30203-Hidrogeno-ecologico.html>

