



Tecnologías del HIDRÓGENO

y perspectivas para Chile



Edición:

Deutsche Gesellschaft für
Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH
Friedrich-Ebert-Allee 40
53113 Bonn • Alemania
Dag-Hammarskjöld-Weg 1-5
65760 Eschborn • Alemania

Nombre del proyecto:

Fomento de la Energía Solar en Chile
(Enfoque en Tecnologías de Concentración Solar)

Marchant Pereira 150
7500654 Providencia
Santiago • Chile
Teléfono: +56 22 30 68 600
www.giz.de

Responsables:

Rainer Schröer / rainer.schroerer@giz.de
Rodrigo Vásquez / rodrigo.vasquez@giz.de

En coordinación:

Ministerio de Energía de Chile
Alameda 1449, Pisos 13 y 14, Edificio Santiago Centro II
Santiago de Chile
Teléfono: +56 22 367 3000
www.minenergia.cl

Título:

Tecnologías del hidrógeno y perspectivas para Chile

Autores:

Rodrigo Vásquez, Felipe Salinas, Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Colaboradores:

División de Prospectiva y Política Energética (Ministerio de Energía)
María de los Ángeles Valenzuela (Ministerio de Energía)
Fernando Hentzschel/Mauro Tessei (CORFO)
Felipe Gallardo (Programa Energía Solar)
Mario Toledo (Universidad Técnica Federico Santa María)
Álvaro San Martín/Daniel Serafini (Universidad de Santiago)
Melanie Colet (Universidad de Chile)
Constanza Bustamante (GIZ)

Revisión:

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR) German Aerospace Center
Dr. Martin Roeb
Dr. Eckhard Lüpfer
M.Sc. Daniel Benitez
M.Sc. Nathalie Monnerie
Dr. Stefan Brendelberger

Diseño Gráfico:

Eduardo Espinosa Hidalgo

Aclaración:

Esta publicación ha sido preparada por el proyecto "Fomento de la Energía Solar" implementado por el Ministerio de Energía y Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH en el marco de la cooperación intergubernamental entre Chile y Alemania. El proyecto se financia a través de la Iniciativa Alemana de Tecnología para la mejora del Clima (DKTI) del Ministerio Federal de Medio Ambiente, Protección de la Naturaleza, Obras Públicas y Seguridad Nuclear (BMUB). Sin perjuicio de ello, las conclusiones y opiniones de los autores no necesariamente reflejan la posición del Gobierno de Chile. Además, cualquier referencia a una empresa, producto, marca, fabricante u otro similar en ningún caso constituye una recomendación por parte del Gobierno de Chile o de GIZ.

Santiago de Chile, Marzo, 2018

Tecnologías del
HIDRÓGENO
y perspectivas para Chile



“Sí, mis amigos, creo que algún día se empleará el agua como combustible, que el hidrógeno y el oxígeno de lo que está formada, usados por separados o en forma conjunta, proporcionarán una fuente inagotable de luz y calor, de una intensidad de la que el carbón no es capaz [...] El agua será el carbón del futuro.”

Julio Verne, *La Isla Misteriosa*, 1874.

Índice

1. Introducción	10
1.1. Hidrógeno como vector energético	12
1.2. ¿Por qué estudiar el potencial del hidrógeno en Chile?	12
1.3. Alcances del estudio	13
2. Antecedentes Tecnológicos	14
2.1. ¿Qué es el hidrógeno y cómo se produce?	15
2.2. Uso de la energía solar para la producción de hidrógeno	21
2.3. Mecanismos de almacenamiento	23
2.4. Conversión energética del hidrógeno	25
3. Aplicaciones del hidrógeno	28
3.1. Aplicaciones convencionales del hidrógeno	31
3.2. Aplicaciones en transporte	33
3.3. Aplicaciones estacionarias	45
3.4. Aplicaciones móviles	50
3.5. Uso del hidrógeno como gas	50
4. Seguridad en el uso del hidrógeno	54
4.1. ¿Es seguro el hidrógeno?	55
4.2. Propiedades del hidrógeno	55
4.3. Medidas de control de riesgos	56
4.4. Conclusiones con respecto a la seguridad	59
5. Iniciativas Internacionales / Investigación y desarrollo	60
5.1. Acciones internacionales por países	61
5.2. Iniciativas internacionales conjuntas	64
6. Situación del hidrógeno en Chile	68
6.1. Uso actual del hidrógeno en Chile	69
6.2. ¿Dónde se produce H ₂ en Chile?	70
6.3. Otras empresas de gases industriales	72
6.4. Normativa de gases industriales en Chile	73
6.5. Investigación académica	74
6.6. Asociaciones	80
7. Costo de producción de hidrógeno solar en Chile	82
7.1. Escenarios de costo de producción del hidrógeno solar	83
7.2. Sobredimensionamiento de un electrolizador (PEM) para producir hidrógeno solar	87
8. Líneas de acción para el hidrógeno solar en Chile	92
8.1. Establecimiento de la normativa del hidrógeno	93
8.2. Fomento del pilotaje y pruebas	94
8.3. Hidrógeno en la minería chilena	95
8.4. Fomento de desarrollo de proyectos	96
9. Anexos	100
10. Bibliografía	124

Índice de figuras

Figura 1: Porcentajes estimados de GEI antropogénico global, International Energy Agency (IEA)	11
Figura 2: Fuentes de hidrógeno para utilización mundial en refinerías, industria química y gases industriales	15
Figura 3: Esquema de rutas de producción de hidrógeno renovable	16
Figura 4: Etapas del proceso de reformado	17
Figura 5: Configuración del electrolizador	19
Figura 6: Formas de almacenamiento del hidrógeno	23
Figura 7: Producción de "Metano Verde"	24
Figura 8: Consumo global de hidrógeno por industria (2007)	29
Figura 9: Aplicaciones del hidrógeno	30
Figura 10: Desarrollo vehículos con celda de combustible (comerciales)	34
Figura 11: Chevrolet Colorado ZH2	36
Figura 12: Forze VII, automóvil de carreras de hidrógeno	36
Figura 13: Estación de carga para automóviles a hidrógeno	37
Figura 14: Bus a hidrógeno en centro de Londres	37
Figura 15: Bus a hidrógeno en Universidad de California, Irvine, EE.UU.	39
Figura 16: Camión Nikola One	39
Figura 17: Toyota "Project Portal" – camión transporte pesado con celda de combustible	40
Figura 18: Tren Coradia iLint utiliza hidrógeno como combustible	40
Figura 19: Tranvía de la empresa Qingdao Sifang, China	41
Figura 20: Ferry basado en hidrógeno y pilas de combustible proyecto PILOT E	41
Figura 21: Ferry MF Ole Bull	41
Figura 22: Hydroville, el primer transbordador de pasajeros certificado	42
Figura 23: Montacarga en base a celdas de combustible	42
Figura 24: Demostración de celdas de combustible Boeing	43
Figura 25: Phantom Eye de la empresa Boeing	44
Figura 26: Primer vuelo del HY4 con celda de combustible	44
Figura 27: HyDrone 1550	44
Figura 28: Fuel Cells eBay Inc. Salt Lake City, Utah, EE.UU.	45
Figura 29: Fuel Cells en St. Francis Hospital y Medical Center en Hartford, Connecticut, EE.UU.	47
Figura 30: Rutas del "Power-to-gas", "Power-to-liquids" y "Power-to-heat" y sus mercados energéticos	48
Figura 31: Celda de combustible portátil JAQ de la empresa myFC	50
Figura 32: Proyectos piloto y demostración de Power to Gas	51
Figura 33: Análisis de sensibilidad LCOE producción de hidrógeno por electrólisis	85
Figura 34: LCOE en función de escenarios considerados (USD/kg H ₂)	86
Figura 35: Costo nivelado de hidrógeno versus factor de capacidad del electrolizador PEM	88
Figura 36: Costo nivelado de hidrógeno versus factor de capacidad del electrolizador PEM con reducción de costos y aumento de eficiencia	90
Figura 37: Porcentaje de importaciones por tipo de fertilizante (2016)	98
Figura 38: Consumos de agua en Chile por sector (2016)	98
Figura 39: Esquema Power to gas	99
Figura 40: Fuentes de hidrógeno para utilización mundial en refinerías, industria química y gases industriales	101

Figura 41: Esquema de rutas de producción de hidrógeno renovable	102
Figura 42: Etapas del proceso de reformado	103
Figura 43: Configuración del electrolizador	107
Figura 44: Esquema de un ciclo redox solar en dos pasos para la disociación del agua	111
Figura 45: Esquema de ciclo híbrido de azufre para disociación de agua	112
Figura 46: Diagrama formas de almacenamiento del hidrógeno	113
Figura 47: Producción de "Metano Verde"	116

Índice de tablas

Tabla 1: Comparación de diferentes procesos de reformado	17
Tabla 2: Rendimiento actual de las tecnologías clave de generación de hidrógeno	20
Tabla 3: Métodos solares termoquímicos para la producción de hidrógeno	22
Tabla 4: Características celdas de combustible.	26
Tabla 5: Mercado de hidrógeno en Estados Unidos (2003)	30
Tabla 6: Características automóviles vendidos en Estados Unidos	34
Tabla 7: Autos con tecnología de celda de combustible con H ₂ e híbridos	35
Tabla 8: Instalaciones EE.UU., Europa y Asia	46
Tabla 9: Comparación de parámetros relevantes para la seguridad	55
Tabla 10: Características, riesgos y control relacionado al hidrógeno	57
Tabla 11: Iniciativas en torno a la producción y uso de hidrógeno en el mundo	63
Tabla 12: Iniciativas en torno a la producción y uso de hidrógeno en el mundo (cont.)	64
Tabla 13: Empresas internacionales de gases industriales presentes en Chile	72
Tabla 14: Normativa internacional sobre el hidrógeno	73
Tabla 15: Líneas de investigación de H ₂ por parte de universidades nacionales	74
Tabla 16: Resultados pruebas empíricas introducción H ₂ en motor Diésel	75
Tabla 17: Parámetros base para análisis económico	83
Tabla 18: Precio de la electricidad	84
Tabla 19: Escenarios de análisis de sensibilidad	84
Tabla 20: LCOE H ₂ según escenario	86
Tabla 21: Resultados factibilidad económica producción H ₂ escenario actual	88
Tabla 22: Resultados factibilidad económica producción H ₂ escenario futuro	90
Tabla 23: Comparación de diferentes procesos de reformado	104
Tabla 24: Rendimiento actual de las tecnologías clave de generación de hidrógeno	107
Tabla 25: Métodos solares termoquímicos para la producción de hidrógeno	113
Tabla 26: Características del reservorio de gas para almacenamiento de hidrógeno	115
Tabla 27: Métodos para almacenamiento de hidrógeno en sólidos	117
Tabla 28: Compañías productoras de celdas de combustible	119
Tabla 29: Características celdas de combustible	121

Abreviaciones

AC	Corriente alterna (50Hz)
CAPEX	Capital Expenditures (costo de inversión de capital)
CH ₄	Metano
CHIC	Clean Hydrogen in European Cities (Proyecto)
CO ₂	Dióxido de carbono
CSP	Concentrated solar power
DC	Corriente continua
DOE	Departamento de Energía (Estados Unidos)
ERNC	Energía Renovable No Convencional
FC	Fuel Cell (celda de combustible)
FV (PV)	Fotovoltaico (Photovoltaic)
H ₂	Hidrógeno (se entiende moléculas, estable)
HHV	Higher Heating Value (HHV), incluye el calor latente para condensar el vapor de agua
ISO	Organización Internacional de Normalización (International Standardization Organization)
kW (kWh)	Kilowatt (Kilowatt hora)
LCOE	Costo Nivelado de la Energía (Levelized Cost of Energy)
MM	Millones
Mt	Millones de toneladas
MW (MWh)	Megawatt (Megawatt hora)
NH ₃	Amoníaco
Nm ³	Volumen normalizado según "condiciones normales", lo que significa una temperatura de 0°C y presión 1.013 bar o 1 atm. Para el cálculo de los flujos de producción o requerimiento de hidrógeno ya sea en volumen o en flujo másico, es posible calcular uno a partir del otro bajo condiciones normales utilizando la siguiente equivalencia 1 Nm ³ de H ₂ =0.09 kg de H ₂
NO _x	Óxidos de Nitrógeno
O ₂	Oxígeno (moléculas)
OPEX	Operational Expenditures (costos operacionales)
PEM	Proton Exchange Membrane, esa tecnología aplica para la electrólisis y para celdas de combustible
SOFC	Solid Oxide Fuel Cell, un tipo de celda de combustible
V	Vanadio
η	Factor de rendimiento o eficiencia



1

Introducción

En el desarrollo del proyecto “Fomento de la Energía Solar (Enfoque en Tecnologías de Concentración Solar)” implementado por el Ministerio de Energía y Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH en el marco de la cooperación intergubernamental entre Chile y Alemania, el cual es financiado a través de la Iniciativa Alemana de Tecnología para la mejora del Clima (DKTI) del Ministerio Federal de Medio Ambiente, Protección de la Naturaleza, Obras Públicas y Seguridad Nuclear (BMUB), se está realizando este libro de difusión de las tecnologías del hidrógeno en función de presentar las tendencias y aplicaciones actuales del hidrógeno y esbozar los primeros lineamientos para el desarrollo e implementación de esta tecnología en Chile, con la idea de utilizar hidrógeno sustentable a gran escala producido a partir de energías renovables.

El 5to informe del Panel Intergubernamental para el Cambio Climático (IPCC) afirma que la influencia humana en el clima es clara. De esta manera entre las muchas actividades humanas que producen gases efecto invernadero (GEI), el uso de la energía representa por lejos la mayor fuente de emisión, siendo el 90% de ellas emisiones de CO₂ [1], tal como se aprecia en la Figura 1.

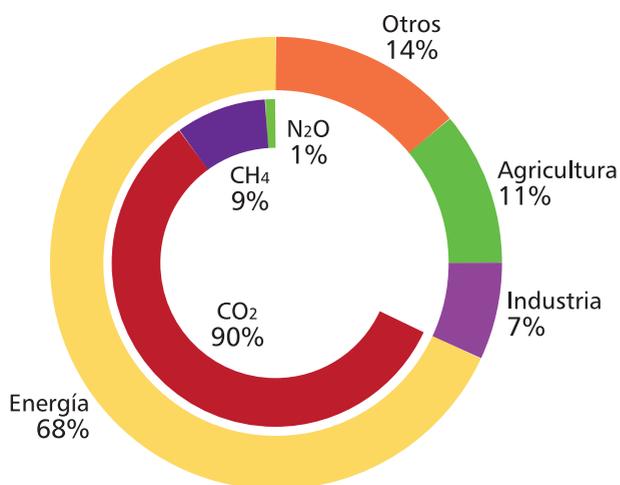


Figura 1: Porcentajes estimados de GEI antropogénico global, International Energy Agency (IEA).

Las acciones de prevención contra el cambio climático requieren que las economías mundiales puedan descarbonizar sus sistemas energéticos, instalando grandes cantidades de energías renovables, que a su vez sean fiables, seguras y continuas para asistir a la demanda. Sin embargo, el uso de la energía en su forma primaria para varios sectores económicos, corresponde a la quema de combustibles fósiles, la cual tiene la mayor incidencia en la generación de gases efecto invernadero.

En el caso de Chile, actualmente en torno a un 42 % de la electricidad proviene de fuentes renovables (CNE, Dic. 2017), incluyendo las energías renovables no convencionales (ERNC) y grandes embalses. El precio de las ERNC ha caído notablemente desde el 2012, llegando a ofertar, en las últimas licitaciones de energía en noviembre 2017, un precio récord bajo los 30 USD/MWh, desplazando incluso al carbón.

Chile es un país rico en energías renovables, donde gran cantidad de esta energía puede ser utilizada para aplicaciones que directamente contribuyan a un desarrollo económico del país. Una de estas aplicaciones es la generación de hidrógeno (H₂) con el potencial de habilitar la transición hacia sistemas energéticos limpios y bajos en carbono.

El hidrógeno es el elemento más abundante en el universo, el combustible con mayor densidad energética por unidad de masa¹ y con potencial de aplicación en todos los sectores que requieren energía, al igual que la electricidad. El hidrógeno es versátil, limpio y un portador de energía en varios sectores productivos, el que puede ser usado como combustible para producir energía, en transporte o como materia prima en la industria.

Debido a los abundantes recursos solares e hídricos con los que Chile dispone, el hidrógeno puede ser producido a través de fuentes renovables o de combustibles convencionales con abatimiento de CO₂, con la ventaja que produce cero emisiones en el punto de uso y, además, puede ser almacenado y transportado con seguridad, para finalmente ser quemado o transformado en electricidad en una celda de combustible². Por lo tanto, Chile, potencial gran productor de energías renovables a precios competitivos, tiene una oportunidad única para desarrollar múltiples aplicaciones basadas en hidrógeno.

¹ Densidad energética de 33 kWh/kg.

² Dispositivo que convierte la energía química del hidrógeno en electricidad.

1.1. Hidrógeno como vector energético

El hidrógeno no se encuentra en su estado puro en la naturaleza, por lo tanto no puede ser considerado como una fuente de energía primaria. Por esta razón, se le conoce como portador o vector energético y tiene la ventaja de ser altamente almacenable para ser utilizado cuando sea necesario.

El hidrógeno es un combustible que puede producirse a partir de una gran variedad de compuestos, de variadas técnicas y a la vez puede ser utilizado en distintos procesos. Puede ser quemado en un motor a combustión en forma individual o como mezcla con combustible convencional, puede ser utilizado en una celda de combustible para generar electricidad o como reactante para crear otros combustibles sintéticos, etc.

La serie de sistemas y conjunto de tecnologías que producen, transportan y utilizan hidrógeno comúnmente se le denomina "economía basada en el hidrógeno". El interés por conseguir este desarrollo creció en Europa después de la Primera Guerra Mundial y la primera frase sobre una economía basada en el hidrógeno fue acuñada en 1970 [2].

El empleo de tecnologías del hidrógeno trae consigo un cambio radical en cómo se utiliza la energía, ya que estas presentan mejores eficiencias, reducción drástica de las emisiones GEI y su integración natural con las energías renovables.

Durante este siglo, el hidrógeno se ha utilizado ampliamente para la fabricación de compuestos químicos, en procesos de refinamiento de petróleo y en aplicaciones espaciales. Durante los últimos diez años, el interés por tecnologías que utilicen hidrógeno para la movilidad ha aumentado considerablemente, al punto que hoy existen comercialmente automóviles, buses y recientemente trenes que lo utilizan como fuente de energía, con infraestructura existente de carga y ambiciosos planes de desarrollo en países como Japón, Alemania y los Estados Unidos (California).

Se espera que durante estos años y durante la próxima década, el hidrógeno sea un medio indispensable para mitigar el avance del cambio climático, en particular para disminuir las emisiones del sector transporte.

1.2. ¿Por qué estudiar el potencial del hidrógeno en Chile?

Existen varias razones por la cual se debe estudiar, analizar y fomentar la implementación de tecnologías del hidrógeno en Chile, entre las que se cuentan:

► Seguridad energética y económica

La economía de Chile depende principalmente de la extracción de materias primas y exportación de productos vegetales y animales [3], lo cual lo hace particularmente vulnerable a los cambios de la economía internacional. Para superar esta situación, el país necesita diversificar sus actividades y aumentar sus competencias tecnológicas, transitando desde una economía extractiva a una de bienes y servicios. En un país con una alta dependencia externa de combustibles, la producción local de hidrógeno constituye un medio de energía que puede ser almacenado por largo tiempo y transformado eficientemente, lo que contribuiría a la seguridad energética, a la vez permitiendo una estabilización de los precios utilizados en transporte, electricidad, entre otros, aislando nuestra economía de los efectos del vaivén de precios del diésel y del gas. Por lo tanto, el hidrógeno en Chile podría significar un desarrollo económico importante aprovechando la abundancia de recursos naturales del país.

► **Recurso importante en el mercado energético mundial**

El hidrógeno hasta ahora ha sido un insumo fundamental en la industria química. La diversificación de aplicaciones hará que el hidrógeno renovable sea un recurso importante en el futuro mercado energético mundial. Establecer una infraestructura y desarrollar métodos económicamente competitivos de producción de hidrógeno renovable, fortalecerá el papel de Chile en el mercado energético del futuro.

► **Mejora del medio ambiente**

Las proyecciones indican que las emisiones de gases de efecto invernadero del sector transporte aumentarán un 95% hasta 2030, debido al crecimiento económico, a la creciente riqueza y la expansión urbana de baja densidad (MAPS Chile, 2014) [3]. Esto se observa por ejemplo, en un gran número de ciudades y áreas que se encuentran saturadas por contaminantes locales, principalmente debido a las actividades de generación eléctrica, transporte urbano, calefacción domiciliar y otros procesos industriales. El hidrógeno, además, de tener la ventaja de aportar mayor eficiencia energética a las transformaciones de energía, permite una emisión reducida o nula de GEI, lo que contribuiría a la descontaminación de las ciudades y evitando así el cambio climático.

► **Aprovechamiento de fuentes de energías renovables**

Chile es un país privilegiado en energías renovables, lo que permitiría la producción de hidrógeno sin utilizar combustibles fósiles. El país cuenta con excelentes recursos solares en el norte y recursos eólicos e hídricos relevantes en la zona sur. Hoy, estos recursos pueden ser explotados a precios competitivos, con un precio nivelado de la energía (LCOE)³ en el rango de entre 30 y 70 USD/MWh, y podrían ser utilizados para producir hidrógeno a

través de tecnologías maduras como la electrólisis del agua. Adicionalmente, existen varios métodos en desarrollo, como los procesos termoquímicos solares, electrólisis a alta temperatura soportada por energía solar y la foto-electrólisis, que en un futuro podrían aumentar los posibles usos de la energía solar en el país.

► **Desarrollo laboral**

La transformación tecnológica de algunas actividades traería consigo nuevos empleos de mayor especialización y contribuirían al desarrollo de capital humano especializado en el país, que podría participar eventualmente del desarrollo mundial en esta área.

1.3. Alcances del estudio

El objetivo de este libro es dar a conocer al público las diferentes tecnologías y aplicaciones que tiene el hidrógeno, así como su potencial desarrollo en Chile.

En este documento, se presentarán los antecedentes tecnológicos de producción, almacenamiento y conversión energética del hidrógeno. Además, las diferentes aplicaciones que a nivel internacional se están implementando y desarrollando, considerando aspectos de seguridad y manejo de este energético. Se describen las tendencias en investigación y desarrollo, así como los actores nacionales e internacionales en la materia. Finalmente, se presenta un análisis previo sobre costo de producción, así como las posibles líneas de acción para Chile.

En el anexo de este libro se explican con mayor profundidad los detalles técnicos del segundo capítulo "Antecedentes tecnológicos".

³ LCOE: Costo nivelado de la energía.



2

Antecedentes Tecnológicos



- ▶ Mundialmente se producen 65 millones de toneladas de H_2 y el 96% es producido a partir de combustibles fósiles.
- ▶ El hidrógeno se obtiene por medio de distintos procesos:
 - Termoquímicos (calor y reacciones químicas)
 - Electrolíticos (disociación del agua)
 - Biológicos (mediante la acción de microorganismos)
 - Otros (descomposición foto catalítica y biológica del agua).
- ▶ El hidrógeno es más energético que otros combustibles (1 kg de H_2 tiene casi tres veces más energía que 1 kg de gasolina) y se puede almacenar en medios físicos (en forma de gas o líquido), en sólidos y otros compuestos.
- ▶ La forma de obtener energía del hidrógeno es mediante oxidación en pilas o celdas de combustible, por combustión, por fusión nuclear y como reactante en la industria química.



2.1. ¿Qué es el hidrógeno y cómo se produce?

El hidrógeno es el elemento más abundante en el universo, pero no se encuentra en su estado puro en nuestro planeta. Por lo tanto, este debe ser producido a través de variados procesos, los cuales se pueden clasificar en:

- ▶ **Termoquímicos:** usan calor y reacciones químicas para obtener el hidrógeno de combustibles convencionales o biomasa.
- ▶ **Electrolíticos:** el agua (H_2O) se disocia en hidrógeno (H_2) y oxígeno (O_2) usando electricidad.
- ▶ **Biológicos:** microorganismos, tales como bacterias y algas pueden generar hidrógeno por medio de procesos biológicos propios.
- ▶ **Otros procesos:** como la descomposición foto catalítica y biológica del agua.

Actualmente, un 96 % del hidrógeno en el mundo se extrae a partir de combustibles fósiles y solo un 4 % a través del agua [4] (Figura 2). La producción mundial de hidrógeno se estima en 65 Mt/año [5] y emite alrededor de 500 Mt $CO_2eq/año$ [6]. Se proyecta que esta demanda se incrementará hasta alcanzar las 200 mil toneladas al año, debido a su uso en el transporte pronosticado para el 2030 y que los principales consumidores serán Japón, China y Corea del Sur [5]. Se prevé que si se reemplazaran los combustibles fósiles con hidrógeno, su producción debería ser a partir de ERNC, en caso contrario, las emisiones de CO_2 por producción de H_2 se incrementarían significativamente.

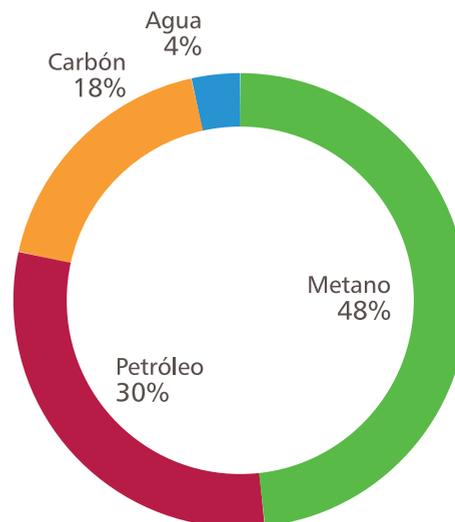


Figura 2: Fuentes de hidrógeno para utilización mundial en refinерías, industria química y gases industriales. IEA 2013 [6].

Generalmente, mientras más hidrógeno contenga una sustancia, se espera que sea más económico separarlo. El gas metano contiene alrededor de un 25 wt.% (% en peso), en el petróleo y el agua un 12 wt.% y en el carbón entre un 4 y 6 wt.% [2]. Cabe destacar que, si bien el agua no es la principal fuente de producción de hidrógeno, por el momento se posiciona como la única alternativa para la producción de hidrógeno “verde” o renovable a gran escala.

Por otro lado, se está investigando el uso de energía solar concentrada para la utilización de calor y electricidad en procesos termoquímicos y electrolíticos, ya que para esto generalmente se utilizan combustibles fósiles. La Figura 3 muestra las tecnologías de producción de hidrógeno renovable.

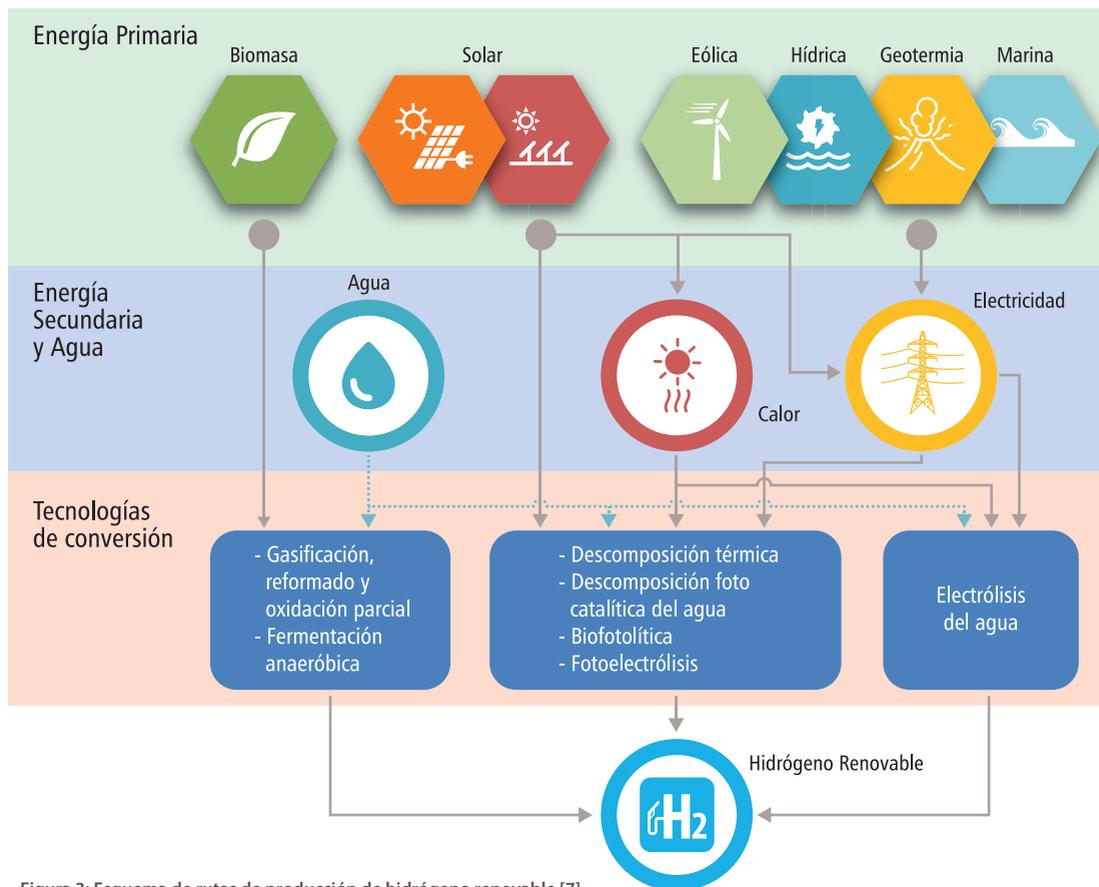


Figura 3: Esquema de rutas de producción de hidrógeno renovable [7].

2.1.1. Procesos termoquímicos

Reformación de gas metano con vapor (SMR)

Es el proceso mediante el cual el metano (CH_4) es sometido a un tratamiento térmico y luego mezclado con vapor a alta temperatura y presión para la obtención de hidrógeno principalmente, junto a otros compuestos.

Tal como se indicó en la Figura 2, a nivel mundial el 48 % del hidrógeno se produce a través del proceso de reformado de gas metano con vapor [6]. Debido a que, actualmente es el proceso más económico para producir esta molécula a gran escala, siendo catalogada como una tecnología madura [2] [8].

Las etapas del proceso se muestran en la Figura 4. Después de la compresión y purificación del metano, este reacciona con vapor de agua a altas temperaturas (1.000°C) y presiones medias⁴, obteniéndose hidrógeno de alta pureza (99,999 % en plantas modernas [2]). Además, se obtiene monóxido de carbono (CO), el cual debe ser removido en la siguiente etapa, transformándose en dióxido de carbono (CO_2). La eficiencia térmica del proceso completo es alta y se encuentra en rangos entre el 78,6% y 83,9% HHV⁵.

⁴ 20 a 30 bar.

⁵ Higher Heating Value (HHV), incluye el calor latente para condensar el vapor de agua.

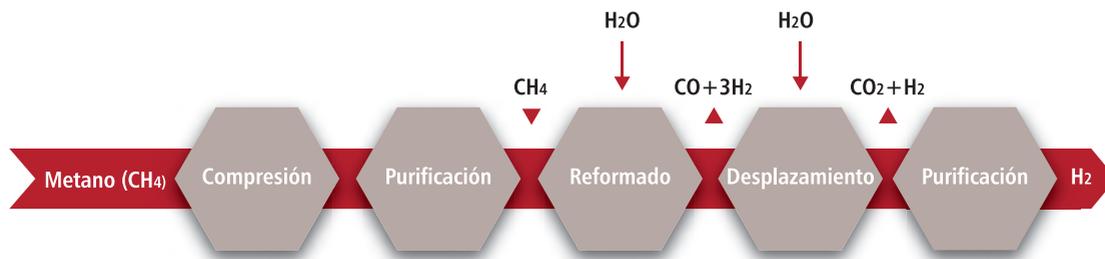


Figura 4: Etapas del proceso de reformado [2].

Oxidación parcial

La oxidación parcial consiste en mezclar un combustible de hidrocarburo con oxígeno para formar una mezcla de hidrógeno y gas de síntesis (CO) [9].

Este proceso utiliza principalmente hidrocarburos pesados, incluidos brea de desasfaltado y coque de petróleo. Estos se precalientan y luego se mezclan con oxígeno dentro de una cámara de combustión a alta temperatura, causando la oxidación parcial del combustible, produciendo una mezcla de hidrógeno, monóxido y dióxido de carbono.

La oxidación parcial es utilizada principalmente en:

- (1) la producción de H₂ para aplicaciones de refinería,
- (2) la producción de gas de síntesis a partir de carbón y

- (3) en la producción de energía eléctrica a partir de coque de petróleo y brea de desasfaltado, a través de grandes ciclos combinados integrados con turbinas a gas (siglas en inglés IGCC).

Reformado auto-térmico

El proceso de reformado auto-térmico (ATR) es una combinación entre el proceso de oxidación parcial y el reformado (SMR) [9], donde el calor resultante de la oxidación parcial es transferido al proceso de reformado.

La materia prima del ATR puede ser gas natural, gases residuales de refinería, gas pre-reformado, gas licuado de petróleo (GLP), nafta, entre otros [10].

En la Tabla 1 los procesos anteriores son comparados entre sí.

Tecnología	Reformado con vapor	Auto-Térmico u Oxidación Parcial
Beneficios	Alto rendimiento Emisiones Costo para grandes unidades	Menor tamaño Costos para pequeñas unidades Simplicidad del sistema
Desafíos	Complejidad del sistema Sensible a calidad del gas natural	Menor rendimiento Purificación del H ₂ Emisiones/encendido

Tabla 1: Comparación de diferentes procesos de reformado [11].

Gasificación del carbón

La gasificación del carbón es un proceso en el cual se convierte, parcial o completamente el carbón en gas de síntesis [12].

Después de purificar el gas de síntesis, este se usa en: (1) combustión en una turbina de gas para producir electricidad; (2) materia prima para síntesis químicas, como amoníaco, combustible líquido y producción de metanol; o (3) metanación⁶ para producción de gas natural sintético. El proceso de gasificación puede producir grandes cantidades de gas natural sintético, con una eficiencia entre 50 y 70 % [9] [12].

Cabe señalar que el 18 % del hidrógeno producido en el mundo se obtiene a partir de la gasificación del carbón [6]. La tecnología de gasificación es aplicable a cualquier materia prima de hidrocarburos, incluidos el gas natural, la biomasa y los refinados pesados de refinería (incluido el coque de pre-petróleo) [12].

Gasificación de biomasa

La gasificación de biomasa es un proceso de oxidación parcial que convierte biomasa en gas de síntesis en la presencia de un agente gasificador como aire, vapor, oxígeno, dióxido de carbono o una mezcla de ellos [13]. La biomasa utilizada es terrestre y marina (principalmente algas en este último caso).

Por otro lado, existe la denominada fermentación oscura, que es realizada por una variedad de bacterias que consumen materia orgánica. Estas tienen la habilidad de fermentar carbohidratos para producir hidrógeno molecular [14]. Este proceso se destaca por: (1) un alto porcentaje de producción de hidrógeno, (2) una alta tasa de aumento de la población bacteriana y (3) utilización del substrato orgánico como almidón, celulosa o desechos municipales.

Descomposición térmica del agua

La descomposición térmica es un proceso de disociación⁷ de la molécula del agua mediante calor. Dado que la producción directa de hidrógeno requiere temperaturas superiores a 2.500 °C aproximadamente, se utilizan ciclos termodinámicos con diferentes reacciones químicas intermedias para producir hidrógeno a temperaturas más bajas, 850-1.000 °C.

Estos procesos actualmente tienen varias complicaciones asociadas a la recombinación del hidrógeno y del oxígeno, también por corrosión e intercambio de calor causada por la temperatura de operación y por los químicos utilizados y existe, además, la dificultad de conseguir una fuente de calor para el proceso.

2.1.2. Proceso electrolítico-Electrólisis del agua

La electrólisis del agua corresponde a la circulación de corriente continua a través de dos electrodos (ánodo y cátodo) en contacto con agua, lo que permite separar sus moléculas en hidrógeno y oxígeno. Es una tecnología madura siendo el método más conocido y limpio para obtener hidrógeno a partir del agua mediante el uso de fuentes renovables.

Como ejemplo de lo anterior, grandes plantas de electrólisis han sido construidas cerca de plantas hidroeléctricas para generar ganancias en horas de bajos precios en la red eléctrica, existiendo ejemplos en Aswan (1960, Egipto), Ryukan (1965, Noruega), Cuzco (1958, Perú), Nangal (1958, India), Trail (1939, Canadá) y Alabama (1971, Estados Unidos) [4]. Al año 2015 la capacidad global instalada de esta tecnología ascendía a 8 GW [6].

En la producción de hidrógeno, la corriente fluye entre los electrodos separados e inmersos en un electrolito acuoso, requiriendo además de un separador o diafragma para evitar la recombinación del oxígeno e hidrógeno. El agua utilizada durante el proceso debe ser tratada previamente logrando un nivel de pureza tal, que evite la deposición de minerales y el consiguiente deterioro de los elementos de las celdas, consiguiendo con esto, purezas en torno

⁶ Producción de metano sintético a partir de hidrógeno y dióxido de carbono.
⁷ Ruptura de una molécula en átomos o moléculas más sencillas.

a un 99,999 vol % del hidrógeno extraído [4]. Los electrodos, el diafragma y el electrolito son los elementos que configuran una celda electrolítica. A su vez, es el elemento básico que compone el sistema de producción de hidrógeno denominado electrolizador. La conexión de las celdas pueden ser en paralelo o en serie [4], como se muestra en la Figura 5.

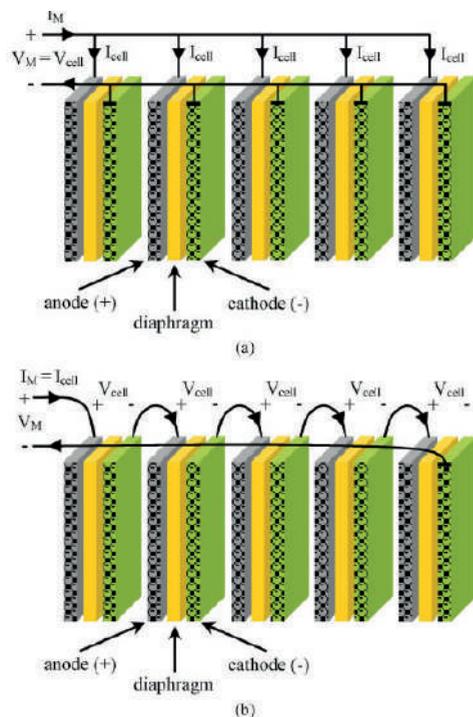


Figura 5: Configuración del electrolizador: (a) celdas conectadas en paralelo, (b) celdas conectadas en serie [4].

Actualmente, existen tres tipos de electrolizadores que difieren principalmente en el electrolito utilizado. De mayor a menor madurez tecnológica, se ordenan en:

- ▶ Alcalinos
- ▶ Membrana de intercambio de protones (PEM)
- ▶ Estado sólido (SOE)

Electrolizadores alcalinos

Este tipo de electrolizadores utilizan un líquido electrolítico de solución acuosa de hidróxido de potasio (KOH) o hidróxido de sodio (NaOH) [4]. Estos dispositivos son reconocidos como una tecnología madura (en 1902 ya operaban

400 unidades). Desde un punto de vista tecnológico, los electrolizadores alcalinos se encuentran suficientemente avanzados para comenzar la producción de hidrógeno a una escala significativa [4].

En general, algunos de estos dispositivos pueden llegar a tamaños entre 2 y 3 MW, produciendo entre 40-70 kg H₂/h. En la operación, la temperatura se encuentra entre 60 y 80 °C, mientras que la presión suele ser atmosférica [15] [16]. Los niveles de pureza de H₂ que se pueden conseguir son superiores a 99,5 %.

Tienen una vida útil de 15 años, estimándose 60.000 a 90.000 horas de operación para las celdas, con eficiencias entre 47 y 82 % [6] [4] [15].

Para su complemento a la producción de energías renovables, esta tecnología tiene poca flexibilidad: los sistemas tienen tiempos de partida en frío entre 10 y 40 minutos [15]. No obstante, desarrollos recientes dan cuenta de diseños que podrían alcanzar su potencia nominal a partir de un estado de reposo en 30 segundos [16].

Membrana de intercambio de protones, PEM

Esta tecnología utiliza una membrana polimérica con carácter ácido, la cual es responsable del intercambio de protones de hidrógeno [4]. Los electrodos normalmente son metales nobles como el platino o iridio.

Los electrolizadores tipo PEM están disponibles comercialmente, siendo utilizados en aplicaciones de menor escala y en fase demostrativa para proyectos de gran tamaño de hasta 2 MW por electrolizador [15]. El uso de este tipo de electrolizadores comenzó en la década del 50. En 1966 General Electric desarrolló el primer electrolizador basado en este concepto, siendo

comercializado en 1978 [4].

La pureza del hidrógeno suele ser mayor a la de los electrolizadores alcalinos, sobre 99,99 vol. % sin la necesidad de equipos auxiliares. Comercialmente estos sistemas tienen una capacidad de 150 kW hasta 1 MW, una vida útil de 20.000 a 60.000 horas, pudiendo llegar a las 80.000. Las eficiencias van entre 48 y 78 % [4] [6].

A diferencia del electrolizador alcalino, su mayor ventaja es la habilidad para trabajar bajo variaciones de potencia, ya que responde rápidamente a las fluctuaciones en la alimentación de la red.

Los esfuerzos de investigación están centrados en incrementar la superficie de las membranas, el rendimiento del módulo de celdas y el uso compartido de equipos auxiliares [15].

Membrana de estado sólido, SOE

Este tipo de dispositivos utiliza una membrana sólida cerámica, la cual presenta una buena conductividad en el electrolito. Actualmente, están en una etapa de investigación y desarrollo, a pesar de que en Estados Unidos y Alemania su desarrollo data de los años 60.

Los SOEs constituyen un concepto avanzado que permite la electrólisis del agua, o más bien, la electrólisis de vapor a altas temperaturas (600-900 °C), lo que resulta en eficiencias más altas en comparación con electrolizadores alcalinos o PEM. Las eficiencias se encuentran en torno a 80 y 90 %, con una vida útil de 1.000 horas [6] [15].

El objetivo de esta tecnología es aumentar la temperatura de operación, lo que la vuelve atractiva cuando existe una fuente de temperatura, por ejemplo, en aplicaciones combinadas de calor y potencia. Se ha mostrado que fuentes de geotermia podrían aportar calor para estos dispositivos, así como el uso de concentración solar que será discutida en el punto 2.2.

Comparación tecnológica de electrolizadores v/s reformado gas metano

En la Tabla 2 se presenta una comparación de estas tres tecnologías con el método más utilizado de extracción de hidrógeno, el reformado de gas metano.

Principio Físico	Tecnología	Potencia	Madurez	Costos de inversión (USD/kW)	Eficiencia (%)	Vida útil
Reformado de gas metano	Gran escala	150-300 MW	Comercial	400-600	70-85	30 años
	Pequeña escala	0,15-15 MW	Demostración	3.000-5.000	~51	15 años
Electrólisis	Alcalino	Hasta 150 MW	Comercial	850-1.500	65-82	Entre 60k y 90k horas
	PEM	Hasta 150 kW (pilas) Hasta 1 MW (sistemas)	Inicio Comercial	1.500-3.800	65-78	Entre 20k y 60k horas
	SOE	Nivel laboratorio	Investigación	-	85-90	~1.000 horas

Tabla 2: Rendimiento actual de las tecnologías clave de generación de hidrógeno [6].

2.1.3. Procesos biológicos

Descomposición biológica del agua

La producción de hidrógeno puede realizarse a través de microorganismos fotosintéticos que son capaces de descomponer el agua en oxígeno e hidrógeno. Algas como la *Scenedesmus*, producen hidrógeno bajo dos condiciones, (1) bajo luz visible o (2) en ausencia de aire (anaerobia) y luz.

Este método biológico tiene una menor producción de H₂ por unidad de peso, pero presenta gran estabilidad debido a la ausencia de oxígeno. También las cianobacterias como la *Spirulina*, producen hidrógeno mediante la fermentación en condiciones similares a las algas, siendo esta especie la que presenta actividad más elevada en su tipo.

La eficiencia de este proceso es bastante baja, pero puede ser compensada con el costo reducido de inversión. En laboratorio se ha obtenido hasta un 7% de eficiencia en la conversión de energía solar mediante sistemas foto-heterotróficos [8].

2.1.4. Otros procesos

Descomposición foto catalítica del agua

El proceso corresponde a la obtención directa de hidrógeno a partir de agua gracias a la incidencia de rayos solares en semiconductores inmersos en una solución acuosa. El principio físico se basa en el efecto fotoeléctrico, que corresponde a la absorción de fotones por un material, lo cual tiene como resultado la emisión de electrones, produciendo un voltaje capaz de generar una corriente local en una celda y separar el agua bajo el mismo principio de la electrólisis.

La descomposición foto catalítica es un proceso complejo dado que requiere una gran cantidad de energía, alrededor de 3,7 kWh/kg de agua. Puesto que el agua pura absorbe poca radiación infrarroja del espectro solar, y esta energía no es suficiente para disociar las moléculas, es necesaria la utilización de un fotocatalizador para lograr la división del agua mediante radiación solar, es decir, que absorba fotones de mayor energía

y active los pasos elementales de una reacción redox para disociar el H₂O en H₂ y O₂ [17].

Este método aun está en investigación básica.

Como subproducto de otros procesos

En el proceso de producción del acero se genera hidrógeno como subproducto. Para utilizarlo, debe ser recolectado y tratado, siendo un desafío conseguir niveles de pureza aptos para una celda de combustible [6].

Otro proceso que obtiene hidrógeno como subproducto es el proceso Cloro Alcalino, el cual utiliza el principio de electrólisis. En este proceso, pasa electricidad a través de una salmuera de NaCl (cloruro de sodio), lo que produce cloro gas en el ánodo e hidrógeno en el cátodo. Además, otro subproducto de este proceso es la soda cáustica (NaOH) [18].

2.2. Uso de la energía solar para la producción de hidrógeno

Varias vías de producción de hidrógeno pueden ser más atractivas y ambientalmente más amigables cuando se combinan con una fuente de energía renovable, como la energía solar [19]. En particular, el interés por la electrólisis del agua ha aumentado recientemente, debido al potencial para proporcionar hidrógeno con una huella de carbono asociada muy baja, al utilizar electricidad de fuentes renovables.

Una de estas fuentes son los sistemas de concentración solar (CSP) que se pueden emplear de dos formas:

- ▶ En su función principal como proveedores de electricidad pueden suministrar la electricidad renovable (alternativamente a la energía fotovoltaica) para la electrólisis del agua.
- ▶ Pueden proporcionar calor de proceso a alta temperatura como fuente de energía necesaria para la realización de reacciones químicas endotérmicas (similares, pero no limitadas a las reformadoras) en los denominados procesos termoquímicos solares.

Las siguientes son las principales tecnologías de producción de hidrógeno solar que ya han sido investigadas y caracterizadas con datos técnicos y económicos:

- ▶ Reformado solar [20].
- ▶ Gasificación solar [21].
- ▶ Ciclos termoquímicos solares.
- ▶ Electrólisis de óxido sólido (SOE).

Los dos primeros tipos de proceso son similares a sus homólogos convencionales, pero hacen uso de la radiación solar concentrada como fuente de calor a alta temperatura.

Por otro lado, los procesos termoquímicos utilizan la radiación solar concentrada como fuente calorífica de alta temperatura para reacciones químicas endotérmicas. Es decir, transforman la energía térmica en energía química.

En caso de la tecnología SOE, los sistemas CSP pueden emplearse para producir no solo la electricidad necesaria para estas celdas, sino también el calor necesario para evaporar el agua y sobrecalentar el vapor.

En general, el camino actual de elección para la producción de hidrógeno solar es el uso de plantas FV o CSP para la producción de energía eléctrica, que posteriormente es utilizada por un electrolizador.

Por un lado, las vías termoquímicas (ver Tabla 3) prometen altas eficiencias y bajos costos. No obstante, el reformado solar tiene el nivel de madurez tecnológico más alto. Si bien esta tecnología aun requiere una materia prima rica en carbón, otras tecnologías como los ciclos termoquímicos solares pueden realizarse sin tal materia prima y alcanzar altas eficiencias potenciales, aunque estos tienen un nivel de madurez tecnológico más bajo y requieren investigación adicional para alcanzar el nivel comercial. Por lo tanto, el reformado solar se considera como una tecnología de puente en el camino a los procesos de producción libres de combustibles fósiles.

	Reformado Solar	Gasificación Solar	Solar Redox
Actual nivel de madurez tecnológica (TRL ⁸) [22]	6 – Modelo de sistema / subsistema o demostración de prototipo en un entorno relevante.	5 – Validación de componentes y / o paneles en un entorno relevante	4 – Validación de componentes y / o paneles en el entorno de laboratorio
Escala del piloto	Piloto a escala 600 kW _{th}	Piloto a escala 200 kW _{th}	Piloto a escala 100 kW _{th}
Escala actual	Sistemas pilotos probados Listo para demostración a mayor escala	Reactor diseñado y optimizado	Piloto paralelo y descubrimiento de materiales DLR construye 750 kW _{th} demo en la Plataforma Solar de Almería (España)
Sistema Piloto	Hecho	5 años	En curso
Demostración	2 años	10 años	5 años
Pre-comercial	5 años	10-15 años	10+ años

Tabla 3: Métodos solares termoquímicos para la producción de hidrógeno.

⁸ TRL es la sigla para Technology Readiness Level o nivel de preparación tecnológica.

2.3. Mecanismos de almacenamiento

El hidrógeno tiene la mayor energía por unidad de masa que cualquier otro combustible (1 kg de H₂ tiene casi tres veces más energía que 1 kg de gasolina), sin embargo, a temperatura ambiente resulta en una baja densidad energética por unidad de volumen, por lo tanto, requiere el desarrollo de avanzados métodos de almacenamiento con un potencial de mayor densidad energética [23].

Principalmente, el hidrógeno puede ser almacenado de forma física, en superficies sólidas (por adsorción) o dentro de sólidos (por absorción) y también en otros compuestos. La Figura 6 muestra las formas principales de almacenamiento.

2.3.1. Almacenamiento en forma física

Siguiendo la figura anterior, las formas existentes para almacenar hidrógeno de forma física son: (1) el uso de tanques o estructuras sólidas, (2) inyección a redes de gas existentes, (3) almacenamiento bajo tierra y (4) almacenamiento químico.

Tanques o estructuras sólidas

Los tanques o estructuras sólidas que almacenan hidrógeno gaseoso o líquido son tecnologías maduras y procesos intensivos en energía [9]. Las características técnicas dependen de si se trata de almacenamiento fijo o móvil para transportes. En general, para el uso en transporte el hidrógeno es comprimido a 700 bar para obtener densidades prácticas o licuado usando temperaturas menores a -253 °C [9].

Los tanques a presión tradicionales están hechos de acero inoxidable, soportan presiones entre 250 y 300 bar, lo que impide almacenar gran cantidad de energía [24]. Por lo tanto, es necesario el uso de otros materiales compuestos que permitan llevar la presión a cerca de 700 bar [9].

En el caso de tanques para líquidos, el acero de la estructura ha sido reemplazado por aluminio, disminuyendo en torno a un 50 % el peso. Mayores reducciones se están investigando utilizando materiales basados en fibras reforzadas de polímeros con una cubierta de cobre [9] [24].

En el caso de la utilización de tanques para gas natural, la regulación europea establece límites de 2 % vol. de mezcla con hidrógeno [25].

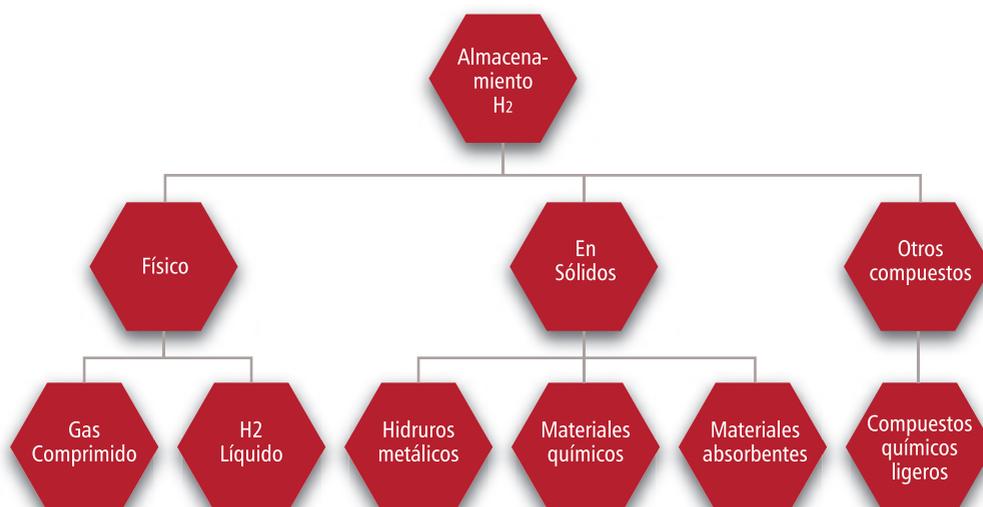


Figura 6: Formas de almacenamiento del hidrógeno.

Inyección en red de gas natural

Dado que la red de gas y la infraestructura relacionada ya existe, la inyección de hidrógeno en la red de gas es la forma más rentable de almacenar grandes cantidades de hidrógeno. Dependiendo del origen del gas natural, el contenido de hidrógeno puede alcanzar hasta 15% en volumen [26].

Sin embargo, existen condiciones aún más restrictivas, por ejemplo en centrales eléctricas en las que las turbinas de gas están calibradas para un valor calorífico específico o también en vehículos de gas natural. En este último caso el contenido de hidrógeno se limita al valor máximo considerado para la homologación del tanque de GNC⁹ a bordo, que puede ser tan bajo como 2 % vol según la norma internacional ECE R110 [27].

Por lo tanto, los límites de concentración aplicables a la inyección directa de hidrógeno en la red de gas natural deben determinarse caso a caso.

Es importante mencionar que la conversión de hidrógeno en metano sintético por combinación con CO₂ antes de la inyección (metanación), elimina el límite de concentración de mezcla, ya que el metano puede mezclarse en cualquier concentración con gas natural sin impacto en sus aplicaciones [28].

Bajo tierra

Una formación geológica subterránea puede ser apropiada para el almacenamiento de hidrógeno. Esta debe ser hermética, con mínima contaminación del gas por bacterias o compuestos orgánicos e inorgánicos, y que también se encuentre cerca del lugar de producción [6].

Comparando distintas opciones de almacenamiento respecto a seguridad, factibilidad técnica, costos de inversión y operación, la opción más favorable parece corresponder a cavernas de sal, las cuales están siendo construidas en varios sitios en Estados Unidos y el Reino Unido [6].

Un caso de ejemplo es el de la empresa argentina Hychico que almacena hidrógeno en un depósito de gas agotado, ubicado cerca de sus instalaciones de producción de hidrógeno en la provincia de Chubut, en la Patagonia argentina. Como las instalaciones de Hychico están ubicadas en un campo de petróleo y gas, el pozo de gas "F-160" fue seleccionado para el proyecto piloto teniendo en cuenta su distancia de la planta de hidrógeno, tamaño, profundidad, presión original, condiciones geológicas y mecánicas, entre otros. La primera gran inyección de hidrógeno se realizó el 2016 [29].

En paralelo a las pruebas de inyección y estanqueidad del reservorio, la empresa argentina en asociación con la Oficina de Investigaciones Geológicas y Mineras de Francia

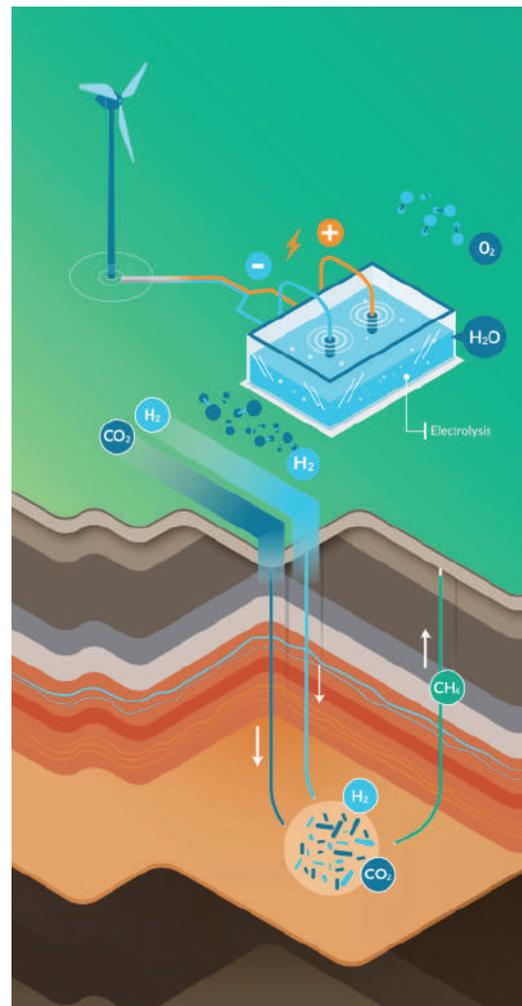


Figura 7: Producción de "Metano Verde". Fuente: Hychico [32].

⁹ Gas natural comprimido.

(BRGM¹⁰) está desarrollando actualmente otro proyecto piloto, Hychico-BRGM, que se enfoca en el potencial de este tipo de reservorios de gas agotados para lograr la producción de metano mediante un proceso biológico (ver Figura 7), denominado metanogénesis [29].

El metano de tales procesos tiene generalmente una alta pureza, es fácil de almacenar y transportar y su combustión emite pocos contaminantes en comparación con la combustión de petróleo y carbón [30]. Como este gas natural sintético resultante cumple con todos los requisitos del gas natural convencional, puede usarse en cualquier aplicación de gas natural y en las tecnologías de combustión directa [31].

2.3.2. Almacenamiento en sólidos

Uno de los objetivos de almacenar H₂ en materiales sólidos es operar de manera segura y eficiente. Los materiales se pueden dividir en cuatro grupos principales: (1) carbono y otros materiales de alta área superficial, (2) hidruros recargables, (3) hidruros químicos (H₂O reactivo) y en (4) hidruros químicos térmicos [11].

En comparación con el almacenamiento de gases y líquidos, el beneficio del almacenamiento sólido de hidrógeno reside en su potencial de menor volumen, menor presión, mayor eficiencia energética y mayor pureza de hidrógeno producido [11].

2.3.3. A través de otros compuestos

Compuestos químicos ligeros

Una alternativa que disminuiría los inconvenientes de la baja densidad volumétrica del hidrógeno es almacenar y transportar las moléculas en otras sustancias como metano (CH₄) o amoníaco (NH₃). En el caso del metano sintetizado a partir de CO₂ e hidrógeno, su ventaja corresponde no solo a la utilización de la infraestructura existente, sino que puede ser utilizado directamente como combustible.

En el caso del amoníaco, su gran ventaja corresponde a que puede aumentar la densidad

de transporte de hidrógeno y es competitivo en costos gravimétricos, volumétricos y energéticos respecto a los combustibles fósiles. Además, existe infraestructura para su almacenamiento, transporte y distribución, con más de 100 Mt de amoníaco repartidas cada año.

2.4. Conversión energética del hidrógeno

Hoy en día, existen cuatro formas de obtener la energía a partir del hidrógeno, las cuales son:

1. Oxidación a través de celdas de combustible
2. Quema directa del hidrógeno como combustible
3. A través del proceso de fusión nuclear
4. En la industria química como reactante para algunos procesos

2.4.1. A través de celdas de combustible

Las celdas o pilas de combustible son dispositivos que combinan hidrógeno y oxígeno produciendo electricidad, agua y calor, de forma inversa a un electrolizador. A diferencia de una batería, las celdas pueden operar continuamente mientras sean provistas de un "combustible"¹¹, siendo el proceso de conversión de energía significativamente más eficiente que la combustión, entre dos a tres veces [8].

Gran cantidad de celdas de combustible, funcionan, además de hidrógeno, con otros combustibles tradicionales que tienen un alto contenido en hidrógeno, como el gas natural, alcoholes o gasolina. En este último caso, estos combustibles se utilizan en demanda, es decir, pasan por un proceso de reformado, para la obtención del hidrógeno y posteriormente por la celda de combustible para producir electricidad. Además, cuando es utilizada de esta forma, los gases de la reacción pueden ser utilizados para producir agua caliente o incluso frío con una máquina de absorción.

¹⁰ Bureau de Recherches Géologiques et Minières.

¹¹ Entendido como la sustancia que será oxidada, dado que el proceso de una celda de combustible es un electroquímico y no un proceso de combustión.

A nivel mundial, más de 60.000 celdas de combustible, totalizando 300 MW, fueron despachadas en el 2015, mientras que solo el 2016 se han enviado más de 600 MW [5] [33] y se espera que esta cifra crezca significativamente durante los próximos años.

Las celdas de combustible pueden ser categorizadas como: (1) Alcalinas, (2) Membrana electrolítica de polímero (PEM), (3) Ácido fosfórico, (4) de Óxido sólido y (5) Carbonato fundido [34]. En la Tabla 4 se resumen las características de cada celda.

Tipo de Celda de Combustible	Temp oper.	Tamaño típico	Eficiencia Eléctrica (LHV)	Aplicaciones	Ventajas	Desafíos
Membrana de Intercambio Protónico (PEM)	<120°C	<1 kW - 100 kW	60% H ₂ directo; 40% reformado de combustible	<ul style="list-style-type: none"> • Energía de respaldo • Energía portable • Generación distribuida • Transporte • Vehículos especiales 	<ul style="list-style-type: none"> • El electrolito sólido reduce la corrosión y los problemas de manejo • Baja temperatura • Partida rápida y seguimiento de carga 	<ul style="list-style-type: none"> • Catalizadores costosos • Sensible a las impurezas del combustible
Alcalino (AFC)	<100°C	1-100 kW	60%	<ul style="list-style-type: none"> • Militar • Espacial • Energía de respaldo • Transporte 	<ul style="list-style-type: none"> • Amplio rango de materiales estables permiten bajos costos de componentes • Baja temperatura • Rápida partida 	<ul style="list-style-type: none"> • Sensible al CO₂ en el combustible y aire • Manejo del electrolito (acuosos) • Conductividad del electrolito
Ácido Fosfórico (PAFC)	150-200°C	5-400 kW, Módulo 100 kW (PAFC líquido); <10 kW Membrana polimérica)	40%	<ul style="list-style-type: none"> • Generación distribuida 	<ul style="list-style-type: none"> • Adecuada para cogeneración (CHP) • Mayor tolerancia a las impurezas del combustible 	<ul style="list-style-type: none"> • Catalizadores costosos • Tiempo de arranque prolongado • Sensibilidad al azufre
Carbonato fundido (MCFC)	600 - 700°C	300 kW - 3 MW, Módulo 300 kW	50%	<ul style="list-style-type: none"> • Empresa eléctrica • Generación distribuida 	<ul style="list-style-type: none"> • Alta eficiencia • Flexibilidad de combustible • Adecuada para cogeneración (CHP) • Ciclo turbina híbrido/gas 	<ul style="list-style-type: none"> • Corrosión y ruptura de componentes de celda por alta temperatura • Tiempo de arranque prolongado • Baja densidad de potencia
Solid Oxide (SOFC)	500 - 1.000°C	1 kW-2 MW	60%	<ul style="list-style-type: none"> • Potencia auxiliar • Empresa eléctrica • Generación distribuida 	<ul style="list-style-type: none"> • Alta eficiencia • Flexibilidad de combustible • Electrolito sólido • Adecuada para cogeneración (CHP) • Ciclo turbina híbrido/gas 	<ul style="list-style-type: none"> • Corrosión y ruptura de componentes de celda por alta temperatura • Tiempo de arranque prolongado • Limitado número de detenciones

Tabla 4: Características celdas de combustible [34].

Las celdas alcalinas y PEM se encuentran comercialmente disponibles.

Las tecnologías nombradas anteriormente son descritas en detalle en el anexo A.

2.4.2. A través de la combustión

Dado que el hidrógeno también se quema, puede ser utilizado en motores, turbinas y calderas para obtener energía térmica. Si bien es posible quemarlo solo, este combustible suele mezclarse en proporciones pequeñas con otros, como el gas natural o diésel para disminuir las emisiones de aplicaciones ya existentes y en algunos casos, aumentar la eficiencia de la combustión.

Es importante tener en cuenta que debido a las distintas propiedades físicas del hidrógeno como combustible respecto a los combustibles convencionales, es necesario analizar detalladamente cada aplicación para evaluar la conveniencia de su uso. Esto a causa de que su temperatura de ignición, flujo de la llama, entre otras propiedades, son significativamente diferentes.

Además, aun cuando la combustión del hidrógeno es más limpia que la de los combustibles fósiles, dado que el producto es agua o vapor de agua, la combustión siempre desencadena la producción de óxidos de nitrógeno (NOx) al reaccionar con el aire. Los NOx son gases de efecto invernadero y tóxicos para la salud humana, por lo cual, la combustión del hidrógeno reduce sus beneficios ambientales respecto al uso en celdas de combustible.

En general, la tecnología para la quema del hidrógeno junto a combustibles fósiles está medianamente desarrollada y podría contribuir al desarrollo de la infraestructura de hidrógeno al crear una demanda a través de equipos existentes.

2.4.3. A través de la fusión

La luz y el calor que percibimos del Sol es el resultado de reacciones nucleares de fusión: núcleos de hidrógeno chocan entre sí y se fusionan dando lugar a un núcleo más pesado de helio liberando una enorme cantidad de energía [35].

A nivel industrial, la fusión de átomos de hidrógeno y sus isótopos¹² permitiría obtener energía en grandes cantidades. No obstante, la fusión nuclear aun se encuentra lejos de ser considerada una alternativa comercial, aunque existen proyectos emblemáticos como el ITER (Cadarache, Francia) que busca lograr al año 2024 por primera vez, una reacción que produzca más energía de la que consume.

2.4.4. Como reactante en procesos químicos

El proceso de metanación en base a monóxido de carbono ha sido largamente utilizado a través de procesos catalíticos para la síntesis de amoníaco, en procesos de carbón a gas/líquido o para el tratamiento del gas natural en el sector de combustibles fósiles. En particular, uno de los mayores intereses en el uso de hidrógeno para convertirlo en metano, es que sea distribuido en las redes existentes de gas natural y así aprovechar la infraestructura disponible, mencionado en los incisos anteriores.

Además, el hidrógeno es utilizado para la producción de amoníaco. Este puede ser posteriormente quemado en todo tipo de motores de combustión, turbinas a gas y otros quemadores con pequeñas modificaciones.

¹² Los isótopos son átomos cuyos núcleos atómicos tienen el mismo número de protones, pero diferente número de neutrones.



3

Aplicaciones del hidrógeno

- ▶ El 89% del hidrógeno producido internacionalmente para la industria se utiliza en la industria química/refinería y en la producción de amoníaco.
- ▶ Se espera que aumente la generación de hidrógeno para aplicaciones de almacenamiento energético, más específicamente en 100 Mt exclusivamente para el sector transporte al año 2050.
- ▶ Aparte de las aplicaciones convencionales del hidrógeno, se están desarrollando diversas aplicaciones como transporte (liviano y pesado), estacionarias (almacenamiento energético, respaldo), móviles o de uso directo en redes de gas.

El hidrógeno se ha utilizado ampliamente en la industria, con una producción mundial estimada entre 61 y 65 Mt/año [36], especialmente en refinerías para el procesamiento de petróleo crudo y de esquisto, producción de metanol y amoníaco. También se utiliza en menor medida en la industria aeroespacial, en grasas y aceites, fabricación de metales, vidrios y electrónica (ver Figura 8).

El mercado actual del hidrógeno se caracteriza por diversos factores y dinámicas, tales como tamaño y tendencias de los mercados, fuentes competidoras, problemas de localización, necesidades de distribución, características de entrega, requisitos del producto, inhibidores, etc.

La Tabla 5 describe por ejemplo, el mercado de hidrógeno de los Estados Unidos y resume los volúmenes para el año 2003, el tamaño típico de los consumidores y el rango de tamaño de

los centros de demanda individuales. Además, se presenta una visión general de las tendencias recientes, las perspectivas y los factores de crecimiento para cada uno de los segmentos del mercado.

La demanda de hidrógeno se verá incrementada con el cambio o la creación de nuevos usos del hidrógeno en distintas áreas, incluso en nichos específicos de mercado como son las aplicaciones móviles. En el punto 3.2 se detallan los usos que se están comenzando a masificar comercialmente, así como los que están en desarrollo (etapa pre comercial).

En la Figura 9 se muestran las distintas aplicaciones del hidrógeno. Estas son agrupadas en: (1) Convencionales, (2) Transporte, (3) Estacionarias, (4) Móviles y (5) Uso de hidrógeno como gas.

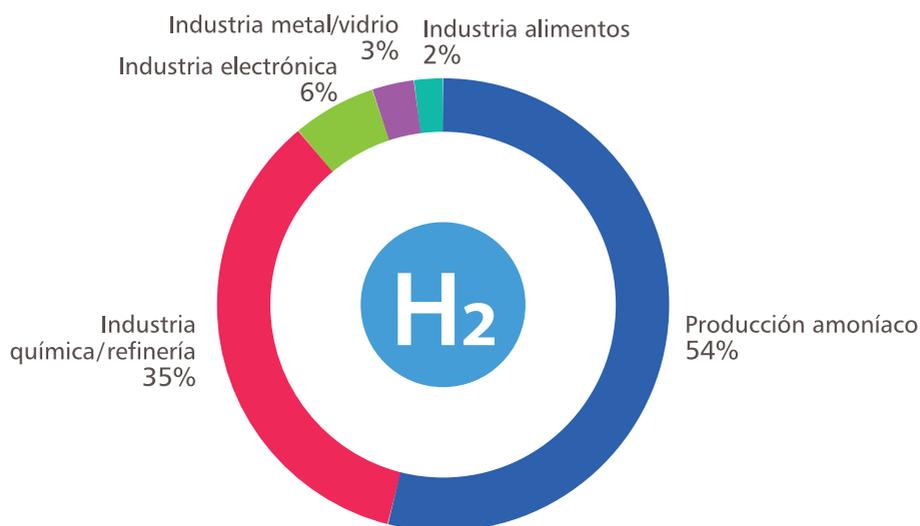


Figura 8: Consumo global de hidrógeno por industria (2007) [37].

Mercado	Volumen actual del mercado	Tendencias
Refinación de petróleo	4.084 kt en total	Demanda cautiva proyecta un crecimiento del 2% anual, mientras que el gas comercial en un 10-15%
Amoniaco	2.616 kt en total	Consumo proyectado para permanecer constante
Metanol	393 kt total	Capacidad doméstica de metanol desocupado
Otras Industrias	Grasas y aceites comestibles: 22,1 kt total Metales: 47,8 kt totales Electrónica: 13,7 kt en total Otros (Gobierno / NASA, vidrio flotado, servicios públicos, otros): 11,3 kt totales	Consumo proyectado para permanecer constante
Arenas bituminosas	Demanda actual de 515 kt (2004)	Proyectado para crecer rápidamente a 3.187 kt en 2020
Licuefacción de carbón y petróleo de esquisto	Mercado de mediano plazo	El reemplazo de la totalidad de las importaciones actuales de petróleo crudo de los Estados Unidos con crudo sintético derivado de la licuefacción del carbón requeriría 37,7 Mt de hidrógeno
Electricidad peak	Mercado de mediano plazo	250.000 a 500.000 t/año impulsado por la economía de escala para el almacenamiento H ₂
Transporte	La mayoría de los analistas esperan la transición a través del H ₂ distribuido a pequeña escala en las etapas iniciales, mientras que la demanda es baja, con una transición hacia una producción a gran escala una vez que la demanda aumente	Siguiendo los supuestos del National Research Council (NRC), el mercado podría desarrollarse lentamente con 1,8 Mt (2020), 5,4 Mt (2025), 16,2 Mt (2030), 35,6 Mt (2035), 67,1 Mt (2044), 89,8 Mt (2045) y 100 Mt 2050

Tabla 5: Mercado de hidrógeno en Estados Unidos (2003) [38].

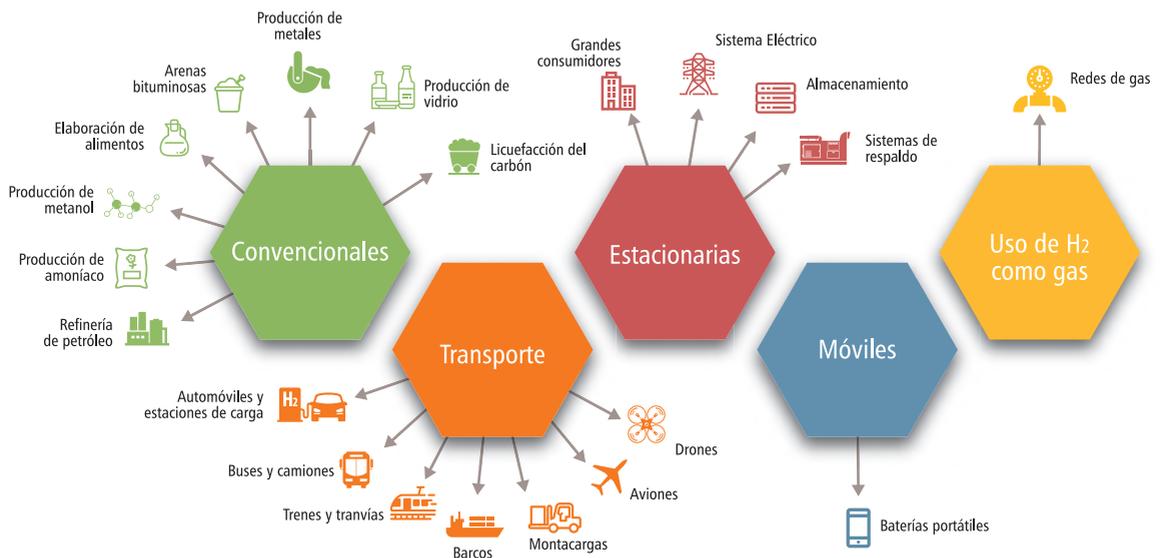


Figura 9: Aplicaciones del hidrógeno.

3.1. Aplicaciones convencionales del hidrógeno

Tal como se comentó anteriormente, existen diversas aplicaciones del hidrógeno en la industria y las principales son resumidas a continuación:



Refinería petróleo

En operaciones de refinación de petróleo, el hidrógeno se consume en distintos procesos tales como hidrodesulfuración e hidrocrqueo. Las refinerías usan hidrógeno para reducir el contenido de azufre de los combustibles. La demanda de hidrógeno en las refinerías ha aumentado a medida que la demanda de combustible ha aumentado también y las regulaciones sobre el contenido de azufre se han vuelto más estrictas. Los procesos de craqueo descomponen las moléculas de hidrocarburo más pesadas (aceites de alto punto de ebullición) en productos más ligeros como la gasolina y el diésel. El hidrocrqueo es un craqueo catalítico en presencia de hidrógeno. Además de nafta craqueada para producir gasolina, el hidrocrqueo produce gases ligeros útiles para el combustible de la refinería o alquilación, así como componentes para aceites combustibles de alta calidad, aceites lubricantes y materias primas petroquímicas.



Producción de amoníaco

El hidrógeno puede ser utilizado para producir amoníaco (NH_3) a través del proceso de Haber-Bosch, el cual da cuenta del 90 % de la producción actual de amoníaco, que además de servir como otro vector energético, es ampliamente utilizado como componente de los fertilizantes en la agricultura y es el químico sintético que más se fabrica en el mundo [39]. Decenas de plantas químicas en todo el mundo producen amoníaco, consumiendo más del 1% de toda la energía generada, su producción es un componente significativo del presupuesto mundial de energía [40]. El Servicio Geológico de los Estados Unidos (USGS) informa que la producción mundial de amoníaco en 2014 fue de 176 millones de toneladas. China produjo el 32,6%, seguido por Rusia con el 8,1%, India con el 7,6% y los Estados Unidos con el 6,4%.

Alrededor del 88% del amoníaco producido se usó para fertilizar cultivos agrícolas [41]. El amoníaco es también utilizado como gas refrigerante, limpiadores alcalinos y para la fabricación de colorantes, fibras, plásticos, explosivos, nylon y acrílicos.

En relación a las emisiones globales de CO_2 asociadas con la fabricación de fertilizantes nitrogenados del proceso de producción, se estiman en 420 millones de toneladas de dióxido de carbono por año ($\text{MtCO}_2/\text{año}$). Estas emisiones podrían eliminarse produciendo amoníaco con hidrógeno a partir de renovables y posteriormente enviándolo a fábricas de fertilizantes y otras industrias. Por ejemplo, en las condiciones más favorables, el costo de producir amoníaco verde sería de alrededor de 400 USD (por tonelada de amoníaco), suponiendo un precio de electricidad de 30 USD/MWh si la electricidad está disponible en cantidades suficientemente grandes para tener un factor de carga de los electrolizadores de al menos 50%. El costo en circunstancias menos

ideales sería de 700 USD/tNH₃ con electricidad a 60 USD/MWh y un factor de carga del electrolizador del 30%. En comparación, la producción de amoníaco a base de gas natural tiene un costo de aproximadamente 200 USD/tNH₃ a 600 USD/tNH₃, dependiendo de cuándo y dónde se produce [42].



Producción de metanol

El metanol es un componente químico utilizado para producir formaldehído, ácido acético y una variedad de otros productos químicos intermedios y tiene el potencial de ser utilizado también como combustible. El metanol es uno de los combustibles que podría sustituir a la gasolina o al combustible diésel en los automóviles de pasajeros, camionetas, camiones y autobuses pesados.

La producción de metanol generalmente requiere tres pasos: 1. Preparación de gas sintético (Syngas), 2. Síntesis de metanol y 3. Purificación/destilación de metanol. El gas sintético para la síntesis de metanol puede prepararse con oxidación parcial o reformado con vapor de gas natural y consiste principalmente en hidrógeno y monóxido de carbono. Actualmente, las plantas de metanol usan tecnología de síntesis en fase gaseosa utilizando ciclos de baja presión con catalizadores basados en cobre.



Elaboración de alimentos

La hidrogenación convierte los aceites vegetales líquidos en grasas sólidas o semisólidas, como las que están presentes en la margarina. Cambiar el grado de saturación de la grasa cambia algunas propiedades físicas importantes, como el rango de fusión, por lo que los aceites líquidos se vuelven semisólidos. Se prefieren

las grasas sólidas o semisólidas para hornear porque la forma en que la grasa se mezcla con la harina produce una textura más deseable en el producto horneado.



Arenas bituminosas

El bitumen, que es una mezcla de líquidos orgánicos obtenida como residuo de la destilación del petróleo, se separa físicamente de las arenas petrolíferas. El bitumen separado se procesa en petróleo crudo sintético utilizando diversas tecnologías como coquización e hidrocrqueo y requiere hidrógeno para completar la transformación. Con hidrógeno adicional, el crudo sintético se refina en productos de valor agregado como la gasolina y el combustible diésel. Los mejoradores y refinadores necesitan un suministro confiable de hidrógeno para maximizar la producción de combustibles.



Producción de metales

El hidrógeno se puede aplicar como un agente reductor en la producción de muchos metales. Se ha encontrado aplicación comercial para la síntesis de metales del grupo del platino, algunos metales raros como el germanio y el renio, y para la producción de grados especiales de metales (por ejemplo, níquel fino y polvos de cobalto). Hoy el hidrógeno se utiliza principalmente para la síntesis de tungsteno y molibdeno, con polvos metálicos muy puros resultantes de la reducción de hidrógeno de sus óxidos. Más recientemente, se discute sobre hidrógeno en el contexto de su uso como agente reductor directo para la producción de acero.



Producción de vidrio

El hidrógeno se usa para producir vidrio plano de alta calidad. La utilización de un baño de estaño durante la fabricación de vidrio flotado inerte con mezclas de nitrógeno / hidrógeno ayuda a prevenir la formación de defectos en el vidrio y protege la cámara en las que este se forma.



Licuefacción de carbón

El proceso más común de licuefacción de carbón es el proceso de Bergius, que es un método de producción de hidrocarburos líquidos para uso como combustible sintético por hidrogenación de carbón bituminoso de alta volatilidad, a alta temperatura y presión. El carbón se procesa en un reactor a 400-500 ° C y una presión de hidrógeno de 20 a 70 MPa. La reacción produce aceites pesados, aceites medios, gasolina y otros gases.

3.2. Aplicaciones en transporte

Las aplicaciones que pueden desarrollarse a partir del hidrógeno son variadas. Debido a su flexibilidad y versatilidad, puede utilizarse en celdas de combustible para la producción de electricidad, suministrar energía a pequeños dispositivos electrónicos hasta grandes procesos industriales, o incluso puede ser quemado para la producción de calor o para producir movimiento en motores de combustión interna.

De acuerdo a lo anterior, se contempla el uso de hidrógeno para el transporte en autos de pasajeros, buses, vehículos utilitarios y otros vehículos eléctricos en base a celdas de combustible. Este mercado de movilidad junto a las estaciones de carga se encuentra en un estado inicial de desarrollo, aun cuando las tecnologías están probadas [15].



3.2.1 Automóviles

Comerciales

Los vehículos basados en la tecnología de celdas de combustible (FCEV) utilizan celdas con potencias entre 80 y 120 kW, con una eficiencia del “tanque a la rueda” de 43 a 60 %, con costos entre 60.000 –100.000 USD [6]. Los primeros desarrollos de grandes compañías de automóviles en FCEV comenzaron hace más de dos décadas, como se muestra en la Figura 10.

En la Tabla 6 a continuación, se comparan los tres modelos de automóviles que se están vendiendo en EE.UU., específicamente en el estado de California [47].

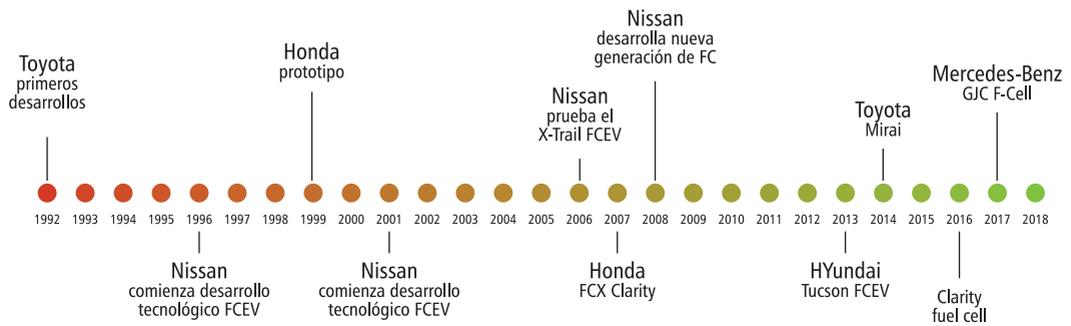


Figura 10: Desarrollo vehículos con celda de combustible (comerciales) [43] [44] [45] [46].

 Honda Clarity 2017		 Hyundai Tucson Fuel Cell 2017		 Toyota Mirai 2017	
Ahorro de combustible y estimaciones					
Ahorro de combustible (km/kg) ¹³	107 consumo mixto 108 ciudad 106 carretera	79 consumo mixto 77 ciudad 80 carretera	106 consumo mixto 106 ciudad 106 carretera		
Rango (kms)	589	426	502		
Costo anual de combustible ¹⁴	USD 1.250	USD 1.700	USD 1.250		
Características del vehículo					
Tipo de vehículo	Sedan	SUV	Compacto		
Motor	AC Sincrónico de imanes permanentes (130 kW)	AC inducción (100 kW)	AC inducción (56 kW)		
Batería	346 V Lithium Ion	180 V Lithium Ion	245 V NiMH		

Tabla 6: Características automóviles vendidos en Estados Unidos [47].

Prototipos

Por otro lado, las grandes marcas automovilísticas han diseñado y probado distintos modelos utilizando la tecnología de celdas de combustible. Estos modelos están en proceso de concepto y de prototipo. En la Tabla 7 se enlista cada uno.

¹³Un kilogramo de hidrógeno es equivalente energéticamente a 3,8 litros de gasolina.

¹⁴Costo anual de combustible calculado asumiendo un costo de hidrógeno de 5,55 USD/kg, 24.140 km anuales de viaje, 55% de ciudad y 45% de conducción en carretera.

	A2H2 A7 H-Tron Quattro		5 Premacy RX-8 RE
	HR2 Hydrogen 7 Series 5 GT Hydrogen i8 Hydrogen		B-Class F-Cell BlueZero F-Cell F015 Fuel Cell F600 Hygenius GLC F-Cell Vision G-Code
	Provoq		Nessie SUV
	ecoVoyager		TeRRA X-Trail FCV
	Panda Hydrogen Concept		H2Origin 207 Epure
	Airstream Concept Explorer FCV Flexible Series Edge		Sintesi
	FCV FCEV FCX		Scenic ZEV H2
	Blue2 FE Fuel Cell Concept Genesis GV80 I-Blue		Ionis Mini
	Borrego FCEV Sportage FCEV		FCHV FCV Concept FCV-R Concept Fine-T (Fine-X) Mirai
	LF-FC		Golf HyMotion Passat Lingyu FCV Space Up Blue Tiguan HyMotion Touran HyMotion
Marca	Modelo		
Aston Martin	Rapide S Hydrogen Hybrid		
Italdesign Giugiaro	Giugiaro Vadho Concept		
General Motors	Electrovan	H2H Hummer	
	Hy-wire	HydroGen	
	Sequel		
Morgan	LifeCar		
RIOT Technologies	Hydrocar Premier		
Ford Th!nk	Th!nk FC5		
Think Nordic	Th!nk Hydrogen		

Tabla 7: Autos con tecnología de celda de combustible con H₂ e híbridos [47].

Ámbito militar

Ejemplo de uso del hidrógeno en el ámbito militar es el recién lanzado Chevrolet Colorado ZH2 (ver Figura 11). El ZH2 es el resultado de una colaboración entre General Motors y el Centro de Investigación, Desarrollo e Ingeniería Automotriz de Tanques del Ejército de Estados Unidos (TARDEC). El Ejército de EE.UU. probó el Colorado ZH2 en condiciones extremas de campo en 2017, para determinar la viabilidad de los vehículos impulsados por hidrógeno en misiones militares. El Ejército evaluará la celda de combustible del ZH2 para:

- ▶ Operación casi sin ruidos para tareas de vigilancia silenciosa
- ▶ Reducción de huella acústicas y térmicas (termografía)
- ▶ Alto torque en todas las velocidades con accionamiento eléctrico
- ▶ Bajo consumo de combustible en el rango de operación
- ▶ Subproducto de agua para usos de campo



Figura 11: Chevrolet Colorado ZH2, fuente: businessinsider.com.

De carrera

El prototipo de motor de celda de combustible de hidrógeno del Forze VII fue presentado al público en agosto 2016 durante los Gamma Racing Days en Assen (Holanda). Este vehículo (Figura 12) fue diseñado y construido en la Universidad Técnica de Delft e incluye dos tanques de hidrógeno presurizados a 350 bar cada uno. Una vez que el hidrógeno entra en contacto con el oxígeno presente en el aire,



Figura 12: Forze VII, automóvil de carreras de hidrógeno, Fuente: Forze team, Delft University of Technology.

la pila de combustible convierte el hidrógeno en electricidad (y también en agua), que se almacena en un supercondensador. Esto alimenta dos motores eléctricos, conectados a cada una de las ruedas traseras. Juntos, estos motores pueden entregar una potencia de 190 kW (258 hp). El vehículo con un peso de 1.060 kg, utiliza una celda de combustible de la empresa Ballard (Ballard FC Velocity MK1100) de 100 kW (135 hp) y puede alcanzar una velocidad máxima de 210 km/h y acelerar de 0 a 100 km/h en menos de 4 segundos.



3.2.2. Estaciones de carga para vehículos

Gran parte de los desafíos de la movilidad en base a hidrógeno es debido a la dificultad que representa la instalación de estaciones de carga (Figura 13). Esto se debe principalmente a que su masificación requerirá inversiones público-privadas, dado que las estaciones tienen un alto costo de inversión y se enfrentan al riesgo de que la demanda no sea la suficiente para cubrirlos [6].

A principios de 2017 según datos de Ludwig-Bölkow-Systemtechnik [48], 106 estaciones de servicio están actualmente en funcionamiento en Europa, 101 en Asia, 64 en América del Norte, 2 en América del Sur y 1 en Australia, totalizando 274 estaciones. Alrededor de 2/3 de estas (188 aprox.) están habilitadas para



Figura 13: Estación de carga para automóviles a hidrógeno. Fuente: California Fuel Cell Partnership.

público general, al igual que las gasolineras convencionales. El resto de las estaciones están dentro de plantas industriales y solo son usadas para recargar los vehículos de trabajo como montacargas.

El año pasado, varias estaciones de servicio antiguas, algunas de las cuales fueron diseñadas para proyectos de demostración, fueron reemplazadas por estaciones de servicio de última generación y de acceso público, demostrando el creciente grado de comercialización de la infraestructura de hidrógeno en Europa, Japón, Corea del Sur y Estados Unidos.

No obstante, existen planes ambiciosos para aumentar este número: Alemania piensa instalar una red de 100 estaciones al 2019 y en torno a 400 al 2023, mientras que Japón busca instalar 160 para fines del 2020, 320 al 2025 [49] [15] y 900 al 2030, para atender a 800.000 vehículos con celda de combustible [50]. Algunas de ellas están basadas en reformación de vapor a partir de metano y otras utilizan electrólisis del agua. Tanto en California como en Europa existen planes para lograr una serie de carreteras asociadas a la movilidad en base a hidrógeno, de tal forma de aumentar el espacio de movilidad de los vehículos. Generalmente, las estaciones de hidrógeno son capaces de entregar en general 200 kg/día, compresión a 700 bar y con costos de inversión entre 1,5 y 2,5 MM USD [6] [51].



3.2.3. Buses

Los buses eléctricos (Figura 14) en base a celdas de combustible, generalmente cuentan con una potencia entre 75 y 150 kW, una capacidad de almacenamiento de hidrógeno entre 1.000-1.300 kWh (31-56 kg H₂), además de ser complementados para mejorar la aceleración a través de almacenamiento en baterías de litio o níquel cadmio y/o supercondensadores, siendo el almacenamiento de este tipo entre un 2 y 3 % de la energía almacenada en hidrógeno [52]. Algunas de estas celdas ya han alcanzado 20.000 horas de operación. Se considera que el transporte a través de buses que utilizan celdas de combustible está en una etapa temprana de comercialización. Por lo tanto, los costos de inversión y mantenimiento aun se encuentran bastante por encima respecto a tecnologías diésel convencionales [53].

Existen varios proyectos que han demostrado la viabilidad del uso de buses urbanos en base a celdas de combustible, los que se describen a continuación:



Figura 14: Bus a hidrógeno en centro de Londres, entre Covent Garden y Tower Gateway station. Fuente: Smiley.toerist, Wikimedia Commons.

Proyectos

Clean Hydrogen (CHIC) in European Cities

[52]: Este es un proyecto a escala europea, que ha puesto en servicio flotas de buses eléctricos a través de celdas de combustible y estaciones de carga de hidrógeno. El objetivo del proyecto es dar a conocer este tipo de buses y ofrecer a las ciudades de Europa (y una ciudad de Canadá) una solución para disminuir las emisiones de gases contaminantes de sus flotas. A la fecha, se han puesto 5 buses en Aargau, Suiza; 5 en Bolzano y 3 en Milán, Italia; 8 en Londres, Inglaterra; 5 en Oslo, Noruega y 9 estaciones de carga. Otras ciudades con iniciativas similares fueron Colonia y Hamburgo, Alemania con 4 buses respectivamente y Whistler, Canadá con 20. En Berlín se implementaron 4 buses que quemaban hidrógeno junto a diésel en un motor de combustión. Este proyecto se inició el 2010 y terminó el 2016. Durante la vida del proyecto 54 buses en base a celdas de combustible fueron testeados. El proyecto fue capaz de demostrar que los buses en base a celdas de combustible pueden ofrecer:

- ▶ Un rango de operación similar a un bus diésel (>350 km)
- ▶ Tiempos de recarga cortos (<10 min)
- ▶ Alta eficiencia de combustible, alrededor de un 26 % más eficiente que un bus diésel.

El costo total de este proyecto fue de 81,8 MM€. El hidrógeno producido para este proyecto fue a partir de electrólisis del agua y reformación de metano, proveniente de empresas como Air Liquide, Linde y Air Products, dependiendo de la ciudad. Se ha reportado en Europa que al año 2010 los precios de los buses estaban sobre el millón de euros y se espera que rondan los 650.000 euros para el año 2021.

En la región de Colonia/Renania en Alemania, durante décadas se han generado grandes cantidades de hidrógeno en la industria química local. El cluster HyCologne, socio del proyecto CHIC, ha tomado la iniciativa de proporcionar este hidrógeno para proyectos orientados al futuro, en condiciones atractivas. Miembros de HyCologne, los servicios públicos de las

ciudades de Hürth y Brühl, el Rhein-Erft-Kreis y el transporte regional de Colonia (Regional Verkehr Köln RVK) han realizado un proyecto de infraestructura de transporte, con el objetivo de reducir las emisiones por transporte público, para lo cual se obtuvieron autobuses alimentados con hidrógeno con el apoyo del estado de Renania del Norte-Westfalia.

También se están realizando conexiones estratégicas más allá de las fronteras regionales. Se firmó un acuerdo entre las iniciativas WasserstoffNet, con las regiones de Flandes, al Sur de los Países Bajos y HyCologne, con el objetivo de concentrarse conjuntamente en la expansión europea de la infraestructura de hidrógeno [54].

Estado de California (América) [53]:

En distintas pruebas realizadas en California (ver Figura 15) se ha observado que los buses con celdas de combustible ya presentan una economía de combustible mayor que aquellos que utilizan diésel (alrededor de 1,4 veces) y gas natural (1,9), medido en galones de diésel equivalentes, esto es mayor kilometraje por unidad de energía consumida. La causa es que los productores de sistemas de propulsión en base a celdas de combustibles han logrado aumentar la durabilidad de las mismas, consiguiendo hasta 23.000 horas de funcionamiento. Si bien estos buses continúan mejorando, aun persisten algunos desafíos asociados a la operación y mantenimiento de los buses como:

- ▶ Disponibilidad de componentes y retraso en la entrega de partes de reemplazo.
- ▶ Rango de movilidad en la vida real es menor al esperado.
- ▶ Falta de personal técnico calificado para realizar mantenciones.
- ▶ Costos de mantenimiento aumentan una vez que se acaba la garantía del fabricante.



Figura 15: Bus a hidrógeno en Universidad de California, Irvine, EE.UU. Fuente: <http://www.hybridrive.com>.

Datos de precios distintos a los europeos se han entregado en EE.UU., disminuyendo desde 2,5 MM USD/bus el 2010 a 1,8 el 2016. La industria proyecta que órdenes de más de 40 buses podrían dar como resultado costos de inversión cercanos a 1 MM USD/bus.

Cabe destacar que en varias ciudades del mundo este tipo de alternativa se está considerando seriamente para la descontaminación del transporte público. El año 2016 el alcalde de Londres Sadiq Khan comprometió a la ciudad disminuir la cantidad de buses diésel, a través de la incorporación de buses eléctricos de celdas de combustible que se integrarán a partir del 2018 [55]. Como mínimo, 20 buses serán entregados como parte de un proyecto de 14 millones de USD, financiado por la Unión Europea, donde el organismo estatal Transport for London (TfL) aportará 7 MM USD.

Otras ciudades están migrando sus flotas a tecnología de cero emisiones, incluyendo Ciudad del Cabo, Copenhague, Hamburgo, Los Ángeles, Nueva York, Oslo, Rugao (China), Amsterdam y San Francisco. Juntas, estas ciudades se han comprometido a adquirir 1.000 autobuses de emisiones cero utilizando tecnología eléctrica o de hidrógeno en los próximos cinco años. Esto está convirtiendo en realidad el compromiso asumido por las 26 ciudades que firmaron la C40 Cities Clean Bus en junio de 2015 [55].



3.2.4. Camiones

Nikola one de Nikola Motor

La compañía norteamericana Nikola Motor lanzó al mercado el 2016 el primer camión de carga en base a celdas de combustible (Figura 16), denominado Nikola One [56]. El camión con una potencia de 1.000 hp ofrece un rango de servicio entre 1.200 y 1.900 km (800 a 1.200 millas), alrededor del doble de lo que un camión diésel promedio ofrece. El camión incluye frenado regenerativo, tiene un peso de alrededor de 900 kg menos que un bus diésel convencional y cuenta con mayor torque. La compañía comenzará a entregar los vehículos el 2020, esperando construir 5.000 unidades.

Además, la compañía decidirá a mitad del 2017 dónde se ubicará su fábrica y se espera que luego del primer año de operación sea capaz de producir 50.000 camiones al año. La compañía espera resolver el problema de infraestructura de carga de hidrógeno a través de la integración vertical, lo que implica producir y distribuir su propio hidrógeno.



Figura 16: Camión Nikola One. Fuente: muytec.com.

Project Portal de Toyota

La compañía automotriz Toyota, ha llevado la tecnología del Toyota Mirai a un nuevo nivel, con el diseño y la producción de un concepto de camión comercial sin emisiones utilizando como combustible el hidrógeno. Esto significa realizar trabajos pesados solo emitiendo vapor de agua, por lo que este proyecto representa el futuro del mundo automotriz.

Desarrollado para soportar las operaciones de transporte en puertos en Los Ángeles, el proyecto Project Portal (Figura 17) integra la tecnología de celda de combustible de hidrógeno en una plataforma de camiones pesados. Un núcleo de energía emplea celdas de combustible dobles del Toyota Mirai que funcionan en conjunto con una batería de 12 kWh que admitirá las operaciones de carga de Clase 8¹⁵. Con este motor de cero emisiones en su núcleo, el Project Portal Concept de alta resistencia genera 670 hp y 20 kg/cm de torque con un rango de manejo de 320 km, para una capacidad de peso combinado de 36 toneladas [57].



Figura 17: Toyota "Project Portal" – camión transporte pesado con celda de combustible. Fuente: infowars.com.



3.2.5. Trenes y tranvías

En trenes y tranvías, la ventaja significativa del hidrógeno y celdas de combustible versus a sus pares eléctricos es que los primeros no



Figura 18: Tren Coradia iLint utiliza hidrógeno como combustible.

necesitan una catenaria para proveer de energía durante el recorrido [5]. Esta cualidad, además de disminuir el costo de inversión de las líneas, disminuye el impacto visual y espacial de las mismas.

El 2018 comenzará la operación en Alemania del tren Coradia iLint (Figura 18) fabricado por la compañía francesa Alstom que utiliza celdas fotovoltaicas y baterías de litio que colaboran con el sistema eléctrico, además de celdas de combustible y almacenamiento de hidrógeno en tanques [58]. El tren transportará pasajeros en una ruta de 96 km. Tiene una carga de tanque de 94 kg y es capaz de recorrer 800 km y transportar hasta 300 pasajeros. Cerca de 4 estados han firmado un acuerdo con Alstom para comprar hasta 60 locomotoras si el proyecto es exitoso. El tren tiene una velocidad máxima de 140 km/h.

¹⁵ En la clasificación GVWR (peso bruto nominal del vehículo) corresponde a vehículos de transporte pesado, capaz de transportar sobre 15 toneladas.



Figura 19: Tranvía de la empresa Qingdao Sifang, China [59].

Por otra parte la filial del fabricante Chino, Qingdao Sifang, ha firmado un contrato para fabricar ocho tranvías impulsados por hidrógeno (Figura 19). Estos tienen capacidad para transportar a 285 pasajeros y la flota correrá en la línea Gaoming de 17,4 kilómetros y prestará servicio a 20 estaciones en la ciudad de Foshan, en la provincia de Guangdong, en el sur de China. El tranvía puede circular a una velocidad máxima de 70 km / h.

Qingdao desarrolló el primer tranvía de hidrógeno del mundo en 2015, con China a la vanguardia de esta tecnología.



3.2.6. Barcos

En Noruega la compañía constructora naval Fiskerstrand desarrollará y diseñará un proyecto piloto de ferry que utilizará celdas de combustible y baterías (Figura 20). El proyecto fue establecido por el consejo de investigación Enova e Innovación Noruega, para desarrollar tecnologías que disminuyan las emisiones. Se espera que el ferry esté disponible antes del 2020.

Otro proyecto es desarrollado por la empresa de ingeniería noruega CMR Prototech en un ferry para transporte de automóviles "MF Ole Bull" (Figura 21) que opera entre Valestrand y Breistein a las afueras de Bergen. El objetivo de este proyecto es demostrar la viabilidad

del hidrógeno y las pilas de combustible para la propulsión eléctrica marina y probar el funcionamiento híbrido junto con las baterías de iones de litio. En este caso, uno de los dos motores diesel del transbordador será reemplazado por un motor eléctrico alimentado por celdas de combustible tipo PEM de 200 kW combinadas con baterías de 100 kWh. El consumo de hidrógeno se estima en alrededor de 150 kg por día. La empresa GreenStat, que está asociada a CMR, suministrará el hidrógeno que se producirá por electrólisis en el área de Breistein.



Figura 20: Ferry basado en hidrógeno y pilas de combustible proyecto PILOT E [60].



Figura 21: Ferry MF Ole Bull [61].

Desde noviembre 2017, en Bélgica se está probando el Hydroville (Figura 22), el cual es el primer transbordador de pasajeros certificado que utiliza motores de combustión dual que queman diesel e hidrógeno para propulsar el buque. El hidrógeno tiene la ventaja de que no libera CO₂, ni partículas u óxidos de azufre cuando se quema. El transbordador se usará principalmente como una plataforma para probar la tecnología hidrogeológica en embarcaciones marítimas comerciales. En una primera fase, el Hydroville transportará personas de Kruikeke a Amberes durante la hora punta para evitar embotellamientos [62].



Figura 22: Hydroville, el primer transbordador de pasajeros certificado.



3.2.7. Montacargas

Existen numerosos ejemplos de lugares en los cuales se están usando montacargas en base a hidrógeno y celdas de combustible (Figura 23), y se calcula que existen ya más de 5.000 unidades funcionando (ej.: La Poste, Francia; Walmart y Coca-Cola, EE.UU.) [63]. Una de las grandes ventajas de este tipo de flotas de transporte es que son “cautivas” (demanda conocida), lo que implica que no es necesaria una gran infraestructura para la carga de los vehículos.

Las ventajas de usar celdas de combustible en montacargas son [64]:

Eficiencia mejorada: la carga de hidrógeno se logra en solo dos minutos, tiempo muy reducido al comparar con los más de 10 minutos en cambiar las baterías agotadas. BMW en sus plantas recuperó más de 156 horas de pérdida de productividad durante sus tres turnos de operación, lo que significó un ahorro de 65 millones de dólares anuales.

Potencia constante y fiable: Las pilas de combustible proporcionan energía continua para el manejo de material durante todo el turno, sin pérdidas de generación de energía como lo que sucede con las unidades de la batería que pierden carga. Las pilas de combustible también funcionan confiablemente en el almacenamiento en frío y en ambientes con temperaturas bajo cero.

Ahorro de costos: En operaciones grandes y de múltiples turnos, los montacargas en base a celdas de combustible cuestan un 59% menos para operar y mantener que las montacargas de baterías. Además, al eliminar costos de electricidad para cargar cientos de baterías, las empresas pueden ahorrar de 75.000 a 225.000 dólares por año.

Ahorro de espacio: La infraestructura de hidrógeno requiere mucho menos espacio que un cuarto de baterías.

Mejora ambiental: A grandes rasgos tienen características similares a los montacargas operados con combustibles fósiles, pero sin producir contaminación local [64].

En Estados Unidos, en la fábrica de BMW en Carolina del Sur se utilizan en torno a 350 montacargas en base a celdas de combustible, los cuales son alimentados a través de estaciones de carga producidas por Linde [33].

Walmart junto a Plug Power, compañía estadounidense que desarrolla celdas de combustible tipo PEM, ha reemplazado una serie de montacargas que utilizaban baterías de plomo ácido por celdas de combustible en Canadá y Ohio, Estados Unidos. Las razones de Walmart para hacerlo es reducir a cero las emisiones de sus almacenes de distribución y algunas ventajas comparativas entre la movilidad en base a hidrógeno respecto a baterías [65]. En primer lugar, los nuevos montacargas reducen los tiempos de carga y el espacio que utilizaban las baterías en el almacén de distribución. A la fecha, la compañía cuenta con más de 500 unidades. El número podría expandirse a 1.700 unidades durante los próximos años.



Figura 23: Montacarga en base a celdas de combustible.

En Francia la compañía Air Liquide construyó y opera una estación de carga para 46 montacargas en la compañía logística Prelocentre, en Saint-Cyr-en-Val [66]. El proyecto fue cofinanciado por el programa “Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking”, como parte del programa HyLIFT-Europe, que tiene como objetivo mostrar tecnologías propulsadas por hidrógeno en almacenes y aeropuertos.

En Alemania, se realizó el proyecto de investigación H2IntraDrive [67], apoyado por el Ministerio Federal de Transporte. En dicho proyecto, BMW convirtió cinco montacargas y seis remolcadores a unidades de hidrógeno en su planta de Leipzig y los probó durante más de dos años en funcionamiento real. A diferencia de las baterías, las celdas de combustible pesan menos, ocupan menor espacio, generan menores emisiones GEI, cuestan menos, son eficientes y cargan más rápido [68].

En Japón, Toyota ha incluido 2 montacargas en su fábrica de la ciudad de Toyota. Esto corresponde a una iniciativa conjunta con el Ministerio de Medio Ambiente y el Ministerio de Tierra, Infraestructura, Transporte y Turismo. El plan será seguido por 20 unidades en el 2018 y eventualmente se espera conseguir entre 170 a 180 unidades al 2020 [69].



3.2.8. Aviones

El uso del hidrógeno en la aviación aun está en desarrollo. En los últimos años se han realizado distintas pruebas para introducir el hidrógeno líquido y celdas de combustible en la industria aeronáutica.

En 2008 un equipo de ingeniería de Boeing Research & Technology Europe en Madrid, España, ha demostrado por primera vez que el hombre puede volar en un avión propulsado por celdas de combustible usando hidrógeno, de forma limpia y silenciosa.

El planeador pilotado, modelo HK 36 Super Dimona (Figura 24) fue modificado por Boeing,

con la asistencia de socios de la industria en Austria, Francia, Alemania, España, el Reino Unido y Estados Unidos.

Durante los vuelos, que tuvieron lugar en el aeródromo de Ocaña, España, el piloto Cecilio Barberán ascendió a una altura de 1.000 pies sobre el nivel del mar utilizando la combinación de energía de la batería y la generada por celdas de combustible de hidrógeno. Luego, después de alcanzar la altitud crucero y desconectar las baterías, Barberán mantuvo el vuelo nivelado a una velocidad de aproximadamente 60 millas por hora (100 kilómetros por hora) durante 20 minutos con energía generada por la celda de combustible [70].

Años después, nuevamente la empresa Boeing, trabajando con Bal Aerospace, Aurora Flight



Figura 24: Demostración de celdas de combustible Boeing (Diamond HK36 Super Dimona EC-003) exhibido en Farnborough Airshow 2008.

Fuente: Adambro de Wikimedia Commons.

Sciences, Ford Motor Co. y MAHLE Powertrain, desarrolló el Phantom Eye (Figura 25), una aeronave no tripulada alimentada por celdas de combustible y diseñada para transportar cargas de 2.000 libras (aprox. 900 kg) o más y se mantiene en el aire durante días. Se dió a conocer en 2010 y se envió a la Base Aérea Edwards en California para pruebas y desarrollo [71].

Esta aeronave fue diseñada para misiones de inteligencia, vigilancia, reconocimiento persistentes y comunicaciones. El avión demostración es capaz de mantener su altitud hasta cuatro días mientras lleva una carga útil de 450 libras (200 kg). Las cargas útiles típicas incluyen paquetes de sensores múltiples para

monitoreo, rastreo y comunicaciones. Una variante de Phantom Eye de tamaño completo fue diseñada para permanecer en el aire hasta por diez días y llevar una carga de 2.000 libras [72].



Figura 25: Phantom Eye de la empresa Boeing. Fuente: NASA Boeing Photo / Bob Ferguson.

En el caso de Europa, el 29 de septiembre de 2016, el avión HY4 (Figura 26) despegó desde el aeropuerto de Stuttgart en su primer vuelo oficial. El HY4 es el primer avión de pasajeros con cuatro asientos del mundo que funciona únicamente con un sistema de pila de combustible de hidrógeno.

Este avión fue desarrollado por el Instituto de Ingeniería Termodinámica del DLR (Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt) junto con sus socios Hydrogenics, Pipistrel, H2FLY, la Universidad de Ulm y el aeropuerto de Stuttgart. Los investigadores de DLR fueron responsables de desarrollar el tren de potencia de la celda de combustible de hidrógeno e instalarlo en el avión. El tren de potencia consiste en un sistema de almacenamiento de hidrógeno, una celda de combustible de hidrógeno a baja temperatura y una batería. La celda de combustible convierte el hidrógeno directamente en energía eléctrica, para que el motor eléctrico propulse el avión. Una batería de litio de alto rendimiento cubre las cargas peak de potencia durante el despegue y la escalada. Si el hidrógeno requerido para la pila de combustible se genera mediante electrólisis utilizando energía de fuentes renovables, el HY4 puede volar sin generar ninguna emisión. Esta aeronave es operada por el spin-off DLR H2FLY [73].



Figura 26: Primer vuelo del HY4 con celda de combustible sobre el aeropuerto de Stuttgart, Alemania. Fuente: DLR, CC-BY 3.0, Wikimedia Commons.



3.2.9. Drones

El HyDrone 1550, es un drone propulsado por hidrógeno, diseñado y fabricado por MMC Aviation Academy con base en China (Figura 27). Posee una estructura de fibra de carbono, es a prueba de lluvia, polvo y viento. HyDrone 1550 puede funcionar en entornos variados, ya sea bajo condiciones climáticas adversas o en entornos complicados. Los sistemas de propulsión a prueba de polvo, simplifican el mantenimiento y los motores de enfriamiento activo. El Hydrone 1550 tiene una capacidad de vuelo de 3 horas y una carga útil de 5 kg. MMC ha incorporado un GPS adicional para protección de pérdida de señal, además de contar con sistemas redundantes de protección de energía. HyDrone ha sido pensado para la topografía, la inspección de líneas eléctricas, inspección de plantas de energía, líneas de transporte de gas y petróleo, lucha contra incendios forestales y monitoreo de seguridad.



Figura 27: HyDrone 1550. Fuente: <http://www.mmcuav.com>.

3.3. Aplicaciones estacionarias

Las aplicaciones estacionarias consideran cualquier aplicación en la cual las celdas son operadas en una locación fija para energía primaria, energía de respaldo o electricidad y calor [33]. Más de 100.000 dispositivos están siendo utilizados por distintas compañías alrededor del mundo [63]. Uno de los usos más destacados es su uso como energía de respaldo para instalaciones de telecomunicaciones. No obstante, están comenzando a ser utilizadas como baterías de respaldo para dispositivos electrónicos.

Los sistemas basados en celdas de combustible estacionarias tienen la ventaja de ser silenciosos y tener muy bajas emisiones, por lo que pueden instalarse casi en cualquier lugar y ser situados en el interior o exterior, en tejados o en garajes. Estos sistemas proveen energía directamente al cliente, sin pérdidas de eficiencia por transmisión en grandes redes eléctricas.

Estos sistemas también ocupan mucho menos espacio en proporción a otras tecnologías de energía limpia. Por ejemplo, una instalación de 10 MW de celdas de combustible puede situarse en un terreno de aproximadamente 0,4 ha¹⁶. Esto se compara con aproximadamente las 3,5 ha. requeridas por MW de energía solar y aproximadamente 10,2 ha/MW de viento [74].



3.3.1. Grandes consumidores

En el campo de las aplicaciones estacionarias a gran escala, estos son sistemas de provisión de energía que entregan electricidad y calor a grandes consumidores, como pueden ser:

- ▶ Data centers
- ▶ Grandes almacenes
- ▶ Edificios
- ▶ Plantas de tratamiento de agua
- ▶ Aeropuertos
- ▶ Hospitales

Varias empresas internacionales de gran tamaño están implementando sistemas de provisión de energía en base al hidrógeno. Entre estas están empresas como Adobe, Apple, AT&T, CBS, Coca-Cola, eBay; Google, Honda, Microsoft, Target, Walmart, entre otros [75].

En la Figura 28 se muestra la instalación de eBay en Utah, EE.UU.

En la Tabla 8 a continuación, se enlistan los sistemas instalados en otras reconocidas empresas.



Figura 28: Fuel Cells en eBay Inc. Salt Lake City, Utah, EE.UU [77].

¹⁶ Hectáreas.

Empresas de retail	
FedEx	500 kW en Oakland, California (CA)
Home Depot	Para finales de 2016, Home Depot planea alimentar el 10% de sus tiendas, en 200 ubicaciones, con celdas de combustible
IKEA	300 kW en Emeryville, CA
Macy's, Inc	1 instalación en CHESHIRE, Connecticut (CT) de 600 kW
Walmart	40 instalaciones FC, en CA y CT
Empresas tecnológicas	
Adobe	400 kW en San Francisco, CA 1,2 MW en San Jose, CA
Apple	Junto al centro de datos de Apple en Carolina del Norte se encuentra una granja de celdas de combustible de 10 MW
AT&T	21 MW en 34 Sitios en CA, CT, Nueva Jersey (NJ) y Nueva York (NY)
eBay Inc	500 kW instalados en San Jose, CA 6 MW instalados en Salt Lake City, Utah
Google	400 kW en Mountain View, CA
NTT Communications	500 kW en San Jose, CA
Nokia	400 kW en Sunnyvale, CA
Panasonic	750 kW en Lake Forest, CA
Yahoo	1MW en Sunnyvale, CA
Verizon	10,4 MW operando en 13 sitios (CA, NY, NJ)
IBM	1 MW en su data center (CT)
Equinix	1 MW International Business Exchange data center en San Jose, CA 100 kW data center en Frankfurt, Germany
Bancos	
Bank of America	500 kW en Southern, CA
Morgan Stanley	250 kW en Purchase, NY
750 kW en New York City, NY	
SoftBank Group	200 kW en in Minato Ku, Tokyo
Empresas manufactureras	
Honda	1 MW Torrance, CA
Altera	1 MW en San Jose, CA
TaylorMade-adidas Golf	300 kW en Carlsbad, CA
Maxim Integrated	1 MW San Jose, CA
Medtronic	400 kW en Santa Rosa, CA
AkzoNobel	1 MW en Bitterfeld, Alemania
Alimentos y bebidas	
Coca-Cola	500 kW Odwalla Production Facility en Dinuba, CA 1 MW Bottling Facility en American Canyon, CA
Kellogg Company's	1 MW en San Jose, CA
Pepperidge Farm	250 kW Bloomfield, CT
Militar	
Departamento de Defensa USA	1,6 MW NSA Campus en Fort Meade, Maryland.
Entretenimiento	
DreamWorks Animation	750 kW en Glendale, CA
Disney Pixar Animation Studios	1 MW Pixar campus en Emeryville, CA
Hyatt Regency Greenwich	500 kW en Old Greenwich, CT

Tabla 8: Instalaciones en EE.UU., Europa y Asia [76].

Por otro lado, cadenas de supermercados en EE.UU. han invertido en celdas de combustible, tales como:

- ▶ Whole Foods, mantuvo sus enfriadores operando durante el huracán Irene (Año 2011 en Glastonbury, Connecticut) y proveyó de comida y otros artículos para los residentes locales.
- ▶ Safeway.
- ▶ Stop & Shop en Connecticut.
- ▶ Albertsons en San Diego.
- ▶ Star Market.
- ▶ Price Chopper (satisface el 60% de sus necesidades energéticas en la tienda y farmacia de 69.000 pies² en Nueva York).



Hospitales

Además, en un área tan crítica como la hospitalaria, existen ejemplos como el hospital St. Francis en Hartford (Figura 29), Connecticut que instaló 2 sistemas de celda combustible de 400 kW cada una como respaldo de energía. Así también, los hospitales St. Helena's Hospital en St. Helena, CA, Veteran's Administration Hospital en Loma Linda, CA y Mt. Sinai Rehab Hospital en Hartford, CT.



Figura 29: Fuel Cells en St. Francis Hospital y Medical Center en Hartford, Connecticut, EE.UU [78].

También, dentro de las instalaciones de mayor escala se encuentran las instituciones educacionales, quienes tienen también un consumo intensivo de energía. Algunos ejemplos donde se han instalado celdas de combustible son:

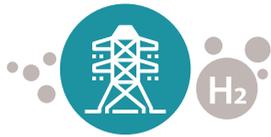
- ▶ University of Connecticut.
- ▶ Rochester Institute of Technology.
- ▶ Connecticut State University System
- ▶ Riverside (California) Community College District.
- ▶ Hamden High School.
- ▶ New Haven Public School.



Proveedores de celdas de combustible

Algunos de los proveedores claves de este tipo de aplicaciones son:

- ▶ Ballard Power Systems-Canadá.
- ▶ Nuvera Fuel Cells-EE.UU.
- ▶ SFC Energy-Alemania.
- ▶ Doosan Fuel Cell-EE.UU.
- ▶ Bloom Energy-EE.UU.
- ▶ FuelCell Energy-EE.UU.
- ▶ Acumentrics, Inc.-EE.UU.
- ▶ Plug Power-EE.UU.
- ▶ PowerCell Sweden AB-Suecia.
- ▶ Redox Power Systems-EE.UU.
- ▶ Toshiba Fuel Cell Power Systems Corporation-Japón.
- ▶ Horizon Fuel Cell Technologies-Singapur.
- ▶ Nedstack-Holanda.
- ▶ Hydrogenics-Canadá.



3.3.2. Sistema eléctrico

Uno de los principales desafíos de los sistemas eléctricos con alta penetración de fuentes renovables variables, está en mantener el balance entre la generación y el consumo eléctrico, dado el aumento en la incertidumbre y variabilidad en la operación. Por tanto, los sistemas eléctricos están empezando a demandar tecnologías que sean capaces de:

- ▶ variar su generación de forma rápida,

- ▶ conectarse / desconectarse rápidamente, manteniéndose en stand-by para enfrentar nuevos cambios,
- ▶ aumentar su consumo eléctrico de forma rápida y con la posibilidad que el proceso sea interrumpido y
- ▶ almacenar la energía durante un periodo significativo de tiempo para que pueda ser entregada posteriormente a la red.

Las tecnologías habilitantes que sean sustentables deben tener estas características para poder atender de forma adecuada las necesidades de las redes eléctricas mencionadas anteriormente. En este sentido, el hidrógeno habilita aplicaciones que permiten

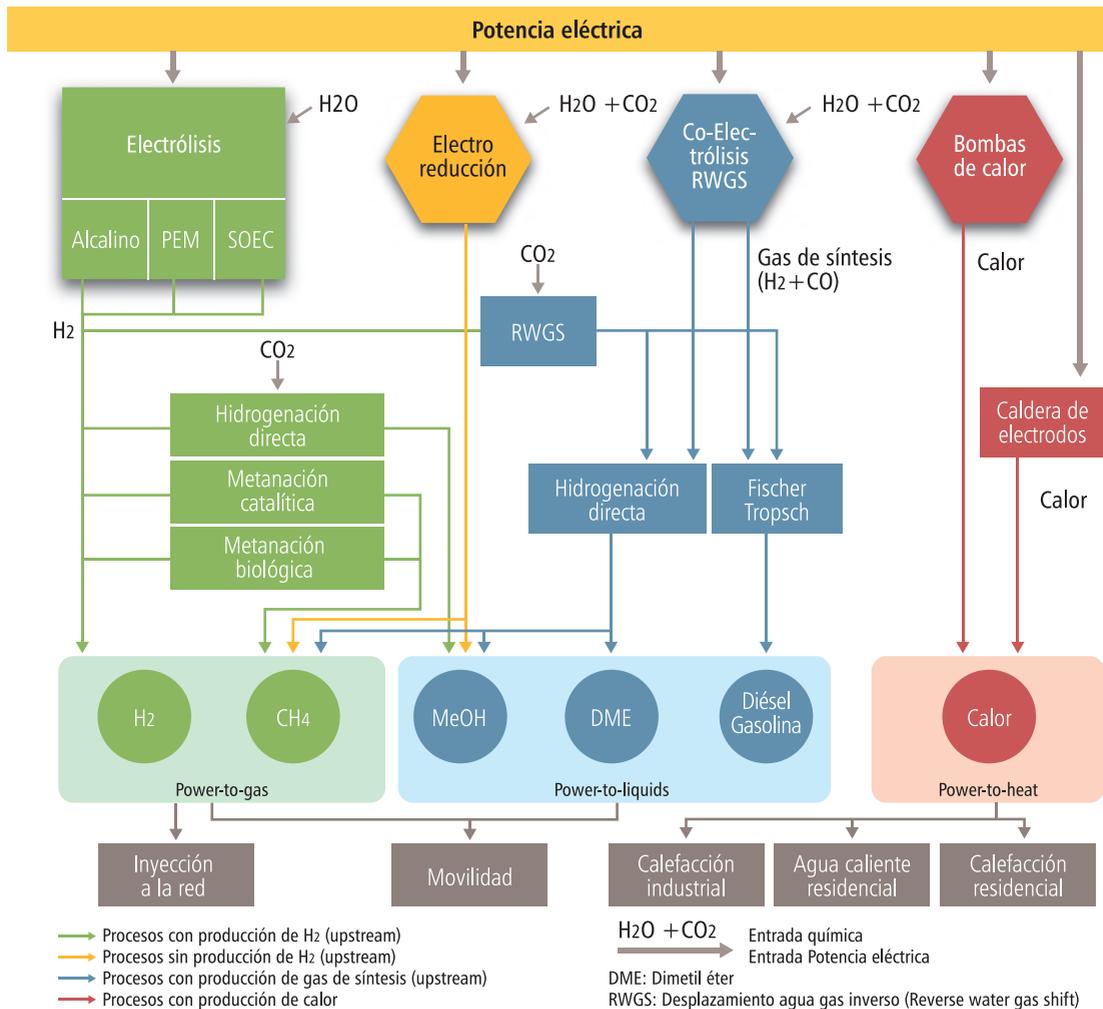


Figura 30: Rutas del "Power-to-gas", "Power-to-liquids", "Power-to-heat" y sus mercados energéticos [15].

el almacenamiento de energía en grandes volúmenes y posteriormente estar disponible para su transformación en energía eléctrica e inyección a la red. Esta aplicación se conoce como Power to Gas. Ver las rutas del Power to gas en la Figura 30.



3.3.3. Almacenamiento para la red eléctrica

Una consecuencia del concepto anterior es incluir una celda de combustible y un inversor para operar como almacenamiento para la red eléctrica. El sistema completo puede alcanzar eficiencias en torno a un 29 % para electrolizadores alcalinos y 33% para PEM, costos de inversión que van entre los 1.900 y 6.300 USD/kW respectivamente, sumado a 8 USD/kWh para el almacenamiento, con rangos factibles de GWh a TWh y vida útil de 20.000 a 60.000 horas [6].

La empresa eléctrica FirstEnergy Corporation con sede en Ohio, EE.UU., quien atiende a 6 millones de personas, testeó entre el 2010 y 2015 una celda de combustible tipo PEM de 1 MW fabricada por la empresa Ballard Power Systems. La empresa probó esta tecnología en condiciones reales para entender mejor su capacidad de proporcionar generación durante los peaks de verano [79].

Por su parte, la empresa de energía norteamericana Dominion Resources, con sede en Richmond, Virginia, suministra electricidad en partes de Virginia y Carolina del Norte y suministra gas natural a partes de Virginia Occidental, Ohio, Pensilvania y el este de Carolina del Norte. También instaló un fuel cell park in Bridgeport, Connecticut el año 2014, el cual es un sistema de celda de combustible de la empresa FuelCell energy. La instalación es de 14,9 MW, alimentando a 15.000 hogares y tiene una disponibilidad superior al 95%.

Otra empresa eléctrica que está usando la tecnología de celdas de combustible es

Delmarva Power, que atiende 500.000 clientes en Delaware y Maryland (Fuente Bloom Energy). Esta compañía cuenta con una potencia instalada de 30 MW, que puede alimentar aproximadamente 22.000 hogares.

Otras compañías eléctricas que utilizan celdas de combustible son:

- ▶ San Diego Gas and Electric, Potencia de respaldo en subestaciones.
- ▶ Korea South East Power o KEPCO.
- ▶ GS Power.
- ▶ Meiya Power Corporation.
- ▶ SK E&S.



3.3.4. Aplicaciones estacionarias a pequeña escala/ Energía de respaldo

Las aplicaciones de menor escala o que se utilizan de respaldo energético están presentes en el campo residencial, pequeños comercios y sistemas de telecomunicaciones principalmente. Difieren de las aplicaciones anteriores en su nivel de potencia.

Las ventajas de un sistema de respaldo basado en celdas de combustible sobre los sistemas de respaldo convencionales (generadores diésel) son:

1. Piezas mecánicas casi inexistentes, por lo que la mantención es mínima.
2. Generación limpia (o reducida si el H₂ es producido de un combustible fósil).
3. Bajo nivel de ruido.

En EE.UU. se ha extendido el uso como respaldo de energía en caso de desastres climáticos, donde es imprescindible tener una infraestructura de emergencia para facilitar las tareas de rescate, comunicaciones y provisión de servicios básicos. Las aplicaciones más comunes que utilizan esta tecnología son [80]:

Sistemas de telecomunicaciones (antenas repetidoras, etc.): Grandes empresas como Metro PCS, AT&T, Sprint (EE.UU.) han instalado sistemas de celda de combustible en más de 5.500 torres de telefonía celular.

Refugios de emergencia: La escuela secundaria South Windsor en Connecticut, el 2011 en una tormenta de invierno mantuvo funcionando la escuela por 9 días, donde se entregó refugio, comida y agua caliente para 400-600 residentes.

Estaciones de policía: La estación de policía de Central Park tiene instalada para su funcionamiento una celda de combustible de 200 kW.

Varias empresas europeas están activas en este campo como: AVTA, Italia; AirLiquide, Francia; Bosch, Vaillant y Viessmann, Alemania; AFC Energy, UK y Hexis, Suiza. Varios proyectos de demostración alemanes y europeos están en curso como Callux, Ene.Field, CLEARgen, SOFT-PCT, POWER-UP y CISTEM para establecer la tecnología y preparar mercados adecuados.



3.4. Aplicaciones móviles

Las celdas de combustible para aplicaciones portátiles se utilizan para cargar equipos eléctricos y baterías (Figura 31). Su utilización se centra en la alimentación de dispositivos



Figura 31: Celda de combustible portátil JAQ de la empresa myFC [81].

en lugares donde no se cuenta con acceso a la energía de la red, no está disponible o es deficiente.

La gran ventaja de la utilización de celdas de combustible portátiles es que pueden entregar energía en forma continua, con pocas pérdidas de rendimiento y no sufren degradación como el caso de las baterías o pilas convencionales.

Los mercados objetivos que pueden hacer uso de estas aplicaciones son el militar, iluminación portátil, seguridad y vigilancia.

3.5. Uso del hidrógeno como gas

El concepto aplicado al uso de hidrógeno como demanda eléctrica flexible a través del principio de electrólisis, se le denomina comúnmente "Power to Gas". A partir del año 2004 se han instalado más de 50 proyectos demostrativos alrededor del mundo, siendo instalados la mayoría de ellos en los últimos tres años [15]. La mayoría se ha concentrado en Europa, siendo Alemania quien lidera el desarrollo con 17 proyectos lanzados desde 2004. La evolución de lo proyectos se muestran en la Figura 32.

Bajo este concepto se han calculado costos nivelados entre 8 a 10 €/kg de hidrógeno, lo que lo vuelve ya competitivo con biocombustibles en base a costos de combustible por km. Estos costos se consiguen con altos factores de planta (entre 6.000 a 8.000 horas/año) siendo los precios de compra promedios entre 40 a 70 €/MWh. De todas formas, para que se volviese competitivo con los combustibles fósiles se deberán conseguir valores cercanos a 3-4 €/kg.

Existen variadas aplicaciones comerciales que utilizan tecnologías PEM para esto: en 2015 se instaló en Mainz, Alemania, un electrolizador de 6 MW, vinculado a un proyecto eólico de 10 MW, con capacidad de almacenar 1.000 kg de hidrógeno y capacidad de inyectar a la red de gas [82]. El mismo año en Hamburgo se instaló otro electrolizador tipo PEM de 1,5 MW que utiliza como fuente principal electricidad proveniente también de turbinas eólicas. El

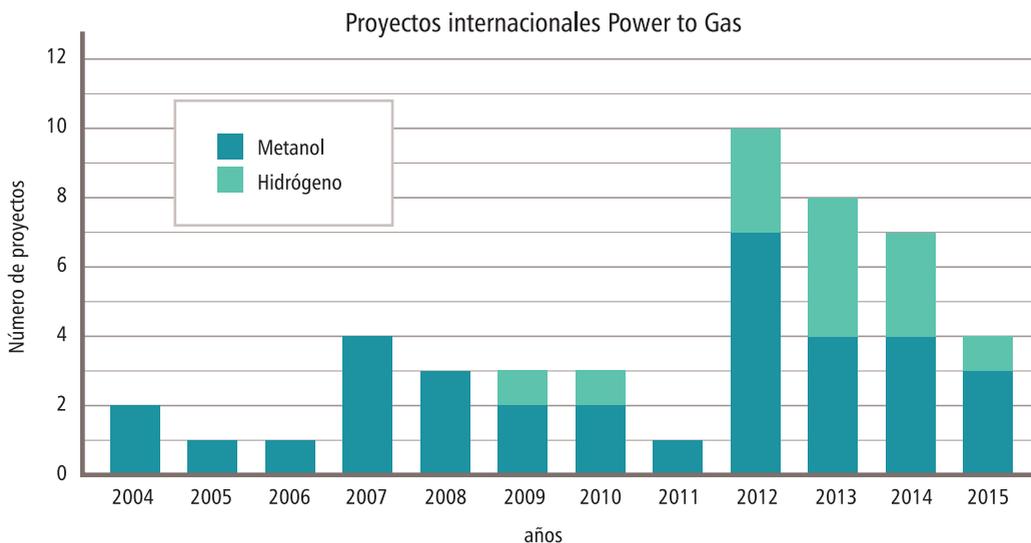


Figura 32: Proyectos piloto y demostración de Power to Gas [15].

hidrógeno producido se inyecta a la red de gas de la ciudad.

Solo en Alemania hay actualmente 20 proyectos de investigación y demostración en curso que utilizan tecnología Power to gas. El exceso de potencia se utiliza para producir hidrógeno a través de electrólisis o metano mediante la metanización de CO₂ usando hidrógeno [83].



3.5.1. Redes de gas

El uso de redes de gas integrando hidrógeno tiene una larga historia que comienza con la producción de gas a partir de carbón para lámparas de calle, edificios comerciales y casas en los comienzos y mitad del 1800 [84]. La compañía Westminster Gas Light and Coke Company fue la primera en suplir gas a Londres. Este gas, llamado comúnmente gas de ciudad, contenía entre 30 y 50 % de hidrógeno. La última planta funcionó hasta 1950. En algunas áreas urbanas, como Honolulu en Hawái, aun se entrega este gas con una mezcla significativa de hidrógeno, siendo utilizado como una alternativa al gas natural.

Integrar hidrógeno en las redes de gas requiere analizar los materiales utilizados en las redes de distribución de gas, lo que limita a mezclas en torno al 20 ó 30 % dependiendo de la presión de las tuberías y calidad del acero [6]. En particular, se ha reportado que al mezclarlo en bajas concentraciones en volumen, hasta un 10-15 %, la posibilidad parece viable sin mayores riesgos [84] [25]. No obstante, debe ser analizado caso a caso, ya que su integración debe contemplar estudios, pruebas y modificaciones a la forma de monitorear y mantener las tuberías.

De acuerdo a un trabajo en curso en la estandarización de proyectos que extraen hidrógeno a través de la electrólisis del agua y están conectados a la red de gas, en la unión europea, la mayoría de las redes de gas natural pueden soportar una concentración volumétrica del 10 % [15]. No obstante, es necesario tener en cuenta el uso final de esta mezcla de gas: los vehículos que funcionan a través de gas natural y las turbinas a gas son diseñadas para un gas combustible que contenga menos del 2-3 % de hidrógeno en su volumen.

A temperatura ambiente y a presiones bajo 100 bar, la preocupación principal respecto a la integridad del acero de alta dureza es la fragilización por absorción del hidrógeno [85]. Se piensa que presiones mayores podrían aumentar la probabilidad de falla del material aunque no se ha definido un límite. El hidrógeno puede ser transportado utilizando aceros más suaves que reduzcan la fragilización. Esto quiere decir que las redes de gas a alta presión utilizadas hoy no son apropiadas para el transporte de hidrógeno. Una alternativa es el uso de tuberías de polietileno a nivel

de distribución. No obstante, estas son más porosas al hidrógeno que al gas natural y también existen preocupaciones respecto a las uniones utilizadas.

Sobre las redes de alta presión, se considera que las estaciones de compresión existentes, comúnmente de pistón o centrífugas, podrían funcionar para hidrógeno, pero se deberán hacer algunos cambios en el caso de compresores centrífugas, debido al aumento del flujo volumétrico de este gas [85]. Respecto a las estaciones de reducción de presión, el principal cambio es que el hidrógeno se calienta durante su expansión (al contrario que el gas natural), por tanto existen inquietudes respecto a si serán necesarias estaciones intermedias de enfriamiento.

Respecto a las mediciones de flujo, dadas las características físicas del hidrógeno en relación al gas natural, nuevos equipos deberán instalarse en las redes de distribución para medir su consumo.

Es importante tener en cuenta que para una misma red de gas utilizada con la misma presión, el hidrógeno transportará en torno a un 20-30 % menos de energía que el gas natural [85].

Una de las dificultades de utilizar la red existente de gas es, además de la existencia de posibles fisuras y fugas, la ausencia de información sobre las redes, en particular para aquellas de distribución [85].



4

Seguridad en el uso del hidrógeno



- ▶ Solo en Estados Unidos se producen y usan sin peligro más de 9 millones de toneladas de hidrógeno al año.
- ▶ El hidrógeno es el elemento más liviano y pequeño, y es gaseoso a condiciones normales. Este es 14 veces más liviano que el aire, por lo tanto asciende y se dispersa rápidamente.
- ▶ El hidrógeno y el gas natural tienen temperaturas de auto ignición similares y es 2 veces más alta que el vapor de la gasolina, y en condiciones óptimas de combustión, el hidrógeno puede encenderse con mínima energía (ej. una pequeña chispa).
- ▶ Como todos los combustibles, las medidas de seguridad del hidrógeno apuntan a tres factores de combustión: fuente de ignición (chispa o calor), oxidante (aire) y combustible.
- ▶ El hidrógeno al ser el elemento más ligero de la tierra, se volatiliza muy rápidamente en el aire. En cambio, la gasolina se evapora más lentamente y tiene una densidad mayor que el aire, por lo que el vapor de gasolina permanece en el suelo durante mucho tiempo, donde es más probable que se encienda.
- ▶ La mayoría de las medidas de seguridad apuntan al no confinamiento del hidrógeno, por lo tanto la ventilación es fundamental.



4.1. ¿Es seguro el hidrógeno?

El hidrógeno ha sido utilizado de forma segura por muchas décadas en la industria [86]. Solo en Estados Unidos se producen y usan sin peligro más de 9 millones de toneladas de hidrógeno al año, el cual es utilizado en aplicaciones químicas y metalúrgicas, en la industria alimenticia, el programa espacial, entre otras. Por lo tanto, para un uso seguro, el diseño de estructuras donde el hidrógeno es almacenado y utilizado¹⁷, debe considerar las propiedades únicas de este elemento.

4.2. Propiedades del hidrógeno

El hidrógeno es el elemento más liviano y pequeño, y es gaseoso a condiciones normales. Es 14 veces más liviano que el aire, por lo tanto asciende y se dispersa rápidamente. Solo a temperaturas muy bajas (-253°C) el hidrógeno se encuentra en estado líquido. Además, el hidrógeno es un gas incoloro, inodoro, insípido, altamente inflamable y no es tóxico, pero puede debilitar algunos metales. Al exterior en un día

soleado, la llama producto de la combustión del hidrógeno es casi invisible y solo puede ser vista con una cámara infrarroja.

En tanto, otros combustibles como el propano y el gas natural, si bien también son inodoros, se les añade olor, el cual contiene azufre para que las personas puedan detectarlo, lo cual no sucede con el H₂.

Comparación con otros combustibles

Las características del hidrógeno son similares a combustibles convencionales y de uso común. La definición de estas son:

- ▶ Densidad relativa: la densidad de la sustancia en relación a la densidad del aire.
- ▶ Temperatura de auto ignición: temperatura mínima a la cual un material inflamable arde espontáneamente en contacto con el aire.
- ▶ Rango de inflamabilidad: rango del porcentaje del gas combinado con el aire.
- ▶ Energía mínima de ignición: es la mínima energía necesaria para que se produzca el encendido.

En Tabla 9 se muestra una comparativa de las distintas características relacionadas con la seguridad.

	Hidrógeno	Gas Natural	Propano	Vapor de Gasolina	Comentario
Densidad relativa respecto al aire	0,07	0,55	1,52	4	El hidrógeno es 14 veces más ligero que el aire
Temperatura de auto ignición	1.085°C	1.003°C	914°C	450°C	El hidrógeno y el gas natural tienen temperaturas de auto ignición similares y es 2 veces más alto que el vapor de la gasolina
Rango de inflamabilidad	75%	15%	10,1%	7,6%	El rango de inflamabilidad del hidrógeno es muy amplio, especialmente cuando el ratio hidrógeno-aire es 29%
Energía mínima de ignición	0,02 mJ	0,29 mJ	0,26 mJ	0,24 mJ	En condiciones óptimas de combustión, el hidrógeno puede encenderse con mínima energía (ej. una pequeña chispa)

Tabla 9: Comparación de parámetros relevantes para la seguridad.

¹⁷ U.S. DOE Hydrogen and Fuel Cells Program.

4.3. Medidas de control de riesgos

Todos los combustibles tienen asociado algún grado de peligro, por lo tanto, el uso seguro de los combustibles se centra en prevenir situaciones donde existan los tres factores de la combustión: fuente de ignición (chispa o calor), oxidante (aire) y combustible. Considerando estos factores, la industria diseña los sistemas de combustible con controles de ingeniería apropiados y establece pautas para garantizar el manejo y uso seguro de un combustible.

El hidrógeno es un combustible y por lo tanto es peligroso. Sin embargo, en comparación con los combustibles convencionales (gasolina, diésel, gas natural) puede ser tan seguro, incluso más que estos.

La diferencia más importante entre el hidrógeno y la gasolina es que el hidrógeno es un gas y la gasolina es un líquido. El hidrógeno es el elemento más ligero de la tierra, lo que es una gran ventaja en cuanto a seguridad. Esto se debe a que el combustible se volatiliza muy rápido en el aire y solo se puede encender muy brevemente. La gasolina, por otra parte, se evapora más lento y tiene una densidad mayor que el aire. El vapor de gasolina por lo tanto, a menudo permanece en el suelo durante mucho tiempo, donde es más probable que se encienda.

Responsable de la opinión generalizada de que el hidrógeno es altamente explosivo y extremadamente peligroso son algunos prejuicios (gas oxihidrógeno, accidente Hindenburg, desastre Challenger), que se han grabado en el público.

El hidrógeno es 14 veces más ligero que el aire. Esta propiedad hace que el límite inferior de encendido se exceda rápidamente y no permanezca una mezcla inflamable, en caso de ser liberado al aire a temperatura ambiente. En caso de escape de hidrógeno, este debe ser diluido rápidamente. Por ventilación intensiva o succión, es posible evitar la formación de una mezcla inflamable.

Además, debe impedirse que el oxígeno penetre en un sistema que contiene hidrógeno, ya que si se excede el límite superior de ignición se tendrá una mezcla inflamable.

Para la ignición del hidrógeno emanado en la atmósfera deben satisfacerse dos condiciones:

- ▶ Debe haber una mezcla inflamable. El rango de inflamabilidad del hidrógeno en el aire oscila entre 4 y 75% en volumen.
- ▶ Se debe suministrar una energía de ignición suficientemente alta. La mínima energía de ignición para el hidrógeno es 0,02 mJ.

Este último valor es aproximadamente 10 veces menor que el de otros combustibles. Dado que todas las mezclas de aire-combustible son altamente inflamables, esta diferencia por sí sola no nos dice nada acerca de la peligrosidad del hidrógeno.

En la Tabla 10 se describen las características inherentes al hidrógeno, el peligro potencial y las medidas de control.

Característica	Peligro potencial	Medidas de control
Incoloro, inodoro, insípido	Imposible de detectar por un humano	Sensores de detección
Baja viscosidad, átomo muy pequeño (puede ser absorbido en materiales)	Fugas, debilitamiento de ciertos materiales que podrían resultar en fallas estructurales	Sistemas de detección de fugas, ventilación y selección adecuada de materiales
Baja densidad energética volumétrica	Almacenamiento a altas presiones	Diseño adecuado de contenedores de almacenamiento, dispositivos de alivio de presión
No respirable (sin oxígeno)	Peligro por acumulación en espacios confinados (como cualquier gas que no tiene oxígeno)	Sistemas de detección de fugas, ventilación
Amplio rango de inflamabilidad	Se puede encender en un amplio rango de concentración, por lo tanto las fugas de cualquier magnitud son de cuidado	Sistemas de detección de fugas, ventilación
Energía mínima de ignición muy baja	Una pequeña chispa lo puede encender	Ventilación, tomas de tierra, sistemas de eliminación de posibles fuentes de ignición
Baja temperatura de licuefacción	Quemaduras criogénicas y daño pulmonar	Sistemas de detección de fugas, equipos de protección personal
Rápido cambio de fase de líquido a gas	Explosiones de presión	Dispositivos de alivio de presión, sistemas de detección de fugas

Tabla 10: Características, riesgos y control relacionado al hidrógeno.

En la práctica, tres puntos constituyen el marco básico para el manejo seguro del hidrógeno:

- ▶ En primer lugar, los riesgos potenciales para la aplicación en cuestión deben ser identificados. Estos pueden resultar del sistema en sí mismo, es decir, averías, daños y deficiencias de piezas individuales. Sin embargo, es igualmente importante el análisis del entorno inmediato e indirecto de la planta, como otros equipos y riesgos estructurales, y también todas las personas que trabajan con los sistemas.
- ▶ En segundo lugar, se deben disponer instalaciones técnicas fiables para detectar fallos en componentes y sistemas, tales como una fuga, una caída de presión, calor, frío o falla de energía.
- ▶ En tercer lugar, deben analizarse los posibles efectos de las fugas de gas, en todas las condiciones en las que la aplicación debe funcionar. Para vehículos, esto significa, por ejemplo, al aire libre, en puentes, en túneles, garajes y talleres, durante la conducción y en reposo.

Un requisito central para la tecnología es evitar en gran medida errores operativos. Un coche de hidrógeno debe ser tan fácil, seguro y sin fallos de funcionamiento como un vehículo de gasolina. Esto también se aplica al mantenimiento: la tecnología debe ser tan sofisticada que prácticamente sea imposible cometer errores fatales.

Si, por ejemplo, los sistemas de hidrógeno o los sistemas de pilas de combustible deben instalarse en edificios o en contenedores, los que deben estar bien sellados y el espacio debe estar adecuadamente ventilado. Esta es la única manera de evitar que el gas se acumule en grandes cantidades. Requisitos adicionales dependerán de las condiciones estructurales y de las secuencias de operación respectivas: si es necesario, pueden ser requeridos dispositivos especiales de protección contra incendios o se deben proteger los aparatos eléctricos de explosiones y medir la concentración de gas.

Sin embargo, el hombre tiene una participación

considerable en el uso seguro del hidrógeno como fuente de energía: los que tratan con él deben estar adecuadamente entrenados. Esto también aplica a cualquier persona que conduzca un coche impulsado por hidrógeno.

4.3.1. Seguridad en vehículos

Un punto central es la pregunta sobre las condiciones bajo las cuales una mezcla de combustible y aire explota, por ejemplo, cuando el combustible se escapa después de un accidente o una fuga. En este caso, es fundamentalmente desventajoso que el hidrógeno se pueda encender en un intervalo de concentración muy grande, de 4 a 75 %. Realmente importante es solo el límite inferior, es decir, 4 % de hidrógeno en el aire para que la mezcla pueda encenderse. Sin embargo, probablemente el hidrógeno se quema antes de que se genere una mezcla explosiva; para ello se necesita por lo menos 18 % de hidrógeno en el aire. En el caso de la gasolina, este límite de detonación es solo del 1,1 %. Es decir, el vapor de gasolina explota más fácilmente que el hidrógeno.

Para que se dé una explosión o un fuego, la mezcla aire-combustible debe ser primero encendida. En el caso del hidrógeno, para esto se requiere una menor energía que para la gasolina, pero la energía de una chispa eléctrica es suficiente para encender incluso los vapores de gasolina. Esto hace que el repostaje de los vehículos de gasolina sea fundamentalmente riesgoso. Por otra parte, el hidrógeno tiene una temperatura de ignición más alta que la gasolina, por lo que esta última puede inflamarse con más facilidad que el hidrógeno en superficies calientes, como en el catalizador o en el colector de escape del vehículo.

Si una mezcla aire-combustible se ha inflamado, otros factores influyen en el proceso. En contraste con la gasolina, el hidrógeno tiene una velocidad de combustión muy alta. Por lo tanto, una llama de hidrógeno se quema muy rápidamente y debido a la baja densidad, la llama es muy elevada. Además, el hidrógeno

tiene una radiación de calor más baja que la gasolina. Esto significa que junto a una llama de hidrógeno en combustión libre, estará menos caliente que junto a una llama de gasolina, con la ventaja de que los objetos vecinos, tales como asientos de automóviles u otros vehículos no se incendian tan fácil. Esto también reduce el riesgo de quemaduras en las personas cercanas. Sin embargo, debido a que una llama de hidrógeno es apenas visible, se puede inadvertidamente entrar en ella.

Los depósitos de combustible aprobados para el tráfico también deben ser capaces de superar las temperaturas de varios cientos de grados centígrados, que pueden ocurrir en el caso del incendio de un vehículo, sin explotar. Esto se aplica a tanques de gasolina convencionales, así como a un tanque de hidrógeno líquido. Sin embargo, en el caso de una fuga en el tanque, se observan las diferentes características de los combustibles almacenados: mientras que la gasolina que se escapa, se enciende en una ancha bola de fuego irradiante y caliente, el hidrógeno arde hacia arriba con una llama apenas visible, ligeramente rojiza sin irradiar mucho calor.

Incluso en el raro caso de que una fuga en el tanque se incendie, el experimento muestra que el hidrógeno no es en absoluto más peligroso que la gasolina: por el contrario, en muchos puntos, el hidrógeno es superior a la gasolina en seguridad. Esto es especialmente cierto al aire libre. Para el uso en áreas cerradas, el hidrógeno requiere medidas diferentes de la gasolina, pero estas no son difíciles de alcanzar: lo más importante es una ventilación adecuada. El hidrógeno, al contrario que la gasolina, no es tóxico.

En el vehículo es sobre todo necesario un almacenamiento seguro del hidrógeno. Los combustibles gaseosos tienen una densidad de energía muy baja en comparación con el diésel o la gasolina: 3.000 litros de hidrógeno gaseoso contienen la misma cantidad de energía que un litro de gasolina. Por lo tanto, para alcanzar rangos de alcance comparables al de la gasolina y el diésel, el gas debe almacenarse en recipientes especiales, ya sea en forma líquida

a $-253\text{ }^{\circ}\text{C}$ o en alta presión (a 700 bar, es decir, 700 veces la presión atmosférica). El propano (GLP), por otra parte, es líquido a 20 bar. Por lo tanto, el almacenamiento de hidrógeno tiene altas demandas tecnológicas.

En todos los sistemas de hidrógeno, las partes más críticas son aquellas en contacto con el gas, tales como contenedores, tuberías, conexiones de llenado y válvulas. Los sistemas eléctricos, de medición y de control defectuosos, así como los dispositivos electrónicos de seguridad, también pueden causar problemas. Estos componentes deben soportar daños mecánicos, de incendio y errores de funcionamiento, tales como sobrellenado o montaje incorrecto. Además, los dispositivos y componentes de seguridad pueden fallar o funcionar mal.

Por lo tanto, los tanques de almacenamiento de hidrógeno ya están sujetos a una secuencia casi uniforme de medidas de garantía de calidad. Esto se aplica al diseño, es decir, a la selección del material, la resistencia, etc., así como a la producción y la prueba por un experto. También las tuberías y componentes, tales como accesorios de tanque, evaporadores, dispositivos de suministro y dispositivos eléctricos son probados.

4.4. Conclusiones con respecto a la seguridad

El hidrógeno cumple todas las condiciones para ser utilizado como combustible. Muchas de sus propiedades físicas son aún más ventajosas para la seguridad que las de la gasolina. En numerosos proyectos piloto, la tecnología del hidrógeno actual ha sido demostrada en funcionamiento cotidiano.

Sin embargo, los combustibles gaseosos requieren precauciones especiales de seguridad. Esto se aplica al hidrógeno, así como al gas natural y al gas licuado de petróleo, que ya tienen décadas de experiencia y en particular con el uso en vehículos. El elemento central en el vehículo es el almacenamiento. Los contenedores especiales y el equipo asociado deben ser fáciles y seguros de manejar, mantener y reparar.

Además, los puentes, túneles y garajes con vehículos impulsados por hidrógeno deben funcionar sin riesgo. Importante es sobre todo una ventilación suficiente. Además, modelos de cálculo permiten estimar los efectos de la fuga de gas hidrógeno para generar medidas preventivas.

Y por último, pero no menos importante, para la seguridad juega no solo la tecnología un papel importante: los sistemas con hidrógeno deben ser tan simples y seguros de operar como los elementos de los sistemas actuales. Se necesitará entrenamiento e instrucciones de operación especiales para el usuario [87].



5

Iniciativas Internacionales / Investigación y desarrollo



- ▶ Los países con mayor desarrollo de proyectos de hidrógeno son Japón, Alemania, EE.UU. (en especial el estado de California) y China.
- ▶ Para el caso del transporte en base a hidrógeno, Japón espera tener 900 estaciones de carga al 2030, Alemania 400 al 2023 y el estado de California 100 al 2021.
- ▶ Air Liquide, Linde, Alstom, Total Energy, ENGIE, Anglo American, BMW, Daimler, Honda, Hyundai, Kawasaki, Toyota, Royal Dutch y Shell firmaron en enero de 2017 en Davos, la conformación de un consejo denominado "Hydrogen Council".



5.1. Acciones internacionales por países

Diversos países han avanzado estos últimos años en el desarrollo de tecnologías del hidrógeno en distintos campos como sistemas de transporte, logística e infraestructura de distribución. Los países con mayor desarrollo de proyectos de hidrógeno son Japón, Alemania, EE.UU. (en especial el estado de California) y China.

Varios artículos que han recopilado la actividad de distintas industrias y la academia, coinciden con el presente documento en que Japón es quien lidera el desarrollo tecnológico asociado al hidrógeno en estos momentos [5] [88].

Japón



En Japón, el Plan Estratégico de Energía para implementar dicho desarrollo fue aprobado por el Gobierno en 2015. En este se afirma que es esencial para Japón formular una hoja de ruta hacia la realización de una “sociedad del hidrógeno”. El programa contempla todos los sectores concebibles para hacer uso del hidrógeno, objetivos a alcanzar en cada paso de fabricación, transporte y almacenamiento de hidrógeno y esfuerzos de colaboración entre la industria, la academia y el gobierno para lograr estos objetivos.

Un catalizador para esto son los Juegos Olímpicos de Tokio en 2020, una demostración importante de las proezas tecnológicas de Japón. La capital ha anunciado planes para gastar 45.200 millones de yenes (400 millones USD) en subsidios de vehículos de celdas de combustible y estaciones de hidrógeno para el momento de los juegos. Toyota prevé más de 100 autobuses de celdas de combustible transitando en la capital del país para entonces [89].

El primer ministro japonés, Shinzo Abe, se ha convertido en un defensor del hidrógeno, tanto para estimular el desarrollo de la tecnología como para ayudar a la nación pobre en recursos naturales a reducir los gases de efecto invernadero. Desde el cierre de la mayoría de

sus reactores nucleares, producto del desastre de Fukushima, Japón depende aún más de combustibles fósiles, lo que ha provocado que la tecnología basada en hidrógeno avance de manera prioritaria.

“La energía de hidrógeno es un as para la seguridad energética y las medidas contra el calentamiento global”, dijo Abe en un discurso ante el parlamento el 20 de enero de 2017. “Gracias a la desregulación, una futura sociedad de hidrógeno está por comenzar aquí en Japón” [90].

Los programas japoneses prevén importaciones masivas de hidrógeno para transporte marítimo desde Australia y muchas otras partes del mundo. En el corto plazo, el hidrógeno será producido por la gasificación del carbón y otros hidrocarburos combinados con el secuestro de carbón, pero a medio y largo plazo se prevé que será reemplazado por hidrógeno a partir de recursos renovables [90].

Las razones del fuerte desarrollo que se observa en Japón se debe principalmente al incentivo público para el desarrollo de una economía de hidrógeno, sustentada en los siguientes valores [91] [51]:

- ▶ **Inexistencia de combustibles locales:** Japón es un importador neto de energía, a través de embarques de petróleo, gas y carbón. Al 2013, las fuentes locales renovables no superaban el 9% del uso total de energía. Esto fue particularmente relevante luego del cierre de las plantas nucleares en Japón producto del desastre de Fukushima. Dado que el hidrógeno puede ser producido a partir de distintas fuentes, su uso contribuye a la diversificación energética del país.
- ▶ **Resiliencia:** las celdas de combustible por su naturaleza funcionan como sistemas eléctricos distribuidos. Dado que Japón es un país altamente sísmico, sujeto a desastres naturales como terremotos y maremotos, además de tormentas, el país requiere de fuentes que operen independientemente del sistema eléctrico. Además, un auto o bus eléctrico que utilice celdas de combustible puede ser utilizado como un generador propio cuando sea requerido.

- ▶ **Cambio climático y medio ambiente:** encontrar una alternativa de transporte que contribuya a reducir el cambio climático y emisiones contaminantes al medio ambiente.
- ▶ **Nuevos trabajos:** la nación aspira a desarrollar nuevos trabajos de alta calidad en términos de desarrollo humano.

Estados Unidos (California)



El estado de California ha asumido un compromiso energético en apoyar la implementación de estaciones de hidrógeno para cubrir la demanda anticipada de combustible para vehículos con pila de combustible. Este compromiso es de 20 MM USD/año desde 2014 hasta 2024, 10 años que resultan en un compromiso de 200 MM USD para llevar el número total de estaciones a 100 en 2021 [92].

China



En China, el hidrógeno también ha atraído el interés del gobierno de alto nivel, que atribuyó una prioridad significativa a la investigación y el desarrollo en las áreas de hidrógeno y celdas de combustibles [93]. Las estaciones de reabastecimiento de hidrógeno y otras infraestructuras se han establecido con éxito en Beijing y Shangai [94]. El gobierno chino anunció el 8 de noviembre de 2016 que planea construir infraestructura de hidrógeno para soportar alrededor de 50.000 vehículos de celdas de combustible de cero emisiones para el año 2025, aumentando rápidamente a 1 millón para 2030 [95].

Canadá



Canadá también juega un papel de liderazgo a través de la investigación y el desarrollo a la comercialización, a menudo en asociación con empresas y agencias de investigación de otros países. Este trabajo de desarrollo ha llevado, por ejemplo, a pedidos internacionales de más de 3.300 autobuses y trenes de cercanías con celdas de combustible en 2016, creando por primera vez la oportunidad de ver volúmenes suficientes de producción de esta tecnología en autobuses para alcanzar la categoría comercial en el corto plazo [96].

En la Tabla 11 y en la Tabla 12 se presentan las iniciativas asociadas a la producción, transporte y uso de hidrógeno en distintos países, ordenados respecto a la cantidad de iniciativas.

	 Japón	 Alemania	 EE.UU. California	 China	 Gran Bretaña
 Estaciones de carga de hidrógeno para vehículos	80 existentes 160 al 2020 320 al 2025 900 al 2030	41 existentes 100 al 2019 400 al 2023	44 al 2017 74 al 2020 100 al 2021	6 al 2018 100 al 2020 1.000 al 2025	65 al 2020
 Electrolizadores de gran tamaño	10 MW al 2020	23 existentes 3 proyectos			
 Autos en base a FC	400 existentes 40.000 al 2020 800.000 al 2030	260 existentes 10% del parque será FCV al 2035	300 existentes	100 al 2017 5.000 al 2020 50.000 al 2025	
 Buses en base a FC	100 planeados al 2020	16 existentes 51 planeados	25 existentes 35 planeados	23 existentes 300 planeados	18 existentes 58 planeados
 Camiones en base a FC					
 Montacargas en base a FC	2 existentes 20 al 2018 180 al 2020		350 existentes		
 Trenes en base a FC		96 km		46 km	
 Barcos en base a FC					
 Importación de hidrógeno	Piloto importación H ₂ de Australia, 2018				
 Compañías productoras de vehículos en base a FC	2	3	1		
 Políticas de fomento	Subsidio a la compra de automóviles, 6.000 casas en la villa olímpica con celdas de combustible al 2020, 5,3 millones de equipos en casas al 2030	Programa de innovación nacional para H ₂ y tecnología de celdas de combustible (NIP)	Subsidio a la compra de automóviles. Programa de movilidad H ₂	Infraestructura para carga de 50.000 vehículos al 2025, y 1 millón al 2030	Programa de movilidad H ₂

Tabla 11: Iniciativas en torno a la producción y uso de hidrógeno en el mundo (países con mayor desarrollo) [50] [92] [97] [98].



	Corea del Sur	Francia	Noruega	Dinamarca	Canadá
Estaciones de carga de hidrógeno para vehículos	2 310 al 2022	30	100 al 2018		
Electrolizadores de gran tamaño					
Autos en base a FC		1.000 al 2018	10.000 al 2025		
Buses en base a FC	100 al 2020	8 al 2019	5 100 al 2025	10 planeados	20
Camiones en base a FC			4		
Montacargas en base a FC		46			
Trenes en base a FC					
Barcos en base a FC			1 ferry al 2020		
Importación de hidrógeno					
Compañías productoras de vehículos en base a FC	1				
Políticas de fomento		Programa de movilidad H ₂		Exención de impuestos a compra de vehículos en base a celdas de combustible	

Tabla 12: Iniciativas en torno a la producción y uso de hidrógeno en el mundo (cont.) [99] [100].

5.2. Iniciativas internacionales conjuntas

Las compañías de gases industriales Air Liquide, Linde, la productora de equipos eléctricos y movilidad Alstom, las generadoras de energía Total Energy y ENGIE, la minera Anglo American, las productoras de automóviles BMW, Daimler, Honda, Hyundai, Kawasaki, Toyota y la extractora y distribuidora de combustibles fósiles Royal Dutch Shell, firmaron en enero de 2017 en la ciudad de Davos (Suiza), la conformación de un consejo denominado "Hydrogen Council" que tiene como objetivo fomentar las tecnologías de hidrógeno en diversas áreas para apoyar la transición energética que limite el cambio climático a 2°C [101]. Se espera una inversión anual en torno a 1,4 billones de euros. El

documento con el manifiesto de las compañías puede ser visto en las páginas respectivas de cada empresa [102].

El 30 de Enero de 2017 los gigantes automovilísticos General Motors y Honda firmaron el establecimiento de una industria en conjunto para la fabricación de celdas de combustible en Michigan, EE.UU.

En Europa, "Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking" (FCH JU) es una asociación de socios públicos y privados que apoya las actividades de investigación, desarrollo tecnológico y demostración de las celdas de combustible y del hidrógeno, con el fin de acelerar la introducción en el mercado de estas tecnologías.

Los tres miembros de la FCH JU son la Comisión Europea, las industrias de celdas de combustible de hidrógeno, representadas por Hydrogen Europe y la comunidad de investigación representada por el Grupo de Investigación N.ERGHY.

El objetivo general es implementar un programa óptimo de investigación e innovación a nivel de la UE para desarrollar una cartera de soluciones limpias y eficientes que exploten las propiedades del hidrógeno como portador de energía y celdas de combustible como convertidores de energía hasta el punto de estar preparados para el mercado el 2020.

Varios estudios sobre hidrógeno han sido financiados por FCH JU. El informe “Desarrollo de la electrólisis del agua en la Unión Europea” [103] ha sido encargado por FCH JU para comprender mejor las condiciones en las que la producción de hidrógeno, a través de la electrólisis del agua, desempeñan un papel en el sistema energético. FCH JU ha apoyado la investigación y el desarrollo de la tecnología de electrolizador y proyectos de aplicación, con el objetivo de aumentar la eficiencia energética de la producción de hidrógeno electrolítico a partir de fuentes renovables y reducir los costos.

El “Estudio sobre el hidrógeno a partir de recursos renovables en la UE” [104] complementa estas actividades centrándose en la generación de hidrógeno renovable que no sea la electrólisis.

El estudio sobre “Los primeros casos de negocio para el hidrógeno en el almacenamiento de energía y las aplicaciones más amplias de hidrógeno a electricidad” [105] se centra en los casos iniciales de negocio y su posible replicabilidad dentro de la UE a partir de ahora hasta 2025.

El proyecto europeo H2FUTURE con una financiación de unos 11 MM euros y un presupuesto de unos 18 MM euros de FCH JU, reúne al fabricante de acero Voestalpine y Siemens, fabricante de electrolizadores PEM, para realizar una demostración de 26 meses de una planta de electrólisis de 6 MW instalada en la planta de producción de Voestalpine en Austria [106].

Se estudia también el uso del hidrógeno para la industria siderúrgica. Esto implica una evaluación técnica, económica y ambiental de los resultados experimentales. El despliegue de cada resultado se proporciona junto con las recomendaciones normativas y reglamentarias para acelerar el despliegue en la industria del acero y los fertilizantes, usando H₂ con baja huella de CO₂ proporcionadas por unidades de electrólisis que utilizan electricidad renovable.

A nivel mundial, la Asociación Internacional para la Energía del Hidrógeno (IAHE) se había establecido en los años setenta y comenzó a trabajar en el tema. Organiza las Conferencias Bienales de la Energía Mundial del Hidrógeno (WHEC) proporcionando una plataforma para formar la Comunidad de Energía del Hidrógeno: científicos, ingenieros de energía, ambientalistas, tomadores de decisiones y pensadores del futuro de la humanidad y del planeta Tierra [94].

Otros proyectos internacionales

- ▶ Iniciativa H2 Mobility para establecer una infraestructura nacional de hidrógeno en Alemania.
- ▶ Clean Energy Partnership (CEP) para demostrar la viabilidad del H2 como combustible de transporte en condiciones reales. 13 socios industriales están involucrados en este proyecto: Air Liquide, Audi, BMW, Daimler, H2 Mobility, Honda, Hyundai, Linde, OMV, Shell, Total, Toyota y Westfalen.
- ▶ Proyecto Zero-Regio para establecer una infraestructura de abastecimiento de combustible para automóviles impulsados por hidrógeno en dos centros urbanos densamente poblados en Europa.
- ▶ California Fuel Cell Partnership para colaborar en actividades que avancen en el desarrollo de la tecnología de celdas de combustible.
- ▶ Proyecto CHIC para promover la comercialización, la aceptación de la comunidad y la amplia introducción de autobuses con Fuel Cell en toda Europa.
- ▶ Proyecto ZEMSHIPS para establecer barcos de hidrógeno ecológicos y de cero emisiones para las vías navegables interiores de Hamburgo.
- ▶ Proyecto HyWays para desarrollar una hoja de ruta europea de energía del hidrógeno.
- ▶ Consorcio StorHy dedicado al desarrollo de tecnologías de almacenamiento de hidrógeno para la industria del automóvil.
- ▶ El consorcio HydroGEN está dirigido por NREL (National Renewable Energy Laboratory) e incluye a Lawrence Berkeley National Laboratory, Sandia National Laboratories, Idaho National Laboratory, Lawrence Livermore National Laboratory y Savannah River National Laboratory. HydroGEN es financiado por la Oficina de Tecnologías de Celdas de Combustible del DOE en la Oficina de Eficiencia Energética y Energía Renovable.
- ▶ Muchos proyectos europeos tienen como objetivo la producción de hidrógeno a través de diferentes rutas, por ejemplo: HYDROSOL-PLANT [107] mediante el proceso termoquímico solar; SOPHIA [108] vía electrólisis de alta temperatura solar; SOL2HY2 mediante el ciclo híbrido de azufre, SOLREF [109] vía reformado solar.



6



Situación del hidrógeno en Chile

- ▶ En Chile, el hidrógeno es utilizado en refinerías para el hidrotratamiento, hidrocracking y desulfuración de los combustibles, además en la fabricación de aceites y margarinas, pulido superficial y el requemado de bordes en artículos de vidrio, como refrigerante y en tratamientos térmicos y termoquímicos.
- ▶ Solo Linde Gas Chile S.A. e Hidrógenos Biobío tienen plantas de producción de hidrógeno en el país.
- ▶ En Chile todavía no existen normas específicas al hidrógeno, pero sí para el manejo de gases industriales.
- ▶ Distintas universidades del país están investigando sobre sistemas y métodos de producción, nuevos materiales, optimización de procesos y almacenamiento. Estas son las siguientes: Universidad Técnica Federico Santa María, Universidad de Chile, Pontificia Universidad Católica de Chile, Universidad Católica de Valparaíso, Universidad de Santiago de Chile, Universidad Andrés Bello, Universidad de la Frontera y Universidad de Concepción.



6.1. Uso actual del hidrógeno en Chile

Como ya se mencionó en los capítulos anteriores, el hidrógeno a nivel mundial tiene diversas aplicaciones. El hidrógeno que se produce y distribuye en Chile se utiliza principalmente para procesos en refinerías. Otras aplicaciones son de menor volumen en el campo de la alimentación y procesos especiales.

Refinerías

El mayor uso del hidrógeno en Chile se utiliza en refinerías para el hidrotratamiento, hidrocracking¹⁸ y desulfuración de los combustibles. La demanda por combustibles con menor contenido de azufre, junto a la reducción de la demanda por crudos ligeros y “dulces”, ha producido un aumento en la demanda de hidrógeno a nivel mundial [6].

Alimentos

Una aplicación importante del uso del hidrógeno en la industria de alimentos es la hidrogenación de las grasas. Es utilizado ampliamente en la fabricación de aceites y margarinas, ya que estas en contacto con oxígeno se descomponen. Para estabilizar estos aceites y así aumentar su periodo de conservación, se utiliza la hidrogenación, que significa que los ácidos grasos tienen que convertirse químicamente para reducir la cantidad de enlaces dobles. En términos prácticos, la hidrogenación vuelve el aceite mucho más estable y no se descompone tan rápido como el aceite no tratado [110].

Industria del vidrio

En la fabricación de vidrios especiales se usa el hidrógeno para realizar el pulido superficial de artículos de vidrio y el requemado de bordes tras el proceso de conformado. Con este procedimiento se eliminan las marcas creadas por los moldes terminales de los frascos o para

pulir los bordes puntiagudos de los productos de servicio de mesa. Esto les da a los productos de vidrio, incluyendo artículos finos como vajillas, frascos de perfume y artículos de cristal, un aspecto suave y brillante [111].

Sistemas de generación de energía

En las turbinas termoeléctricas se usa como refrigerante. El hidrógeno seco se utiliza para enfriar generadores eléctricos debido a su alta conductividad térmica y baja viscosidad. El aumento en el nivel de humedad del hidrógeno puede disminuir la eficiencia de enfriamiento, reducir la capacidad de aislamiento y producir la corrosión de las piezas del generador; en el peor de los casos, puede ocasionar la falla total del generador [112].

Tratamiento térmico

Los tratamientos térmicos y termoquímicos son operaciones para mejorar las propiedades físicas y en ocasiones químicas, de un material metálico o no, usando para ello hornos de atmósfera controlada o llama directa.

El tratamiento térmico implica un ciclo controlado de calentamiento, mantenimiento y enfriamiento, a fin de conseguir los resultados deseados como el endurecimiento o el ablandamiento de un material [113].

Internacionalmente por ejemplo, en la industria Aeroespacial y Aeronáutica, el hidrógeno se utiliza en procesos de recocido donde se mantiene una atmósfera controlada en el proceso de calentamiento, mantención y enfriamiento controlado. Así como en la soldadura brazing¹⁹ donde se utiliza el hidrógeno y nitrógeno para minimizar y reducir la formación de óxidos, lo que asegura la producción de uniones metálicas de alta calidad. También en el proceso de sellado hermético / inertizado, se utiliza para crear una atmósfera adecuada para prevenir la oxidación del metal y asegurar el ambiente inerte para producir las piezas de alta calidad [114].

¹⁸ Descomposición de una sustancia en compuestos más simples en presencia de hidrógeno.

¹⁹ Proceso donde se calienta un metal a su temperatura de fusión y una vez en estado líquido se distribuye uniformemente entre dos piezas unidas por capilaridad.

6.2. ¿Dónde se produce H₂ en Chile?

Actualmente, en Chile existen alrededor de 6 empresas que se dedican a la producción y venta de gases industriales, pero solo 2 de ellas, Linde Gas Chile S.A e Hidrógenos Biobío tienen plantas de producción de hidrógeno. La producción de hidrógeno comercial en Chile se basa en la tecnología de reformación de gas metano con vapor.

A continuación, se describen brevemente las empresas productoras de hidrógeno en Chile.

Linde Chile S.A.

Linde Gas es una compañía alemana, fundada en 1979, con sede central en Múnich. Los gases industriales de Linde se comercializan en más de 60 países de América, Europa, África, Asia y las regiones del Pacífico Sur. Linde Group opera con muchas marcas locales reconocidas incluyendo Linde Gas, BOC, AGA, Chemogas, Afrox y TIG²⁰. El nivel de ventas del grupo para el año 2015 fueron 17.944 MM € [115]. El año 2000 la compañía sueca AGA es adquirida por el Grupo Linde, por tanto esta empresa en Chile, que llevaba desde 1920 produciendo, distribuyendo y comercializando gases industriales y medicinales, pasó a llamarse Linde Gas Chile S.A. En Chile, Linde está presente en Concón, Valparaíso, Santiago, Concepción, Temuco, Valdivia, Puerto Montt y Punta Arenas.

En relación a la producción de hidrógeno en Chile, el año 2003 la empresa Linde se adjudica la licitación internacional para la provisión de hidrógeno con el fin de reducir el contenido de azufre del diésel producido en la refinería Aconcagua, perteneciente a la empresa ENAP. Además, Linde se encarga de la construcción, operación y cierre de la planta. La planta se construyó el año 2005, con un costo total de 70 MM USD y está ubicada en los terrenos de ENAP en la comuna de Concón. Inicia sus operaciones en julio de 2006, con una capacidad de producción de 4.200 kg/h de hidrógeno (46.700 Nm³/h) a 21 bar y 30 °C, para suplir la demanda de hidrógeno de ENAP, de 3.003 kg/h (36.000 Nm³/h), a través de cañerías.

Esta planta de producción de hidrógeno utiliza reformado de metano con vapor con una eficiencia térmica de 85 %. Se utiliza como insumo gas natural de red y como insumos secundarios nafta y gas licuado de petróleo, los cuales son provistos a través de una conexión con ENAP. La planta genera como subproducto vapor a alta temperatura, el cual se envía a las instalaciones de ENAP. La vida útil del proyecto se estima en 15 años.

El proyecto contempló, además, una planta donde el CO₂ emitido es captado, recuperado y envasado para su comercialización a través de camiones.

Dentro del proyecto también se contempla la distribución de hidrógeno para clientes externos, con una demanda de alrededor de 4.500 kg/mes (50.000 Nm³), distribuido a través de camiones. Los camiones (tube tráiler) son cargados a 183 bar y temperatura ambiente, y pueden cargar 450 kg a esa presión (5.000 Nm³).

Respecto a seguridad, la planta se ha operado durante 10 años sin incidentes. Además, se encuentra completamente automatizada, lo que permite su control a distancia y su cierre automático en condiciones de emergencia.

Hitos internacionales de Linde en el uso del hidrógeno:

- ▶ Entrega de la primera estación de reabastecimiento de vehículos de hidrógeno de acceso abierto del Reino Unido en la fábrica de Honda en Swindon.
- ▶ Proveedor exclusivo de hidrógeno para los coches de pila de combustible operados por la Clean Energy Partnership (CEP) en Hannover Messe 2013, la feria industrial más grande del mundo.
- ▶ Tecnología de reabastecimiento para la primera estación de demostración de la empresa Shell Deutschland Oil GmbH. Se encuentra en las instalaciones de la estación de servicio de Shell Sachsendamm en Berlín.
- ▶ La filial de Linde Group BeeZero en Múnich entrega el primer servicio de car sharing con vehículos eléctricos de pila de combustible de hidrógeno, contando con 50 vehículos Hyundai ix35 Fuel Cell para uso público.

²⁰ http://www.linde-gas.com.ar/es/products_and_supply/packaged_chemicals/index.html.

Hidrógeno a partir de fuentes renovables

A mediados de 2009, Linde construyó una planta de producción de hidrógeno a partir del glicerol (glicerina). Este compuesto es un subproducto de la producción de biodiesel. Esta planta demostrativa se encuentra en las instalaciones de Linde en Leuna, Alemania.

- ▶ Participación conjunta con Siemens en el parque tecnológico "Energiepark Mainz", en la ciudad de Mainz, Alemania, donde el objetivo principal es el desarrollo, la prueba y la aplicación de tecnologías innovadoras para la producción de hidrógeno por medio de la electrólisis alimentada por energías renovables.
- ▶ En América Latina, Linde cuenta con una planta de electrólisis en Colombia construida en los años 90.
- ▶ Junto con Total Energy, Linde ha implementado 21 estaciones públicas de recarga, en las regiones metropolitanas de Alemania, como Berlín, Hamburgo, el Rhine/Ruhr, Stuttgart y Múnich.

Hidrógenos del Biobío S.A.

La Compañía de Hidrógeno Biobío S.A. (CHBB) es propietaria de una planta productora de hidrógeno de alta pureza, destinada exclusivamente a abastecer a la Refinería Biobío de la Empresa Nacional del Petróleo (ENAP), ubicada en Hualpén, VIII Región. CHBB es controlada por el grupo Sigdo Koppers a través de su filial SK Inversiones Petroquímicas S.A. en un 90% [116], ENAP y Enap Refinerías es dueña del 10 % restante.

La tecnología para producción de hidrógeno es reformado de gas metano con vapor y la planta contempló un presupuesto de 32 MM USD, un contrato por 15 años donde ENAP paga a CHBB un flujo anual fijo independientemente de la producción de la planta. Entró en operación el 2005 y el año 2007 se implementó un sistema de recuperación de CO₂ del proceso, conteniendo en torno al 48 % de sus emisiones en el proceso de reformado.

Indura (Grupo AIR PRODUCTS)

Empresa perteneciente al grupo norteamericano Air Products, el cual fue fundado en 1940 con sede central en Allentown, Pensilvania, EE.UU. Los ingresos anuales por ventas del grupo en 2015 ascendían a 9.895 MM USD y cuenta con aproximadamente 19.000 empleados distribuidos en 50 países.

En el caso de Chile, Indura cuenta con dos plantas de producción de hidrógeno:

Alimentación de hidrógeno para planta Vidrios Lirquén

Planta INDURA Lirquén. En los años 90' INDURA S.A. construye una planta ASU (planta de separación de aire) y una planta de hidrógeno para abastecer los requerimientos en el proceso llamado "Baño de estaño" en el proceso de vidrio flotado de la planta Vidrios Lirquén (vidrio plano).

La producción de hidrógeno se lleva a cabo mediante una planta de electrólisis bajo la operación de INDURA S.A., la cual, es capaz de producir hidrógeno de alta pureza (99,999 %). Dicha planta entró en funcionamiento el año 1996.

Hidrógeno en INDURA S.A.

Una segunda planta de hidrógeno es puesta en marcha para las operaciones de la Planta ASU INDURA Graneros.

Desde estas plantas de hidrógeno de alta pureza, INDURA S.A. logra comercializar hidrógeno a la industria nacional. Dicha comercialización es mediante cilindros de hidrógeno a alta presión para procesos específicos, los cuales, en su mayoría se enmarcan en conseguir atmósferas reductoras a fin de evitar oxidaciones.

Cabe mencionar también que el grupo Air Products desarrolló una estación de carga de hidrógeno renovable utilizando biogás en California [119].

6.3. Otras empresas de gases industriales

En Chile existen más empresas, las cuales internacionalmente tienen producción y distribución de hidrógeno, sin embargo, en el país están enfocados en otros gases, tales como oxígeno, nitrógeno, helio, argón, entre otros. Estas empresas tienen el conocimiento técnico internacional para la generación y distribución de hidrógeno en nuestro país, por lo que son listadas en la Tabla 13.

Nombre	Descripción	Actividades con H ₂	Presencia local
Air Liquide	Empresa multinacional de origen francés fundada en 1902 con sede central en París. Cuenta con 75 filiales alrededor del mundo. Es una de las principales empresas de producción y comercialización de gases industriales y médicos, con un ingreso anual de 16.380 MM € al 2015 [117].	El grupo tiene un programa dedicado a producir al menos un 50 % del hidrógeno para automóviles a partir de procesos sin huella de carbono al 2020, combinando: reformación de biogás, uso de energías renovables a través de electrólisis del agua y uso de tecnologías de captura de CO ₂ en procesos de producción a través de gas natural. Como grupo a nivel mundial han puesto en servicio más de 75 estaciones de carga de vehículos que utilizan celdas de combustible.	Santiago, Iquique, Calama, Antofagasta, Viña del Mar, Concepción y Puerto Montt.
Praxair	Empresa multinacional de origen norteamericano fundada en 1907 con sede central en Danbury, estado de Connecticut. Entregan gases, ofrecen servicios industriales asociados a la producción y entrega, operaciones con gasoductos o producción in situ. Tiene presencia en más de 30 países, con un ingreso por ventas anuales de 10.776 MM USD al 2015 [118].		Antofagasta, Copiapó, Santiago, Rancagua, Concepción y Puerto Varas.

Tabla 13: Empresas internacionales de gases industriales presentes en Chile.

6.4. Normativa de gases industriales en Chile

En Chile todavía no existen normas específicas al hidrógeno, pero sí para el manejo de gases industriales. Generalmente, las compañías se guían por estándares internos y/o internacionales.

En relación al gas hidrógeno, las normas y decretos chilenos que involucran la identificación de los gases y el transporte son:

- ▶ NCh1377.Of1990 Gases comprimidos - Cilindros de gas para uso industrial - Marcas para identificación del contenido y de los riesgos inherentes.
- ▶ NCh1025.Of1990 Gases comprimidos - Cilindros de gas para uso médico y para esterilización - Marcas de identificación del contenido y de los riesgos inherentes.
- ▶ DS N°280, de 2009, del Ministerio de Economía, Reglamento de Seguridad del Transporte y Distribución de Gas de Red.

La Organización Internacional de Normalización (ISO) creó en 1990 el Comité Técnico ISO/TC 197 para las tecnologías del hidrógeno "hydrogen technologies". En él intervienen 15 países participantes, 15 observadores y colabora con otros 15 comités ISO/IEC. El comité trabaja conjuntamente con el Foro Mundial de la Naciones Unidas para la Normalización de las Regulaciones de Vehículos.

La Comisión Electrotécnica Internacional (IEC), es la organización que prepara y publica la normativa internacional para todos los temas relacionados con la electricidad, electrónica y tecnologías relacionadas. Su trabajo sirve de base para la normalización nacional en los diferentes países y como referencia en las relaciones internacionales [120].

En la Tabla 14, se recogen algunas de las normas publicadas hasta la fecha o actualmente en estudio.

Normativa	Descripción
ISO 13984:1999	Liquid hydrogen -- Land vehicle fuelling system interface
ISO 13985:2006	Liquid hydrogen -- Land vehicle fuel tanks
ISO 14687:1999 (ISO 14687:1999/ Cor 1:2001, ISO 14687:1999/ CD Cor 2)	Hydrogen fuel -- Product specification
ISO/PRF TS 14687-2	Hydrogen fuel -- Product specification -- Part 2: Proton exchange membrane (PEM) fuel cell applications for road vehicles
ISO/PAS 15594:2004	Airport hydrogen fuelling facility operations
ISO/DIS 15869.2	Gaseous hydrogen and hydrogen blends -- Land vehicle fuel tanks
ISO/TR 15916:2004	Basic considerations for the safety of hydrogen systems
ISO 16110-1:2007	Hydrogen generators using fuel processing technologies -- Part 1: Safety
ISO/CD 16110-2	Hydrogen generators using fuel processing technologies -- Part 2: Procedures to determine efficiency
ISO/DIS 16111	Transportable gas storage devices -- Hydrogen absorbed in reversible metal hydride
ISO/TS 16111:2006	Transportable gas storage devices -- Hydrogen absorbed in reversible metal hydride
ISO/CD TS 20012	Gaseous hydrogen -- Service stations
ISO/DIS 22734-1	Hydrogen generators using water electrolysis process -- Part 1: Industrial and commercial applications
ISO/CD 22734-2	Hydrogen generators using water electrolysis process -- Part 2: Residential applications
ISO/CD 26142	Hydrogen detector

Tabla 14: Normativa internacional sobre hidrógeno, Fuente: Depto. Física USACH (2017).

6.5. Investigación académica

Distintas universidades del país están investigando sobre sistemas de producción, nuevos materiales y métodos de producción, optimización de procesos, almacenamiento, entre otros temas.

En la Tabla 15 se resumen las acciones que se están llevando a cabo en el ámbito académico nacional.

Universidad	Línea de Investigación
Universidad Técnica Federico Santa María	<ul style="list-style-type: none"> Producción de H₂ con materias primas (metanol, etanol, petróleo, biomasa, entre otros) Aplicación de H₂ en motor de combustión interna diésel
Universidad de Chile	<ul style="list-style-type: none"> Celdas SOE, celdas biológicas y fotoelectroquímicas Producción de H₂ a partir de reformado de gases o gasificación Desarrollo de materiales para electrolitos y electrodos de celdas SOE
Universidad Católica	<ul style="list-style-type: none"> Almacenamiento de H₂ por absorción Uso de materiales para aprovechar espectro visible de la luz (producción con fotocatalisis)
Universidad Católica de Valparaíso	<ul style="list-style-type: none"> Producción de bio-hidrógeno como fuente de energía renovable Producción de H₂ a través de procesos anaerobios
Universidad de Santiago	<ul style="list-style-type: none"> Materiales para almacenamiento de H₂ Producción de H₂ con energía eléctrica renovable (paneles solares y turbina eólica), almacenado y consumido en celda de combustible
Universidad Andrés Bello	<ul style="list-style-type: none"> Almacenamiento de H₂ por adsorción en materiales nanoestructurados Materiales catalizadores para celdas de combustible de H₂
Universidad de la Frontera	<ul style="list-style-type: none"> Generación y almacenamiento de hidrógeno generado a partir de turbinas eólicas y paneles solares
Universidad de Concepción	<ul style="list-style-type: none"> Estudio materiales para aceleración de reacción catalítica de la conversión en metano del gas de síntesis de biomasa Diseño de aleaciones metálicas y materiales nanoparticulados, para diseño de catalizadores que transforman el CO₂ en metanol utilizando hidrógeno verde

Tabla 15: Líneas de investigación de H₂ por parte de universidades nacionales.



Universidad Técnica Federico Santa María

La universidad tiene dos líneas de trabajo asociadas al hidrógeno. La primera tiene como objetivo estudiar la producción de hidrógeno, abordando tecnologías y materias primas. El Dr. Mario Toledo, jefe del Grupo de Combustión del Departamento de Ingeniería Mecánica, en el marco de los proyectos FONDECYT 11080106 y 1121188, ha utilizado la tecnología de

combustión en medios porosos (CMP) para la producción de hidrógeno, a partir de materias primas como metanol, etanol y petróleo pesado. Adicionalmente, con la tecnología de CMP ha utilizado otras materias primas como biomasa (pino, eucalipto, algas), neumáticos, carbón, metano, biogás y agua.

La segunda línea de trabajo tiene relación con la aplicación del hidrógeno en sistemas de combustión. En el Laboratorio de Termofluidos del Departamento de Ingeniería Mecánica, se ha implementado un sistema de inyección de hidrógeno a un motor ciclo diésel mediante la admisión de aire del motor.

El objetivo de esta línea de trabajo y de las pruebas empíricas es determinar cualitativa y cuantitativamente el efecto en la operación del motor diésel al incorporar hidrógeno, en base a ensayos de laboratorio.

El motor utilizado es:

- ▶ Motor a combustión interna diésel. Tipo: diésel 4 tiempos, 4 cilindros, sobrealimentado, inyección directa. Cilindrada: 1.994 [cm³]. Marca: Perkins, Modelo: M80T, Potencia: 57 [kW] a 4.000 [RPM]. Momento: 150 [Nm] a 2.600 [RPM].

La metodología y actividades realizadas consideraron la implementación del banco de ensayos, el análisis de los sistemas de control y medición de temperaturas, flujos y gases y el desarrollo de laboratorio para tres puntos de operación del motor.

Las pruebas experimentales permitieron probar, en condiciones de operación estables, un motor diésel usando petróleo diésel con hidrógeno, sin variar las condiciones de funcionamiento del motor (RPM y torque). Para ello se seleccionaron tres puntos de la curva de torque. Los parámetros operacionales y principales resultados obtenidos se muestran en la Tabla 16. En resumen, estas pruebas arrojaron lo siguiente:

- ▶ El uso de hidrógeno en el motor disminuye el consumo específico de combustible diésel respecto de la línea base para los tres puntos de operación investigados.
- ▶ Los niveles de CO₂ e hidrocarburos disminuyen.
- ▶ La eficiencia aumenta en 0,1%, 0,21% y 0,35% para 2000, 2200 y 2350 RPM, respectivamente en relación a la línea base.

Por tanto, se concluyó experimentalmente que se obtiene un mejoramiento en el consumo específico del motor diésel debido al aporte energético del hidrógeno suministrado al motor.

RPM	Torque [Nm]		Consumo específico [gr/kWh]		Ahorro consumo específico
	Diésel (Línea Base)	Diésel con hidrógeno	Diésel (Línea Base)	Diésel con hidrógeno	
2000	106,2	106	251,7	227,8	9,50%
2200	114,9	114,8	248	226	8,90%
2350	115,1	115,1	249,5	231,5	7,20%
Se utilizan 36 l/min de hidrógeno gaseoso en los tres puntos de operación. El hidrógeno se suministra mediante la admisión de aire del motor.					

Tabla 16: Resultados pruebas empíricas introducción H₂ en motor Diésel. Fuente: UTFSM.



Universidad de Santiago

A mediados de los años 80 ya se estudiaba en el departamento de física la estructura electrónica de los hidruros metálicos [121] y el Dr. Patricio Vargas, aparte de realizar numerosas publicaciones teóricas en el tema, también dirigió algunas tesis de Magister. Los trabajos experimentales en torno al hidrógeno y con una orientación de carácter práctico [122] fueron iniciados por el Dr. Álvaro San Martín, [123], quien con financiamiento interno de la institución, implementó un laboratorio para la "Producción y estudio de aleaciones metálicas almacenadoras de hidrógeno", (DICYT 1995-2000). A estos trabajos se incorporó la Dra. Stella Ordoñez [124] del Departamento de Ingeniería Metalúrgica y juntos desarrollaron entre 1996-97 el proyecto de colaboración Científico-Académica con el Grupo Físicoquímica de Materiales del Centro Atómico Bariloche (Argentina) titulado, "Interacción del hidrógeno con aleaciones magnesio-níquel adecuadas para el almacenamiento de hidrógeno" (Fundación Antorchas, Proyecto A-13384/1-000002).

La infraestructura del laboratorio continúa desarrollándose gracias a dos proyectos de financiación interna: "Cinéticas de desorción de hidrógeno en polvos de aleaciones almacenadoras", (Doctores Álvaro San Martín y Jaime Caballero, DICYT 1998-2002) y el año 2000 con la integración a las investigaciones - y al departamento de física - del Dr. Daniel Serafini [125] "Caracterización de aleaciones Mg-Ni para electrodos negativos de baterías Ni-hidruro metálico, obtenidas mediante el proceso de aleado mecánico", (Doctores Stella Ordoñez y Daniel Serafini DICYT 2000-2001).

A partir de ese año se suceden diversos proyectos FONDECYT encabezados por la Dra. Ordoñez:

- ▶ Fabricación, caracterización y evaluación de aleaciones Mg-Ni, almacenadoras de hidrógeno, producidas mediante aleado mecánico y tratamiento térmico (Proyecto FONDECYT 1010581, 2001-2003)
- ▶ Optimization of nanostructural parameters of the Mg-Ni amorphous compound for hydrogen storage applications. (Proyecto FONDECYT 1070085, 2007-2008) y (Proyecto FONDECYT Cooperación Internacional 7070032, 2007 USACH y Universidad de Navarra, España)
- ▶ Study of the hydriding/dehydriding behaviour of nanostructured composite Mg₂Ni(1-x)M_x (M=Co, Fe, Cu) + amorphous Mg₅₀Ni₅₀ produced by milling, (Proyecto FONDECYT 1111072, 2011-2012 USACH y Universidad de Atacama)

Entre 1995 y 2016 se desarrollaron cerca de 30 trabajos de Tesis de pregrado y se completaron 5 trabajos de Doctorado en Ciencias de la Ingeniería, mención Ciencia e Ingeniería de los Materiales. Además, se generaron alrededor de 40 publicaciones indexadas (3-5) y un número similar de comunicaciones a congresos internacionales. También se mantuvo una activa presencia en el área a través de invitaciones a dictar charlas o cursos [126] [127] [128] [129] [130].

La lista a continuación, entrega detalles de los trabajos de Doctorado. Los tres primeros trabajos fueron guiados por la Dra. Ordoñez mientras que los dos últimos se realizaron bajo la guía del Dr. Serafini:

- ▶ Estudio del compuesto Mg₂Ni obtenido a través de aleado mecánico.
- ▶ Estudio de la fabricación y comportamiento frente a la hidrogenación de aleaciones Mg-Ni.
- ▶ Estudio del comportamiento del compuesto Mg₂Ni_{1-x}Cox + Mg₅₀Ni₅₀ (am) frente al proceso de hidruración.
- ▶ Síntesis en un sistema de estequiometría nominal Mg₂Co_{1-x}Cux y su comportamiento frente a los procesos de hidruración y deshidruración.

- ▶ Estudio del almacenamiento de carga y mecanismo de conducción de la perovskita de $\text{LaO}_{0.4}\text{SrO}_{0.6}\text{FeO}_{3-\delta}$.

En el año 2011 los doctores San Martín y Serafini, postulan a proyectos de I+D Aplicada del programa de InnovaChile de CORFO y desarrollan hasta fines de 2012 un proyecto Línea 1 titulado “Proyecto de Integración de Fuentes de Energía Renovable No Convencionales mediante el vector energético Hidrógeno”, código 11IDL1-10481. Luego, entre 2013 y 2016 desarrollan el proyecto de investigación y desarrollo aplicado titulado “Integración de ERNC usando hidrógeno”, código 13IDL2-18707, del mismo programa de CORFO. El proyecto de un monto final 162 millones de pesos, fue financiado por CORFO (70 %), Minera San Pedro (18 %) y USACH (12 %).

El proyecto consiste en una microred demostrativa, la cual está compuesta por módulos fotovoltaicos (3 kW) y una turbina eólica (1 kW), que producen energía eléctrica. Esta energía se usa para hacer funcionar el módulo demostrativo y alimentar un desionizador de agua que surte al electrolizador PEM que produce el hidrógeno, el cual es almacenado en hidruros metálicos. Luego, cuando la energía es requerida - y no se cuenta ni con los recursos solar ni eólico - se utiliza el hidrógeno almacenado para alimentar una celda de combustible (2,2 kW).

Los diversos componentes del módulo (adquiridos comercialmente) fueron integrados y junto con ello se diseñaron y/o construyeron los sistemas de monitoreo y control de:

- 1) la micro red,
- 2) la producción del gas hidrógeno,
- 3) almacenamiento de hidrógeno y
- 4) consumo de hidrógeno en la celda de combustible.

También se diseñaron y construyeron los circuitos hidráulicos necesarios para los procesos de absorción y desorción del hidrógeno en los hidruros metálicos.



Universidad de Chile

El grupo de investigación (Grupo de Ingeniería Electroquímica, Departamento de Ingeniería Química y Biotecnología) trabaja principalmente en las áreas de celdas de combustible y producción de hidrógeno. Hasta el momento se han desarrollado 3 memorias de título en temas relacionados con producción de energía en celdas de combustible (desde celdas de óxido sólido a celdas biológicas) y producción de hidrógeno en celdas fotoelectroquímicas. Además, están en desarrollo dos proyectos de doctorado:

- ▶ Desarrollo de ánodos para celdas de combustible del tipo carbón-aire [131]
- ▶ Desarrollo de ánodos para una celda fotoelectroquímica para electrólisis de agua [132]

Por otro lado, el Prof. Francisco Gracia trabaja en el tema de producción de hidrógeno, principalmente a partir de procesos de gasificación o reformado de gases y el Prof. Ali Akbari de Ingeniería Mecánica desarrolla materiales para electrolitos y electrodos de celdas de combustible de óxido sólido de temperatura intermedia.

Además, el postulante al grado de Doctor en ciencias de la ingeniería mención química, Felipe Díaz, presentó el trabajo titulado “Reformado de Alcoholes para la producción de hidrógeno: análisis termodinámico y propuesta de mecanismos de reacción mediante Grafos-P” [133]. El trabajo fue financiado por CONICYT y tuvo como objetivo producir hidrógeno a través del reformado de Glicerol y Etanol.



Pontificia Universidad Católica de Chile

Existen dos grupos de trabajo al interior de la universidad. El primero, liderado por el Dr. Alejandro Cabrera, quien ha estudiado el uso de metales como el paladio para el almacenamiento de hidrógeno, a través de absorción en láminas delgadas, y también el uso de materiales que permitan aprovechar el uso del espectro visible de la luz para la producción de hidrógeno, a través de fotocatalisis. Su trabajo de investigación tiene como objetivo comprender las propiedades de los materiales utilizados.

El segundo grupo vincula los departamentos de química y física en el estudio de materiales fotocatalizadores. En el marco de esta iniciativa se han dirigido trabajos como el de la entonces candidata a magíster en física Pía Homm "Producción de hidrógeno por fotoelectrólisis del agua utilizando un fotocatalizador basado en membranas de alúmina porosa", financiado por CONICYT. Se estimó la eficiencia del conjunto de un 0,9 %, similar a valores encontrados en la literatura para un sistema similar de nanotubos de titanio dopados con carbono [134]. Otro trabajo fue el dirigido por Sascha Wallentowits titulado "Producción fotocatalítica de hidrógeno a través del ajuste de longitudes de onda del espectro solar a brechas energéticas de foto conductores", financiado por CONICYT con 350 millones de pesos.



Universidad Católica de Valparaíso

El departamento de química de la universidad, ha desarrollado los siguientes temas: "Efecto del pH, concentración de sustrato en hidrógeno, tratamiento térmico y captación continua y discontinua de hidrógeno" e "Incremento de la producción de hidrógeno vía digestión anaerobia utilizando reactores en serie". Actualmente, la universidad trabaja en un segundo proyecto asociado a la producción de bio-hidrógeno ("Development of a novel extractive membrane bioreactor to improve Biohydrogen production as a ready-to-use renewable energy source") donde se desarrollan los subtemas: "Mejoramiento de la producción de hidrógeno vía digestión anaerobia mediante un reactor extractivo basado en membranas" e "Incremento de la producción de hidrógeno con glicerol mediante control biocinético del lodo anaerobio" realizado por Estela Tapia, entonces candidata a Doctor de la universidad en un programa conjunto con la Universidad Técnica Federico Santa María [135]. Otro proyecto correspondiente a cooperación científica internacional financiado por CONICYT es "Control automático de procesos de producción anaeróbica de bio-hidrógeno" por Gonzalo Ruiz (Chile) y Alejandro Vargas (México), con aportes de 2 millones de pesos el primer año.

Además, se otorgó financiamiento en el año 2008 por el proyecto Fondecyt titulado "Producción y optimización del proceso de ácido génesis para la obtención de bio-hidrógeno como fuente de energía renovable, dentro de un Sistema Global de tratamiento de residuos orgánicos".



Universidad Andrés Bello

En la universidad Andrés Bello, se han realizado estudios relacionados con el almacenamiento del hidrógeno en sólidos, así como mejora en el proceso de conversión del hidrógeno dentro de la celda de combustible. Los estudios realizados son:

1. Almacenamiento de hidrógeno molecular en materiales nanoestructurados:

En este tema se ha estudiado la adsorción de H_2 en materiales nanoestructurados de carbono como nanotubos de carbono porosos [136] y más recientemente en materiales bidimensionales en base a carbono como bifenileno (BPC) y grafeno poroso nitrogenado (C_2N) donde estas estructuras son funcionalizadas con cationes Li^+ , Na^+ , Ca^{2+} . Los resultados muestran energías de adsorción entre 0,12 y 0,29 eV/ H_2 y capacidad gravimétrica de 6,6-8,7 wt%, las que sugieren aplicaciones prometedoras de este material para el almacenamiento de H_2 [137].

2. Catalizadores para la reacción de reducción de oxígeno (ORR) en celdas de combustible de hidrógeno:

En este tema, se han estudiado moléculas como porfirinas y ftalocianinas de hierro (FeP , $FePc$) y de otros metales de transición, unidas covalentemente y no-covalentemente a nanotubos de carbono y grafeno como catalizadores para ORR. Los resultados muestran que estos complejos pueden sustituir al platino en términos de estabilidad y actividad catalítica en celdas de combustibles de hidrógeno [138] [139] [140] [141].



Universidad de la Frontera

El profesor Renato Hunter, de la Universidad de la Frontera, desarrolló un proyecto en conjunto con el Ministerio de Energía el año 2011, denominado "Generación y Almacenamiento de Energía a través de turbinas eólicas, paneles solares e hidrógeno como portador de energía".

Este proyecto propone la producción de hidrógeno y oxígeno como vectores energéticos, tanto para la generación de energía eléctrica como para la generación de calor. La propuesta fue abordada en dos etapas. La primera parte está enfocada en la manufactura de una turbina eólica de 2 kW, con alta eficiencia para bajas velocidades de viento (6-10 m/s), junto con la fabricación de paneles solares fotovoltaicos de 330 W, donde actualmente se encuentran en el diseño de detalle para ambas estructuras.

La segunda etapa corresponde a la instalación de un módulo híbrido eólico-solar-electrolizador. Este módulo cuenta con un electrolizador comercial (Angstrom-Advanced HGH-500), con capacidad para 500 ml/min de hidrógeno, un consumo máximo de 180 W y dos estanques de almacenamiento para hidrógeno y oxígeno. Además, este módulo tendrá incorporado una pila de combustible (300-1.000 W) para la generación de electricidad en el momento que esta sea requerida por el usuario final. El prototipo desarrollado tiene una potencia total disponible de 2.202 W, constituida por 360 W fotovoltaico, 1.650 W eólico y 192 W hidrógeno. Estos datos resultan en una eficiencia global del 94%. Se deberá investigar si mayores volúmenes de producción de hidrógeno y de celdas de combustible permiten bajar sustancialmente los costos de este sistema.

El sistema híbrido es presentado como un conjunto de sistemas interconectados para la producción de energía. Las condiciones de uso del sistema se encuentran asociadas a la producción de energía eléctrica por parte del sistema eólico y solar, para posteriormente utilizar esta energía en la generación de hidrógeno, el cual luego será acumulado y oxidado en una pila de combustible para la generación de energía eléctrica nuevamente.

La principal diferencia funcional, operacional y productiva, se enfoca en el cambio de almacenamiento de la energía. Convencionalmente, se utilizan baterías para el almacenamiento de la energía; mientras que el concepto planteado en el proyecto es la acumulación en un sistema libre de residuos ambientales.

Los principales beneficios se centran en la durabilidad del sistema de almacenamiento, ya que en el caso de las baterías, su vida útil dependerá de los ciclos carga-descarga de la batería y una vez finalizada su vida útil se debe proporcionar el reciclado de las baterías.



Universidad de Concepción

El Departamento de Ingeniería Química de la Universidad de Concepción estudia alternativas de producción y valorización de hidrógeno, trabajo que es llevado a cabo por el Laboratorio de Carbono y Catálisis (CarboCat). El enfoque del laboratorio es la producción de hidrógeno con baja huella de carbono. Así, se estudian dos vías de producción. La primera consiste en utilizar los abundantes desechos de biomasa forestal presentes en las regiones del centro-sur de Chile, tales como corteza y desechos de aserrado para, mediante su gasificación, producir gas de síntesis (mezcla de hidrógeno y óxidos de carbono). Este gas de síntesis debe ser sujeto a una limpieza y puede ser luego convertido en un reactor catalítico a metano. Este metano, a su vez, puede ser inyectado en las redes existentes de gas natural y utilizado como combustible.

En el laboratorio se estudian materiales catalíticos que sean baratos y permitan efectuar esta reacción con una alta velocidad. La segunda línea de investigación está relacionada con la valorización del hidrógeno para producir combustibles solares. El hidrógeno producido mediante hidrólisis a partir de energía solar, puede ser transportado y utilizado de manera más eficiente si es transformado en compuestos más densos como el metanol. En esta línea, interesa encontrar catalizadores que permitan transformar el CO₂ en metanol utilizando hidrógeno verde que sean selectivos, es decir, que generen metanol sin el acompañamiento de productos secundarios, y que además sean capaces de operar en condiciones suaves de temperatura y presión. En el laboratorio se diseñan aleaciones metálicas y materiales nanoparticulados para estas aplicaciones.

6.6. Asociaciones

El 9 de enero de 2018 un grupo de profesionales con interés en fomentar el desarrollo del uso del hidrógeno en Chile firman en Santiago, Región Metropolitana, los estatutos para formar la Asociación Chilena de Hidrógeno (H2 Chile). Esta organización tiene por objetivo fomentar el uso de este vector energético, posicionándolo como agente facilitador de la transición energética y promoviendo su utilización en aplicaciones industriales, comerciales, residenciales y de movilidad.

Con fecha 16 de febrero de 2018, H2 Chile queda inscrita en el Ministerio de Economía, Fomento y Turismo, como Asociación Gremial, N° registro 4742. De esta manera se oficializa la intención de avanzar en el posicionamiento de Chile como uno de los países líderes en la producción y exportación de Hidrógeno Verde, logrando de esta forma una mejora sustantiva en la economía, la sociedad y el medioambiente.



7

Costo de producción de hidrógeno solar en Chile



El presente capítulo incluye la realización de las primeras evaluaciones en función de estimar el costo de producir hidrógeno en Chile a partir de energías renovables, específicamente de energía solar. Estas evaluaciones son preliminares, debido al alto dinamismo de los precios de las ERNC en Chile. En las evaluaciones, se consideran las condiciones favorables que tiene el país para el desarrollo de este tipo de tecnología en términos de generación de H₂.

Estas evaluaciones y análisis corresponden a:

1. Costo de producción de hidrógeno solar en Chile
2. Evaluación técnica y económica del sobredimensionamiento de un electrolizador para aprovechar la energía solar.



7.1. Escenarios de costo de producción del hidrógeno solar

Actualmente, una alternativa comercial que permite utilizar la energía eléctrica para producir hidrógeno es a través de la electrólisis del agua, la cual puede ser suministrada por plantas fotovoltaicas, de concentración solar (CSP), eólicas, hidráulicas u otras fuentes renovables. Una de las sinergias entre equipos fotovoltaicos y electrolizadores, es que ambos operan en corriente continua, razón por la cual se reduce la necesidad de utilizar inversores (conversión DC/AC).

Para el análisis económico, se calcula el costo nivelado del hidrógeno (LCOE_{H₂})²¹ producido en USD/kg, mediante la siguiente ecuación:

$$LCOE_{H_2} = P_{inst} \cdot I \cdot \frac{FRC + M(f_p)}{h \cdot f_p \cdot Q_{H_2}} + Q_{H_2O} \cdot P_{H_2O} + Q_e \cdot P_e - Q_{O_2} \cdot P_{O_2}$$

ecuación 1

Donde los parámetros utilizados corresponden a:

- P_{inst} : Potencia instalada del electrolizador [MW]
- I : Inversión según la capacidad instalada [USD/MW]

FRC : Factor de recuperación de capital en función de la tasa de descuento

f_p : Factor de planta

$M()$: Función de costos de mantenimiento como un porcentaje de la inversión, dependiente del factor de planta

h : Horas en un año

Q_{H_2} : Capacidad de producción de hidrógeno [kg/h]

$Q_{(H_2O)}$: Cantidad de agua consumida [m³/kg de hidrógeno]

$P_{(H_2O)}$: Precio del agua [USD/m³]

Q_e : Cantidad de electricidad consumida [kWh/kg de hidrógeno]

P_e : Precio de la electricidad [USD/kWh]

Q_{O_2} : Venta de oxígeno tomando en cuenta la cantidad producida [kgO₂/kg de hidrógeno] (término opcional)

P_{O_2} : Precio de venta del oxígeno [USD/kgO₂] (término opcional)

En la Tabla 17 se presentan los parámetros utilizados para el electrolizador (técnicos y económicos) y los insumos de la planta.

Parámetros Técnicos Electrolizador		Parámetros Económicos Electrolizador	
Tipo	PEM	Inversión Escenario Alto (MM USD/MW)	1,5
Potencia (MW)	1,25	Inversión Escenario Medio (MM USD/MW)	1,2
Producción (Nm ³ /h)	225	Inversión Escenario Bajo (MM USD/MW)	0,8
Eficiencia (%)	65	Costo mantenimiento a 30% factor de planta	1,7 %
Horas de operación (h)	80.000	Costo mantenimiento a 90% factor de planta	5,0 %
Consumo de agua (l/Nm ³ H ₂)	1,5	Venta oxígeno (USD/kg O ₂)	0,03
		Vida útil (Años)	10
		Tasa de descuento (%)	10 %
Factores de conversión		Insumos	
Nm ³ a kg H ₂	0,09	Precio electricidad solar (USD/kWh)	0,0563
Energía H ₂ /kg	33,3	Precio electricidad mix renovable (USD/kWh)	0,0651
Eficiencia (kWh/kg H ₂)	51,3	Factor de planta solar (%)	30 %
Producción (kg H ₂ /h)	20,3	Factor de planta mix renovable (%)	90 %
l/m ³	0,001	Precio agua II Región Calama (USD/m ³)	1,4
Consumo agua (m ³ /kg)	0,017		
Producción oxígeno (kg O ₂ /kg H ₂)	7,8		

Tabla 17: Parámetros base para análisis económico.

²¹ Término utilizado en esta sección, análogo al LCOE, para estimar el costo del hidrógeno.

Los precios de la electricidad considerados, provienen de los resultados de las licitaciones de energía para clientes regulados, realizadas en los años 2016 y 2017. Como muestra la Tabla 18, en las licitaciones del 2017 las ofertas de energía de generadores solares oscilaron entre los 27 y 35 USD/MWh, mientras que en las licitaciones de 2016 las ofertas de proyectos nuevos, con mix renovable y con oferta de energía 24 horas, principalmente proyectos eólicos, estuvieron entre los 38 y 43 USD/MWh. A esos precios se les debe incorporar el costo por potencia, transmisión y distribución de energía, con un costo aproximado de 24,7 USD²² para obtener el costo total de la electricidad.

Se consideran dos tipos de análisis, primero uno cualitativo, visualizando la forma en que se sensibilizan todas las variables y segundo de forma cuantitativa, para obtener los precios de generación de H₂, fijando precios de compra de energía.

De esta manera, se realizó un análisis de sensibilidad para determinar los factores críticos sobre el costo nivelado de generación de hidrógeno. Para ello, se han desarrollado seis escenarios, los cuales difieren en el costo de inversión del electrolizador, costo que puede ser alto, medio o bajo y la fuente de energía eléctrica, la que puede ser comprada a una planta solar fotovoltaica con un factor de planta del 30% a un precio total de 56,3 USD/MWh o a través de la compra de electricidad a un proveedor que proporcione energía 24 horas con un mix renovable a un precio de 65,1 USD/MWh, lo que permite operar el electrolizador con un factor de planta del 90%. La Tabla 19 describe los escenarios considerados.

Descripción	Solar	Mix Renovable	
	Bloque Solar N°1-B, Licitación 2017	Bloque 24hrs N°1, Licitación 2016	
Costo Energía	Mínimo	USD 26,8	USD 38,0
	Promedio	USD 31,6	USD 40,4
	Máximo	USD 34,7	USD 43,1
Costo Potencia, Transmisión, Distribución	USD 24,7		

Tabla 18: Precio de la electricidad.

Escenario	Descripción
E1	H2 Solar Costo Inversión Alto (1,5 MM USD/MW, fp 30 %, Pe 56,3 USD/MWh, PH20 1,4 USD/m3, P02 0,03 USD/kg)
E2	H2 Solar Costo Inversión Medio (1,2 MM USD/MW, fp 30 %, Pe 56,3 USD/MWh, PH20 1,4 USD/m3, P02 0,03 USD/kg)
E3	H2 Solar Costo Inversión Bajo (0,8 MM USD/MW, fp 30 %, Pe 56,3 USD/MWh, PH20 1,4 USD/m3, P02 0,03 USD/kg)
E4	H2 Mix Renovable Costo Inversión Alto (1,5 MM USD/MW, fp 90 %, Pe 65,1 USD/MWh, PH20 1,4 USD/m3, P02 0,03 USD/kg)
E5	H2 Mix Renovable Costo Inversión Medio (1,2 MM USD/MW, fp 90 %, Pe 65,1 USD/MWh, PH20 1,4 USD/m3, P02 0,03 USD/kg)
E6	H2 Mix Renovable Costo Inversión Bajo (0,8 MM USD/MW, fp 90 %, Pe 65,1 USD /MWh, PH20 1,4 USD/m3, P02 0,03 USD/kg)

Tabla 19: Escenarios de análisis de sensibilidad.

²² Se tomó como referencia los costos de la tarifa AT4.1 de ELECDA, comuna de Calama

La Figura 33 muestra el costo nivelado (LCOE_{H2}) en los seis escenarios definidos en términos logarítmicos para identificar variaciones porcentuales sobre el LCOE_{H2}, sensibilizando en torno al precio de la electricidad, factor de planta del electrolizador, tasa de descuento, precio de venta del oxígeno, precio de compra del agua y el costo de inversión del electrolizador. Los factores de mayor impacto sobre el LCOE_{H2} son el precio de la electricidad, el factor de planta y el costo de inversión, mientras que la incidencia del precio del oxígeno y del agua es reducida.

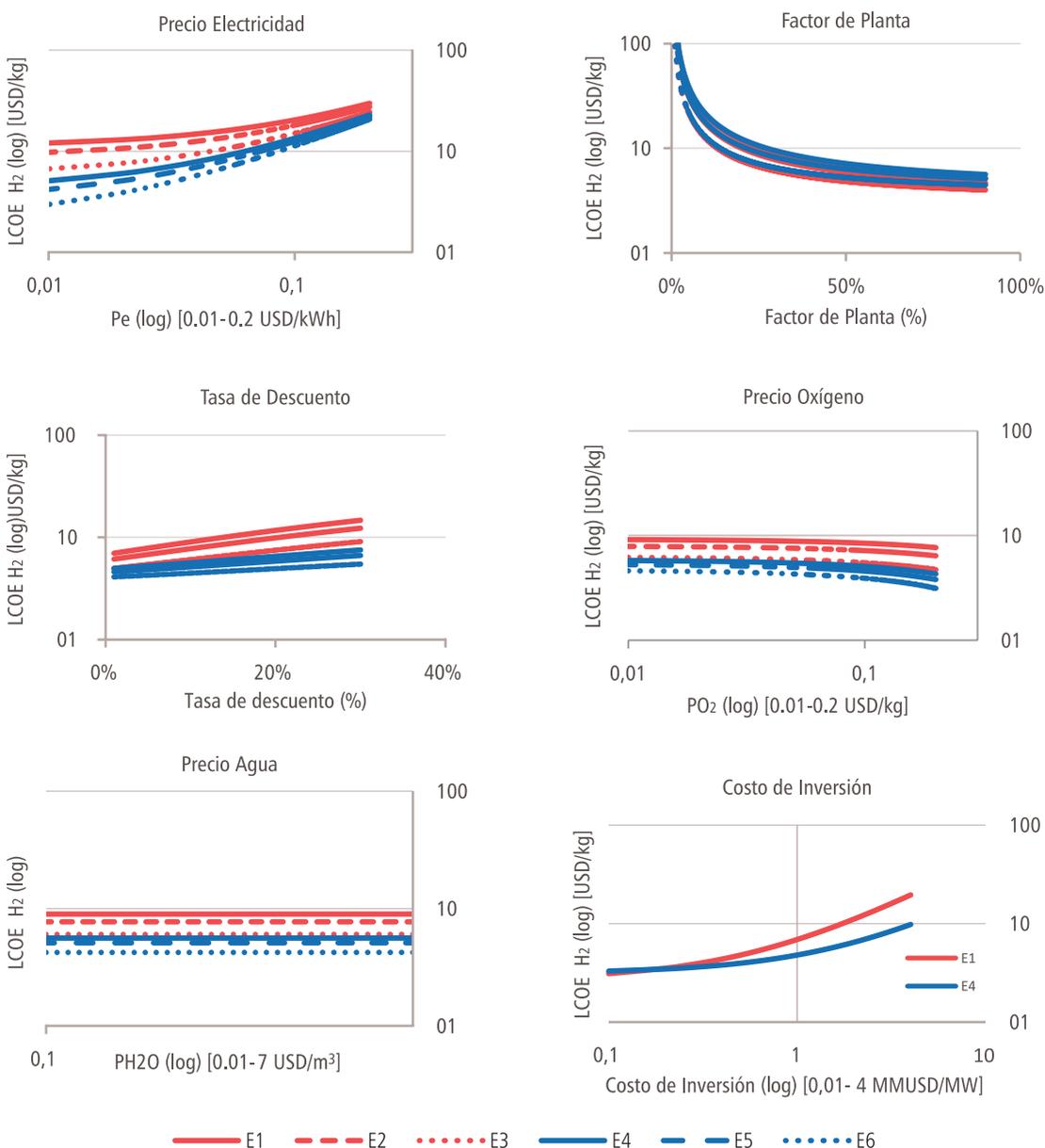


Figura 33: Análisis de sensibilidad LCOE producción de hidrógeno por electrólisis.

La Figura 34 y la Tabla 20 muestran el LCOE_{H2} promedio y una banda estimada considerando tres niveles de costos de inversión definidos en la Tabla 17 y dos posibilidades de abastecimiento eléctrico. El primero, considerando la compra de electricidad a una planta solar fotovoltaica a un precio de energía inferior, el cual puede ir entre los 51,5 y 59,3 USD/MWh, con un precio promedio de 56,3 USD/MWh. La segunda opción considera la compra de electricidad a través de un contrato libre a un proveedor que genere electricidad por 24 horas con precios entre los 62,3 y 67,8 USD/MWh y un precio promedio de 65 USD/MWh.

Para un costo de inversión alto de 1,5 MM USD/MW, el LCOE_{H2} oscila entre los 8,8 y 9,2 USD/kg, con un precio promedio de 9 USD/kg de hidrógeno producido si se considera la compra

de electricidad a un generador fotovoltaico que permite alcanzar un factor de planta del 30%, mientras que si se adquiere electricidad a un proveedor con un mix renovable que permita alcanzar un factor de planta del 90% del electrolizador, el LCOE_{H2} ronda entre los 5,5 y 5,8 USD/kg de hidrógeno, con un precio medio de 5,6 USD/kg. De esta manera, es más conveniente adquirir electricidad a un mix renovable con un precio de electricidad mayor que permita operar con un factor de planta del 90% cuando el costo de inversión es alto.

Para un costo de inversión medio de 1,2 MM USD/MW el LCOE_{H2}, adquiriendo electricidad a un proveedor solar, varía entre los 7,5 y 7,9 USD/kg de hidrógeno, mientras que considerando la compra a un proveedor con un mix renovable, este costo fluctúa entre los 5 y 5,3 USD/kg. Por lo

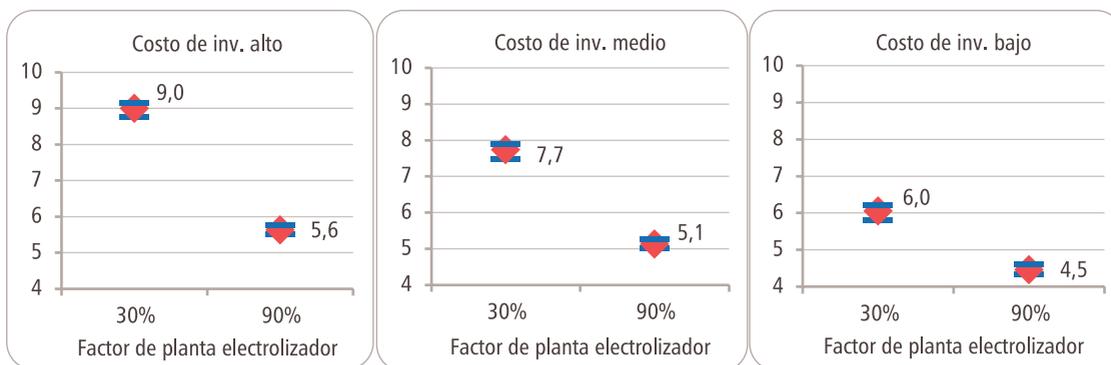


Figura 34: LCOE en función de escenarios considerados (USD/kg H₂).

Costo de Inversión Alto Medio Bajo	Solar	Mix Renovable
LCOE Electrólisis (\$/kg H ₂)	30%	90%
H2 Solar Costo Inversión Alto (1,5 MM USD/MW, Pe Min USD/MWh, PH20 1,4 USD/m ³ , P02 0,03 USD/kg)	8,75	5,50
H2 Solar Costo Inversión Alto (1,5 MM USD/MW, Pe Medio USD/MWh, PH20 1,4 USD/m ³ , P02 0,03 USD/kg)	9,00	5,63
H2 Solar Costo Inversión Alto (1,5 MM USD/MW, Pe Alto USD/MWh, PH20 1,4 USD/m ³ , P02 0,03 USD/kg)	9,16	5,77
H2 Solar Costo Inversión Medio (1,2 MM USD/MW, Pe Min USD/MWh, PH20 1,4 USD/m ³ , P02 0,03 USD/kg)	7,49	5,00
H2 Solar Costo Inversión Medio (1,2 MM USD/MW, Pe Medio USD/MWh, PH20 1,4 USD/m ³ , P02 0,03 USD/kg)	7,74	5,13
H2 Solar Costo Inversión Medio (1,2 MM USD/MW, Pe Alto USD/MWh, PH20 1,4 USD/m ³ , P02 0,03 USD/kg)	7,89	5,27
H2 Solar Costo Inversión Bajo (0,8 MM USD/MW, Pe Min USD/MWh, PH20 1,4 USD/m ³ , P02 0,03 USD/kg)	5,80	4,34
H2 Solar Costo Inversión Bajo (0,8 MM USD/MW, Pe Medio USD/MWh, PH20 1,4 USD/m ³ , P02 0,03 USD/kg)	6,05	4,46
H2 Solar Costo Inversión Bajo (0,8 MM USD/MW, Pe Alto USD/MWh, PH20 1,4 USD/m ³ , P02 0,03 USD/kg)	6,21	4,60

Tabla 20: LCOE H₂ según escenario.

tanto, para un costo de inversión medio es más conveniente considerar la compra de electricidad a un precio más alto que permita alcanzar un factor de planta del electrolizador mayor.

Por último, para un costo de inversión bajo de 0,8 MM USD/MW, el LCOE alcanzado, adquiriendo electricidad a un proveedor solar, ronda entre los 5,8 y 6,2 USD/kg y comprando a un proveedor con un mix renovable fluctúa entre los 4,3 y 4,6 USD/kg de hidrógeno producido.

Dado lo anterior, es posible concluir que cuando el costo de inversión del electrolizador es alto, es más conveniente adquirir electricidad a un mayor precio, pero que permita operar con un mayor factor de planta para rentabilizar la inversión inicial. Pero, por el contrario, si el costo de inversión estuviese por debajo de los 0,2 MM USD/MW, es más apropiado comprar electricidad a menor precio, aunque esto signifique una reducción significativa del factor de planta del electrolizador.

Tomando en cuenta que el costo del competidor directo de las tecnologías de electrólisis para la producción de hidrógeno, la reformación de gas metano con vapor, se encuentra generalmente en costos nivelados de 1-2 USD/kg, se observa que ninguno de los resultados consigue entrar en dicho rango. El resultado más cercano es aquel que utiliza electricidad barata para un proveedor con un mix renovable con bajo precio de la electricidad (62,7 USD/MWh) y bajos costos de inversión (0,8 MM USD/MW), dando como resultado 4,3 USD/kg de hidrógeno.

Los resultados anteriores se basan en precios de la electricidad, considerando costos por potencia, transmisión y distribución de energía. Ahora bien, dependiendo del modelo de negocios o de cómo esté configurado físicamente el sistema para la provisión de energía (ej.: autoabastecimiento), los precios pueden disminuir en forma importante y obtener un LCOE_{H2} más competitivo en relación al método de producción de hidrógeno convencional.

7.2. Sobredimensionamiento de un electrolizador (PEM) para producir hidrógeno solar

Objetivo

Se realiza un análisis preliminar en CORFO, donde se estudia la viabilidad de sobredimensionar un electrolizador tipo PEM para producir H₂ en las horas de bajo costo de la energía solar [142]. Por ende, lograr una producción de hidrógeno de bajo costo, establecer el CAPEX y la eficiencia del electrolizador para que sea viable, considerando las proyecciones de costo de diésel y precios de la energía.

Antecedentes

La industria minera es la principal actividad económica en Chile y las emisiones anuales de los grandes camiones mineros con motores diésel alcanzan a los 5.000 GgCO_{2eq}. Esta industria se encuentra principalmente en el desierto de Atacama, el cual recibe la radiación solar más intensa del mundo (DNI 3.500 kWh / m²). En los últimos años, se ha observado en Chile un fuerte descenso de los precios de energía fotovoltaica, alcanzando en la última licitación de bloques de energía para distribuidoras, el precio de 26,8 USD/MWh en 2017.

Método

Se utilizan las proyecciones del precio del diésel para establecer los objetivos de precio de H₂ competitivo como combustible para camiones de minería. Para calcular el precio factible del H₂ se utiliza del modelo H₂A²³. Se evaluaron distintos casos, variando lo siguiente:

- ▶ Regímenes de producción de H₂.
- ▶ Eficiencias.
- ▶ CAPEX.
- ▶ Costo de la energía.

Finalmente, se estimó la reducción potencial de las emisiones de gases de efecto invernadero.

Nota: se proyecta el precio del diésel en 3 escenarios: precio alto (1.366 USD/m³ diésel),

medio (720 USD/m³ diésel) y bajo (499 USD/m³ diésel)(Datos CNE). Considerando que la equivalencia energética del diésel por kg de H₂ es:

$E_{kgH_2} = 0,0033 \times E_{m^3 \text{ diésel}}$, es decir el $USD_{kgH_2} = 0,0033 \times USD_{m^3 \text{ diésel}}$ ²⁴, por lo tanto se estima que el rango de precios equivalentes energéticamente en que se movería el diésel al 2025 es de 4,48 USD/kgH₂ (alto), 2,36 USD/kgH₂ (medio) y 1,64 (medio) USD/kgH₂ (bajo). El LCOE_{H₂} debería estar en este rango para ser competitivo.

Resultados

Escenario actual:

Los resultados de la factibilidad económica de producción para el escenario actual se muestran en la Tabla 21, de la que se desprende:

Producción kg H ₂ /día	Capacidad nominal [kg H ₂ /día]	Factor de planta [%]	Inversión total [MM USD]	PPA [USD/MWh]	LCOH ₂ actual [USD/kgH ₂]
60.000	61.856	97%	100.829.258	52	3,6
	82.192	73%	133.978.245	47	3,5
	171.429	35%	279.439.595	33	4,1

Tabla 21: Resultados factibilidad económica producción H₂ escenario actual.

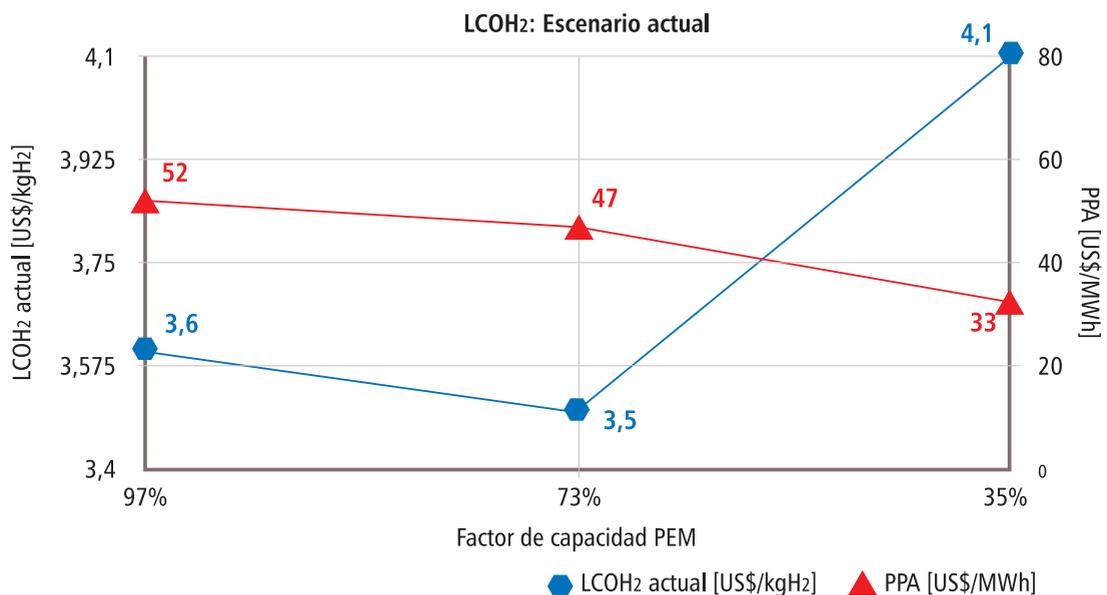


Figura 35: Costo nivelado de hidrógeno versus factor de capacidad del electrolizador PEM.

²³ Herramienta para análisis de modelos, perteneciente al Departamento de Energía de EE.UU. (DOE).

²⁴ E_{kgH_2} : energía contenida en un kg de H₂; USD_{kgH_2} : costo de un kg de H₂.

- ▶ El precio de producción actual es competitivo con el combustible diésel en escenarios de precios de diésel alto
- ▶ El sobredimensionamiento del electrolizador es más eficiente si se logra producir H₂ en momentos de precios de energía más económicos (factor de planta 73%).
- ▶ El sobredimensionamiento para producir H₂ solo en horarios solares (factor de planta 35%) no es eficiente dado que el aporte del CAPEX al costo de producción aumenta significativamente (ver Figura 35).

Escenario futuro:

Los resultados de la factibilidad económica de producción para el escenario futuro se muestran en la Tabla 22, de la que se desprende:

- ▶ El precio de producción futuro es competitivo con diésel en escenarios de precios de diésel medio.
- ▶ Dado que en el “caso futuro” se considera una reducción de CAPEX y un aumento en la eficiencia del consumo eléctrico del proceso, el sobredimensionamiento es siempre más eficiente si se logra capturar precios más económicos de energía para la producción de H₂.
- ▶ El sobredimensionamiento para producir H₂ solo en horarios solares se transforma en eficiente, dado que el aporte del CAPEX al costo de producción no compensa el ahorro producido por el “PPA solar” (Power Purchase Agreement de una planta solar).

Por lo tanto, el resultado para los escenarios futuros, la reducción de costos tecnológicos y las mayores eficiencias de los electrolizadores hacen rentable producir H₂ solo durante las horas solares. Además, el objetivo de tener un precio de hidrógeno competitivo con el diésel se alcanza en 2025. Ver Figura 36.

Producción kg H ₂ /día	Capacidad nominal [kg H ₂ /día]	Factor de planta [%]	Inversión total [MM USD]	PPA [USD/MWh]	LCOH ₂ futuro [USD/kgH ₂]
60.000	61.856	97%	50.348.381	52	3,2
	82.192	73%	66.901.095	47	3,1
	171.429	35%	139.536.197	33	3,0

Tabla 22: Resultados factibilidad económica producción H₂ escenario futuro

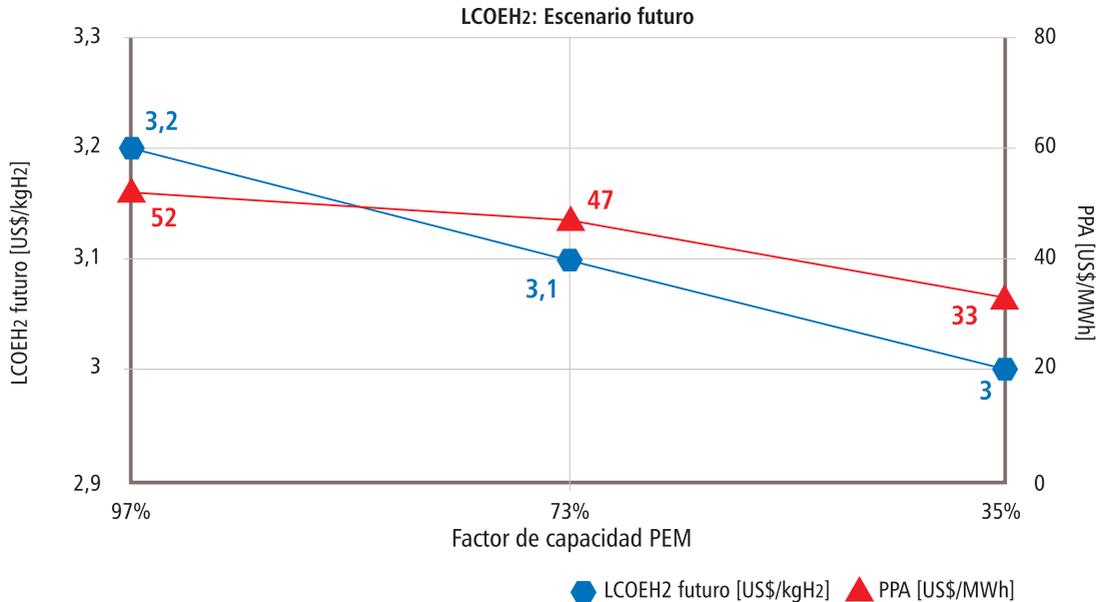


Figura 36: Costo nivelado de hidrógeno versus factor de capacidad del electrolizador PEM con reducción de costos y aumento de eficiencia.

Conclusiones

Se estima que en un horizonte de 7 años, existirían las condiciones de CAPEX y eficiencia que harían que el electrolizador PEM sea más rentable para producir hidrógeno a partir de energía solar y sea más competitivo que el combustible diésel para la minería. De lograrse este cambio, el uso de combustible H₂-diésel implicaría una reducción de emisiones de aproximadamente 3 GgCO_{2eq}.



8



Líneas de acción para el hidrógeno solar en Chile

- ▶ La gran ventaja de Chile es contar con fuentes ERNC inagotables, limpias y de precios muy competitivos, donde las tecnologías del hidrógeno pueden ser desarrolladas a partir de hidrógeno limpio o “verde”, aportando a la descarbonización de la matriz o exportando este elemento.
- ▶ La primera tarea para el desarrollo tecnológico en el país, es la normalización y establecimiento de reglamentos para regular su uso y aplicaciones.
- ▶ Posteriormente, se debe fomentar el pilotaje y proyectos demostrativos asegurando la divulgación de resultados.
- ▶ Importantes serán los desarrollos que se den en la minería, así como complementariedad de generación de las renovables para la inyección de energía en la red.
- ▶ Gran potencial tiene la generación de amoníaco para fertilizantes, así como la inyección de hidrógeno en las redes de gas.



De acuerdo a lo comentado anteriormente, en Chile se están comenzando a evaluar distintos proyectos y modelos de negocios por parte de empresas y grupos interesados en desarrollar esta tecnología en el país. A pesar de que el hidrógeno es utilizado en varios países como parte del cambio de su matriz energética y evidenciando un cambio de paradigma respecto a los sistemas de transporte y almacenamiento de energía, en Chile recién se están discutiendo las distintas aplicaciones e impactos que esta tecnología a gran escala tendrá en el país.

La gran ventaja de Chile en este sentido es contar con fuentes ERNC inagotables, limpias y de precios muy competitivos, poniendo al país en una posición de privilegio, donde las tecnologías del hidrógeno pueden ser desarrolladas a partir de hidrógeno limpio o “verde”, aportando a la descarbonización de la matriz energética nacional.

Para fomentar entonces esta tecnología, se deben seguir distintas líneas de acción que apunten a la normalización, estandarización, proyectos piloto y demostrativos habilitando la integración adecuada de este nuevo elemento, así como la implementación de las aplicaciones que brinda la tecnología del hidrógeno.

8.1. Establecimiento de la normativa del hidrógeno

Tal como se comentó en el capítulo 6.4, en Chile no existe normativa para el uso del hidrógeno fuera del ámbito industrial, por consiguiente se deben establecer normas y reglamentos que regulen su uso en otros sectores económicos.

En relación a la aplicación del hidrógeno como combustible, para que en Chile se pueda utilizar con este fin, es necesario generar una regulación que en primer término defina al hidrógeno como un combustible, así como también los aspectos técnicos necesarios para su uso, logística y almacenamiento.

²⁵ Estación de servicio que dispensa hidrógeno.

²⁶ Las normativas vigentes de los combustibles líquidos y gaseosos se pueden encontrar en la página web de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (http://www.sec.cl/portal/page?_pageid=33,3405524&dad=portal&_schema=PORTAL).

Además, esto implicará la instalación de hidrogeneras²⁵ para su expendio al público y/o para el consumo propio, así como también para el transporte, almacenamiento y distribución de este. Por lo tanto, se requiere que la regulación establezca los requisitos mínimos de seguridad que deben cumplir dichas instalaciones y las operaciones asociadas, así como también las responsabilidades de los propietarios y de quienes ejecutan, operan y administran este tipo de instalaciones, de manera tal que no constituyan peligro para las personas y el entorno.

Complementariamente, de acuerdo al fin en el que se requiera el uso de hidrógeno, es pertinente que se evalúe en base a la experiencia y regulación internacional, si es ineludible y suficiente que se modifique la normativa vigente, o bien, que se deba elaborar una nueva regulación vinculante con la actual normativa²⁶ en aspectos técnicos y operativos de instalaciones requeridas.

Al respecto, es el Ministerio de Energía que en un trabajo conjunto con la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), deben coordinarse para trabajar en la nueva regulación del uso de hidrógeno como combustible y los aspectos relacionados que fueron señalados anteriormente, trabajo que puede desarrollarse en un periodo de tiempo que dependerá de la complejidad de los aspectos técnicos específicos a regular, proceso que al menos tendría una duración de 1 a 2 años, aproximadamente.

Ahora bien, es del caso precisar que para la puesta en marcha de cualquier proyecto de esta envergadura, se debe considerar la pertinencia de someterlo al proceso de evaluación ambiental, además, de dar cumplimiento a las nuevas disposiciones reglamentarias que entren en vigor en los aspectos ya señalados en este documento.

En el caso de un proyecto piloto, este debe ser presentado en la SEC como un proyecto especial, entregando toda la información necesaria que contribuya a verificar que el proyecto no constituye un peligro para las personas o el entorno. Los antecedentes mínimos que el interesado del proyecto especial debe entregar a la SEC son:

- ▶ Copia de la versión vigente de la norma extranjera utilizada.
- ▶ Análisis de riesgos.
- ▶ Memoria de cálculo.
- ▶ Planos de diseño.
- ▶ Materiales y equipos asociados al proyecto con sus certificaciones respectivas.
- ▶ Características técnicas de la instalación.
- ▶ Caracterización del contexto para el uso del energético.

Cabe mencionar que la SEC se reserva el derecho a solicitar todos los antecedentes que estime pertinentes para una correcta evaluación del proyecto especial que se trate.

8.2. Fomento del pilotaje y pruebas

Para el establecimiento del hidrógeno como vector energético en Chile, es necesario implementar y desarrollar programas de fomento para investigación, pilotaje y oportunidades de negocio, que permitan demostrar la viabilidad técnica y económica del hidrógeno.

Dentro de las posibles acciones se encuentran:

- ▶ Programas tecnológicos
- ▶ Aplicaciones demostrativas y reporte de resultados
- ▶ Líneas de fomento de investigación

Programas tecnológicos (CORFO)

CORFO, en el marco del desarrollo sustentable de la minería, ha desarrollado un programa tecnológico denominado “Desarrollo de Sistemas de Combustión dual Hidrógeno-Diésel en vehículos y equipos operación mina”, destinado a empresas o empresarios individuales, buscando la conformación de un Consorcio Tecnológico para adaptación y/o

desarrollo, escalamiento y comercialización de soluciones tecnológicas que viabilicen la transformación de la operación convencional en base a diésel de los vehículos o equipos en operación minera (Camiones de Extracción, Palas, Cargadores, entre otros), hacia una operación basada en combustión dual de mezclas de hidrógeno y diésel.

Además, se inició el programa “Adaptación de la Operación de Equipos Móviles Mineros de Diésel a Hidrógeno, mediante Celdas de Combustibles”. Este programa tiene el mismo objetivo que el anterior, pero dirigido a la operación de vehículos y equipos en base a celdas de combustible.

Estos programas permitirían introducir un combustible limpio en la minería y al concretarse, al mediano y largo plazo implicarían una alta demanda base de hidrógeno, habilitando proyectos para las compañías que producen y comercializan este recurso y los desarrolladores de aplicaciones impulsando así nuevas aplicaciones en el país.

Cabe mencionar que el Consorcio Tecnológico es uno de los resultados esperados para estos programas, el que estará conformado por centros tecnológicos o universidades nacionales y/o internacionales junto a empresas mineras, OEMs²⁷ y empresas de suministro de hidrógeno, entre otros, con una masa crítica que albergue y potencie el desarrollo de soluciones tecnológicas.

Aplicaciones demostrativas y reporte de resultados

En Chile se han desarrollado proyectos en el ámbito académico y empresarial. Estos son los siguientes:

- ▶ Sistema híbrido en operación (solar-eólico-hidrógeno-celda de combustible), financiado en gran parte por CORFO, la Minera San Pedro y la Universidad de Santiago de Chile. Este proyecto está emplazado en la Minera San Pedro Ltda. ubicada en la comuna de Til Til, Región Metropolitana. Ver detalle en apartado 6.5.

²⁷ OEM: Original Equipment Manufacturer.

- ▶ Micro red alimentada con paneles fotovoltaicos y sistemas de almacenamiento en base a hidrógeno y litio. Este proyecto está en desarrollo por la empresa ENEL Green Power, el cual satisface necesidades energéticas del campamento de técnicos de la planta geotérmica Cerro Pabellón, ubicado en Ollagüe, Región de Antofagasta.
- ▶ Sistema de inyección de hidrógeno a un motor de combustión interna diésel. Este proyecto fue implementado en la Universidad Técnica Federico Santa María, en Valparaíso. Ver detalle en apartado 6.5.

Sin embargo, la divulgación de la información es insuficiente respecto a las características de las instalaciones, costos y desafíos desde la planificación a la operación, lo cual limita las posibilidades de demostrar los beneficios de la tecnología a un público amplio y aumentar el número de empresas interesadas en desarrollar e implementar dicha tecnología.

En este contexto, para fomentar las aplicaciones del hidrógeno, una posibilidad sería a través de financiamiento público/privado, publicar concursos para el desarrollo de proyectos piloto y demostrativos. Estos deberán tener como compromiso vinculante, reportar continuamente los resultados obtenidos, las condiciones técnicas y económicas, los desafíos técnicos y tecnológicos. Cabe mencionar, que algunos de estos proyectos podrán servir como instalaciones demostrativas para fines de educación y entrenamiento.

De todas maneras, para conseguir un desarrollo eficaz de la tecnología del hidrógeno en Chile, la vinculación universidad-empresa es fundamental, debido a la falta de madurez tecnológica de algunas aplicaciones del hidrógeno en el país. Por lo tanto, la investigación aplicada fortalecerá el uso del hidrógeno, en áreas tales como agricultura, minería, acuicultura, entre otros.

8.3. Hidrógeno en la minería chilena

De acuerdo a lo presentado en este documento, donde el H₂ se utiliza para el transporte, almacenamiento energético, complemento de la red eléctrica, entre otros, la situación específica de Chile vinculada a su vasta industria minera, abre oportunidades específicas para integrar las tecnologías del hidrógeno en el sector minero.

Oportunidades y beneficios

La mayoría de las minas de cobre de Chile se encuentran en el Desierto de Atacama, lugar seco y de gran altura. La gran cantidad de agua que requiere la minería, debe ser desalinizada y bombeada a las montañas, proceso costoso y que requiere mucha energía.

A pesar de lo anterior, los sitios mineros y de procesamiento de minerales son lugares ideales para la producción de hidrógeno, ya que los recursos (energía solar, electricidad, agua e infraestructura) y la demanda (camiones, almacenamiento de electricidad y combustibles) están en el mismo sitio.

Además, la producción de hidrógeno renovable requiere menos del 1% de la demanda de agua de un sitio minero, siendo esto un consumo bastante marginal. Por otro lado, la desalinización y la producción de hidrógeno a partir de electrólisis forman una alianza natural, puesto que el agua desalinizada, es necesaria también para otros procesos mineros y abastecimiento de agua potable para campamentos o ciudades aledañas.

Para el abastecimiento de hidrógeno renovable en la minería de forma continua, se requiere de una fuente de generación energética con las mismas características. En este sentido, las centrales solares de concentración (CSP) son muy adecuadas para el suministro de electricidad a industrias de uso intensivo de energía, como la minería, ya que en el caso de CSP más almacenamiento térmico de energía o combinando PV con CSP y almacenamiento, las plantas pueden llegar a funcionar 24/7 sin interrupciones.

Los beneficios del uso del hidrógeno en la minería son variados, entre los que se destacan:

- ▶ En minería subterránea, beneficios para la salud de trabajadores (reducción de ruido y carga térmica de los vehículos, eliminación de emisiones contaminantes por diésel)
- ▶ Reducción del consumo energético a nivel local y dentro de la planta (electricidad, gas natural, diésel).
- ▶ Uso de energía limpia en un sector clave para Chile, pudiendo reducir considerablemente su huella de carbono.

Aplicaciones potenciales

De acuerdo a lo anterior, algunas de las aplicaciones que pueden ser integradas al sector minero son:

- ▶ Uso combinado del hidrógeno en motores de combustión dual (hidrógeno-Diesel), esto incluye desde vehículos livianos hasta camiones de alto tonelaje. Ver tema relacionado en 7.2.
- ▶ Uso de celdas de combustibles en transporte de pasajeros desde y hacia las faenas mineras.
- ▶ Sistemas de respaldo energético para distintas áreas de la minera, especialmente para sistemas de comunicaciones y pozos de extracción de agua remotos, aislados de la red eléctrica. En este último caso, las celdas de combustibles tienen un desempeño mejorado frente a inclemencias climáticas y temperaturas extremas, en comparación con los sistemas generadores convencionales basados en combustible diésel.
- ▶ Reducción de emisiones contaminantes en gases de escape en hornos de refinería. El uso combinado de hidrógeno y nitrógeno, puede eliminar los humos negros a la salida de la chimenea y reducir los niveles de oxígeno y azufre.

Consideraciones del uso de hidrógeno en minería

Para habilitar las aplicaciones dentro de una faena minera, se deberá tener en consideración distintos aspectos, tales como [143]:

- ▶ Conocimiento de la tecnología, investigación, almacenamiento, transporte y producción.
- ▶ Normas del hidrógeno (ISO), códigos y estándares.
- ▶ Regulaciones mineras y códigos de práctica
- ▶ Estandarización de la infraestructura para almacenamiento y distribución para la minería.
- ▶ Aspectos y requerimientos de seguridad
Ejemplo: Comportamiento del hidrógeno en áreas confinadas, ventilación, ignición en minería subterránea.
- ▶ Evaluación y mitigación de riesgos.
- ▶ Respuesta a emergencias y protocolos.

Para el correcto desarrollo de estos aspectos, deberá ser un trabajo conjunto entre mineras, desarrolladores de proyectos, expertos de las aplicaciones, gobierno e instituciones relacionadas.

8.4. Fomento de desarrollo de proyectos

En el documento se han mostrado distintas aplicaciones del uso del hidrógeno en el mundo. Muchas de ellas podrían ser implementadas en Chile o bien adaptadas a la realidad nacional. En los siguientes puntos se enuncian las posibles aplicaciones que pueden ser implementadas en el mediano plazo:

- ▶ Complemento de generación a grandes plantas fotovoltaicas.
- ▶ Complemento de generación a plantas fotovoltaicas de menor escala.
- ▶ Producción de fertilizantes.
- ▶ Combinación desalinización y producción de hidrógeno.

Complemento de generación de grandes plantas fotovoltaicas

Situación:

El 2012 la participación de ERNC en la generación de energía en Chile era de 4,81%, actualmente (Octubre 2017) se ha llegado a 20,16%. Este aumento ha significado un incremento importante de fuentes variables en la matriz de generación, lo que conlleva a una mejora en la gestión de la red y ajuste de la generación convencional o de base para adecuarse a las variaciones de la energía inyectada por las plantas solares y eólicas.

Aplicación H2:

El uso del electrolizadores para la generación de hidrógeno, almacenarlo y posteriormente inyectar energía eléctrica con una celda de combustible, permitiría complementar la generación renovable, entregando así una generación de mayor continuidad en el tiempo. Sin embargo, no es directamente permitido el arbitraje de energía en el sistema eléctrico chileno para instalaciones de sistemas en base a electrólisis-celdas de combustible de gran tamaño que inyecten energía a la red eléctrica y no existen definiciones respecto a la forma en que operarían. Más aún, en el caso en que este sistema de almacenamiento se asocie a una planta fotovoltaica, no existen definiciones de la operación que le sería permitida.

Por lo tanto, se deberá avanzar en determinar los modos de operación de este tipo de tecnología de almacenamiento energética y cómo serían despachadas por el coordinador del sistema eléctrico.

Complemento de generación plantas fotovoltaicas de menor escala

Situación:

Los medios de generación, entendidos como el "conjunto de unidades de generación pertenecientes a un mismo propietario que se conectan al sistema eléctrico a través de un mismo punto de conexión", cuyos excedentes de

potencia sean menores a 9 MW pueden acogerse a un régimen especial de operación conocido como Pequeños Medios de Generación (PMG) o PMG Distribuidos (PMGD), en este último caso si se conectan a instalaciones de distribución [144]. Esto les da la posibilidad de auto-despacho, lo que significa que el propietario del medio de generación puede definir el monto y hora de inyección de su medio de generación, entregando dicha información al Coordinador del Sistema Eléctrico.

Adicionalmente, las plantas fotovoltaicas de un tamaño menor a 3 MW reducen los tiempos de tramitación de permisos ambientales, puesto que se realiza una declaración de impacto ambiental (DIA) en vez de un estudio de impacto ambiental (EIA).

Aplicación H2:

Por las razones expuestas en el párrafo anterior, existe un gran número de plantas fotovoltaicas de menos de 3 MW de capacidad instalada, en las cuales los propietarios podrían decidir las horas y montos de inyección de sus medios de generación. En este contexto, existe la posibilidad de vincular almacenamiento de energía basada en celdas de combustible, a la planta fotovoltaica, que permitiese desplazar generación en horas de menor precio a horas punta.

Producción de fertilizantes

Situación:

Chile es un importador neto de fertilizantes, con un volumen de 1,1 millones de toneladas anuales [145], siendo por lejos la urea el principal producto importado. Le siguen en orden de importancia los fertilizantes como el fosfato monoamónico (MAP, por su abreviación en inglés), el fosfato diamónico (DAP) o el superfosfato triple (TSP) [145]. En la Figura 37 se muestra el porcentaje de importaciones de fertilizantes para cada tipo.

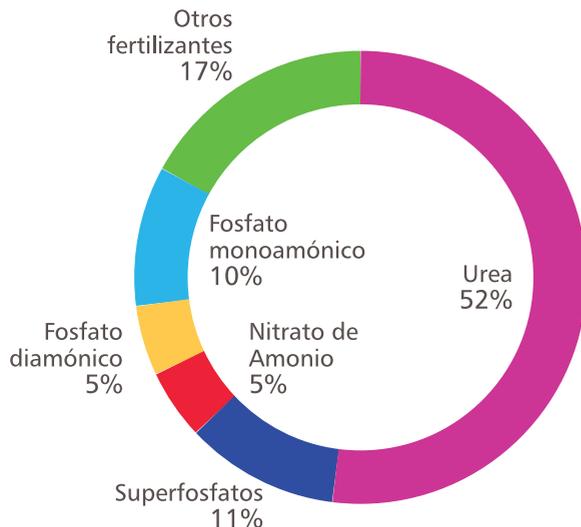


Figura 37: Porcentaje de importaciones por tipo de fertilizante, año 2016 [146].

Aplicación de H₂:

La combinación de hidrógeno con nitrógeno produce amoníaco, donde el hidrógeno puede ser generado por electrólisis o por ciclos termoquímicos y el nitrógeno por separación fisicoquímica a partir del aire. La urea se produce a partir de la combinación de amoníaco y CO₂.

El amoníaco ya es un fertilizante por sí mismo, sin embargo puede ser utilizado también como materia prima para producir otros fertilizantes. En este contexto, existe el potencial de producir por ejemplo, urea a partir de hidrógeno solar en el país.

Desalinización y producción de hidrógeno

Situación:

El agua ha sido utilizada como un recurso para satisfacer necesidades de abastecimiento doméstico, así como para las distintas actividades básicas productivas. Con el correr de los años, el avance de la cultura y los inicios de la ciencia, las civilizaciones comenzaron a utilizar el recurso hídrico intensivamente para el riego de campos, la industria, minería, transporte, producción de fuerza motriz, entre otras [147].

Los usos consuntivos del agua en Chile por sector se distribuyen de la siguiente forma:

- ▶ Sector agropecuario 82%.
- ▶ Agua potable 8%.
- ▶ Industrial 7%.
- ▶ Minero 3%.

El mayor consumo de agua se da en el sector agropecuario, concentrándose entre las regiones IV y VII, tal como lo indica la Figura 38.

La escasez hídrica que ha afectado a gran parte del territorio nacional, ha generado la búsqueda de nuevas formas de obtención de agua de manera de suplir la carencia existente. Además de las técnicas tradicionales como la captación mediante pozos, cosecha de lluvias o bien su acumulación a través de embalses, la urgente necesidad de acceder a más fuentes hídricas ha propiciado la adopción de métodos no tradicionales, como la desalinización del agua de mar [147]. Al 2015, existen 20 plantas desalinizadoras en operación de las cuales 11 son utilizadas en minería, 8 empleadas en la potabilización para consumo humano y 1 planta destinada para uso industrial.

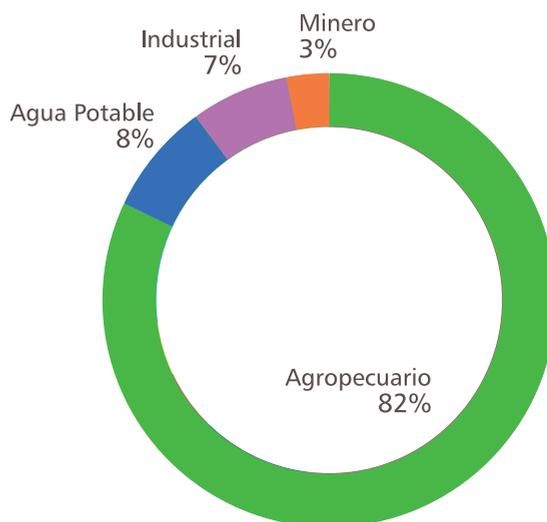


Figura 38: Consumos de agua en Chile por sector (2016) [147].

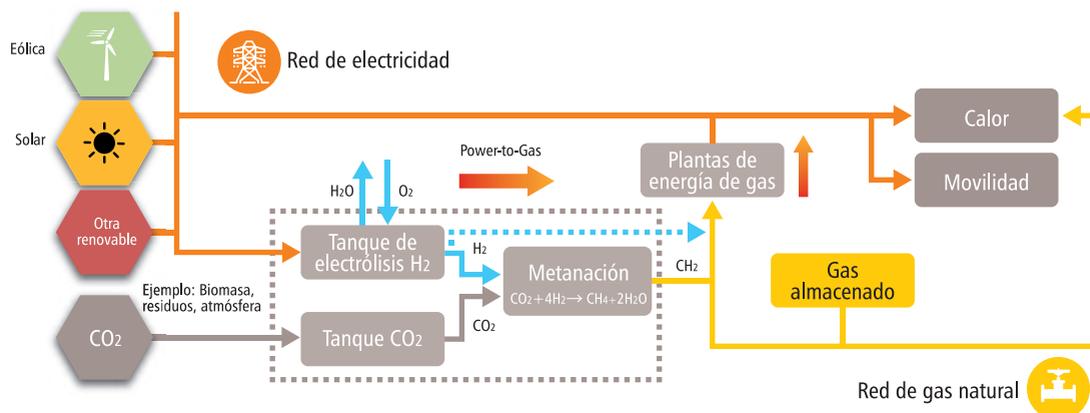


Figura 39: Esquema de Power to gas [149].

Aplicación de H₂:

Como ya se ha explicado, la producción de hidrógeno necesita agua. Por lo tanto, la desalinización es necesaria tanto para proveer de agua potable a las ciudades y a la agricultura, así como insumo para la producción de hidrógeno. En ambos procesos la energía eléctrica puede venir de proyectos ERNC. Se debe considerar que se puede utilizar el hidrógeno y oxígeno producido por electrólisis para otros procesos, o bien, para proveer de energía eléctrica a la planta de desalinización cuando no pueda ser provista por energía ERNC variable.

Incorporación de H₂ en redes de gas

Situación:

La tecnología Power-to-Gas (PtG) es una opción prometedora mediante la producción de hidrógeno (H₂) por electrólisis del agua y la siguiente conversión de H₂ y dióxido de carbono (CO₂) en metano (CH₄) en la reacción de Sabatier [148]. De esta forma, la electricidad renovable puede almacenarse en la infraestructura de gas natural, accediendo a la gran capacidad de transporte de la red y los sitios de almacenamiento de gas. El gas de almacenamiento es un portador de energía sostenible y versátil, que puede utilizarse para la reconversión a electricidad, para fines de calefacción y refrigeración o como una opción de combustible alternativo para el sector del transporte [149], ver Figura 39.

Actualmente, existen diversos países europeos que han definido límites en la inyección de hidrógeno en las redes de gas, tales como: Suecia, Bélgica, Reino Unido, Suiza, Austria, Francia, Alemania y Holanda [150].

Aplicación de H₂:

Dos gasoductos importantes, Norandino y Gasatacama ubicados la región de Antofagasta, una zona con alta radiación solar, así como el Gasoducto del Pacífico en la región del Biobío, en una zona con recursos eólicos, podrían ser potenciales receptores de hidrógeno verde en las redes de gas.

Para el desarrollo local de esta tecnología, el establecimiento de la normativa y reglamentación de la inyección del hidrógeno metanizado en redes de gas, en relación al porcentaje en volumen o en masa, es el primer paso para avanzar en esta materia.

Las normativas definidas en los países europeos nombrados anteriormente servirán de guía para la adaptación al caso chileno.

9 Anexos

9.1 Definición y producción

El hidrógeno es el elemento más abundante en el universo, pero no se encuentra en su estado puro en nuestro planeta. Por lo tanto, este debe ser producido y puede hacerse a partir de diferentes procesos. Estos procesos se pueden clasificar en:

- ▶ **Termoquímicos**, los cuales usan calor y reacciones químicas para obtener el hidrógeno de combustibles convencionales o biomasa.
- ▶ **Electrolíticos**, en el cual el agua (H_2O) se disocia en hidrógeno (H_2) y oxígeno (O_2) usando electrólisis o energía solar.
- ▶ **Biológicos**, donde microorganismos, tales como bacterias y algas pueden generar hidrógeno por medio de procesos biológicos propios.
- ▶ **Otros procesos**, como la descomposición foto catalítica y biológica del agua.

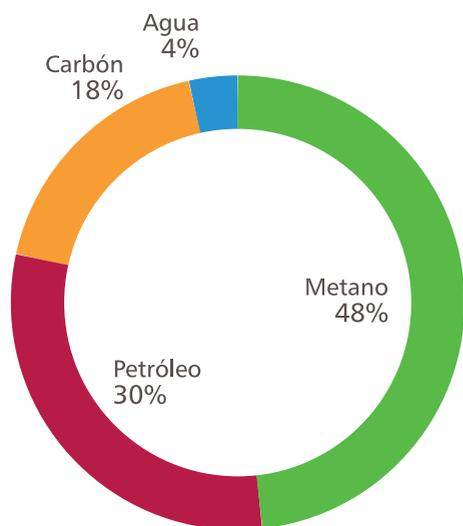


Figura 40: Fuentes de hidrógeno para utilización mundial en refinerías, industria química y gases industriales. IEA 2013 [6].

Actualmente, un 96 % del hidrógeno en el mundo se extrae a partir de combustibles fósiles y solo un 4 % a través del agua [4]. La producción mundial de hidrógeno asciende a 65 Mt/año [5] y tiene como consecuencia emisiones del orden de 500 MtCO₂/año [6]. Se estima que esta demanda se incrementará hasta alcanzar las 200 mil toneladas al año, debido a su uso en el transporte pronosticado para el 2030 y que los principales consumidores serán Japón, China y Corea del Sur [5]. En caso de que un aumento de la producción de H₂ hasta niveles de reemplazo significativo del uso de combustibles fósiles, las emisiones de CO₂ jugarían un papel importante si los métodos de producción actual no cambiasen hacia tecnologías de producción de baja o nula emisión.

Potencialmente, mientras más hidrógeno contenga una sustancia, se puede esperar que sea más económico separarlo. En efecto, la preferencia por tecnologías de producción está relacionada al contenido por peso del hidrógeno. En el metano es alrededor de un 25 wt. % (% en peso), en el petróleo y el agua un 12 wt.% y en el carbón entre un 4 y 6 wt.% [2]. Cabe destacar que si bien el agua no es la principal fuente de producción de hidrógeno en el mundo, por el momento se posiciona como la única alternativa para la producción de hidrógeno “verde” o renovable a gran escala.

Para la producción de hidrógeno verde pueden utilizarse las ERNC. En el caso de los procesos termoquímicos y electrolíticos, generalmente se utilizan combustibles fósiles. Sin embargo, se está investigando el uso de energía solar concentrada para este tipo de procesos, incluso para complementar o reemplazar los combustibles fósiles en el corto y mediano plazo. También, en el caso de la producción de hidrógeno electrolítico, la energía solar se puede utilizar como fuente de calor y electricidad para reducir las emisiones de carbono. Una visión ampliada sobre las tecnologías de hidrógeno renovable se muestra en la Figura 41.

No obstante, la mayoría de los métodos convencionales de producción hacen uso de vapor de agua. En los puntos siguientes se profundiza sobre los métodos y tecnologías de producción.

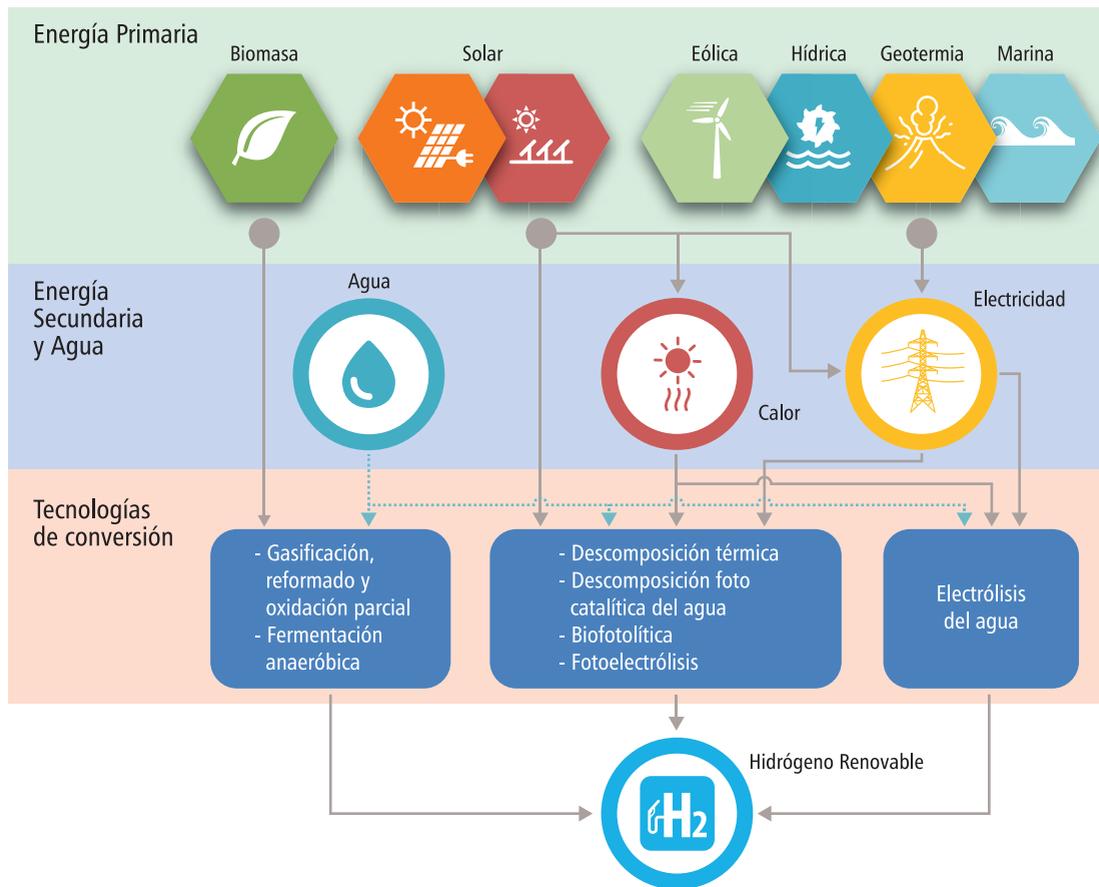


Figura 41: Esquema de rutas de producción de hidrógeno renovable [7].

9.1.1 Procesos termoquímicos

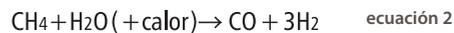
Reformación de gas metano con vapor

Es el proceso mediante el cual el metano es sometido a un tratamiento térmico y luego mezclado con vapor a alta temperatura y presión, para la obtención de hidrógeno principalmente, junto a otros compuestos.

El 48 % del hidrógeno a nivel mundial se produce a través del proceso de reformado de gas metano con vapor [6], esto debido a que actualmente es el proceso más económico para producir hidrógeno a gran escala, siendo una tecnología madura [2] [8]. Las etapas del proceso se muestran en la Figura 42 [2].

En primer lugar, en la etapa de purificación se remueven las impurezas de azufre que contiene el metano, utilizando el hidrógeno producido al final del mismo proceso. Luego, en la etapa de

reformación catalítica el gas natural reacciona con el vapor de agua sobre un catalizador de níquel, a temperaturas en torno a los 1.000 °C y a presiones entre 20 y 30 bar para producir hidrógeno y monóxido de carbono. La reacción se muestra en la siguiente ecuación:



El calor se entrega al proceso a través de un quemador externo, que puede utilizar tanto el mismo gas natural del proceso, como mezclas de otros combustibles. El agua utilizada para el vapor suele ser desmineralizada. Luego de esta etapa, el gas de salida contiene un alto porcentaje de hidrógeno, pero es necesario remover el monóxido de carbono. Para ello se utiliza un segundo proceso, denominado

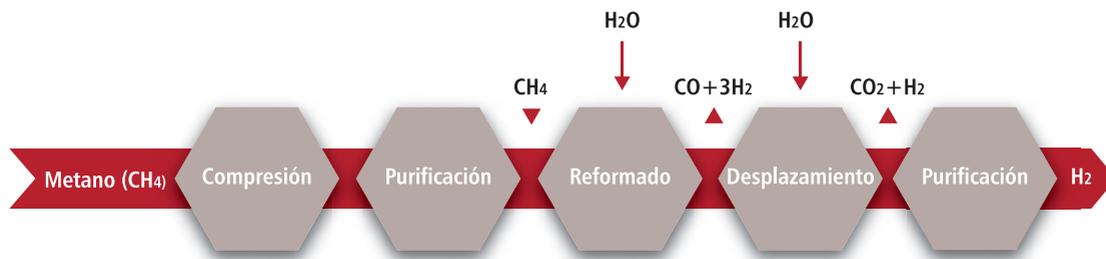
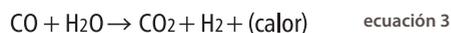


Figura 42: Etapas del proceso de reformado.

desplazamiento de agua-gas para transformar el monóxido en dióxido de carbono y obtener más hidrógeno en la mezcla, según la siguiente reacción:



El gas resultante contiene, además de hidrógeno, trazas de metano, monóxido de carbono y dióxido de carbono en torno a un 1 % vol. En esta etapa se produce al mismo tiempo, vapor que puede ser utilizado en otros procesos. La eficiencia térmica del proceso completo es alta y se encuentra en rangos entre el 78,6% y 83,9% HHV. Con una etapa de purificación adicional, en las plantas modernas se alcanza una pureza en torno a 99,999 % vol. [2].

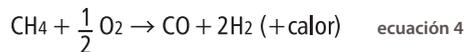
Los costos de inversión de este tipo de plantas se encuentran entre 400 y 600 USD/kW, teniendo una vida útil de aproximadamente 30 años [6]. Este proceso no está limitado a metano, se puede realizar también a través de la gasificación del carbón, utilizando además, gas de petróleo o nafta, biomasa o materiales orgánicos de desecho. Sus costos de operación dependen entre un 70 y 80 % del valor del gas natural [2] y se han reportado costos de producción a gran escala, valores en torno a 0,9 USD/kg²⁸ en EE.UU., 1-3 €/kg incluyendo la captura de CO₂ en la Unión Europea y 3,2 USD/kg en Japón [6] [4]. La tecnología alcanza factores de planta del 90 % [151]. Considerando

los costos de inversión más operación, se estima que el costo nivelado de este tipo de tecnología se ubica entre 1 y 2 USD/kg de hidrógeno [152].

Bajo un análisis de ciclo de vida, este tipo de plantas contribuye con un factor de 12 kg CO₂eq/kg H₂, siendo cerca de un 75 % asociado a la operación de la planta [151]. El CO₂ da cuenta de cerca del 89 % de las emisiones de gases de efecto invernadero en todo el proceso. No obstante, la factibilidad de captura del CO₂ es alta y puede ser rentable, razón por la cual las emisiones del proceso pueden disminuir. Las desventajas desde el punto de vista ambiental, es la necesidad de una fuente de metano para su operación y las emisiones asociadas al horno de reformado.

Oxidación parcial

La oxidación parcial consiste en mezclar un combustible de hidrocarburo con oxígeno para formar una mezcla de hidrógeno y gas de síntesis (CO), en base a la siguiente reacción [9]:



La reacción anterior puede ocurrir a alta temperatura, entre 1.100–1.500 °C sin un catalizador, o a una temperatura menor entre 600 y 900 °C con catalizador.

²⁸ Kg de H₂.

Las plantas de oxidación parcial se utilizan para formar hidrógeno, monóxido de carbono, dióxido de carbono y agua de los residuos del proceso de refinación (hidrocarburos líquidos altamente viscosos).

Este proceso utiliza principalmente hidrocarburos pesados, incluidos brea de desasfaltado y coque de petróleo. Estos se precalientan y luego se mezclan con oxígeno dentro de un quemador; después de la ignición, las reacciones ocurren dentro de una cámara de combustión a alta temperatura produciendo un efluente que contiene varias cantidades de hollín, dependiendo de la composición de la materia prima.

Actualmente, las principales utilidades de la oxidación parcial son: (i) en la producción de H₂ para aplicaciones de refinería, (ii) la producción de gas de síntesis a partir de carbón y (iii) en la producción de energía eléctrica a partir de coque de petróleo y brea de desasfaltado, a través de grandes Ciclos Combinados Integrados con Turbinas a Gas (siglas en inglés IGCC).

Reformado auto-térmico

Es una combinación entre el proceso de oxidación parcial y reformado, en el cual el calor del proceso endotérmico del reformado se provee a través del calor resultante de la oxidación parcial [9]. De esta forma el reformador es más compacto. La idea es producir gas de síntesis mediante la oxidación parcial de hidrocarburos, introducidos con oxígeno y vapor, y posteriormente llevados al proceso de reformado catalítico.

La materia prima del reformado auto térmico puede ser gas natural, gases residuales de refinería, gas pre-reformado, gas licuado de petróleo (GLP), nafta, entre otros [10].

En la Tabla 23 los procesos de reformado son comparados entre sí.

Gasificación del carbón

Un 18 % del hidrógeno producido en el mundo se obtiene a partir de la gasificación del carbón [6]. El uso del carbón para la obtención de hidrógeno está relacionado a la producción de amoníaco [2]. La gasificación usa además de carbón, oxígeno y vapor de agua para la producción de hidrógeno según las siguientes reacciones [9]:



La gasificación del carbón tiene una tecnología bien establecida para convertir carbón parcial o completamente en gas de síntesis. Los gasificadores de carbón usan O₂ o aire para proporcionar calor mediante la combustión de parte del carbón, agregando vapor o CO₂ para las reacciones de gasificación. Después de purificar el gas de síntesis, este se usa en: (1) combustión en una turbina de gas para producir

Tecnología	Reformado con vapor	Auto-Térmico u Oxidación Parcial
Beneficios	Alto rendimiento Emisiones Costo para grandes unidades	Menor tamaño Costos para pequeñas unidades Simplicidad del sistema
Desafíos	Complejidad del sistema Sensible a calidad del gas natural	Menor rendimiento Purificación del H ₂ Emisiones/encendido

Tabla 23: Comparación de diferentes procesos de reformado [11].

electricidad; (2) materia prima para síntesis químicas, como amoníaco, combustible líquido y producción de metanol; o (3) metanación para producción de gas natural sintético.

En la fase inicial, se aumenta la temperatura del carbón en el gasificador y se rompen los enlaces químicos formando alquitranes, aceites, fenoles y gases de hidrocarburos [2]. Estos productos reaccionan también formando hidrógeno, monóxido y dióxido de carbono. El carbón fijo que queda luego de la devolatilización reacciona con oxígeno, vapor de agua, dióxido de carbono e hidrógeno para contribuir a la mezcla final del gas. Al final del proceso, alrededor de un 70 % del valor energético del gas corresponde a CO y H₂, el resto del contenido del gas es agua, CO₂ y CH₄, aunque el porcentaje depende altamente del tipo de gasificador. Adicionalmente, se forman sulfuros de hidrógeno, y también se convierte en sulfuro de carbonilo (Carbonyl sulfide-COS). El nitrógeno del combustible se convierte generalmente en N₂, pero también se obtiene una porción menor de amoníaco y de cianuro de hidrógeno. Gran parte del contenido de cloro se convierte en cloruro de hidrógeno (gas HCL). Otros elementos presentes en el combustible también se liberan durante la gasificación, como mercurio y arsénico. Generalmente, para limpiar el gas de síntesis se utilizan solventes como metileno y metanol, operando a temperatura ambiente.

La gasificación es una actividad floreciente en todo el mundo. En el año 2010, 128 plantas de gasificación se encontraban operando, con un total de 366 gasificadores que producían cerca de 42.700 MW de gas de síntesis. La eficiencia de este proceso se encuentra entre 50 y 70 % [9]. Los rangos de costos publicados utilizando este tipo de tecnologías se estiman entre 0,7 a 1,6 USD/kg sin captura de CO₂ y de 0,9 a 2,6 USD/kg de H₂ con captura.

Gasificación de biomasa

La gasificación de biomasa es un proceso termoquímico de oxidación parcial que convierte biomasa en gas en la presencia de un agente gasificador como aire, vapor, oxígeno, dióxido de carbono o una mezcla de ellos [13]. El gas producido es una mezcla de CO, H₂, CH₄, y CO₂, entre otros. La calidad del gas depende de la biomasa utilizada, de los agentes gasificadores, del diseño del reactor, la presencia de un catalizador y las condiciones operacionales del reactor.

La producción a partir de biomasa se basa en el alto contenido en hidrógeno de compuestos como la celulosa. La biomasa también puede gasificarse para extraer el hidrógeno, pero además, se pueden realizar procesos de fermentación. En este sentido se debiera considerar como materia prima a la biomasa terrestre y la biomasa marina (algas principalmente).

Por otro lado, existe la denominada fermentación oscura, que es realizada por una variedad de bacterias que consumen materia orgánica, las cuales tienen la habilidad de fermentar carbohidratos para producir hidrógeno molecular [14]. Este proceso se destaca por una alta razón de producción de hidrógeno, una alta tasa de aumento de la población bacteriana y utilización del substrato orgánico como almidón, celulosa o desechos municipales. No obstante, la formación teórica de hidrógeno está restringida a 8 kg de H₂ por 180 kg de glucosa, lo que corresponde en torno a un 4% por peso.

Descomposición térmica del agua

La descomposición térmica es un proceso de disociación de la molécula de agua a partir de calor. Dado que la producción directa de hidrógeno requiere temperaturas superiores a 2.500°C aproximadamente, se utilizan ciclos termodinámicos con diferentes reacciones químicas intermedias para producir hidrógeno a temperaturas más bajas, 850-1.000 °C.

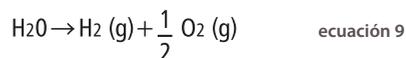
Estos procesos actualmente tienen varias complicaciones asociadas a la recombinación del hidrógeno y del oxígeno, también por corrosión e intercambio de calor causada por la temperatura de operación y por los químicos utilizados y existe además la dificultad de conseguir una fuente de calor para el proceso [4].

9.1.2 Proceso electrolítico - Electrólisis del agua

Es el método más conocido y limpio para obtener hidrógeno a partir del agua, siendo una tecnología madura basada en la disociación de la molécula en hidrógeno y oxígeno aplicando una corriente eléctrica directa [4]. Su uso complementado con la generación eléctrica a través de fuentes renovables es considerado actualmente como la única forma de obtener grandes cantidades de hidrógeno sin emisión de gases contaminantes o sin consumir recursos nucleares o fósiles. Tradicionalmente, las grandes plantas de electrólisis han sido construidas cerca de plantas hidroeléctricas para generar ganancias en horas de bajos precios en la red eléctrica, existiendo ejemplos en Aswan (1960, Egipto, ABB), Ryukan (1965, Noruega, Norsk Hydro), Cuzco (1958, Perú), Nangal (1958, India), Trail (1939, Canadá) y Alabama (1971, Estados Unidos). Al año 2015 la capacidad global instalada de esta tecnología ascendía a 8 GW [6].

El principio físico de producción corresponde a la circulación de corriente continua a través de dos electrodos en contacto con agua, lo que permite separar sus moléculas en hidrógeno y oxígeno. La corriente fluye entre dos electrodos separados e inmersos en un electrolito acuoso con contenido de iones que permiten aumentar la conductividad iónica. Los electrodos deben ser resistentes a la corrosión, deben tener una buena conductividad eléctrica, exhibir propiedades catalíticas e integridad estructural apropiada. El electrolito debe mantener sus propiedades durante el proceso, por tanto es importante que no reaccione con los electrodos. El proceso requiere de la implementación de un separador

o diafragma para evitar la recombinación del oxígeno e hidrógeno, teniendo una resistencia eléctrica que evite que los electrodos sean cortocircuitados. No obstante, el separador debe tener una alta conductividad iónica, además de una gran estabilidad física y química. La reacción global se describe como:



El agua que entra es tratada previamente para conseguir requerimientos de pureza evitando la deposición de minerales y el consiguiente deterioro de los elementos de las celdas, y reacciones electroquímicas no deseadas, con lo cual se pueden conseguir purezas del hidrógeno extraído en torno a un 99,999 vol % [4].

Según los fundamentos físicos, el consumo de energía de este proceso depende de la temperatura y presión; la energía eléctrica demandada se reduce considerablemente a medida que aumenta la temperatura, a la vez que aumenta la demanda térmica del proceso. Esta es una de las razones por la cual la electrólisis del vapor de agua tiene un potencial significativo. A modo de ejemplo, cuando la temperatura aumenta de 25 a 1.000 °C, la energía que será provista por la red eléctrica se reduce en torno a un 25,1 % [4], mientras que la demanda térmica aumenta en 132,3 %.

Para el proceso de producción son necesarios equipos adicionales al electrolizador, los cuales se denominan comúnmente "balance de planta". Esto incluye los sistemas que manejan el agua, los gases del proceso y los equipos de control. Los gases en particular deben ser enfriados, purificados, comprimidos y almacenados [4]. En la mayoría de las instalaciones el oxígeno se ventea a la atmósfera. Por otro lado, el proceso requiere de un rectificador de corriente, una unidad de desmineralización de agua y una bomba de agua [15].

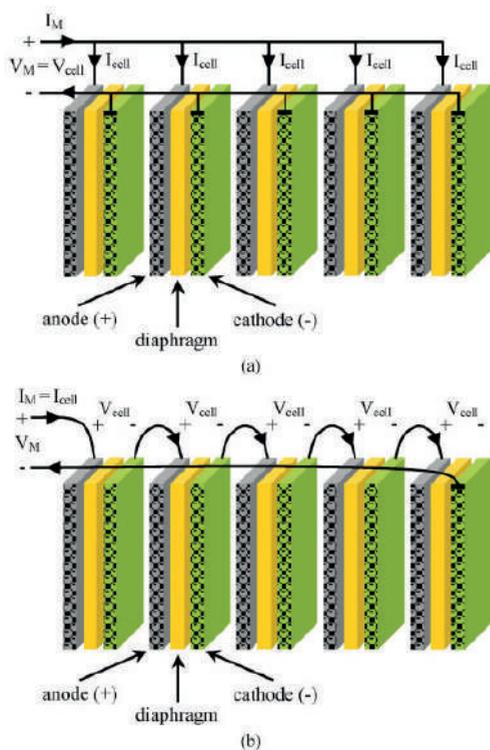


Figura 43: Configuración del electrolizador: (a) celdas conectadas en paralelo, (b) celdas conectadas en serie [4].

Los electrodos, el diafragma y el electrolito son los elementos que configuran una celda de electrólisis. A su vez, la celda electrolítica es el elemento básico que compone al sistema de producción de hidrógeno electrolítico denominado Electrolizador. Las celdas pueden ser conectadas en paralelo o en serie [4], como se muestran en la Figura 43.

Actualmente existen tres tipos de electrolizadores, que difieren principalmente en el electrolito utilizado. De mayor a menor madurez tecnológica, generalmente se ordenan en:

- ▶ Alcalinos,
- ▶ Membrana de intercambio de protones (PEM) y
- ▶ Estado sólido (SOE).

Los electrolizadores alcalinos son una tecnología confiable dado que han sido utilizados durante un largo tiempo. Las tecnologías PEM ya se encuentran en un nivel de desarrollo similar, pero con menor capacidad instalada y experiencia operativa, mientras que las SOE muestran un gran potencial para reducir los costos de capital y aumentar la eficiencia. En la Tabla 24 se presenta una comparación de estas tres tecnologías con el método más utilizado de extracción de hidrógeno, el reformado de gas metano.

Principio Físico	Tecnología	Potencia	Madurez	Costos de inversión (USD/kW)	Eficiencia (%)	Vida útil
Reformado de gas metano	Gran escala	150-300 MW	Comercial	400-600	70-85	30 años
	Pequeña escala	0,15-15 MW	Demostración	3.000-5.000	~51	15 años
Electrólisis	Alcalino	Hasta 150 MW	Comercial	850-1.500	65-82	Entre 60k y 90k horas
	PEM	Hasta 150 kW (pilas) Hasta 1 MW (sistemas)	Inicio Comercial	1.500-3.800	65-78	Entre 20k y 60k horas
	SOE	Nivel laboratorio	Investigación	-	85-90	~1.000 horas

Tabla 24: Rendimiento actual de las tecnologías clave de generación de hidrógeno [6].

El hidrógeno producido por electrólisis, dependiendo del precio de la electricidad, puede llegar a ser más de dos veces el precio a través de reformado de vapor [8] [152], en parte por los mayores costos de inversión y menor vida útil. Es importante destacar que existe cierto consenso en la industria que para necesidades de hidrógeno de menor escala, la alternativa de electrólisis puede ser competitiva con el reformado de metano con vapor.

En las siguientes secciones los diferentes métodos de electrólisis son descritos en mayor detalle.

Electrolizadores alcalinos

Son reconocidos como una tecnología madura: en 1902 ya operaban 400 unidades. Desde un punto de vista tecnológico, los electrolizadores alcalinos se encuentran suficientemente avanzados como para comenzar la producción de hidrógeno a una escala significativa [4]. Estas tecnologías utilizan un líquido electrolítico de solución acuosa de hidróxidos de potasio (KOH) para maximizar la conductividad iónica. Otros electrolito posible es hidróxido de sodio (NaOH) [4]. El principal desafío durante la operación de los dispositivos es que el electrolito es corrosivo.

En general, algunos de estos dispositivos pueden llegar a tamaños entre 2 y 3 MW, produciendo entre 40-70 kg H₂/h. La tasa de producción generalmente se limita entre un 25 y 100 % de la carga nominal, para prevenir condiciones de operación que podrían dar origen a mezclas de gases explosivos. Para su complemento a la producción de energías renovables esta tecnología tiene poca flexibilidad: los sistemas tienen tiempos de partida en frío entre 10 y 40 minutos [15]. No obstante, desarrollos recientes dan cuenta de diseños que podrían alcanzar su potencia nominal a partir de un estado de reposo en 30 segundos [16].

Generalmente, la temperatura de operación se encuentra entre los 60 y 80 °C. Respecto a la presión, los modelos suelen operar a presión atmosférica, pudiendo alcanzar también 30

bar [15] [16]. Los niveles de pureza del H₂ que se pueden conseguir se encuentran entre 99,5 % sin equipos adicionales de purificación, pudiendo llegar a un 99,999 % utilizando un dispositivo para remover el oxígeno y un secador. Por el otro lado, el agua utilizada debe ser pura, con una conductividad eléctrica menor a 5 μS^{29} /cm [4].

Presentan una vida útil de 15 años, estimándose 60.000 a 90.000 horas de operación para las celdas [6] [4] [15]. Los costos de inversión se han estimado en el rango de 850-1.500 USD/kW dependiendo de la capacidad de producción. La eficiencia de la operación se encuentra entre rangos de 47 a 82 %.

Las mejoras de los últimos años han ido en dos direcciones: se ha reducido el costo operativo eléctrico y por otro lado se han aumentado las densidades de corriente para reducir los costos de inversión. Debe notarse que para unidades grandes, el costo es casi proporcional al área de electrólisis. Las compañías productoras más reconocidas son Hydrogenics (Canadá) y NEL Hydrogen (Noruega) [15].

Membrana de intercambio de protones PEM

El uso de este tipo de electrolizadores comenzó en la década del 50. En 1966 General Electric desarrolló el primer electrolizador basado en este concepto, siendo comercializado en 1978 [4]. Los electrolizadores tipo PEM están disponibles comercialmente, siendo utilizados en aplicaciones de menor escala y en fase demostrativa para proyectos de gran tamaño de hasta 2 MW por electrolizador [15].

Se utiliza una membrana polimérica con carácter ácido, la cual es responsable del intercambio de protones de hidrógeno [4]. Los electrodos normalmente corresponden a metales nobles como el platino o iridio. En general, la presencia de las membranas de polímeros limita la temperatura bajo los 80°C. Algunos modelos alcanzan presiones en torno a 85 bar. Esto permite la producción de hidrógeno a 35 bar y oxígeno a presión atmosférica.

²⁹ Corresponde a la unidad Siemens [S] definida para la conductividad eléctrica, en este caso es microsiemens.

La pureza del hidrógeno suele ser mayor a la de los electrolizadores alcalinos, sobre 99,99 vol. % sin la necesidad de equipos auxiliares. Además, la conductividad eléctrica del agua debe ser menor a 1 $\mu\text{S}/\text{cm}$. Una de sus mayores ventajas es la habilidad para trabajar bajo variaciones de potencia, ya que el transporte de protones responde rápidamente a las fluctuaciones en la alimentación de la red.

Estos sistemas tienen una capacidad de 150 kW hasta sistemas de 1 MW, una vida útil en torno a 20.000 a 60.000 horas y costos de inversión entre 1.500-3800 USD/kW [6]. No obstante, varias compañías consultadas en el marco de este estudio, han declarado costos de inversión que se encuentran entre 800 y 1.200 USD/kW y que la operación se extiende a 80.000 horas. Además, existen economías de escala para despacho de un gran número de unidades, lo que situaría a este tipo de tecnología cercano a los costos de instalación de electrolizadores alcalinos. Las eficiencias van en rangos entre 48 y 78 % [4] [6]. Los esfuerzos de investigación están centrados en incrementar la superficie de las membranas, el rendimiento del módulo de celdas y el uso compartido de equipos auxiliares [15].

Membrana de estado sólido SOE

Su desarrollo data de los años 60, en Estados Unidos y Alemania y están en una etapa de investigación y desarrollo. Demuestran gran potencial, ya que el uso de altas temperaturas reduce su uso eléctrico [4]. Se utilizan temperaturas en torno a 600 y 900 °C. En estos casos se utiliza una membrana sólida cerámica, la cual exhibe buena conductividad iónica. Los cátodos son comúnmente compuestos de níquel y YSZ (Circona estabilizada con Itria), mientras el ánodo es un compuesto de YSZ y mangantitas de lantano, ferritas o cobaltitos.

El objetivo de esta tecnología es aumentar la temperatura de operación, lo que la vuelve atractiva cuando existe una fuente de temperatura por ejemplo, en aplicaciones combinadas de calor y potencia. En particular, se vuelve interesante en el caso nuclear, en el cual las temperaturas de enfriamiento pueden

llegar hasta los 950 °C. Por otro lado, se ha mostrado que fuentes de geotermia podrían aportar calor para estos dispositivos así como el uso de concentración solar que será discutida en el punto 9.2.

Los costos para este tipo de dispositivo aún no se han confirmado [15]. Las eficiencias se encuentran en torno a 80 y 90 %, con una vida de 1.000 horas [6] [15]. Una de las mayores dificultades corresponde a los desafíos de la operación a alta temperatura y a la operación con gases, en particular, en lo que se refiere a maximizar el área de contacto entre los gases y electrodos. No obstante, uno de los mayores problemas es la limitada estabilidad de largo plazo de las celdas [4]. El trabajo en este tipo de dispositivo se lleva a cabo en Japón (JAEA), EE.UU. (INL), Alemania (EIFER) y China (INET).

9.1.3 Procesos biológicos

Descomposición biológica del agua

La producción de hidrógeno puede realizarse a través de microorganismos fotosintéticos que son capaces de descomponer el agua en oxígeno e hidrógeno. Algas como la *Scenedesmus*, producen hidrógeno bajo dos condiciones, (1) bajo luz visible o (2) en ausencia de aire (anaerobia) y luz. En este último, se fermenta utilizando almidón como fuente reductora. Este método tiene una menor producción de H_2 por unidad de peso, pero goza de gran estabilidad debido a la ausencia de oxígeno. También las cianobacterias como la *Spirulina*, producen hidrógeno mediante la fermentación en condiciones anaerobias y sin presencia de luz, siendo esta especie la que presenta actividad más elevada en su tipo.

La eficiencia de este proceso es bastante baja, pero puede ser compensada con el costo reducido de inversión. En laboratorio se ha obtenido hasta un 7% de eficiencia en la conversión de energía solar mediante sistemas foto-heterotróficos [8].

9.1.4. Otros procesos

Descomposición foto catalítica del agua

El principio físico corresponde a la obtención directa de hidrógeno a partir de agua a través de la incidencia de rayos solares en semiconductores inmersos en una solución acuosa. El principio de funcionamiento se basa en el efecto fotovoltaico, que corresponde a la absorción de fotones por un material, lo cual tiene como resultado la separación de un par electrón-hueco, lo que produce un voltaje capaz de generar una corriente local en una celda y separar el agua bajo el mismo principio de la electrólisis.

La descomposición foto catalítica es un proceso complejo dado que requiere una gran cantidad de energía, alrededor de 3,7 kWh/kg de agua (237 kJ/mol). Dado que el agua pura absorbe poca radiación infrarroja del espectro solar, y esta energía no es suficiente para disociar las moléculas, por lo tanto, se necesita un fotocatalizador para lograr la división del agua mediante radiación solar, es decir, una especie que absorba fotones de mayor energía y active los pasos elementales de una reacción redox necesarios para disociar el H_2O en H_2 y O_2 [17]. Los requerimientos termodinámicos de la reacción implican el uso de materiales que tengan una gran separación entre la banda de valencia y la banda de conducción, lo que se denomina banda prohibida. Dado que la frecuencia del fotón que absorbe un material depende proporcionalmente del tamaño de la banda prohibida, generalmente los materiales utilizados captan radiación ultravioleta. En este contexto gran parte de la energía solar es desaprovechada, ya que la mayor energía que llega a la tierra del sol se concentra en el espectro visible. Una rama de estudio es la ingeniería del estudio de materiales con bandas prohibidas que sean estrechas (p. ej. aprovechen mayor espectro de la luz solar), y tengan un potencial altamente negativo asociado a sus bandas de conducción.

Este método se encuentra en estado de investigación básica.

Una metodología prometedora para aumentar la eficiencia de la producción de hidrógeno bajo este principio consiste en mezclar la fotocatalisis y química sonora. Las ondas de ultra sonido inician reacciones químicas a través de cavitaciones acústicas, las cuales son un fenómeno acústico no lineal que ocurre en un líquido cuando es irradiado con alta potencia y bajas frecuencias ultrasónicas (20-100 kHz) [17]

Como subproducto de otros procesos

En el proceso de producción del acero se genera hidrógeno como subproducto. Para utilizarlo, debe ser recolectado y tratado, siendo desafiante conseguir niveles de pureza aptos para una celda de combustible [6]. El autoconsumo de hidrógeno contribuye a la eficiencia energética del proceso mismo.

Otro proceso que produce hidrógeno como subproducto es el proceso Cloro Alcalino, el cual utiliza el principio de electrólisis, por tanto involucra el paso de electricidad a través de una salmuera de NaCl (cloruro de sodio), lo que produce cloro gas en el ánodo e hidrógeno en el cátodo, siendo otro producto la soda cáustica (NaOH) [18]. Se utilizan tres tipos de tecnología para producir cloro y soda cáustica, siendo del tipo (1) membrana, (2) mercurio y (3) diafragma. Históricamente la mayoría de las plantas utiliza mercurio, pero la presión medioambiental ha hecho que la industria se mueva hacia la de membrana. El principio de operación es muy similar al de un electrolizador de agua. Como resultado se obtiene una concentración de NaOH en torno a un 30 % y el gas de cloro contiene oxígeno que debe ser purificado a través de la licuefacción y evaporación.

9.2. Uso de la energía solar para la producción de hidrógeno

Varias vías de producción de hidrógeno pueden ser más atractivas y ambientalmente más amigables cuando se combinan con una fuente de energía renovable, como la energía solar [19]. En particular, el interés por la electrólisis del agua ha aumentado recientemente, influenciado por su potencial para proporcionar hidrógeno con una huella de carbono asociada muy baja, al utilizar electricidad de fuentes renovables, así como para que los electrolizadores proporcionen servicios a las redes eléctricas fluctuantes, tales como la gestión de la respuesta de la demanda.

Los sistemas de energía de concentración solar se pueden emplear en dos enfoques:

- ▶ En su función principal como proveedores de electricidad pueden suministrar (alternativamente a la energía fotovoltaica) la electricidad renovable para la electrólisis del agua.
- ▶ Pueden proporcionar calor de proceso a alta temperatura como fuente de energía necesaria para la realización de reacciones

químicas endotérmicas (similares, pero no limitadas a las reformadoras) en los denominados procesos termoquímicos solares. De esta manera la energía solar térmica obtenida no se convierte en energía eléctrica sino en enlaces químicos para crear sustancias químicas como el hidrógeno.

Las siguientes son las principales tecnologías de producción de hidrógeno solar que ya han sido investigadas y caracterizadas con datos técnicos y económicos:

- ▶ Reformado solar [20].
- ▶ Gasificación solar [21].
- ▶ Ciclos termoquímicos solares.
- ▶ Electrólisis de óxido sólido (SOE).

Los dos primeros tipos de proceso son similares a sus homólogos convencionales, pero hacen uso de la radiación solar concentrada como fuente de calor a alta temperatura.

Los llamados ciclos termoquímicos incluyen los ciclos redox solares: óxido metálico/redox y basados en azufre.

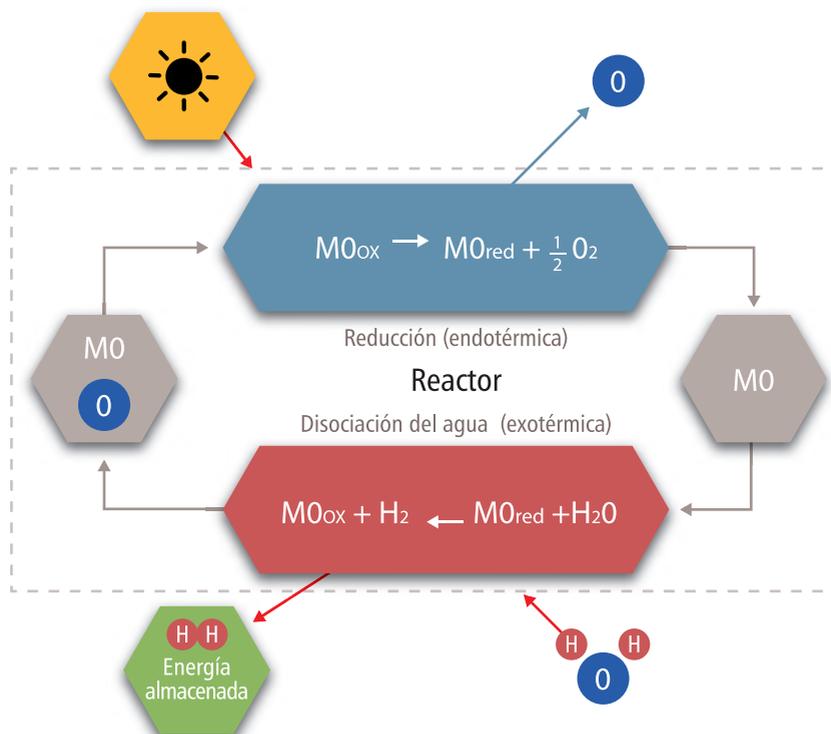


Figura 44: Esquema de un ciclo redox solar en dos pasos para la disociación del agua [153].

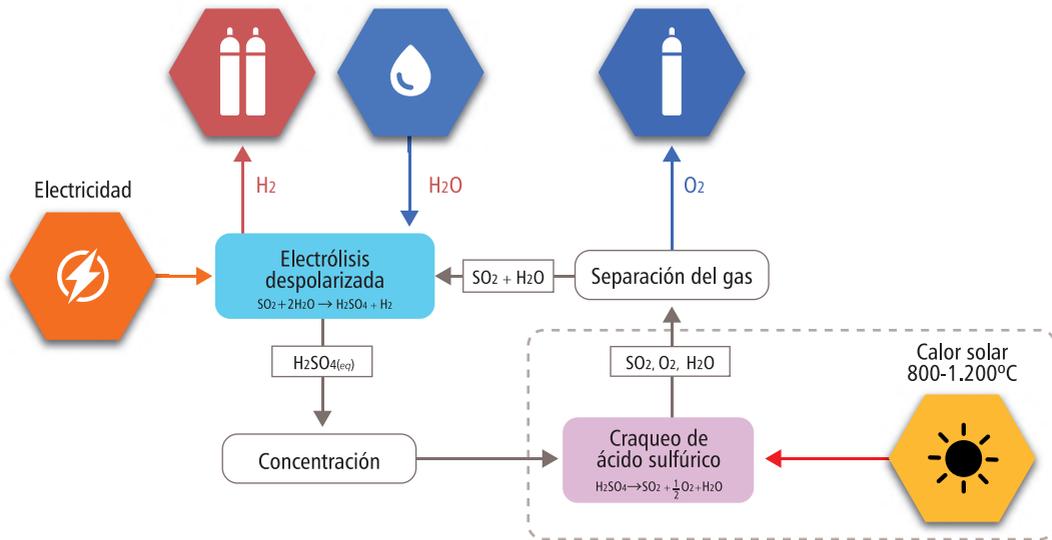


Figura 45: Esquema de ciclo híbrido de azufre para disociación de agua [154].

Los ciclos termoquímicos que emplean óxidos metálicos utilizan la energía solar concentrada como fuente calorífica de alta temperatura para lograr la conversión de agua en hidrógeno y oxígeno mediante una serie de reacciones endotérmicas y exotérmicas, es decir, transforman la energía térmica en energía química [153]. La primera etapa del ciclo consiste en un proceso endotérmico en el que se produce la reducción del óxido metálico en metal o en un óxido de menor valencia. La segunda etapa consiste en un proceso exotérmico de descomposición del agua en hidrógeno a la vez que se regenera el óxido inicial (Ver Figura 44).

Por otro lado, los procesos basados en azufre presentan requisitos de temperatura más bajos (por ejemplo, 800 °C), una eficiencia relativamente más alta, pero su principal ventaja es su estrecha relación con la producción de ácido sulfúrico así como con el empleo de azufre sólido como medio de almacenamiento de energía solar barato, ver Figura 45.

En el caso de la electrólisis de óxido sólido, la CSP puede ser utilizada para proporcionar tanto electricidad como calor. Aquí, las celdas de electrólisis de óxido sólido de alta temperatura se utilizan para dividir el vapor para producir H₂ en paralelo con O₂. Los sistemas CSP pueden emplearse para producir no solo la electricidad

necesaria para las celdas SOE, sino también el calor necesario para evaporar el agua y sobrecalentar el vapor. Al igual que en las celdas de combustible de óxido sólido (SOFCs), compuestos porosos de óxido de cerámica basado en manganita de estroncio, dopado con lantano y zirconia estabilizada con itria (LSM-YSZ), se utilizan comúnmente como electrodos de O₂ sólido.

El camino actual de elección para la producción de hidrógeno solar es el uso de plantas PV o CSP para la producción de energía eléctrica, que posteriormente es utilizada por un electrolizador.

Por un lado, las vías termoquímicas (ver Tabla 25) prometen altas eficiencias y bajos costos. No obstante, el reformado solar tiene el nivel de madurez tecnológico más alto. Si bien esta tecnología aun requiere una materia prima rica en carbón, otras tecnologías como los ciclos termoquímicos solares pueden realizarse sin tal materia prima y alcanzar altas eficiencias potenciales, aunque estos tienen un nivel de madurez tecnológico más bajo y requieren investigación adicional para alcanzar el nivel comercial. Por lo tanto, el reformado solar se considera como una tecnología de puente en el camino a los procesos de producción libres de combustibles fósiles.

	Reformado Solar	Gasificación Solar	Solar Redox
Actual nivel de madurez tecnológica (TRL) [22]	6 – Modelo de sistema / subsistema o demostración de prototipo en un entorno relevante.	5 – Validación de componentes y / o paneles en un entorno relevante	4 – Validación de componentes y / o paneles en el entorno de laboratorio
Escala del piloto	Piloto a escala 600 kW _{th}	Piloto a escala 200 kW _{th}	Piloto a escala 100 kW _{th}
Escala actual	Sistemas pilotos probados Listo para demostración a mayor escala	Reactor diseñado y optimizado	Piloto paralelo y descubrimiento de materiales DLR construye 750 kW _{th} demo en la Plataforma Solar de Almería (España)
Sistema Piloto	Hecho	5 años	En curso
Demostración	2 años	10 años	5 años
Pre-comercial	5 años	10-15 años	10+ años

Tabla 25: Métodos solares termoquímicos para la producción de hidrógeno.

9.3 Mecanismos de almacenamiento

El hidrógeno tiene la mayor energía por unidad de masa que cualquier otro combustible, sin embargo, su baja densidad a temperatura ambiente resulta en una baja densidad energética por unidad de volumen, por lo tanto, requiere el desarrollo de avanzados métodos de almacenamiento con un potencial de mayor densidad energética [23].

Principalmente, el hidrógeno puede ser almacenado físicamente, en superficies sólidas (por adsorción) o dentro de sólidos (por absorción), y también en otros compuestos. La Figura 46 muestra las formas principales de almacenamiento.

Dependiendo del tipo de almacenamiento, existen consumos de energía que disminuyen la eficiencia asociada al proceso global o características constructivas que pueden limitar su uso o presentar ciertos inconvenientes de seguridad para ciertas aplicaciones.

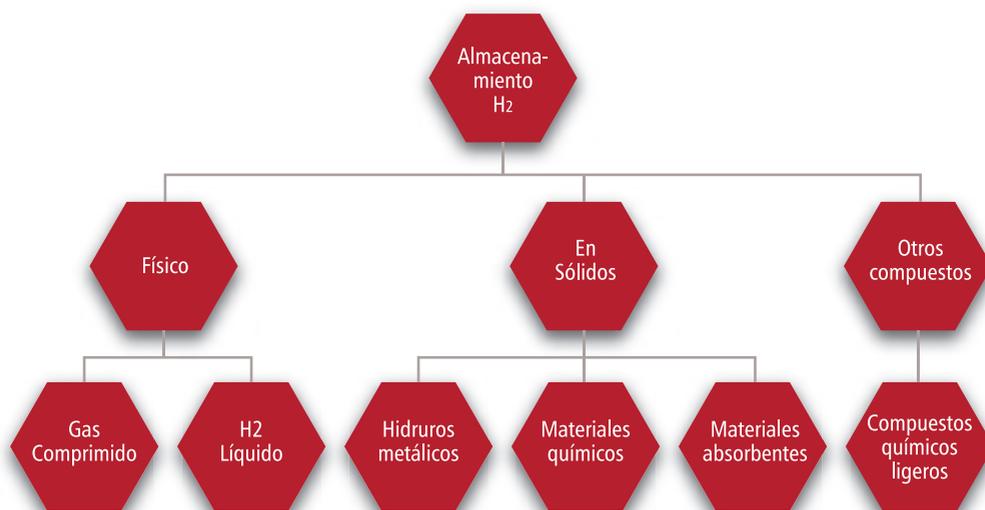


Figura 46: Diagrama, formas de almacenamiento del hidrógeno.

9.3.1. Almacenamiento en forma física

Existen varias formas de almacenar el hidrógeno entre las cuales se encuentra: (1) el uso de tanques o estructuras sólidas, (2) inyección a redes de gas existentes, (3) almacenamiento bajo tierra y (4) almacenamiento químico. Respecto a la distribución de este gas, se puede realizar a través de cilindros, camiones del tipo tube trailers trasladando hasta 300 kg a 200 bar, o redes de gas a baja presión entre 10 y 20 bar para grandes cantidades y largas distancias [9].

Tanques o estructuras sólidas

Los tanques o estructuras sólidas que almacenan hidrógeno gaseoso o líquido son tecnologías maduras y procesos intensivos en energía [9]. El rango de almacenamiento se encuentra entre 100 kWh para tanques presurizados hasta 100 GWh en almacenamiento criogénico [6]. Las características técnicas dependen de si se trata almacenamiento fijo o móvil para transportes. En general en este último caso el hidrógeno es comprimido a 700 bar para obtener densidades prácticas o licuado usando temperaturas menores a 243 °C [155].

Los tanques a presión tradicionales están hechos de acero inoxidable. Debido a limitaciones en la fuerza de tensión, estos tanques sólo soportan presiones entre 250 y 300 bar, lo que en general no permite almacenar gran cantidad de energía [24]. Por lo tanto, es necesario el uso de otros materiales compuestos que permitan llevar la presión a cerca de 700 bar. En general, para comprimir a esta presión puede considerarse un consumo energético en torno a 4,4 kWh/kg de hidrógeno, el cual corresponde en torno a un 10 % de la energía potencial del kilogramo de hidrógeno, y rangos comúnmente observados se encuentran entre 10-15% del contenido de energía del hidrógeno [9].

En el caso de tanques para líquidos, los tanques de acero han sido reemplazados por aluminio, disminuyendo en torno a un 50 % el peso. Mayores reducciones de peso se están investigando utilizando materiales basados en fibras reforzadas de polímeros con una cubierta

de cobre. Los costos energéticos de licuefacción pueden ser considerados como 15,2 kWh/kg, lo que corresponde a un consumo energético del orden de 30 a 40 % [9] [24].

En el caso de la utilización de tanques para gas natural, la regulación europea establece límites de 2 vol.% de mezcla con hidrógeno [25].

Inyección en red de gas natural

Dado que la red de gas y la infraestructura relacionada ya existe, la inyección de hidrógeno en la red de gas es la forma más rentable de almacenar grandes cantidades de hidrógeno.

Dependiendo del origen del gas natural, las especificaciones genéricas de gas natural pueden cumplirse a pesar de alcanzar un contenido de hidrógeno de hasta 15% en volumen [26].

Sin embargo, algunos usuarios de gas tienen especificaciones más estrictas. Este es el caso, por ejemplo, de centrales eléctricas en las que las turbinas de gas están calibradas para un valor calorífico específico, así como vehículos de gas natural, cuyo contenido de hidrógeno se limita al valor máximo considerado para la homologación del tanque de combustible CNG a bordo, que puede ser tan bajo como 2 vol% según la norma ECE R110 [27].

También pueden especificarse límites más estrictos para subsistemas de infraestructura de gas natural, como estaciones de compresión en la red de transporte o instalaciones de almacenamiento subterráneo.

Por lo tanto, los límites de concentración aplicables a la inyección directa de hidrógeno en la red de gas natural deben determinarse caso por caso.

Es importante mencionar que con la conversión de hidrógeno en metano sintético por combinación con CO₂ antes de la inyección, paso llamado metanación, elimina el límite de concentración de mezcla, ya que el metano puede mezclarse en cualquier proporción con gas natural sin impacto en sus aplicaciones [28].

Bajo tierra

Una formación geológica subterránea puede ser apropiada para el almacenamiento de hidrógeno si se asegura que es hermética, que la contaminación del gas a través de bacterias o compuestos orgánicos e inorgánicos es mínima y que el desarrollo del pozo es posible a través de costos aceptables, así como la cercanía a un lugar de producción [6]. También existen riesgos asociados al crecimiento de bacterias que transformen el hidrógeno en ácido sulfhídrico [25].

Comparando distintas opciones de almacenamiento respecto a seguridad, factibilidad técnica, costos de inversión y operación, la opción más favorable parece corresponder a cavernas de sal, las cuales están siendo construidas en varios sitios en Estados Unidos y el Reino Unido [6]. La compresión del gas se encuentra en rangos de 20 a 180 bar.

Un caso de ejemplo es el de la empresa argentina Hychico que en 2010 comienza los estudios geológicos para almacenar hidrógeno en un depósito de gas agotado ubicado cerca de sus instalaciones de producción de hidrógeno en la provincia de Chubut, en la Patagonia argentina. Como las instalaciones de Hychico están ubicadas en un campo de petróleo y gas, el pozo de gas "F-160" fue seleccionado para el proyecto piloto teniendo en cuenta su distancia de la planta de hidrógeno, tamaño,

profundidad, presión original, condiciones geológicas y mecánicas, entre otros [29].

Luego de la aprobación de impacto ambiental (2014) se inicia el programa de múltiples etapas de diferentes ciclos de inyección y extracción de hidrógeno y gas natural. La primera gran inyección de hidrógeno se desarrolló el 2016.

Las características del reservorio son las mostradas en la Tabla 26.

En paralelo a las pruebas de inyección y estanqueidad del reservorio, la empresa argentina en asociación con la Oficina de Investigaciones Geológicas y Mineras de Francia (BRGM³³) está desarrollando actualmente otro proyecto piloto, Hychico-BRGM, que se enfoca en el potencial de este tipo de reservorios de gas agotados para lograr la producción de metano mediante procesos biológicos. Como este gas natural sintético resultante cumple con todos los requisitos del gas natural convencional, puede usarse en cualquier aplicación de gas natural y en las tecnologías de combustión directa. El proceso de metanogénesis es la generación biológica de metano. En algunas condiciones, esta generación se puede lograr mediante metabolismos arqueales³⁴ utilizando hidrógeno y carbono de fuentes inorgánicas. Estos metabolismos pueden inducir la producción biológica del metano a partir de gas hidrógeno y CO₂ (es decir, contenido en el gas natural). La siguiente ecuación explica el proceso de metanogénesis:

Características	Valor
Tipo de reservorio	Glauconítico. Arenisca cubierta por arcillas.
Profundidad [mbhw ³⁰]	815
Presión original [bar-a]	26.5
Capacidad original de Gas in Situ [Nm ³]	~750.000
Espesor promedio [m]	2.5
Porosidad [%]	25
Permeabilidad (abs) [mD]	500
Saturación de agua [%]	55
Temperatura del suelo [°C]	55

Tabla 26: Características del reservorio de gas para almacenamiento de hidrógeno.

³⁰ Meters below wellhead level: metros bajo el nivel de la boca del pozo.

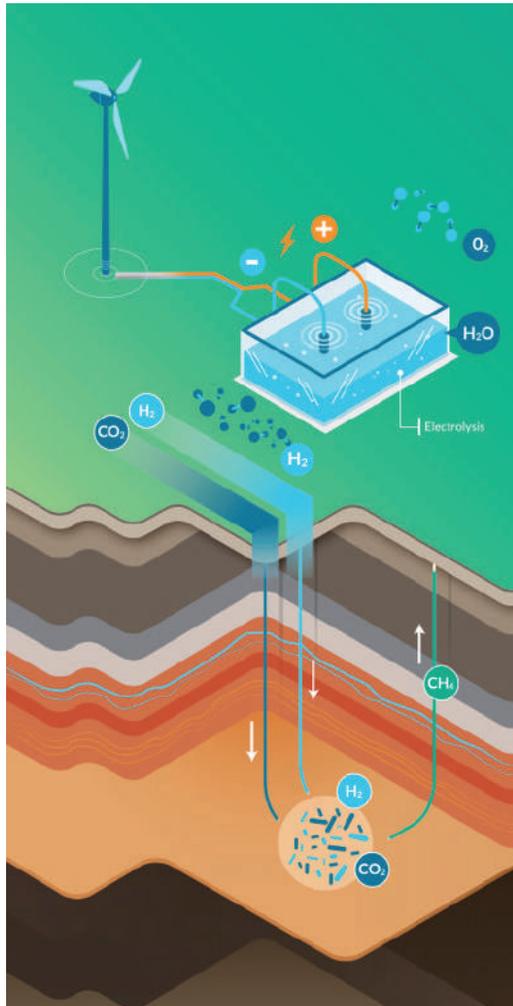
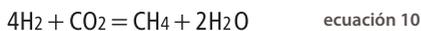


Figura 47: Producción de "Metano Verde". Fuente Hychico [32].



El metano de tales procesos tiene generalmente una alta pureza, es fácil de almacenar y transportar y su combustión emite pocos contaminantes en comparación con la combustión de petróleo y carbón [30]. Este comportamiento del hidrógeno en el almacenamiento subterráneo se ha observado en los depósitos de "gas de ciudad" durante los ciclos de inyección-extracción [31].

El Proyecto Piloto Hychico-BRGM se enfoca en el potencial de los reservorios de gas agotados para lograr la producción de metano mediante un proceso biológico (Figura 47). El objetivo es conocer los factores que pueden conducir a la producción de metano por medio de hidrógeno y CO_2 , incluida la identificación de los diferentes tipos de microorganismos que pueden estar involucrados en dichas reacciones metabólicas [29].

9.3.2 Almacenamiento en sólidos

Uno de los objetivos de la investigación en esta área, es desarrollar métodos de almacenamiento que puedan operar a temperatura ambiente y a presiones bajo los 100 bar, a través de materiales que reaccionan con el hidrógeno, aumentando su densidad energética [155]. Los materiales se pueden dividir en cuatro grupos principales: (1) carbono y otros materiales de alta área superficial, (2) hidruros recargables, (3) hidruros químicos (H_2O reactivo) y en (4) hidruros químicos térmicos [11]. La Tabla 27 muestra un listado de materiales para cada grupo.

En comparación con el almacenamiento de gases y líquidos, el beneficio del almacenamiento sólido de hidrógeno reside en su potencial de menor volumen, menor presión, mayor eficiencia energética y mayor pureza de hidrógeno producido [11].

Carbón y otros materiales de alta área de superficie (HSA)	Hidruros químicos (H ₂ O reactivo)
· Carbón activado	NaH encapsulado
· Nano tubos	Suspensiones de LiH & MgH ₂
· Nano fibras de grafito	CaH ₂ , LiAlH ₄ , etc.
· Estructuras Metal-orgánicas (MOF), Zeolita, etc.	
· Hidratos de gas	
Hidruros recargables	Hidruros químicos (térmico)
· Aleaciones e inter metálicos	Borazano de amoníaco (H ₃ NBH ₃)
· Nano cristalinos	Hidruro de aluminio
· Complejos	

Tabla 27: Métodos para almacenamiento de hidrógeno en sólidos [11].

La mayor densidad energética volumétrica conocida para el hidrógeno es en un enrejado de átomos de metal o compuestos químicos [24]. En estos casos el hidrógeno reacciona químicamente con el metal y forman hidruros metálicos o complejos, beneficiándose de la ausencia de fuerzas repulsivas en su estado molecular. Un gran número de metales y compuestos pueden formar enlaces con el hidrógeno, siendo en muchos casos reacciones reversibles con requerimientos leves de temperatura y presión, comparado a los sistemas convencionales.

Entre los más conocidos se encuentra el hidruro de lantano níquel (LaNi₅H₆), últimamente han ganado atención los hidruros de sodio aluminio (NaAlH₄) y el hidruro de magnesio (MgH₂), aunque estos últimos dos operan a altas temperaturas [24].

Otra rama de investigación corresponde al uso de hidruros compuestos reactivos (RCHs). En este tipo de compuestos, los dos hidruros reaccionan exotérmicamente en un nuevo compuesto, mientras libera hidrógeno en el proceso.

Por otro lado, el uso de materiales nano porosos presenta una serie de ventajas, como el hecho de que el proceso de absorción es completamente reversible y la velocidad de la reacción es rápida, contrastando con el caso de varios hidruros metálicos y complejos [155]. Además, la menor entalpía de absorción reduce

el manejo térmico y la absorción del hidrógeno no genera cambios de fase cristalográficos en el medio receptor, por tanto el ciclaje del material es un problema menor. No obstante, la absorción tiene un desafío, ya que la interacción del hidrógeno es débil con la superficie sólida, por lo que solo se pueden conseguir grandes densidades volumétricas a bajas temperaturas. Por último, este proceso ocurre solo en la superficie, lo que limita las densidades del almacenamiento, aun cuando se han reportado densidades gravimétricas impresionantes de nuevos materiales.

El almacenamiento en nano estructuras de carbono también son tecnologías prometedoras para conseguir densidades volumétricas altas. Mientras los hidruros metálicos están en una fase de demostración, es necesaria una investigación base para mejorar y entender el potencial de las nano estructuras de carbono [6].

9.3.3 A través de otros compuestos

Compuestos químicos ligeros

Una alternativa que disminuiría los inconvenientes de la baja densidad volumétrica del hidrógeno es almacenar y transportar las moléculas en otras sustancias como metano (CH_4) o amoníaco (NH_3). En el caso del metano sintetizado a partir de CO_2 e hidrógeno, su ventaja corresponde a que además del transporte utilizando infraestructura existente, puede ser directamente utilizado como combustible.

En el caso del amoníaco, su gran ventaja corresponde a que puede aumentar la densidad de transporte de hidrógeno desde 25 kg/m^3 asociado a lo que es posible conseguir con hidruros metálicos, a 108 kg/m^3 [156]. Otras ventajas atribuidas al amoníaco es que algunos estudios han demostrado que es competitivo en costos gravimétricos, volumétricos y energéticos respecto a los combustibles fósiles, y además, existe infraestructura para su almacenamiento, transporte y distribución, con más de 100 Mt de amoníaco repartidas cada año. Es importante destacar que el amoníaco es tóxico para los seres humanos, a diferencia del hidrógeno.

9.4 Conversión energética del hidrógeno

Existen cuatro formas de extraer la energía en los enlaces químicos del hidrógeno, las cuales son:

1. Oxidación a través de celdas de combustible
2. Quema directa del hidrógeno como combustible
3. A través del proceso de fusión nuclear
4. En la industria como reactante para algunos procesos

9.4.1 A través de celdas de combustible

Las celdas o pilas de combustible son dispositivos que combinan hidrógeno y oxígeno produciendo electricidad, agua y calor, de forma inversa a un electrolizador. A diferencia de una batería, las celdas pueden operar continuamente mientras sean provistas de un "combustible", siendo el proceso de conversión de energía significativamente más eficiente que la combustión, entre dos a tres veces [8].

Gran cantidad de celdas de combustible funcionan, además de hidrógeno, con otros combustibles tradicionales que tienen un alto contenido en hidrógeno, como el gas natural, alcoholes o gasolina. En este último caso, estos combustibles se utilizan en demanda, es decir pasan por un proceso de reformado, para la obtención del hidrógeno y posteriormente por la celda de combustible para producir electricidad. Además, cuando es utilizada de esta forma, los gases de la reacción pueden ser utilizados para producir agua caliente o incluso frío con una máquina de absorción.

Uno de los mayores desafíos es la elección de la interfaz denominada de "triple frontera", la cual tiene como función evitar la reacción entre el hidrógeno y el oxígeno fuera de la frontera, lo que disminuiría la eficiencia global del proceso y además podría crear un riesgo al producirse combustión al interior de la celda. Su otra función es recolectar los electrones entregados por el hidrógeno durante su ionización en el catalizador, entregando electricidad que será utilizada fuera de la celda.

A nivel mundial, más de 60.000 celdas de combustible, totalizando 300 MW, fueron despachadas en el 2015, mientras que solo el 2016 se han enviado más de 600 MW [5] [33] y se espera que crezca significativamente durante los próximos años. Los productores más relevantes se encuentran en Estados Unidos, Canadá, Japón y Europa [33]. En la Tabla 28 se muestran las compañías y su país de origen.

Las celdas de combustible pueden ser categorizadas como: (1) Alcalinas, (2) Membrana Electrolítica de Polímero (PEM), (3)

Ácido fosfórico, (4) de Óxido sólido y (5) de Carbonato fundido [34]. Las dos primeras celdas se encuentran comercialmente disponibles.

País	Compañía
Estados Unidos	Fuel Cell Energy
	Doosan Fuel Cell America
	Plug Power
	Bloom Energy
Canadá	Hydrogenics
	Ballard Power Systems
Japón	Fuel Cell Power
	Panasonic
	Toshiba
	Eneos Cell Tech
	Kyocera
	Aisin Seiki
	Jx Eneos
	Ceramic Fuel Cell
Australia	GenCell
Israel	ACTA SpA
Italia	Air Liquide
Francia	AFC Energy
Reino Unido	Ceres Power
	Convion
Finlandia	Bosch AG
Alemania	Elcore
	Heliocentris
	Proton Motor
	SFC Energy
	Siemens
	Viessmann
	Vaillant
	Fronius
Austria	Hexis
Suiza	Nedstack
Holanda	SenerTec
España	

Tabla 28. Compañías productoras de celdas de combustible.

Celdas alcalinas

El electrolito de este tipo de celda corresponde a una solución de hidróxido de potasio inserto en una matriz porosa, o una membrana alcalina polimérica, siendo el portador de

carga OH⁻ [34]. Su temperatura de operación se encuentra entre los 60-200 °C y consigue eficiencias en torno a un 60%. Sus ventajas corresponden a que existe una amplia gama de materiales estables lo que disminuye el costo de los componentes, baja temperatura y partidas rápidas. Se utiliza como catalizador el níquel. Uno de sus mayores desafíos es su sensibilidad al CO₂ en el aire y en el combustible, lo cual afectó su comercialización [157]. No obstante, han sido ampliamente utilizadas en aplicaciones espaciales. Por otro lado, una desventaja es el manejo del electrolito líquido, o la baja conductividad eléctrica en el caso del uso de una membrana polimérica.

Celda PEM

El electrolito de esta celda corresponde a un film polimérico, dónde el más utilizado es el Nafion®, siendo el portador de carga H⁺. Su temperatura de operación se encuentra entre 80 y 120 °C, con eficiencias en torno a un 60% [34]. Entre sus ventajas se encuentra que el electrolito sólido reduce la corrosión y facilita su manejo, rápidos tiempos de partida y cambios en la carga. Este tipo de celdas también puede ser compatible con el uso de metanol. En esta categoría se diferencian entre celdas PEM de baja y alta temperatura [157]. Las celdas PEM (al igual que las alcalinas) disponibles actualmente operan entre 50 y 80 °C hasta 30 bar (sistemas a 50 bar han sido probados en laboratorios) [158] y producen calor de baja calidad que se recupera mediante vapor, que puede ser utilizado para calentar espacios o agua en hospitales, universidades o edificios comerciales. Las celdas de alta temperatura presentan varias ventajas, entre ellas que el combustible puede aceptar hidrógeno hasta con un 5 % vol. de monóxido de carbono con menores efectos en la eficiencia de la celda. Entre sus desafíos se encuentra que utiliza catalizadores de alto costo como el platino y es sensible a impurezas en el combustible.

Celda ácido fosfórico

El electrolito es ácido fosfórico sumergido en una matriz porosa o embebida en una membrana polimérica, siendo el portador H^+ [34]. La temperatura de operación se encuentra entre 150 y 200 °C con eficiencias en torno al 40 %. Entre sus ventajas se encuentra que por su temperatura de operación puede ser utilizada en aplicaciones combinadas de calor y potencia (Combined Heat and Power) y posee mayor tolerancia a la impureza del combustible. Sus desafíos se centran en disminuir los costos de los catalizadores, ya que también utiliza platino, sus altos tiempos de partida y sensibilidad a los sulfuros. En particular, ha fallado en su comercialización debido a problemas de costo y corrosión [157].

Celda SOE

El electrolito utilizado por esta celda corresponde a una cerámica comúnmente fabricada a partir de un compuesto de circonita estabilizada con itria. Opera en rangos entre 500 y 1.000 °C, lo que los vuelve muy apropiados para aplicaciones combinadas de electricidad y calor [6] [34]. Alcanza eficiencias en torno a un 60 %. Entre sus ventajas se encuentra que consigue una alta eficiencia, posee alta flexibilidad en el uso del combustible (puede utilizarse también metano y monóxido de carbono) y un manejo más simple del electrolito, ya que se encuentra en estado sólido. Su desarrollo está en una etapa avanzada de investigación, en Japón se espera que comience su comercialización durante el 2018 [5].

Celda carbonato fundido

Se utilizan carbonatos de litio, sodio o potasio fundido, sumergidos en una matriz porosa [34]. La temperatura de operación se encuentra entre 700 y 1.000 °C [157] lo que la vuelve muy apropiada para aplicaciones combinadas de electricidad y calor con eficiencias en torno al 50 %. Dentro de sus ventajas se encuentra una alta eficiencia, flexibilidad en el uso de combustible, ya que puede utilizarse metano.

Sus electrodos se fabrican en base a níquel. Dentro de sus desventajas se encuentra que la alta temperatura corroe y destruye algunos componentes, tiene altos tiempos de encendido y baja densidad de potencia.

En la Tabla 29 se resumen las características de los distintos tipos de celda de combustible.

9.4.2. A través de la combustión

Dado que el hidrógeno también se quema, puede ser utilizado en motores, turbinas y calderas para obtener energía térmica. Si bien es posible quemarlo solo, este combustible suele mezclarse en proporciones pequeñas con otros, como el gas natural o diésel para disminuir las emisiones de aplicaciones ya existentes y en algunos casos, aumentar la eficiencia de la combustión.

Es importante tener en cuenta que debido a las distintas propiedades físicas del hidrógeno como combustible respecto a los combustibles convencionales, es necesario analizar detalladamente cada aplicación para evaluar la conveniencia de su uso, ya que su temperatura de ignición, flujo de la llama, entre otras propiedades, son significativamente diferentes. Además, aun cuando la combustión del hidrógeno es más limpia que la de los combustibles fósiles, dado que el producto es agua o vapor de agua, la combustión siempre desencadena la producción de óxidos de nitrógeno al reaccionar la temperatura de la llama con el oxígeno y nitrógeno del aire. Los óxidos de nitrógeno son gases de efecto invernadero y tóxicos para la salud humana, por la cual, la combustión del hidrógeno reduce sus beneficios ambientales respecto al uso en celdas de combustible. Adicionalmente, la combustión tiene una eficiencia significativamente menor que la de la conversión electroquímica, por tanto, se reduce el aprovechamiento energético del hidrógeno.

Varias de las turbinas instaladas en la Unión Europea han sido diseñadas para una fracción de hidrógeno menor a un 1 vol% [25]. Se ha mostrado recientemente que el hidrógeno se puede mezclar en turbinas a gas en torno

Tipo de Celda de Combustible	Temp oper.	Tamaño	Eficiencia típico (LHV)	Aplicaciones Eléctrica	Ventajas	Desafíos
Membrana de Intercambio Protónico (PEM)	<120°C	<1 kW - 100 kW	60% H ₂ directo; 40% reformado de combustible	<ul style="list-style-type: none"> • Energía de respaldo • Energía portable • Generación Distribuida • Transporte • Vehículos especiales 	<ul style="list-style-type: none"> • El electrolito sólido reduce la corrosión y los problemas de manejo • Baja temperatura • Partida rápida y seguimiento de carga 	<ul style="list-style-type: none"> • Catalizadores costosos • Sensible a las impurezas del combustible
Alcalino (AFC)	<100°C	1-100 kW	60%	<ul style="list-style-type: none"> • Militar • Espacial • Energía de respaldo • Transporte 	<ul style="list-style-type: none"> • Amplio rango de materiales estables permiten bajos costos de componentes • Baja temperatura • Rápida partida 	<ul style="list-style-type: none"> • Sensible al CO₂ en el combustible y aire • Manejo del electrolito (acuoso) • Conductividad del electrolito
Ácido Fosfórico (PAFC)	150-200°C	5-400 kW, Módulo 100 kW (PAFC líquido); <10 kW Membrana polimérica)	40%	<ul style="list-style-type: none"> • Generación distribuida 	<ul style="list-style-type: none"> • Adecuada para cogeneración (CHP) • Mayor tolerancia a las impurezas del combustible 	<ul style="list-style-type: none"> • Catalizadores costosos • Tiempo de arranque prolongado • Sensibilidad al azufre
Carbonato fundido (MCFC)	600 - 700°C	300 kW - 3 MW, Módulo 300 kW	50%	<ul style="list-style-type: none"> • Empresa eléctrica • Generación distribuida 	<ul style="list-style-type: none"> • Alta eficiencia • Flexibilidad de combustible • Adecuada para cogeneración (CHP) • Ciclo turbina híbrido/gas 	<ul style="list-style-type: none"> • Corrosión y ruptura de componentes de celda por alta temperatura • Tiempo de arranque prolongado • Baja densidad de potencia
Solid Oxide (SOFC)	500 - 1.000°C	1 kW-2 MW	60%	<ul style="list-style-type: none"> • Potencia auxiliar • Empresa eléctrica • Generación distribuida 	<ul style="list-style-type: none"> • Alta eficiencia • Flexibilidad de combustible • Electrolito sólido • Adecuada para cogeneración (CHP) • Ciclo turbina híbrido/gas 	<ul style="list-style-type: none"> • Corrosión y ruptura de componentes de celda por alta temperatura • Tiempo de arranque prolongado • Limitado número de detenciones

Tabla 29: Características celdas de combustible [34].

a un 2-5 % del volumen sin necesidades de ajustes adicionales, algunas turbinas podrían llegar hasta un 15 %, y se cree que se podrían alcanzar mezclas de hasta un 45 % [6] [25]. Sin embargo, no existe mucha demanda por turbinas que puedan quemar solo hidrógeno [6].

En general, la tecnología para la quema del hidrógeno junto a combustibles fósiles, está medianamente desarrollada y podría contribuir al desarrollo de la infraestructura de hidrógeno al crear una demanda a través de equipos existentes.

9.4.3. A través de la fusión

La fusión de átomos de hidrógeno y sus isótopos permitiría obtener energía en grandes cantidades. No obstante, la fusión nuclear aun se encuentra lejos de ser considerada una alternativa comercial, aunque existen proyectos emblemáticos como el ITER que buscan lograr por primera vez una reacción que produzca más energía de la que consume al año 2024.

9.4.4. Como reactante en procesos químicos

Como ya se mencionó anteriormente, la metanación corresponde a la producción de metano a través de la hidrogenación de monóxido de carbono o dióxido de carbono [15]. Este proceso en base a monóxido de carbono, ha sido largamente utilizado a través de procesos catalíticos para la síntesis de amoníaco, en procesos de carbón a gas/líquido o para el tratamiento del gas natural en el sector de combustibles fósiles.

En particular, uno de los mayores intereses en el uso de hidrógeno para convertirlo en metano, es que sea distribuido en las redes existentes de gas natural y así aprovechar la infraestructura disponible, mencionado en los incisos anteriores.

Para la producción de amoníaco se utiliza nitrógeno (N_2) del aire, a través del proceso de criogenización, hidrógeno molecular (H_2) y un catalizador de óxido de hierro, a grandes

presiones y temperaturas moderadas. El proceso conlleva un uso intensivo de energía y gas natural, y hoy da cuenta de un 1,2 % del consumo energético mundial y contribuye alrededor del 0,93 % de los gases de efecto invernadero a nivel mundial: aproximadamente 1,5 toneladas de CO_2 se emiten al ambiente durante la producción de 1 tonelada de amoníaco. Para producirlo, hoy se utilizan alrededor de 38,6 GJ de gas natural por tonelada de amoníaco. El costo del gas natural representa entre un 70 y 90 % del costo total del proceso. Por tanto, en general el costo de producción está ligado al precio del gas. Lo cual es un punto importante a considerar cuando se compara con la opción de producir hidrógeno a partir de energías renovables.

El amoníaco puede ser utilizado en todo tipo de motores de combustión, turbinas a gas y otros quemadores con pequeñas modificaciones. También puede ser utilizado directamente en celdas de combustible, puede ser transformado a hidrógeno con bajos requerimientos energéticos, aunque la temperatura necesaria del proceso depende del catalizador.

10

Bibliografía

- [1] International Energy Agency (IEA), «CO2 Emissions From Fuel Combustion Highlights 2016,» 2016.
- [2] G. Stiegel y M. Ramezan, «Hydrogen From Coal Gasification: An Economical Pathway to a Sustainable Future,» *International Journal of Coal Geology*, pp. 173-190, 2006.
- [3] OCDE, CEPAL, «Evaluaciones del desempeño ambiental,» 2016.
- [4] A. Ursúa, L. Gandía y P. Sanchis, «Hydrogen Production From Water Electrolysis: Current Status and Future Trends,» *Proceedings of the IEEE*, pp. Vol. 100, No. 2, 2012.
- [5] 4th Energy Wave, «The Fuel Cell and Hydrogen Annual Review,» 2016.
- [6] International Energy Agency, «Technology Roadmap Hydrogen and Fuel Cells,» 2015.
- [7] L. Gandía, «Renewable Hydrogen Technologies, Elsevier,» 2013.
- [8] J. Fierro, «El hidrógeno: metodologías de producción,» [En línea]. Available: http://www.fgcsic.es/lychnos/es_es/articulos/hidrogeno_metodologias_de_produccion. [Último acceso: 7 3 2017].
- [9] IEA, «Hydrogen Production & Distribution,» 2 2014. [En línea]. Available: https://iea-etsap.org/E-TechDS/PDF/P12_H2_Feb2014_FINAL%203_CRES-2a-GS%20Mz%20GSOK.pdf. [Último acceso: 22 3 2017].
- [10] Air Liquide Engineering & Construction, «Engineering Air Liquide,» [En línea]. Available: <https://www.engineering-airliquide.com/es/generacion-gas-sintesis-por-reformado-autotermico-atr>. [Último acceso: 4 enero 2018].
- [11] IEA, «Hydrogen Co-Ordination Group, Hydrogen Production and Storage,» 2006.
- [12] K. Liu, C. Song y V. Subramani, *Hydrogen and Syngas Production and Purification Technologies*, 2009.
- [13] S. Farzad, M. Mandegari y J. Görgens, «A Critical Review on Biomass Gasification, Co-gasification, and their Environmental Assessments,» *Biofuel Research Journal* 12, pp. 483-495, 2016.
- [14] R. Zagrodnik y M. Laniecki, «The Effect of pH on Cooperation Between Dark-and Photo-fermentative Bacteria in a Co-culture Process for Hydrogen Production from Starch,» *Poznan*, 2017.
- [15] ENEA Consulting, «The Potential of Power to Gas,» Paris, 2016.
- [16] McPhy Energy, *Elektrolyseure*.
- [17] M. Penconi, F. Rossi, F. Ortica, F. Elisei y P. L. Gentili, «Hydrogen Production from Water by Photolysis, Sonolysis and Sonophotolysis with Solid Solutions of Rare Earth, Gallium, and Indium Oxides as Heterogeneous Catalysts,» *Sustainability*, pp. 9310-9325, 2015.
- [18] MTL Gas Analysers & Systems, «Hydrogen & Chlorine Monitoring for the Chlor-Alkali Industry,» 2016.
- [19] International Energy Agency IEA, «Hydrogen Production & Distribution,» 2007. [En línea]. Available: <http://www.iea.org/techni/essentials5.pdf>. [Último acceso: 16 Enero 2014].
- [20] C. Agrafiotis, H. vonStorch, M. Roeb y C. Sattler, «Solar Thermal Reforming of Methane Feedstocks for Hydrogen and Syngas Production – A Review,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2014.
- [21] N. Piatkowski, C. Wieckert, A. Weimer y A. Steinfeld, «Solar-driven gasification of carbonaceous feedstock—a review,» *Energy & Environmental Science*, nº 4, pp. 73-82, 2011.

- [22] U.S. Department of Defense, «www.army.mil,» [En línea]. Available: <https://www.army.mil/e2/c/downloads/404585.pdf>. [Último acceso: 25 Enero 2018].
- [23] Energy, U.S. Department of Energy's Office of Energy Efficiency and Renewable, «U.S. Department of Energy's Office of Energy Efficiency and Renewable Energy,» [En línea]. Available: <https://energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-storage>. [Último acceso: 21 Noviembre 2017].
- [24] J. Jepsen, «Technical and Economic Evaluation of Hydrogen Storage Systems Based on Light Metal Hydrides,» Helmholtz-Zentrum Geesthacht Zentrum für Material und Küstenforschung GmbH, 2014.
- [25] K. Altfeld y D. Pinchbeck, «Admissible Hydrogen Concentrations in Natural Gas Systems,» > 2013.
- [26] Deutsche Verein des Gas- und Wasserfaches, «Innovación ofensiva para el almacenamiento de energía,» 2011.
- [27] United Nations Economic Commission for Europe (UNECE), «ECE R110 High pressure cylinders for the onboard storage of natural gas as a fuel for automotive vehicles,» 2000.
- [28] Hinicio & Ludwig Bölkow Systemtechnik, Wouter Vanhoudt et al, «Power-to-gas,» Brussels/Munich, 2016.
- [29] A. Pérez, E. Pérez, S. Dupraz y J. Bolcich, «Patagonia Wind - Hydrogen Project: Underground Storage and Methanation,» Zaragoza, 2016.
- [30] M. Burkhardt y G. Busch, «Methanation of hydrogen and carbon dioxide,» Applied Energy, n° 111, pp. 74-79, 2013.
- [31] P. Smigai, M. Greksak, J. Kosankova, F. Buzek, V. Onderka y I. Wolf, «Methanogenic bacteria as a key factor involved in changes of town gas in an underground reservoir,» FEMS Microbiol. Ecol., n° 73, pp. 221-224, 1990.
- [32] Hychico, «www.hychico.com.ar,» [En línea]. Available: www.hychico.com.ar. [Último acceso: 27 Noviembre 2017].
- [33] S. Curtin y J. Gangi, «Fuel Cell Technologies Market Report 2016,» U.S. Department of Energy, 2016.
- [34] U.S. Department of Energy, Fuel Cell Technologies Office, Comparison of Fuel Cell Technologies, 2016.
- [35] energia-nuclear.net, «energia-nuclear.net,» [En línea]. Available: <https://energia-nuclear.net/que-es-la-energia-nuclear/fusion-nuclear>. [Último acceso: 10 Enero 2018].
- [36] Department of Energy (DOE), «DOE Hydrogen and Fuel Cells Program Record,» 2016.
- [37] Linde Engineering, «Helmholtz-Zentrum Geesthacht,» [En línea]. Available: https://www.hzg.de/imperia/md/content/gkss/institut_fuer_werkstoffforschung/wtn/h2-speicher/funchy/funchy-2007/5_linde_wawrzinek_funchy-2007.pdf. [Último acceso: 30 Octubre 2017].
- [38] B. Yildiz, M. Petri, G. Conzelmann y C. Forsberg, «Configuration and Technology Implications of Potential Nuclear Hydrogen System Applications, ANL-05/30,» Argonne, 2005.
- [39] Y. Bicer, I. Dincer, C. Zamfirescu, G. Vezina y F. Raso, «Comparative Life Cycle Assessment of Various Ammonia Production Methods,» Journal of Cleaner Production, 2016.
- [40] M. Appl, «Ammonia,» de Ullmann's Encyclopedia of Industrial Chemistry, 2006.
- [41] U.S. Geological Survey, «NITROGEN (FIXED)—AMMONIA,» de MINERAL COMMODITY SUMMARIES 2016, 2016, p. 119.

- [42] International Energy Agency (IEA), «Renewable Energy for Industry - From green energy to green materials and fuels,» 2017.
- [43] Toyota, «http://www.toyota-global.com/innovation/environmental_technology/fuelcell_vehicle/,» [En línea]. Available: http://www.toyota-global.com/innovation/environmental_technology/fuelcell_vehicle/. [Último acceso: 26 Octubre 2017].
- [44] Honda, «<http://world.honda.com/FuelCell/FuelCellVehicle-history/>,» [En línea]. Available: <http://world.honda.com/FuelCell/FuelCellVehicle-history/>.
- [45] Nissan, «http://www.nissan-global.com/EN/ENVIRONMENT/CAR/FUEL_BATTERY/DEVELOPMENT/FCV/,» [En línea]. Available: http://www.nissan-global.com/EN/ENVIRONMENT/CAR/FUEL_BATTERY/DEVELOPMENT/FCV/.
- [46] hydrogen cars now, «hydrogen cars now,» [En línea]. Available: <http://www.hydrogencarsnow.com/index.php/hyundai-tucson-fcev/>. [Último acceso: 26 Octubre 2017].
- [47] U.S. Department of Energy, EE.UU., «Energy Efficiency & Renewable Energy,» [En línea]. Available: <https://www.fueleconomy.gov/>. [Último acceso: 25 Octubre 2017].
- [48] TÜV SÜD, «www.tuev-sued.de,» [En línea]. Available: <https://www.tuev-sued.de/tuev-sued-konzern/presse/pressearchiv/weltweit-92-neue-wasserstoff-tankstellen-im-jahr-2016>. [Último acceso: 27 Noviembre 2017].
- [49] Nature, «Hydrogen on the rise,» [En línea]. Available: <http://www.nature.com/articles/nenergy2016127>. [Último acceso: 5 12 2016].
- [50] Nikkei, «asia.nikkei.com,» [En línea]. Available: <https://asia.nikkei.com/Business/Deals/Toyota-JXTG-others-to-quadruple-Japan-s-hydrogen-stations>. [Último acceso: 27 Noviembre 2017].
- [51] JapanGov, «Tokyo Aims to Realize “Hydrogen Society” by 2020,» 2016. [En línea]. Available: http://www.japan.go.jp/tomodachi/2016/spring2016/tokyo_realize_hydrogen_by_2020.html. [Último acceso: 28 12 2016].
- [52] Clean Hydrogen in European Cities, «Fuel Cell Electric Buses: A Proven Zero-Emission Solution, Key Facts, Results, Recommendations,» 2016.
- [53] NREL, «Fuel Cell Buses in U.S. Transit Fleets: Current Status 2016,» 2016.
- [54] «<http://www.hycologne.de>,» [En línea]. Available: <http://www.hycologne.de>.
- [55] Mayor of London, «Sadiq to stop buying ‘dirtiest’ diesel buses and unveils hydrogen bus,» 30 11 2016. [En línea]. Available: <https://www.london.gov.uk/press-releases/mayoral/sadiq-to-stop-buying-dirtiest-diesel-buses>. [Último acceso: 9 2 2017].
- [56] Nikola Motor, «Nikola One Truck Revealed,» 1 12 2016. [En línea]. Available: https://nikolamotor.com/pdfs/December_1_Release.pdf. [Último acceso: 17 3 2017].
- [57] Toyota, «corporatenews.pressroom.toyota.co,» [En línea]. Available: <http://corporatenews.pressroom.toyota.com/releases/toyota+zero+emission+heavyduty+trucking+concept.htm>. [Último acceso: 15 Diciembre 2017].
- [58] CNN, 3 11 2016. [En línea]. Available: <http://edition.cnn.com/2016/11/03/europe/germany-zero-emissions-train/>. [Último acceso: 4 1 2017].
- [59] «<http://www.railway-technology.com>,» [En línea]. Available: <http://www.railway-technology.com/news/newsqingdao-sifang-to-manufacture-eight-hydrogen-powered-tramcars-5760979>.
- [60] sciencedirect, «www.sciencedirect.com,» [En línea]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1464285917300329>. [Último acceso: 30 Octubre 2017].
- [61] Prototech, «prototech.no,» [En línea]. Available: <http://prototech.no/news/2016/02/22/hydrogen-ferry-mf-ole-bull/>.

- [62] CMB – Compagnie Maritime Belge, «www.cmb.be,» [En línea]. Available: <https://www.cmb.be/en/new/hydroville-arrives-in-belgium>. [Último acceso: 07 Diciembre 2017].
- [63] Hydrogen Europe, «The ultimate guide to fuel cells and hydrogen technology,» 2016.
- [64] U.S. Department of Energy's Office of Energy Efficiency and Renewable Energy (EERE), «The Business Case for Fuel Cells 2015: Powering Corporate Sustainability,» 2015.
- [65] Walmart, «Helping Walmart Meet Sustainability Goals with Fuel Cell Technology,» 16 5 2014. [En línea]. Available: <http://blog.walmart.com/sustainability/20140516/helping-walmart-meet-sustainability-goals-with-fuel-cell-technology>. [Último acceso: 2 3 2017].
- [66] Air Liquide, «Air Liquide sets up a hydrogen station in the first all-hydrogen warehouse in Europe,» 8 6 2016. [En línea]. Available: <https://www.airliquide.com/media/air-liquide-sets-hydrogen-station-first-all-hydrogen-warehouse-europe>. [Último acceso: 16 3 2017].
- [67] «<http://www.h2intradrive.de/>,» [En línea]. Available: <http://www.h2intradrive.de/>.
- [68] Thomas, S. President H2Gen Innovations, Inc., «energy.gov,» [En línea]. Available: https://www.energy.gov/sites/prod/files/2014/03/f9/thomas_fcev_vs_battery_evs.pdf. [Último acceso: 08 Marzo 2018].
- [69] H2 Today, «Toyota Commences the Use of Fuel Cell Forklifts,» 2 2 2017. [En línea]. Available: <http://hydrogentoday.info/news/2428>. [Último acceso: 8 2 2017].
- [70] BOING, Tom Koehler -, «A green machine,» 2008.
- [71] Jim Moore, Aircraft Owners and Pilots Association AOPA, «www.aopa.org,» [En línea]. Available: <https://www.aopa.org/news-and-media/all-news/2016/october/06/more-highs-lows-for-hydrogen-aviation>. [Último acceso: 19 Diciembre 2017].
- [72] BOING, «www.boeing.com,» [En línea]. Available: <http://www.boeing.com/defense/phantom-eye/#/overview>. [Último acceso: 19 Diciembre 2017].
- [73] DLR, «www.dlr.de,» [En línea]. Available: http://www.dlr.de/dlr/en/desktopdefault.aspx/tabid-10081/151_read-19469/#/gallery/24480. [Último acceso: 20 Diciembre 2017].
- [74] MINENERGIA / GIZ, «Evaluación potencial solar y eólico,» de Energías renovables en Chile, El potencial eólico, solar e hidroeléctrico de Arica a Chiloé, Santiago, pp. 30-31; 66.
- [75] «<http://www.fchea.org/stationary/>,» [En línea]. Available: <http://www.fchea.org/stationary/>.
- [76] USA Department of Energy, «Fuel Cell Technologies Market Report,» 2015-2016.
- [77] Data center frontier, «datacenterfrontier.com,» [En línea]. Available: <https://datacenterfrontier.com/>. [Último acceso: 28 Febrero 2018].
- [78] Doosan, [En línea]. Available: <http://www.doosanfuelcell.com/en/markets/healthcare/>. [Último acceso: 25 Octubre 2017].
- [79] «[firstenergycorp.com](http://www.firstenergycorp.com),» [En línea]. Available: https://www.firstenergycorp.com/content/fecorp/environmental/stewardship/alternative_renewableenergy/fuel_cell.html.
- [80] Program, U.S. DOE Hydrogen and Fuel Cells, «Fuel Cells Powering Critical Infrastructure in Disasters,» 2016.
- [81] «www.bandwidthblog.com,» [En línea]. Available: www.bandwidthblog.com.
- [82] SIEMENS, «SILYZER 200,» 2015.
- [83] «<http://www.powertogas.info>,» [En línea]. Available: <http://www.powertogas.info>.
- [84] NREL, «Blending Hydrogen into Natural Gas Pipeline Networks: A Review of Key Issues,» 2013.
- [85] P. Dodds y S. Demoullin, «Conversion of the UK Sas System to Transport Hydrogen,» International

- Journal of Hydrogen Energy XXX, pp. 1-12, 2013.
- [86] H2USA, «Education,» [En línea]. Available: <http://h2usa.org/education>. [Último acceso: 13 3 2017].
- [87] Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt - DLR, Aporte Revisión Documento, 2017.
- [88] N. Islam y Y. Kajikawa, «Actors' Engagement in Sustainable Hydrogen Energy Innovation:», 2015 Proceedings of PICMET '15: Management of the Technology Age, 2015.
- [89] Japanese Ministry of Economy, «Trade and Industry (METI),» [En línea]. Available: <http://www.meti.go.jp/>.
- [90] Bloomberg Markets, «www.bloomberg.com,» [En línea]. Available: <https://www.bloomberg.com/news/articles/2017-02-09/japan-makes-big-push-for-hydrogen-fuel-cells-rubbished-by-musk>. [Último acceso: 27 Noviembre 2017].
- [91] CityLab, «Tokyo's Olympic Bet on Hydrogen Power,» 3 6 2016. [En línea]. Available: <http://www.citylab.com/tech/2016/06/tokyo-japan-2020-olympics-hydrogen-power-olympic-village-yoichi-masuzoe/482205/>. [Último acceso: 28 12 2016].
- [92] S. Schoenung y J. Keller, «Commercial Potential for Renewable Hydrogen in California,» de Proceedings of 21st World Hydrogen Energy Conference 2016, Zaragoza, Spain, 2016.
- [93] K. Yuan y W. Lin, «Hydrogen in China: Policy, program and progress,» International journal of hydrogen Energy, nº 35, pp. 3110-3113, 2010.
- [94] Z. Sun, F. Liu, X. Liu, B. Sun y D. Sun, «Research and development of hydrogen fuelled engines in China,» International journal of hydrogen Energy, nº 37, pp. 664-681, 2012.
- [95] «www.fuelcellcars.com,» [En línea]. Available: <http://www.fuelcellcars.com/hydrogen-fuel-cell-car-development-intensifies-in-china/>.
- [96] E. Denhoff, «Country Update—Canada's Leadership in Hydrogen and Fuel Cell Commercialization,» de Proceedings of 21st World Hydrogen Energy Conference 2016, Zaragoza, Spain, 2016.
- [97] NOW GmbH (National Organisation Hydrogen and Fuel Cell Technology), «www.now-gmbh.de,» [En línea]. Available: <https://www.now-gmbh.de/en/news/press/new-hydrogen-filling-station-in-cologne>. [Último acceso: 24 Noviembre 2017].
- [98] A. Mazas, Air Liquide, «Developing Hydrogen mobility,» de Transport fórum, Hannover, 2015.
- [99] Council, Akershus County, «Summary of Hydrogen Strategy 2014 – 2025 Akershus and Oslo,» Oslo, 2014.
- [100] Engie, «www.engie.fr,» [En línea]. Available: REF: <http://www.engie.fr/actualites/mobilite-vertibus-hydrogene/>.
- [101] H2 Today, «An Hydrogen Council launched in Davos,» 18 1 2017. [En línea]. Available: <http://hydrogentoday.info/news/2376>. [Último acceso: 8 2 2017].
- [102] AngloAmerican, «www.angloamerican.com,» [En línea]. Available: <http://www.angloamerican.com/~media/Files/A/Anglo-American-PLC-V2/media/speeches/hydrogen-empowers-energy.PDF>. [Último acceso: 21 Diciembre 2017].
- [103] L. Bertuccioli, A. Chan, D. Hart, F. Lehner, B. Madden y E. Standen, «Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking,» 7 Febrero 2014. [En línea]. Available: http://www.fch.europa.eu/sites/default/files/study%20electrolyser_0-Logos_0_0.pdf. [Último acceso: 30 Octubre 2017].
- [104] U. Albrecht, M. Altmann, F. Barth, U. Bünger, D. Fraile, J.-C. Lanoix, E. Pschorr-Schoberer, W. Vanhoudt, W. Weindorf, M. Zerta y W. Zittel, «Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking,» 8 Julio 2015. [En línea]. Available: <http://www.fch.europa.eu/sites/default/files/GHyP-Final->

- Report_2015-07-08_5%20%28ID%202849171%29.pdf. [Último acceso: 30 Octubre 2017].
- [105] C. Chardonnet, L. d. Vos, F. Genoese, G. Roig, V. Giordano, S. Rapoport, F. Barth, T. d. Lacroix, T. Ha, B. V. Genabet, J.-C. Lanoix y W. Vanhoudt, «Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking,» Junio 2017. [En línea]. Available: http://www.fch.europa.eu/sites/default/files/P2H_slides.pdf. [Último acceso: 30 Octubre 2017].
- [106] «<http://www.h2future-project.eu/>,» [En línea]. Available: <http://www.h2future-project.eu/>.
- [107] «<http://hydrosol-plant.certh.gr/>,» [En línea]. Available: <http://hydrosol-plant.certh.gr/>.
- [108] «<http://www.sophia-project.eu/>,» [En línea]. Available: <http://www.sophia-project.eu/>.
- [109] «http://www.dlr.de/sf/desktopdefault.aspx/tabid-7238/12120_read-28737/,» [En línea]. Available: http://www.dlr.de/sf/desktopdefault.aspx/tabid-7238/12120_read-28737/.
- [110] Linde, «www.abellolinde.e,» [En línea]. Available: http://www.abellolinde.es/es/processes/process_chemistry_and_refining/hydrogenation/index.html. [Último acceso: 27 Noviembre 2017].
- [111] Airliquide, «industrial.airliquide.cl,» [En línea]. Available: <https://industrial.airliquide.cl/vidrio/acondicionamiento-del-vidrio/pulido-fundicion-bordes#content>. [Último acceso: 27 Noviembre 2017].
- [112] Vaisala, «es.vaisala.com,» [En línea]. Available: <http://es.vaisala.com/sp/energy/powergeneration/hydrogencooledgenerators/Pages/default.aspx>. [Último acceso: 27 Noviembre 2017].
- [113] Linde, «www.abellolinde.es,» [En línea]. Available: http://www.abellolinde.es/es/processes/heat_treatment/index.html. [Último acceso: 27 Noviembre 2017].
- [114] Praxair, «www.praxair.com.mx,» [En línea]. Available: <http://www.praxair.com.mx/industrias/aerospace-and-aircraft/heat-treating>. [Último acceso: 21 Diciembre 2017].
- [115] Linde, «Annual Report,» 2015.
- [116] Sigdokoppers, «<http://www.sigdokoppers.cl/>,» [En línea]. Available: [http://www.sigdokoppers.cl/media/upload/inversionistas/presentacion/Presentacion%20Corporativa%20SK%20-%20Espanol%20\(Oct-14\).pdf](http://www.sigdokoppers.cl/media/upload/inversionistas/presentacion/Presentacion%20Corporativa%20SK%20-%20Espanol%20(Oct-14).pdf). [Último acceso: 28 Diciembre 2017].
- [117] Air Liquide, «Annual Report,» 2015.
- [118] Praxair, «Annual Report,» 2015.
- [119] Air Products, «Air Products Hydrogen Energy Station Renewable Hydrogen Fueling Infrastructure,» 2011.
- [120] Depto. Física. USACH, «Compilación de normativa internacional,» Santiago, 2017.
- [121] M. Böhm, P. Vargas y H. Kronmüller, «Hydrogen-Trapping by Substitutional Impurities in Transitions Metals,» Zeit. für Physikalische Chemie N.F, n° 143, pp. 229-245, 1985.
- [122] A. San Martín, «Hidrogeno en Metales y sus Aplicaciones,» de IV Simposio de Física Experimental, Concepción, 1992.
- [123] «https://www.researchgate.net/profile/Alvaro_San-Martin/stats,» [En línea]. Available: https://www.researchgate.net/profile/Alvaro_San-Martin/stats.
- [124] «https://www.researchgate.net/profile/Stella_Ordenez/publications,» [En línea]. Available: https://www.researchgate.net/profile/Stella_Ordenez/publications.
- [125] «<http://fisica.usach.cl/users/danielserafini/>,» [En línea]. Available: <http://fisica.usach.cl/users/danielserafini/>.

- [126] A. San Martín, «Aleaciones almacenadoras de hidrógeno y sus usos,» de HIDRÓGENO EN MATERIALES, Simposio MATERIA '97, Montevideo, 1997.
- [127] D. Serafini, «Celdas de Combustible,» de MATERIA 2000 "Materiales y Energía el Desafío del Tercer Milenio", Rio de Janeiro, 2000.
- [128] A. San Martín, «Aleación Mecánica,» de MATERIA 2000 "Materiales y Energía el Desafío del Tercer Milenio", Rio de Janeiro.
- [129] A. San Martín, «Energías renovables no convencionales: Hidrógeno como vector energético,» de CAMBIO CLIMATICO Y GOBIERNOS LOCALES, Asociación Chilena de Municipalidades, Comisión de Medio Ambiente, La Ligua, 2012.
- [130] A. San Martín, «Integración de ERNC usando Hidrógeno,» de ROL DEL HIDRÓGENO EN INTEGRACIÓN ERNC Y TRANSPORTE, Santiago, 2014.
- [131] I. Díaz-Aburto, M. Colet-Lagrange, A. Akbari-Fakhrabadi y F. Gracia, «Synthesis of Mo-doped CeO₂ by the combustion method for carbon-air fuel cells applications: Study of composition, crystalline structure and mechanical properties,» ECS Transactions, nº 78(1), pp. 1427-1435, 2017.
- [132] M. García-García y M. Colet-Lagrange, «Electrochemical fabrication of MoO₂/MoO₃-based photo-anodes for water splitting,» ECS Transactions, nº 77(9), pp. 77-83, 2017.
- [133] F. Díaz, «Reformado de Alcoholes para la producción de hidrógeno: análisis termodinámico y propuesta de mecanismos de reacción mediante Grafos-P,» 2012.
- [134] P. Homm, «Producción de hidrógeno por fotoelectrólisis del agua utilizando un fotocatalizador basado en membranas de alúmina porosa,» 2013.
- [135] E. Tapia, «Incremento de la Producción de Hidrógeno a Partir de Glicerol Mediante Control Biocinético del Lodo Anaerobio,» 2014.
- [136] W. Orellana, «Reaction and incorporation of H₂ molecules inside single-wall carbon nanotubes through multivacancy defects, Phys. Rev. B 80, 075421,» Santiago, 2009.
- [137] R. Guerrero-Aviles y W. Orellana, «Hydrogen storage on pristine and ion-decorated biphenylene and nitrogenated hole carbon layered materials,» to be published.
- [138] I. Ruiz-Tagle y W. Orellana, «Iron porphyrin attached to single-walled carbon nanotubes: Electronic and dynamical properties from ab initio calculations, Phys. Rev. B 82, 115406,» Santiago, 2010.
- [139] W. Orellana, «Catalytic activity toward oxygen reduction of transition metal porphyrins covalently linked to single-walled carbon nanotubes: A density functional study. Phys. Rev. 84, 155405,» Santiago, 2011.
- [140] W. Orellana, «Metal-phthalocyanine functionalized carbon nanotubes as catalyst for the oxygen reduction reaction: A theoretical study. Chem. Phys. Lett. 541, 81,» Santiago, 2012.
- [141] W. Orellana, «Catalytic Properties of Transition Metal–N₄ Moieties in Graphene for the Oxygen Reduction Reaction: Evidence of Spin-Dependent Mechanisms. Phys. Chem. C 117, 9812,» Santiago, 2013.
- [142] F. Gallardo y F. Hentzschel, «Technical-Economical Assessment of oversizing PEM to produce H₂ during low-cost solar electricity hours as fuel for mining trucks in Chile,» Santiago, 2017.
- [143] Bétournay, M.C. and Rubeli, B.- Natural Resources, «Hydrogen Power Application to Mining,» de MDEC Conference, Toronto, 2012.
- [144] Ley Chile, «APRUEBA REGLAMENTO PARA MEDIOS DE GENERACION NO CONVENCIONALES

- Y PEQUEÑOS MEDIOS DE GENERACION ESTABLECIDOS EN LA LEY GENERAL DE SERVICIOS ELECTRICOS,» 2006. [En línea]. Available: <https://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=246461>. [Último acceso: 22 3 2017].
- [145] ODEPA, «FERTILIZANTES EN CHILE: COYUNTURA Y PERSPECTIVAS,» Santiago, 2009.
- [146] ODEPA, «Boletín de insumos Marzo 2017,» Santiago, 2017.
- [147] Dirección General de Aguas del Ministerio de Obras Públicas, «Atlas del Agua, Chile 2016,» Santiago, 2016.
- [148] M. Specht, J. Brellochs, V. Frick, B. Stürmer, U. Zuberbühler, M. Sterner y G. Waldstein, «Storage of Renewable Energy in the Natural Gas Grid,» *Erdöl Erdgas Kohle*, vol. 126, n° 10, pp. 342-346, 2010.
- [149] M. Jentscha, T. Trost y M. Sterner, «Optimal Use of Power-to-Gas Energy Storage Systems in an 85% Renewable Energy Scenario,» de 8th International Renewable Energy Storage Conference and Exhibition, IRES 2013, Berlin, 2013.
- [150] itm-power, «www.itm-power.com,» [En línea]. Available: <http://www.itm-power.com/wp-content/uploads/2014/03/Power-to-gas-storing-renewable-energy-in-the-gas-grid.pdf>. [Último acceso: 24 Enero 2018].
- [151] P. Spath y M. Mann, «Life Cycle Assessment of Hydrogen Production via Natural Gas Steam Reforming,» NREL, Golden, Colorado, 2001.
- [152] T. Ramsden, D. Steward y J. Zuboy, «Analyzing the Levelized Cost of Centralized and Distributed Hydrogen Production Using the H2A Production Model, Version 2,» NREL, 2009.
- [153] A. Steinfeld, «Solar Thermochemical production of hydrogen- a review,» *Solar Energy*, vol. 78, pp. 603-615, 2005.
- [154] A. Guerra Niehoff, N. Bayer Botero, A. Acharya, D. Thomey, M. Roeb, C. Sattler y R. Pitz-Paal, «Process modelling and heat management of the solar hybrid sulfur cycle,» *International Journal of Hydrogen Energy*, n° 40, pp. 4461-4473, 2015.
- [155] D. P. Broom, C. J. Webb, K. E. Hurst, P. A. Parilla, T. Gennett, C. M. Brown, R. Zacharia, E. Tylianakis, E. Klontzas, G. E. Froudakis, T. A. Steriotis, P. N. Trikalitis, D. L. Anton, B. Hardy, D. Tamburello, C. Corngnale, B. Van Hassel, D. Cossement, R. Chahine y M. Hirscher, «Outlook and Challenges for Hydrogen Storage in Nanoporous Materials,» *Applied Physics*, p. 122:151, 2016.
- [156] W. Wang, J. Herreros, A. Tsolakis y A. York, «Ammonia as hydrogen carrier for transportation; investigation of the ammonia exhaust gas fuel reforming,» *International Journal of Hydrogen Energy* 38, pp. 9907-9917, 2013.
- [157] H. Ellamla, I. Staffell, P. Bujilo, B. Pollet y S. Pasupathi, «Current Status of Fuel Cell Based Combined Heat and Power Systems for Residential Sector,» *Journal of Power Sources*, pp. 312-328, 2015.
- [158] FCH-Joint Undertaking, Development of Water Electrolysis in the European Union, 2014.
- [159] M. Götz, J. Levebvre, F. Mörs, A. McDaniel, F. Graf, S. Bajohr, R. Reimert y T. Kolb, «Renewable Power-to-Gas: A technological and economic review,» *Renewable Energy* 85, pp. 1371-1390, 2015.
- [160] Chen, «Stanford University: Steam Reforming of Methane,» 2010. [En línea]. Available: <http://large.stanford.edu/courses/2010/ph240/chen1/>.
- [161] CDEC-SING, «Informe de Definición y Programación de Servicios Complementarios,» 2016.

- [162] Kawasaki, «Kawasaki Hydrogen Road,» 2016. [En línea]. Available: <http://global.kawasaki.com/en/stories/hydrogen/>. [Último acceso: 17 1 2017].
- [163] Consejo de Ministros para la Sustentabilidad, «Se Pronuncia Favorablemente Sobre el Proyecto Definitivo del Plan de Prevención y Descontaminación Atmosférica Para la región Metropolitana de Santiago,» 2016. [En línea]. Available: http://planesynormas.mma.gob.cl/archivos/2017/proyectos/2159_al_2186_Acuerdo_N__18.pdf.
- [164] M. Tesei, F. Hentzschel y J. Ramírez, «Hidrógeno para la Movilidad y su Producción, Reporte de Inteligencia Tecnológica,» CORFO, Santiago, 2017.
- [165] ENAP, «Memoria Anual 2004,» 2004.
- [166] SEA, «Declaración de Impacto Ambiental,» [En línea]. Available: <http://seia.sea.gob.cl/documentos/documento.php?idDocumento=954268>.
- [167] Hydrogen Council, How hydrogen empowers the energy transition, Davos, France, 2017.
- [168] H. Council, «How hydrogen empowers the energy transition,» de New Hydrogen Council launches, Davos, 2017.
- [169] U.S. Department of Energy, Fuel Cell Technologies Office, «HYDROGEN STORAGE,» 2017.
- [170] F. G. Salinas, «Producción solar de hidrógeno utilizando el principio de electrólisis,» Santiago, 2016.
- [171] Thyssenkrupp, «Thyssenkrupp-industrial-solutions,» [En línea]. Available: www.Thyssenkrupp-industrial-solutions.com.
- [172] Bloomberg, «Long-term outlook for battery-based peaking capacity,» Bloomberg New Energy Finance, 2016.

Se agradece a la empresa Linde por su colaboración con información y por la fotografía de la página 68.

También se agradece a los creadores de los iconos utilizados en este libro, los cuales fueron obtenidos en thenounproject.com:

Luis Prado, Deadtype, Ji Sub Jeong, Arthur Shlain, Nick Novell, Adrien Coquet, Georgiana Ionescu, Peter K., Eucalyp, Anbileru Adaleru, Nirbhay, Quentin Couillard, Yo! Baba y Musmellow.

