

CARLOS FÚNEZ GUERRA
LORENZO REYES-BOZO

El hidrógeno como vector energético

**PIEZA CLAVE EN LA DESCONTAMINACIÓN
DE LA ECONOMÍA CHILENA**

El hidrógeno como vector energético

PIEZA CLAVE EN LA DESCONTAMINACIÓN DE LA ECONOMÍA CHILENA

Primera edición. Septiembre, 2019 | Santiago, Chile.

© Universidad Autónoma de Chile

Centro de Comunicación de las Ciencias | <http://ciencias.uautonoma.cl>

Autores: Dres. Carlos Fúnez Guerra y Lorenzo Reyes-Bozo

Coordinación editorial: Isidora Sesnic Humeres

Corrección de texto: Veronica García Morales

Diseño y diagramación: Cristóbal Concha Mathiesen

Agradecimientos especiales, por su colaboración en la elaboración de la introducción de esta publicación, a la **Dra. Claudia Sandoval Yáñez**.

Imágenes:

Las imágenes usadas en esta publicación corresponden a adaptaciones propias basadas en los originales cuya referencia aparece bajo cada figura y a imágenes libres de derechos extraídas del sitio web www.shutterstock.com.

ISBN versión digital: 978-956-8454-45-6

ISBN versión impresa: 978-956-8454-44-9

Registro de propiedad intelectual: 307553



Centro de Comunicación
de las Ciencias
Universidad Autónoma de Chile

Este material puede ser distribuido, copiado y exhibido por terceros si se muestra en los créditos y solo para fines educativos y de divulgación científica. No se puede obtener ningún beneficio comercial y las obras derivadas tienen que estar bajo los mismos términos de licencia que el trabajo original.



CENTRO NACIONAL
DE EXPERIMENTACIÓN
DE TECNOLOGÍAS DE
HIDRÓGENO Y PILAS
DE COMBUSTIBLE





Índice

1.	Presentación.....	9
2.	Resumen Ejecutivo.....	11
3.	Introducción.....	13
4.	Las energías renovables en Chile. Situación actual y perspectivas de futuro.....	17
5.	Producción de hidrógeno mediante energías renovables.....	23
5.1.	Electrolizadores alcalinos.....	27
5.2.	Electrolizadores poliméricos.....	30
5.3.	Electrolizadores de óxido sólido.....	32
5.4.	Costos de producción de hidrógeno mediante electrólisis.....	33
6.	Uso de hidrógeno como almacenamiento de las energías renovables.....	37
7.	Uso de hidrógeno como combustible alternativo en flotas cautivas para movilidad sostenible.....	41
8.	Uso de hidrógeno en la fabricación de explosivos.....	57
9.	Uso de hidrógeno en las fundiciones de cobre.....	63
10.	Conclusiones.....	69
	Bibliografía.....	71
	Reseñas biográficas de los autores.....	74

Índice de figuras y tablas

FIGURAS

Figura 1:	Participación (%) por tipo de tecnología en el Sistema Eléctrico Nacional.	17
Figura 2:	Producción de hidrógeno a partir de fuentes no renovables.	24
Figura 3:	Producción de hidrógeno a partir de fuentes renovables.	24
Figura 4:	Componentes de un electrolizador alcalino.	27
Figura 5:	Electrolizador alcalino modelo A3880.	29
Figura 6:	Componentes de un electrolizador polimérico.	30
Figura 7:	Electrolizador polimérico modelo M400.	31
Figura 8:	Sistema de electrólisis SOEC: electrolizador SOEC de 24 celdas.	33
Figura 9:	Costos de producción de hidrógeno para diferentes precios de electricidad, tamaño de planta de electrólisis y diferentes números de horas de operación para el año 2017.	35
Figura 10:	Costos de producción de hidrógeno para diferentes precios de electricidad, tamaño de planta de electrólisis y diferentes números de horas de operación para el año 2025.	35
Figura 11:	Capacidad de almacenamiento de energía de diferentes sistemas.	37
Figura 12:	Sistema de almacenamiento de energías renovables mediante hidrógeno.	38
Figura 13:	Planta de energías renovables de Mainz.	40
Figura 14:	Previsión de ventas.	42
Figura 15:	Implantación tecnológica.	43
Figura 16:	Tipología de vehículos de hidrógeno.	44
Figura 17:	Modos de funcionamiento FCEV.	45
Figura 18:	Esquema de principio Toyota Mirai.	46
Figura 19:	Vehículo eléctrico de autonomía extendida mediante hidrógeno.	47
Figura 20:	Autobús eléctrico de pila de combustible.	47

Figura 21: Camión de basura eléctrico de pila de combustible.....	48
Figura 22: Montacargas de pila de combustible. :.....	49
Figura 23: Camión transporte por carretera eléctrico de pila de combustible.....	49
Figura 24: Tren regional eléctrico de pila de combustible Coradia IInt.	50
Figura 25: Barco de pasajeros eléctrico de pila de combustible.	51
Figura 26: Conversión de maquinaria minera subterránea diésel a hidrógeno.....	52
Figura 27: Proceso de fabricación del ANFO.	59
Figura 28: Proceso de fabricación de ácido nítrico.	59
Figura 29: Proceso de producción de explosivos de Enaex.....	60
Figura 30: Configuración típica de planta de producción de amoniaco a partir de gas natural como materia prima	61
Figura 31: Configuración de planta de producción de amoniaco con hidrógeno renovable como materia prima.....	62
Figura 32: Etapas del proceso clásico de producción de cobre a partir de minerales sulfurados.	64

TABLAS

Tabla 1: Comparación de las principales tecnologías para la electrólisis del agua	26
Tabla 2: Parámetros económicos y técnicos de la tecnología de electrólisis disponible en el mercado.....	34
Tabla 3: Especificaciones técnicas del Hyundai IX35 y del Hyundai NEXO.	46
Tabla 4: Diferentes planes de movilidad sostenible con hidrógeno de los principales países europeos.	55



1. Presentación

“Para que el universo exista tal como es, el hidrógeno debe convertirse en helio de un modo preciso, con un factor de conversión de masa en energía del 0,007%. Cambia el número una pizca y no estaríamos aquí”.

Martin Rees, astrónomo real británico.

Las cuatro décadas posteriores a la II Guerra Mundial presentaron uno de los mayores crecimientos y desarrollos de la economía mundial, a través del enorme aumento de la producción industrial. Este significativo incremento de la capacidad de producción se basó, fundamentalmente, en la disponibilidad de energía barata, a partir de carbón, petróleo y gas, ignorando esquemas industriales ecoeficientes que podrían haber optimizado el uso de los recursos y reducido la contaminación.

La crisis del petróleo de 1973 fue una advertencia masiva del agotamiento de los recursos y del deterioro medioambiental. Es claro que ningún sistema biológico o artificial puede funcionar sin energía, incluidos los sistemas socioeconómicos, que requieren del crecimiento y desarrollo para satisfacer las necesidades del presente y del futuro. Sin embargo, para que ese futuro sea viable a largo plazo, se necesita de esquemas de producción y consumo sustentables; y uno de los pilares para ello es el uso de fuentes de energía renovables y de bajo impacto ambiental.

Entre estos recursos energéticos está el hidrógeno, sobre el que los autores de este libro tratan en profundidad el estado del arte de las investigaciones, métodos de producción y aplicaciones.

El hidrógeno como vector energético es una pieza clave en la descontaminación de la economía chilena, tiene como propósito ser un instrumento para apoyar a profesionales, académicos, investigadores, ejecutivos industriales

y funcionarios del Estado para entender y aplicar este recurso en forma práctica y así contribuir a la utilización de una fuente sustentable de energía.

El documento comienza tratando la situación y las promisorias perspectivas de las energías renovables en Chile y la producción de hidrógeno a partir de recursos renovables y su comparación con las fuentes no renovables.

En el capítulo 5 se explica y analiza las distintas tecnologías de producción de hidrógeno a partir de energías renovables y los costos de producción mediante electrólisis.

En el capítulo 6 se discute uno de los desafíos más importantes: el uso del hidrógeno como sistema de almacenamiento de energía eléctrica —del orden de GWh— generada por otras fuentes renovables, como la eólica y la fotovoltaica.

El capítulo 7 trata sobre las aplicaciones del hidrógeno como combustible para los distintos medios de transporte, terrestre y acuático, mediante el uso de las celdas o pilas de combustible.

Finalmente, los capítulos 8 y 9 analizan la aplicación del hidrógeno en la industria de los explosivos y la del cobre, ambas, actividades económicas de importancia para Chile.

Estamos seguros de que esta obra será un gran aporte para los estudiosos y profesionales del campo energético, especialmente de las energías renovables no convencionales.

Guillermo Schaffeld Graniffo

Decano

Facultad de Ingeniería

Universidad Autónoma de Chile

2. Resumen Ejecutivo

Chile posee un potencial renovable envidiable, del orden de 1.850 GW, lo que representa unas setenta veces la capacidad instalada de generación eléctrica en el país. Existe la posibilidad real de explotar el potencial renovable en Chile y transformarlo en la Arabia Saudita de la producción energética renovable. El desafío de las fuentes renovables no radica en la generación, sino en el almacenamiento de la energía que podamos producir. Una posible solución para hacer gestionables estas energías, es la producción de hidrógeno verde a partir de estas fuentes energéticas.

La tecnología de electrólisis alcalina o polimérica es una solución real hoy día, es posible instalar plantas de electrólisis de varios cientos de MW que permitan la producción masiva del hidrógeno. El costo del hidrógeno depende del costo de electricidad (Chile tiene los costos de producción de energía renovable más bajos del mundo), del tamaño de la planta de electrólisis (es posible disponer de plantas desde kW hasta varios cientos de MW) y del número de horas de operación de la planta de electrólisis (en Chile existe potencial renovable solar y eólico, y con una combinación de ambos se pueden conseguir cuantiosas horas de operación anuales). En Chile es posible optimizar los tres parámetros comentados anteriormente y disponer de hidrógeno renovable a un costo muy competitivo.

El uso de hidrógeno como almacenamiento de las energías renovables es una realidad, como sucede por ejemplo en la planta de Enertrag en Alemania o la planta de Siemens en Mainz. La parte de producción de hidrógeno mediante electrólisis y la parte de almacenamiento de hidrógeno en forma gaseosa es la tendencia en este tipo de plantas, cuya diferencia radica en cómo se usa el hidrógeno previamente generado, existiendo diferentes alternativas como: 1) convertirlo nuevamente en electricidad y suministrarlo a la red eléctrica, 2) inyectarlo en la red de gas natural si existe la posibilidad y 3) rellenar semirremolques y transportarlos hasta las infraestructuras de repostaje de hidrógeno o hidrogeneras.

El hidrógeno tiene un potencial enorme como combustible alternativo, fundamentalmente, debido a la eliminación de emisiones de gases de efecto invernadero y contaminantes (siempre que se produzca a partir de energías renovables) y a la reducción de la dependencia energética (al producirse hidrógeno de forma local). Entre todas las aplicaciones en las que el hidrógeno puede utilizarse como combustible alternativo, en Chile tiene un potencial enorme el uso de hidrógeno como combustible en maquinaria minera subterránea, debido a los ahorros de energía eléctrica asociados a la ventilación, al no existir emisiones de gases de efecto invernadero en el interior de la mina y a la reducción, e incluso la eliminación de túneles relacionados con el servicio de ventilación de la mina.

Existe una serie de producciones auxiliares asociadas a la industria minera chilena, siendo una de las más importantes la industria del explosivo, tan necesario para las labores mineras. Uno de los explosivos de mayor uso en el país es el nitrato amónico, que se fabrica a partir de ácido nítrico y amoníaco, este último es importado en su totalidad. En la actualidad, el 90% de las emisiones de gases de efecto invernadero de la industria de fabricación de explosivos proviene del gas natural utilizado para generar el hidrógeno necesario para la fabricación del amoníaco. Hoy día, es factible fabricar amoníaco utilizando energías renovables, de esta forma es posible reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y eliminar la volatilidad del amoníaco importado, ya que depende directamente del precio de gas natural.

También relacionado con la industria minera, el hidrógeno tiene un enorme potencial de ser utilizado como agente reductor en las fundiciones de cobre, en concreto en la etapa de reducción de la fabricación de cobre blíster. De esta forma, se suprimirían gran parte de las emisiones de gases de efecto invernadero y contaminantes, se eliminaría la dependencia de los combustibles fósiles y se optimizarían los hornos de afino, que es donde se produce el cobre blíster. Al ser la reducción más efectiva, implica un menor tiempo de reacción, lo que permite tener más producción con el mismo horno de afino.

Por todo lo anteriormente comentado, se considera que el hidrógeno es un elemento clave para Chile y si el país aprovecha la oportunidad, puede jugar un rol primordial a nivel mundial, incluso como un potencial exportador de hidrógeno a otros países del mundo que no disponen de los mismos recursos naturales.

3. Introducción

Durante el siglo pasado, la utilización sin límites de fuentes de energía no renovables resultó en un efecto negativo sobre los aspectos medio ambientales, económicos y geoestratégicos. A partir de los años setenta comenzaron esfuerzos, partiendo por los países desarrollados, para encontrar soluciones amigables con el medio ambiente en materia de consumo energético.

Actualmente las fuentes de energías renovables (FER) principalmente eólica, solar e hidráulica, están siendo utilizadas en la mayoría de los países desarrollados y también en vías de desarrollo, las que contribuyen de manera significativa a la producción mundial de electricidad. Según la comisión de cambio climático de la Unión Europea, en 2018 la compra de energía proveniente de FER aumento más del doble, en comparación a 2017, esto debido a la demanda de nuevas industrias y mercados emergentes [1]. Sin embargo, la explotación eficiente de FER presenta inconvenientes relacionados principalmente con su penetración en las redes eléctricas débiles o inestables, donde el costo de operación de los generadores es alto [2]. Por lo tanto, es necesario pensar en una estrategia que permita que la energía generada a partir del potencial eólico o solar, principalmente, puedan ser absorbidas por las redes eléctricas o puedan ser utilizadas con las transformaciones necesarias como combustible para el sector movilidad y para el sector residencial, así como materia prima para la industria química, ya que resulta un desperdicio de energía y pérdidas económicas importantes para los inversores de FER.

En Chile, debido a su compleja topografía, existe variabilidades energéticas a partir de las FER, por lo que surge el desafío de la transmisión de energía desde zonas con alto potencial de generación energética, a partir de las FER, hacia los centros de alta demanda, para ser incorporadas en el sistema de red eléctrica. Ramirez Camargo y colaboradores [3], evaluaron el potencial de combinar energía solar, energía eólica y sistemas de almacenamiento para proporcionar cargas estables desde la fuente. Basándose en un modelo de optimización para dimensionar sistemas híbridos de energías renovables y datos climáticos durante una década, los resultados del estudio demostraron que las capacidades de generación y almacenamiento para producir energía constante son muy altas. Chile tiene el desafío de integrar la variabilidad de las FER para abastecer la demanda, optimizar el nivel de confiabilidad y los impactos en los costos. Por esta razón, se ha propuesto que para el 2025 las FER podrán contribuir con el 20% al sistema de red eléctrica del país [4].

Para resolver el problema de la intermitencia e irregularidad de las FER, surge una alternativa fundamentada en el almacenamiento químico de la energía eléctrica, en forma gaseosa, que puede ser metano o hidrógeno. El llamado *Power-to-gas* (P2G) es el exceso de energía eléctrica a partir de fuentes de energías renovables y que es utilizada para producir el llamado "hidrógeno verde" (H_2) u otros gases como metano o hidrocarburos. El hidrógeno producido a partir de energía eléctrica en exceso de las FER, puede ser almacenado y ser introducida directamente en el sistema de red eléctrica, también puede ser utilizado en el sector de transporte, calefacción, y en general en todos los segmentos energéticos [5]. Las tecnologías y sistemas de P2G se encuentran actualmente maduras, pues desde el año 2013, se ha venido implantando una etapa de desarrollo, con plantas piloto y de demostración implementadas o diseñadas en diferentes tamaños. La tecnología P2G tiene ventajas específicas sobre otras tecnologías de almacenamiento. Estos incluyen almacenamiento de energía a largo plazo, capacidad de almacenar enormes cantidades de energía, el desplazamiento del transporte de energía y la unión del dióxido de carbono con hidrógeno para generar metano sintético, entre otras. La conversión de electricidad en hidrógeno con la opción de sintetizar metano conlleva reducciones en los grados de eficiencia. Sin embargo, la tecnología de P2G se implementa principalmente para almacenar los excedentes de electricidad que no pueden integrarse en el sistema de red eléctrica de otras maneras. Por lo tanto, la introducción de la tecnología P2G en el sistema energético general puede considerarse como una mejora.

Para producir hidrógeno (H₂) es necesario un electrolizador, que es el componente tecnológico principal en un sistema P2G. Para generar H₂ se deben romper los enlaces de la molécula de agua y se debe utilizar energía eléctrica para llevar a cabo ese proceso, lo que se puede representar por la siguiente reacción química:



Existen varios tipos de electrolizadores para la producción de hidrógeno, esto dependerá del tipo de electrolito utilizado, entre las utilizadas están los electrolizadores alcalinos, los de óxido sólido y las de membranas poliméricas, si bien los de óxido sólido se encuentran en un grado de desarrollo menor. Sin duda, una solución a los problemas de almacenamiento de energía y medio ambientales está dada por el H₂, el que es considerado como un vector energético, debido a que puede proporcionar gran capacidad de energía por unidad de masa, cuando es combinado en presencia de oxígeno, utilizando ciclos térmicos o procesos electroquímicos, con el objetivo de generar electricidad, calor y agua.

Un punto clave para el desarrollo de la tecnología de almacenamiento energético en forma de gas, específicamente la implementación y puesta en marcha de plantas de producción y suministro de hidrógeno, es demostrar la viabilidad de la infraestructura del sistema y superar obstáculos tanto económicos como sociales. Los obstáculos económicos están relacionados con el costo tecnológico que implican las tecnologías de producción del hidrógeno, el almacenamiento, transporte en caso de ser necesario y los equipos necesarios para su utilización, como por ejemplo, las pilas de combustible. Sin embargo, recientes estudios enfocados en mejoras del costo y rendimiento apuntan también hacia la viabilidad económica [6]. Los grandes fabricantes de automóviles, Honda, Toyota y Hyundai han lanzado ya los primeros vehículos de celdas de combustible de hidrógeno. Por otra parte, las celdas de combustible residenciales han experimentado una absorción significativa, y ahora tienen la mayor participación de mercado para los sistemas micro combinados de calor y energía con más de 225.000 sistemas instalados a nivel mundial [7]. No cabe duda, que el hidrógeno puede desempeñar un rol protagónico en la provisión de electricidad, calor, industria, transporte y almacenamiento de energía en un sistema de energía bajo en carbono, pero se necesitan mayores esfuerzos que incentiven la inversión y el apoyo de políticas para esta tecnología en todo el mundo. Los países deben desarrollar un sistema de apoyo político para las tecnologías

de hidrógeno y pilas de combustible que ofrezca estabilidad a largo plazo, necesaria para realizar grandes inversiones. Este libro entrega detalles técnicos de los sistemas de producción de hidrógeno, tipos de electrolizadores utilizados, costos involucrados en el proceso de producción de hidrógeno, las ventajas que supone el almacenamiento de energía, a partir del exceso de producción de las FER, utilizando hidrógeno verde como vector energético. Finalmente, se presentan las diversas aplicaciones industriales, donde el hidrógeno puede ser utilizado como fuente energética, como combustible y como elemento base para fabricar, por ejemplo, amoníaco para la industria de los explosivos, tanto a nivel nacional como internacional.

4. Las energías renovables en Chile

Situación actual y perspectivas de futuro

De acuerdo a las estadísticas de la Asociación de Generadoras de Chile (2018), el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) posee una capacidad instalada de generación de 23.729 MW. La matriz energética está conformada principalmente por: termoeléctricas (53,0%), centrales hidroeléctricas (28,4%), centrales solares fotovoltaicas (9,5%), centrales eólicas (6,0%); y la diferencia está compuesta por centrales de biomasa, geotermia y cogeneración. La figura 1 describe la capacidad instalada por tipo de tecnología disponible para el Sistema Eléctrico Nacional.

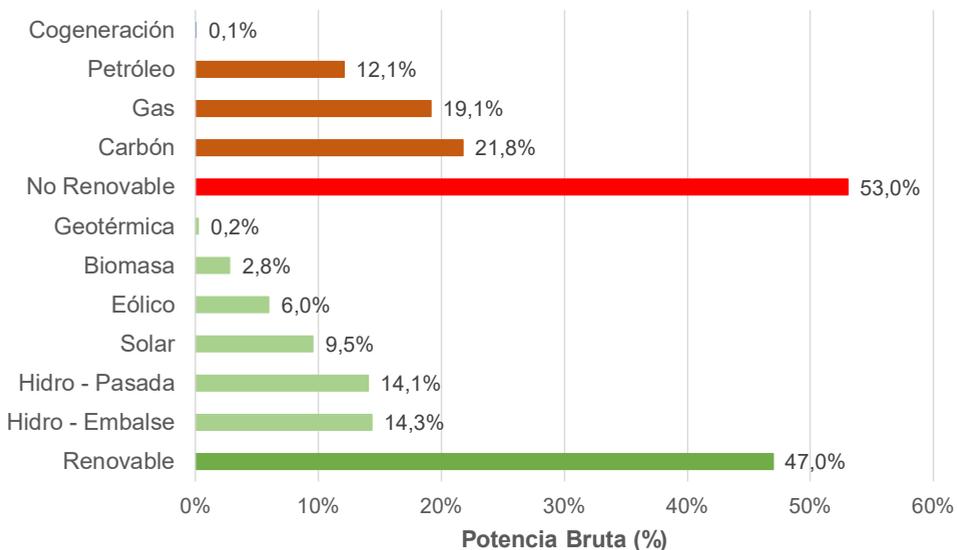


Figura 1: Participación [%] por tipo de tecnología en el Sistema Eléctrico Nacional. Fuente: Adaptado de Generadoras de Chile, 2018. [9].

Como se aprecia en la figura anterior, de las tecnologías disponibles en la capacidad instalada en Chile, predominan aquellas sustentadas en el uso de combustibles fósiles, los que deben ser importados. La matriz energética de Chile tuvo un importante incremento en la participación de combustibles fósiles, en el año 1996 fue de un 33,0%, mientras que en 2014 su participación alcanzó el 69,4%, importándose un 88,3% de dichos combustibles. Esto se explica por la abundancia de los combustibles fósiles, ser una fuente energética de bajo costo y responder de manera apropiada al desarrollo económico mundial. Sin embargo, este panorama ha cambiado, pues la creciente urbanización mundial y la demanda energética de países en desarrollo se traduce en una mayor competencia por algunos combustibles. A nivel país, de acuerdo a estadísticas de la Comisión Nacional de Energía (2019) [8], Chile sigue dependiendo fuertemente de los combustibles fósiles, pues en el año 2008 su participación en la energía primaria fue de un 71,2%, mientras que en el año 2017 alcanzó un 67,4%. Por lo tanto, Chile, así como otros países que dependen fuertemente del uso de combustibles fósiles, está supeditado a la inestabilidad y volatilidad de los precios internacionales de estos hidrocarburos. El precio de la energía es una limitante para la inversión industrial y el desarrollo del país. Esto representa desafíos medioambientales, sociales y políticos, de modo de contar con una matriz energética más limpia y sustentable.

En general, las energías renovables son ambientalmente más amigables, puesto que producen impactos significativamente menores respecto de las tecnologías convencionales para la generación de energía eléctrica. La capacidad instalada y en funcionamiento de las tecnologías asociadas a energías renovables no convencionales (ERNC), alcanzó un 19,8% a fin del año 2017 en el Sistema Eléctrico Nacional [9]. En Chile, bajo el marco normativo vigente, las ERNC están formadas por aquellas tecnologías sustentadas en biomasa, viento, radiación solar, energía de los océanos, geotermia e hidráulica de pasada de tamaño inferior a 20 MW.

Ahora bien, durante el año 2017 se generaron 74.222 GWh, a partir de centrales térmicas (57,3%), centrales hidroeléctricas (29,4%), centrales solares fotovoltaicas (5,3%), centrales eólicas (4,8%) y un 3,2% fue generado a partir de centrales de biomasa, geotermia y cogeneración. De la producción energética del año 2017, la contribución de las ERNC alcanzó 11.087 GWh, lo que representa un 14,9% de la energía producida en nuestro país [8]. El uso y aplicación de las ERNC ha aumentado considerablemente en la última década, pues en el año 2009 solo el

2,7% de la matriz energética chilena provenía de fuentes renovables. Este crecimiento exponencial se explica principalmente por iniciativas gubernamentales de fomento a la tarificación, transmisión y generación de energía. Todo lo anterior, acompañado del desarrollo tecnológico y condiciones de mercado necesarias para bajar sostenidamente los precios de generación de energía eléctrica por fuentes renovables en base al sol y el viento.

La Política Energética de Chile al año 2050 establece claros desafíos y metas a alcanzar. El futuro energético del país debe sustentarse en tecnologías de bajas emisiones, producción energética a costos competitivos, siendo la producción energética inclusiva y resiliente. Se deben desarrollar proyectos energéticos que permitan aprovechar los distintos recursos disponibles, implementando soluciones que permitan dar una adecuada respuesta a los desafíos económicos, ambientales y sociales. El principal desafío establecido para el año 2050 es que al menos el 70% de la generación eléctrica deberá provenir de fuentes de energías renovables, con énfasis en solar y eólica [4], e incorporando de manera progresiva las tecnologías que aprovechen el recurso geotérmico, la biomasa y la energía marina. Los principales desafíos para el sector energético en Chile consideran los siguientes elementos claves: 1) Descarbonización y descontaminación, considerando una reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero y una reducción de los contaminantes locales; 2) Descentralización y energía distribuida, direccionando la generación eléctrica a los propios puntos de consumo o sus cercanías, y así aprovechar los recursos energéticos disponibles en cada zona geográfica del país; y 3) Transformación digital, optimizando la oferta y demanda energética a través del uso y aplicación de componentes inteligentes [10].

Chile posee un potencial renovable envidiable; el potencial solar en la zona norte y central del país es del orden de 1.700 GW, el que puede ser aprovechado mediante el uso de tecnología solar fotovoltaica y concentración solar de potencia, mientras que en la zona centro y sur del país el potencial hidroeléctrico y eólico alcanza unos 45 GW. Otras fuentes renovables, como la geotermia, la mareomotriz, y la biomasa, entre otras, también podrían contribuir al potencial energético nacional. Con ello, el potencial renovable de Chile es del orden de 1.850 GW, lo que representa unas setenta veces la capacidad instalada actual de generación eléctrica en el país. Por ejemplo, en la zona norte del país, el Desierto de Atacama presenta características propicias para el desarrollo de proyectos fotovoltaicos. Los índices de radiación solar incidente para distintos periodos del año se estiman entre 5 y

10 kWh/m²*día [11], siendo uno de los indicadores más altos a nivel mundial. Asimismo, las condiciones ambientales (temperatura, humedad, velocidad del viento, etc.), favorecen el adecuado desarrollo de proyectos solares.

Otra fuente de energía renovable no convencional, con gran potencial de desarrollo en el país, es la energía eólica. A diferencia de la energía solar, este tipo de energía muestra su mayor potencial en la zona centro-sur del país, en donde la velocidad promedio del viento puede situarse entre 5 y 10 m/s. Las zonas costeras presentan un atractivo particular para el desarrollo eólico, a pesar de que este tipo de tecnología, en general, presenta costos de inversión mayores respecto de otras tecnologías disponibles para la generación de energía.

A nivel mundial, en los últimos años la inversión global en nuevos proyectos de ERNC, en países en desarrollo y desarrollados, se ha centrado fuertemente en energía solar y eólica. El desarrollo de estas tecnologías de generación energética ha permitido que en la última década los costos promedio de generación eléctrica en sistemas fotovoltaicos haya disminuido un 72%, pasando de USD304 por MWh en 2009 a USD86 por MWh en 2017. En el mismo periodo, para los sistemas eólicos on-shore, la reducción de costos fue de un 27%, pasando de USD93 a USD67 por MWh [12].

El desafío, a partir de fuentes renovables, no radica en la generación, sino en el almacenamiento de la energía que podamos producir. Una posible solución, para hacer gestionables las energías renovables, es la producción de hidrógeno verde a partir de estas fuentes energéticas. El hidrógeno es una fuente de almacenamiento energético que facilita la conexión entre las dos principales redes de distribución de energía que existe en todos los países: la red eléctrica y la red de gas. Una vez producido este hidrógeno verde, se puede considerar una serie de aplicaciones, por ejemplo: aplicaciones en la industria (refinerías de petróleo, producción de amoníaco, producción de metanol, producción de alimentos, entre otras); en el transporte (automóviles, buses, camiones, trenes, aviones, etc. que utilicen pilas de combustible para producir energía eléctrica a partir de hidrógeno); en aplicaciones estacionarias (grandes consumidores, aporte al sistema eléctrico, almacenamiento y sistemas de respaldo energético); en aplicaciones móviles considerando el uso de baterías a hidrógeno y el uso de hidrógeno como gas, el que se puede distribuir a clientes industriales y residenciales.

Los principales desafíos y oportunidades que tiene Chile para desarrollar una economía del hidrógeno, consideran los siguientes elementos claves:

1. Conocimiento tecnológico.
2. Avanzar en estándares y regulaciones aplicadas a toda la cadena de valor de la producción de hidrógeno verde.
3. Atraer inversiones que permitan desarrollar el potencial renovable del país, usando el hidrógeno verde como vector energético clave para el almacenamiento, distribución y uso de la energía.
4. Transformar al hidrógeno en una alternativa real de energía para sectores claves en el país, por ejemplo, en aplicaciones en la industria minera, la que demanda sobre el 30% de la producción de energía eléctrica del país.
5. Desarrollar las capacidades técnicas asociadas al uso, perfeccionamiento y aplicación de nuevas tecnologías, procesos y certificaciones necesarias para la generación de hidrógeno verde.





5. Producción de hidrógeno

mediante energías renovables

El hidrógeno es el elemento más abundante del universo, pero no se encuentra de forma libre en la tierra. No es un recurso natural, es decir, hay que producirlo, al igual como sucede con la electricidad, motivo por el que se suele decir que el hidrógeno es un vector energético. El hidrógeno puede producirse a partir de muy variados recursos (agua, recursos fósiles, biomasa, microorganismos, etc.), siguiendo diversos procesos de transformación como electrólisis, gasificación, reformado, fotoelectrólisis, fotobiólisis, y otros.

Por la diversidad de recursos, la utilización del vector energético hidrógeno implica mayor seguridad de abastecimiento energético y mayor acceso a la energía. En función de los recursos disponibles localmente, cada ciudad o país puede escoger entre la forma más costo-efectiva para la producción de hidrógeno.

Todos los gastos de transformación suponen un gasto energético, cuyos costos son asumibles (como sucede con la electricidad), pero a diferencia de la electricidad, el hidrógeno es fácilmente almacenable.

Dentro de los diferentes procesos de producción de hidrógeno, se puede clasificar entre el hidrógeno producido a partir de fuentes no renovables y el hidrógeno producido a partir de energías renovables (ver figuras 2 y 3).

A partir de Fuentes No Renovables

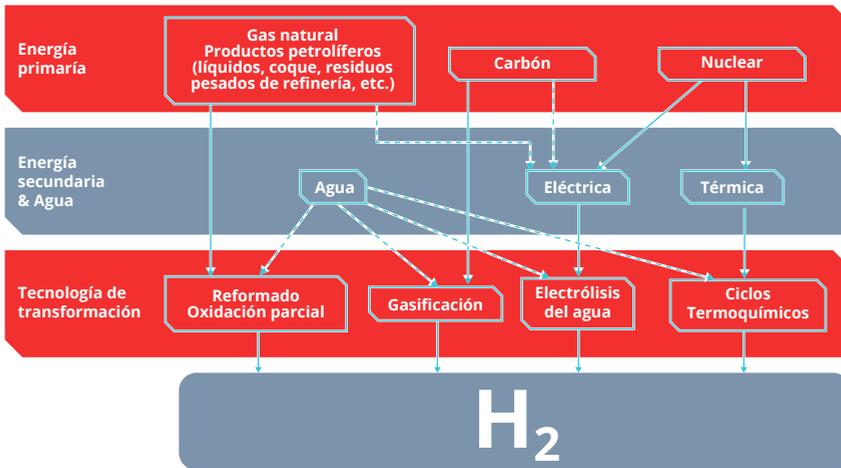


Figura 2: Producción de hidrógeno a partir de fuentes no renovables. Fuente: Adaptado de Asociación Española del Hidrógeno [13]

Siempre es necesario disponer de una energía primaria para la producción de hidrógeno (la que será renovable o no renovable), de una energía secundaria y en muchas ocasiones de agua, para finalmente utilizar una tecnología de transformación y obtener hidrógeno.

A partir de Fuentes Renovables

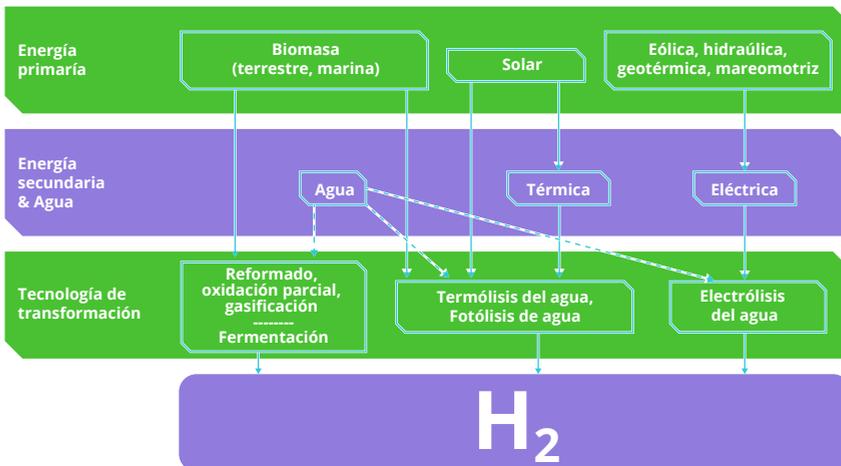


Figura 3: Producción de hidrógeno a partir de fuentes renovables. Fuente: Adaptado de Asociación Española del Hidrógeno [13]

Los métodos de producción de hidrógeno a partir de fuentes no renovables se han utilizado desde hace más de cien años en diferentes procesos industriales,

como por ejemplo el hidrógeno producido a partir de reformado de gas natural para el proceso de hidrocrackeo en refinerías o el hidrógeno producido a partir de reformado de gas natural para el proceso de síntesis de amoníaco para la industria de fertilizantes y explosivos. El hidrógeno producido de esta forma, tiene una emisión de dióxido de carbono de aproximadamente unas doce toneladas por tonelada de hidrógeno producido. Además, se usan recursos fósiles como es el caso del gas natural, que en países como Chile son muy escasos.

Los métodos de producción de hidrógeno a partir de fuentes renovables, como por ejemplo el reformado, la oxidación parcial y la gasificación de biomasa, se vienen utilizando desde hace décadas, pero más orientados a la producción de gas de síntesis y su posterior combustión en motores de combustión interna de bajo poder calorífico que para ser utilizados en la producción de hidrógeno propiamente tal, previo paso por la etapa de purificación de la corriente del gas de síntesis.

En lo que se refiere a métodos de producción de hidrógeno a partir de fuentes renovables, y ligado a la implantación masiva de plantas de generación de energía renovable que se están implementando a nivel mundial (instalaciones solares, eólicas, hidráulicas, mareomotrices, etc.), la electrólisis del agua es el método de producción más adecuado y el que más interés está despertando por parte de las industrias y las administraciones de los diferentes países a nivel mundial. La electrólisis es un proceso electroquímico por el cual, a partir de electricidad, se obtiene hidrógeno y oxígeno a través de la descomposición de la molécula de agua. Se trata de un método que permite la producción de hidrógeno de manera limpia, siempre y cuando la energía que se utilice para el proceso provenga de fuentes renovables. Su importancia generalizada frente al resto de tecnologías de producción de hidrógeno renovables, se debe principalmente a:

- Utiliza electricidad como fuente primaria para la ruptura de la molécula de agua, disponiendo de una gran flexibilidad para ser integrada con las distintas instalaciones de producción de energías renovables.
- La electrólisis tiene la capacidad de operar en cargas parciales y variar la carga de forma muy rápida, lo que ofrece una gran flexibilidad para acoplarse con las instalaciones de producción de energías renovables.
- Los electrolizadores están compuestos de sistemas modulares que permiten su fácil escalado desde bajas hacia altas potencias, por lo que puede ser utilizado tanto para producción centralizada como descentralizada.

- Posibilidad de uso como parte de un sistema de almacenamiento de energía en forma de hidrógeno, permitiendo la gestión óptima de micro redes y redes inteligentes.
- El hidrógeno producido es de alta pureza y apto para el uso en todas las aplicaciones, incluidas las de pilas de combustible.
- Se trata de una tecnología disponible en el mercado con costos aceptables y eficiencias mayores que el resto de las tecnologías en desarrollo.

En función de la temperatura de operación, la electrólisis se puede realizar a baja temperatura, a través de electrolizadores alcalinos (*alkaline water electrolysis, AWE*), o de membrana de intercambio protónico (*proton exchange membrane water electrolysis, PEMWE*), o a alta temperatura, empleando para ello electrolizadores de óxido sólido (*solid oxide water electrolysis, SOWE*). La tabla 1 describe un análisis comparativo de las tecnologías antes mencionadas.

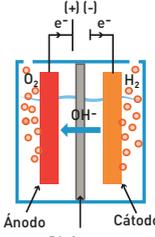
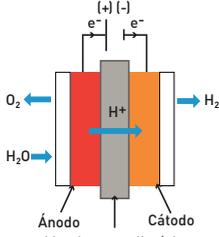
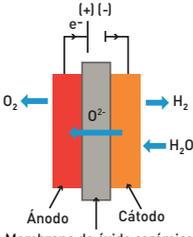
	ELECTRÓLISIS ALCALINA	ELECTRÓLISIS PEM	ELECTRÓLISIS SOEC
Temperatura (°C)	60 - 85	40 - 80	800 - 1000
Presión (bar)	< 30	< 35	1 - 5
Consumo energético. (kWh/Nm ³ de H ₂)	4.3 - 5.0	4.2 - 4.7	3.2 - 3.7
Costo (€/kW)	1000 - 1500	1500 - 2000	Prototipos
Eficiencia global	60 - 70 %	70 - 80 %	85 - 95 %
Vida útil (horas)	> 100000	10000 - 50000	En investigación
Ventajas	Tecnología bien probada y desarrollada comercialmente. Es el tipo de electrólisis de mayor durabilidad y menor costo	Electrolito sólido. Alta presión de los gases de salida. Puede trabajar a elevadas densidades de corriente	Electrolito sólido. Alta presión de los gases de salida. Bajo consumo de electricidad. Menor exigencia en la calidad del agua.
Inconvenientes	Electrolito líquido corrosivo. Baja presión de los gases de salida y necesario una etapa de purificación posterior del H ₂	Elevados costos de los catalizadores y de las membranas. Gran exigencia en el agua de alimentación	Limitada vida debido a los ciclos térmicos. Limitaciones en las aplicaciones debido a las temperaturas de operación
Esquema	 <p>Diagrama de un electrolizador alcalino. Muestra un ánodo (+) a la izquierda y un cátodo (-) a la derecha, separados por un diafragma. El electrolito es OH-. Se produce O₂ en el ánodo y H₂ en el cátodo. Se muestran flujos de electrones (e⁻) y iones (OH⁻).</p>	 <p>Diagrama de un electrolizador PEM. Muestra un ánodo (+) a la izquierda y un cátodo (-) a la derecha, separados por una membrana polimérica. El electrolito es H⁺. Se produce O₂ en el ánodo y H₂ en el cátodo. Se muestran flujos de electrones (e⁻) y iones (H⁺).</p>	 <p>Diagrama de un electrolizador SOEC. Muestra un ánodo (+) a la izquierda y un cátodo (-) a la derecha, separados por una membrana de óxido cerámico. El electrolito es O₂⁻. Se produce O₂ en el ánodo y H₂ en el cátodo. Se muestran flujos de electrones (e⁻) y iones (O₂⁻).</p>

Tabla 1: Comparación de las principales tecnologías para la electrólisis del agua [14, 15, 16, 17]

5.1. ELECTROLIZADORES ALCALINOS

Aunque el corazón del sistema de electrólisis es el *stack*, ya que es donde se producen las reacciones electroquímicas, y por lo tanto la generación de hidrógeno y oxígeno, es necesario una serie de equipos y sistemas que permitan el adecuado funcionamiento de dicho *stack* y la obtención de los gases en las condiciones óptimas. Ese conjunto de sistemas auxiliares es lo que se denomina balance de planta (BoP). Un electrolizador alcalino se compone principalmente de los siguientes subsistemas (ver figura 4): Sistema

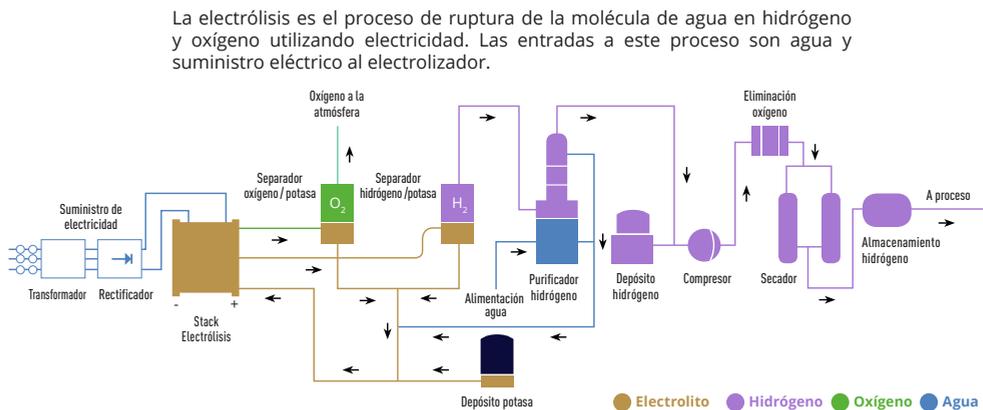


Figura 4: Componentes de un electrolizador alcalino. Fuente: Adaptado de Nel Hydrogen Electrolysers. The World's Most Efficient and Reliable Electrolysers, pp.3, [18].

de producción de gases: es donde ocurre el proceso de la electrólisis del agua. Está formado por el *stack*, que es donde se forma oxígeno e hidrógeno. Las burbujas de O₂ y H₂ que se generan son arrastradas hasta el sistema de separación de gases.

- Sistema de separación de gases: está formado por depósitos separadores, donde se produce la separación de los gases del electrolito. Los gases generados abandonan el stack y se llevan a los separadores, donde se produce la separación gas-electrolito: el electrolito se recicla y el gas se dirige a la etapa de purificación y secado.
- Sistema de eliminación de arrastre de electrolito y secado de las corrientes: las corrientes gaseosas que abandonan los separadores pasan inicialmente por un sistema de filtros de coalescencia, que permiten eliminar el electrolito arrastrado por las corrientes gaseosas, y posteriormente por unos filtros desecantes para eliminar la humedad restante.

- Sistema de purificación y secado: debido a que en la electrólisis se busca obtener hidrógeno con la mayor pureza posible, se instala un reactor de-oxo para eliminar las posibles impurezas de oxígeno arrastradas. Estos sistemas se basan en un catalizador de paladio, donde el O_2 residual reacciona con H_2 , produciendo vapor de agua, que posteriormente se condensa para su eliminación.
- Sistema de agua desionizada: debido a que el agua se va consumiendo en el stack, es necesaria su reposición. El agua que debe suministrarse es agua desionizada con la pureza y conductividad necesarias ($< 5\mu S/cm^2$), para evitar la contaminación de los componentes del **stack**.
- Sistema de gestión térmica: una parte importante de la energía eléctrica suministrada al **stack** se transforma en calor debido a las irreversibilidades del proceso, por lo que es necesario un sistema de refrigeración para mantener la temperatura del **stack** por debajo de un valor concreto en función de la tecnología, pues una temperatura excesiva provocaría la degradación de los componentes del stack. Este control de temperatura se hace a través del enfriamiento del electrolito que es recirculado al **stack**.
- Sistema de control de presión: la manera en la que se crea presión consiste en retener en el sistema el oxígeno e hidrógeno que se va produciendo, de manera que a medida que se va acumulando el gas, aumenta la presión hasta el valor seteado para las válvulas reguladoras de presión.
- Sistema de monitorización y control: tiene como objetivo adquirir toda la información proveniente de sensores y transductores, y realizar las acciones necesarias para permitir el funcionamiento adecuado y seguro del sistema.
- Sistema de electrónica de potencia: la energía eléctrica que llega al stack debe ser continua y dentro de unos determinados rangos de tensión e intensidad, por lo que es necesario incorporar al sistema la electrónica de potencia adecuada para su integración con las fuentes de alimentación disponibles.

La electrólisis alcalina es una tecnología madura que actualmente es utilizada a escala industrial, existiendo equipos disponibles comercialmente que ofrecen muy altas capacidades de producción de hidrógeno, en el rango de los MW [19, 24].

Las ventajas claves de esta tecnología son su durabilidad probada, su madurez, su disponibilidad y sus bajos costos específicos (son sistemas que no están basados en componentes que contienen metales nobles), si lo comparamos con otras tecnologías. Como desventajas, principalmente se encuentran la necesidad de instalar sistemas de purificación complejos y la utilización de un electrolito líquido corrosivo.

Actualmente existen fabricantes como *Nel Hydrogen*, *Hydrogenics*, *Thyssenkrupp*, *McPHY*, *Denora Parmelec*, etc., que fabrican electrolizadores a la escala multimegavatio a costos razonables y con eficiencias y vida útil acorde a los usos actuales. En la figura 5, se puede ver el modelo A3880 de *Nel Hydrogen* capaz de producir hasta 350 kg de hidrógeno por hora o, equivalentemente, 8.400 kg de hidrógeno al día. En términos de energía eléctrica, para producir las cantidades de hidrógeno anteriormente descritas, se requieren 17 MWh/h y 410 MWh/día.

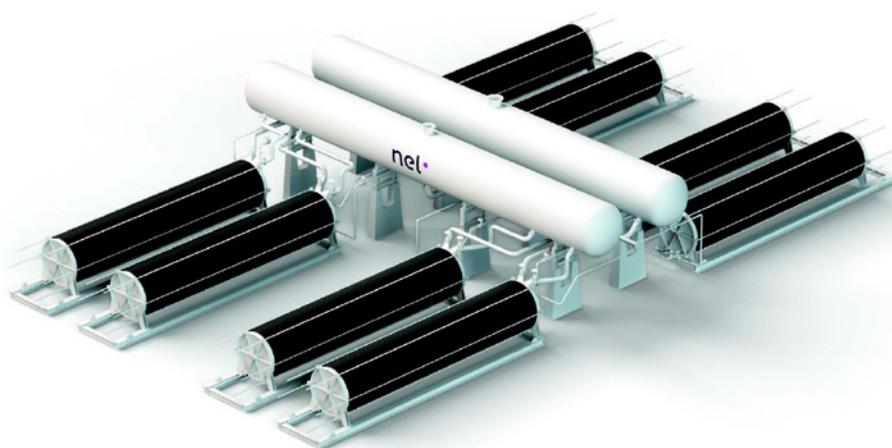


Figura 5: Electrolizador alcalino modelo A3880. Fuente: Adaptado de Nel Hydrogen Electrolysers. The World's Most Efficient and Reliable Electrolysers, pp.5, [18].

5.2. ELECTROLIZADORES POLIMÉRICOS

Para el correcto funcionamiento del *stack*, que es donde se produce la ruptura de la molécula del agua en hidrógeno y oxígeno, es necesaria la existencia de sistemas auxiliares que permitan controlar los parámetros de operación, maximizar su eficiencia y hacerlo funcionar de manera segura. De forma similar a un electrolizador alcalino, estos elementos son los que constituyen el balance de planta (BoP) (ver figura 6).

- Sistema de acondicionamiento de la energía eléctrica: permite el aporte y acondicionamiento de la electricidad que llega al *stack* para que se lleve a cabo la reacción de electrólisis en las condiciones deseadas.
- Sistema de alimentación de agua: encargado de suministrar y controlar el caudal de agua de alimentación del *stack*. Habitualmente se toma agua de red, la que se purifica hasta conductividades por debajo de $2\mu\text{S}/\text{cm}^2$.
- Sistema de gestión de productos o purificación de gases: comprende las líneas de gases (H_2 y O_2), cuyo principal objetivo es la purificación de las corrientes gaseosas, así como el control de presión.
- Sistema de monitorización y control: formado por el conjunto de sensores que informan sobre el estado de la celda y suministran información a los actuadores del sistema.

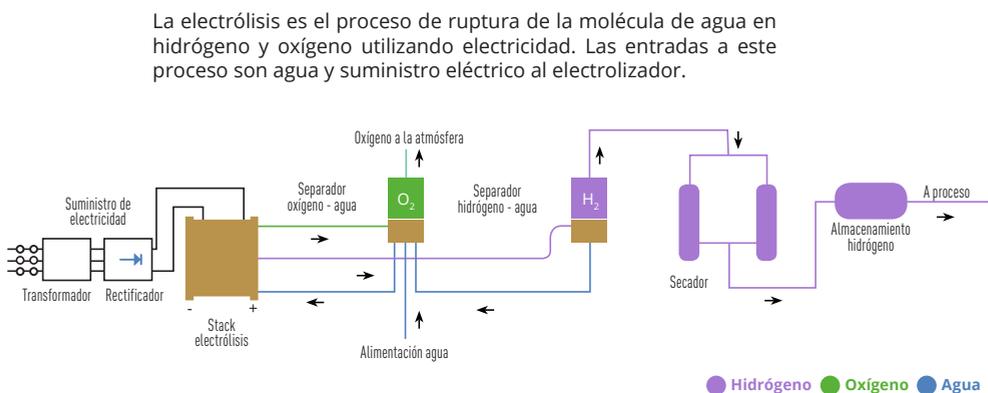


Figura 6: Componentes de un electrolizador polimérico. Fuente: Adaptado de Nel Hydrogen Electrolysers. The World's Most Efficient and Reliable Electrolysers, pp.7, [18].

Desde el año 2010, los sistemas de electrólisis PEM han seguido una tendencia descendente en cuanto a consumo energético en todo el sistema (kWh/kg), es decir, la eficiencia en la generación del hidrógeno ha mejorado progresivamente.

No obstante, la eficiencia de un electrolizador PEM también queda afectada por la degradación en voltaje, que se aplica al *stack* para que se mantenga constante la producción de hidrógeno. Estos efectos están ligados a varios procesos de degradación, los que hacen incrementar la resistencia eléctrica del *stack*. De acuerdo a datos de diferentes fabricantes de electrolizadores PEM, la durabilidad reportada está en torno a las 75.000 horas de operación [19, 24].

Actualmente existen fabricantes como *Siemens, Hydrogenics, Nel Hydrogen, H2B2, ITM, H-TEC, Hydrogen PRO*, etc., que fabrican electrolizadores a la escala multimegavatio a costos razonables y con unas eficiencias y vida útil acorde a los usos actuales. En la figura 7, se puede ver el modelo M400 de Nel Hydrogen, sin embargo, vamos a considerar el M4000 (formado por la implantación de 10 unidades M400 trabajando en paralelo) capaz de producir hasta 360 kg de hidrógeno por hora o, equivalentemente, 8.640 kg de hidrógeno al día. En términos de energía eléctrica, para producir las cantidades de hidrógeno anteriormente descritas, se requiere de 18 MWh/h y 434 MWh/día.



Figura 7: Electrolizador polimérico modelo M400. Fuente: Adaptado de Nel Hydrogen Electrolysers. *The World's Most Efficient and Reliable Electrolysers*, pp.9, [18].

5.3. ELECTROLIZADORES DE ÓXIDO SÓLIDO

Los electrolizadores de óxido sólido (SOEC – *solid oxide electrolyser cell*) son dispositivos que reemplazan parte de la energía eléctrica requerida para dividir el agua con energía térmica.

El uso de temperaturas más altas (600-1000 °C) aumenta la eficiencia del electrolizador. Sin embargo, se precisa disponer de vapor de agua y de una fuente térmica de elevada temperatura para poder llevar a cabo el proceso, lo que en algunas ocasiones puede limitar las aplicaciones de esta tecnología. Otra ventaja de las unidades SOEC, es el uso de un electrolito sólido que, a diferencia de los sistemas alcalinos, no es corrosivo y no experimenta problemas relacionados con la distribución líquido/gas (como en la electrólisis a baja temperatura), ya que se trabaja con temperaturas muy superiores al punto de vaporización del agua [14, 25]. Además, a temperaturas tan elevadas, la necesidad de electro-catalizadores es menos significativa en comparación con los requisitos a baja temperatura, por lo que es posible funcionar sin el uso de metales preciosos como catalizadores [15].

La figura 8 muestra un ejemplo de electrolizador SOEC formado por 24 celdas planas [26] y un esquema simplificado de funcionamiento, con los diferentes subsistemas que forman parte del balance de planta que permite al equipo funcionar de forma correcta (BoP), al igual como sucede en los sistemas de electrólisis alcalina y PEM. Se puede observar que es necesario incluir una fuente de alta temperatura (*high temperature*, HT) dentro del BoP del electrolizador SOEC.

Los electrolizadores SOEC son los más eficientes eléctricamente, pero la tecnología de electrólisis es la que presenta un grado de desarrollo menor. Un desafío importante son las altas temperaturas, que requieren el uso de materiales costosos y métodos de fabricación muy complejos [14]. Los diferentes componentes de la celda pueden presentar diferentes coeficientes de dilatación térmica, por lo que los ciclos de arranque/apagado resultan perjudiciales. Además, para aumentar las propiedades de conducción, los diferentes componentes deben ser muy delgados, lo que los hace muy frágiles, provocando que el ensamblaje de la celda sea muy complejo [25]. Por estas razones, antes de que esta tecnología pueda alcanzar un despliegue comercial, es necesario el desarrollo de múltiples investigaciones para optimizar materiales, componentes y sistemas.

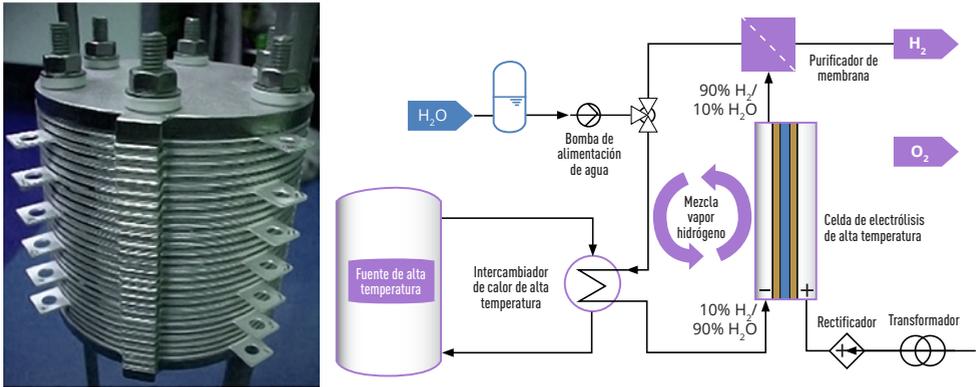


Figura 8: [izquierda] Sistema de electrólisis SOEC: electrolizador SOEC de 24 celdas; (derecha) esquema simplificado de sistema. Fuente: Adaptado de Moseley y Garche [24].

Sin embargo, esta tecnología tiene un gran potencial para la producción de hidrógeno aprovechando la energía generada en diferentes fuentes térmicas, como centrales de concentración solar, geotermia o reactores nucleares [14].

5.4. COSTOS DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO MEDIANTE ELECTRÓLISIS

De acuerdo a lo anteriormente comentado, los electrolizadores con el grado de desarrollo tecnológico adecuado para ser comercializados son los alcalinos y los poliméricos, pues los electrolizadores de óxido sólido están en sus etapas iniciales de desarrollo.

El costo de producción de hidrógeno mediante electrólisis depende fundamentalmente del precio de la electricidad necesaria para alimentar el electrolizador, del tamaño del electrolizador que está directamente relacionado con la capacidad de producción de hidrógeno y de las horas anuales de funcionamiento.

El tamaño del electrolizador, y por lo tanto de la planta de producción de hidrógeno es importante, pues cuanto mayor es el electrolizador, el factor escala juega un rol clave y su costo en términos de €/kW es inferior, tal como se puede observar en la tabla 2, donde además de los costos, se muestran las especificaciones técnicas fundamentales de los electrolizadores alcalinos y poliméricos, así como la evolución esperada entre los años 2017 y 2025.

	Units	Electrólisis Alcalina						Electrólisis PEM					
		2017 @ P atm			2025 @ 15 bar			2017 @ 30 bar			2025 @ 60 bar		
		1 MW	5 MW	20 MW	1 MW	5 MW	20 MW	1 MW	5 MW	20 MW	1 MW	5 MW	20 MW
Potencia mínima	% Pnom	15%			10%			5%			0%		
Peak de potencia (para 10 min)	% Pnom	100%			100%			160%			200%		
Presión de salida	Bar	0 bar			15 bar			30 bar			60 bar		
Potencia consumida @ Pnom	kWhe/kg	58	52	51	55	50	49	63	61	58	54	53	52
Consumo de Agua	L/kg	15 L/kg											
Tiempo de vida promedio sistema	Años	20 años											
Tiempo de vida stack (carga completa)	hr	80,000 h			90,000 h			40,000 h			50,000 h		
Degradación del sistema	%/1000 h	0.13%/1,000 h			0.11%/1,000 h			0.25%/1,000 h			0.20%/1,000 h		
Disponibilidad	%/año	>98%											
CAPEX (Total equipos del sistema)	EUR/kW	1,200	830	750	900	600	480	1,500	1,300	1,200	1,000	900	700
OPEX (electrolizador)	% CAPEX	4%	3%	2%	4%	3%	2%	4%	3%	2%	4%	3%	2%
CAPEX (reemplazo stack)	EUR/kW	420	415	338	315	300	216	525	455	420	300	270	210

Tabla 2: Parámetros económicos y técnicos de la tecnología de electrólisis disponible en el mercado. Fuente: Adaptado de Development of Business Cases for Fuel Cells and Hydrogen Applications for European Regions and Cities, pp.6, [27].

El precio de la electricidad utilizada para el proceso de electrólisis es con total seguridad, el parámetro más importante en el costo de producción del hidrógeno. Un menor precio de electricidad implica directamente un menor costo de producción de hidrógeno y, por el contrario, un mayor precio de electricidad conlleva un mayor costo de producción de hidrógeno. En este sentido, Chile tiene la capacidad de producir hidrógeno renovable muy económico debido a los bajos costos de producción de electricidad renovable, lo que posiciona al país como un productor y potencialmente lo puede transformar en un exportador de hidrógeno a ser considerado en los mercados relacionados con el suministro de hidrógeno renovable.

El número de horas de funcionamiento del electrolizador es otro parámetro importante, pues a mayor número de horas de funcionamiento anual, se puede lograr menor precio de hidrógeno y a menor número de horas de funcionamiento anual, se puede obtener mayor precio de hidrógeno. Esto se explica porque el coste de inversión del equipo (CAPEX) se reparte entre mayor número de horas de producción y por tanto entre mayor número de kilogramos de hidrógeno producidos. Por lo comentado antes, es recomendable asociar una planta de producción de hidrógeno a fuentes renovables complementarias, como, por ejemplo, una planta fotovoltaica, una planta eólica, o fuentes renovables con elevado número de horas de producción anuales, como es el caso de la hidráulica.

En las figuras 9 y 10 se puede ver la relación entre los tres parámetros comentados previamente (costo de electricidad, tamaño de la planta de

electrólisis y números de horas de operación) para el año 2017 y para el año 2025. La diferencia entre ambas es la evolución tecnológica y la reducción de los costos de adquisición del electrolizador (CAPEX) y los costos de mantenimiento (OPEX).

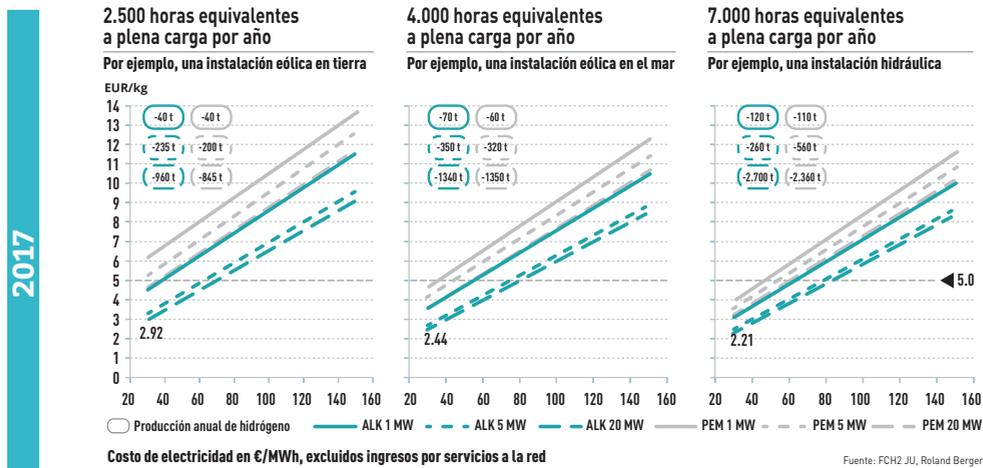


Figura 9: Costos de producción de hidrógeno para diferentes precios de electricidad, tamaño de planta de electrólisis y diferentes números de horas de operación para el año 2017. Fuente: Adaptado de Development of Business Cases for Fuel Cells and Hydrogen Applications for European Regions and Cities, pp.11, [27].

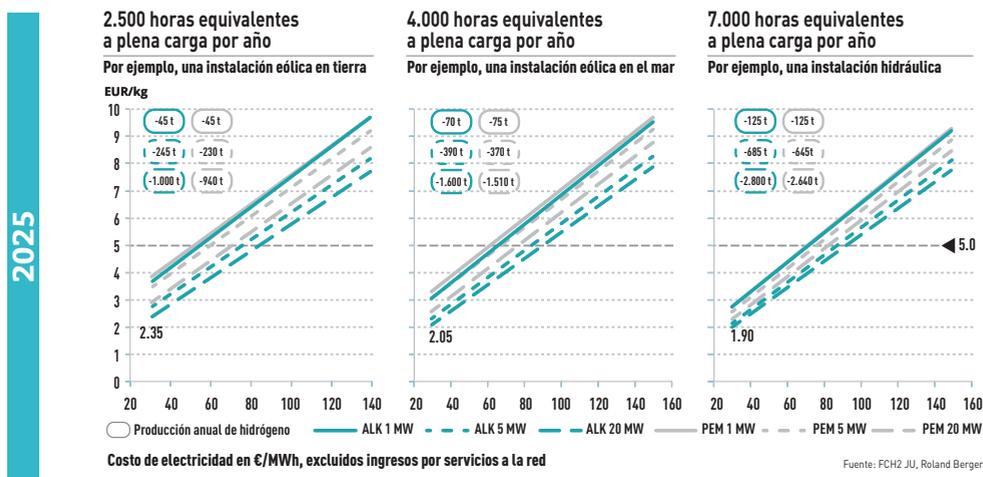


Figura 10: Costos de producción de hidrógeno para diferentes precios de electricidad, tamaño de planta de electrólisis y diferentes números de horas de operación para el año 2025. Fuente: Adaptado de Development of Business Cases for Fuel Cells and Hydrogen Applications for European Regions and Cities, pp.12, [27].

El precio de producción de hidrógeno será mucho más atractivo a medida que el coste de la electricidad sea menor, mientras que el tamaño del electrolizador sea mayor y cuando las horas de operación anuales sean lo más elevadas posible.



H_2

H_2

6. Uso de hidrógeno como almacenamiento

de las energías renovables

Las energías renovables tienen innumerables ventajas, pero tienen un inconveniente importante que es la alternancia en cuanto a su producción. Además, no siempre la producción de energía procedente de renovables coincide con la demanda de energía eléctrica.

Adicionalmente, la cantidad de energías renovables se están incrementando de forma exponencial a nivel mundial debido, fundamentalmente, a la necesidad de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y a la importante reducción de costos de las mismas, lo que permite ofrecer al sistema eléctrico energía eléctrica limpia, respetuosa con el medioambiente y a un costo competitivo.

Por todo lo comentado, parece lógica la necesidad del uso de sistemas de almacenamiento asociados a las plantas de energías renovables. Dentro de los sistemas de almacenamiento de energía existentes en la actualidad, el hidrógeno es quizás el más interesante, pues permite almacenar cantidades de energía del orden de GWh durante un periodo prolongado (ver figura 11).

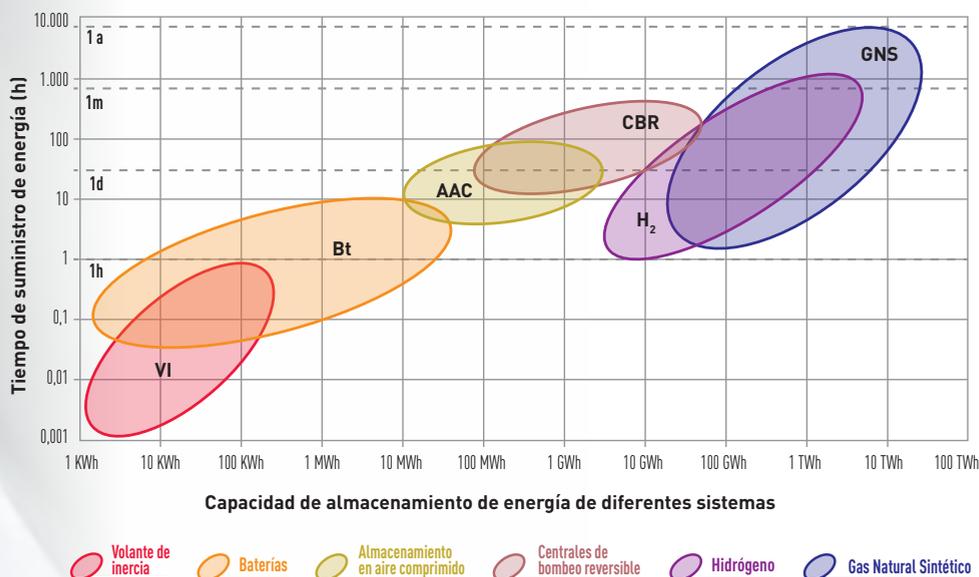


Figura 11: Capacidad de almacenamiento de energía de diferentes sistemas. Fuente: Adaptado de Storing bioenergy and renewable electricity in the natural gas grid, pp. 70, [28].

Cuando las plantas de generación de electricidad renovable tienen potencial de producción de energía y no existe demanda suficiente, transmiten la energía eléctrica excedente a un electrolizador (alcalino o polimérico) en el que, junto con agua, se produce la reacción de electrólisis, se genera hidrógeno de alta pureza, oxígeno y calor. El oxígeno es un subproducto del proceso de electrólisis que puede ser utilizado en diferentes aplicaciones como por ejemplo en plantas de tratamiento de aguas, fundiciones de cobre, e incluso, se puede licuar, embotellar y distribuir para su uso, entre otros, en el sector sanitario.

El hidrógeno producido a partir de los excedentes de energías renovables, se almacena a presión básicamente (aunque existen otras formas de almacenamiento de hidrógeno como licuado, hidruros metálicos, etc.). Cuando la producción de energías renovables es inferior a la demanda energética, el hidrógeno previamente almacenado se introduce en una pila de combustible (reacción inversa a la de electrólisis, donde se produce una reacción electroquímica entre el hidrógeno y el oxígeno del aire, generando electricidad, agua y calor), o una turbina de gas en ciclo simple o ciclo combinado y produce electricidad, de forma que complementa la energía eléctrica producida por la planta renovable, lo que hace que una planta de energías renovables inicialmente no gestionable, puede serlo parcial o totalmente, en función de la capacidad de electrólisis, almacenamiento de hidrógeno y transformación de hidrógeno en electricidad instalados. En la figura 12 se puede ver el sistema de hidrógeno implementado en la planta de *Enertrag*. En este caso, lo descrito en este punto corresponde a las primeras dos filas de dicha figura.

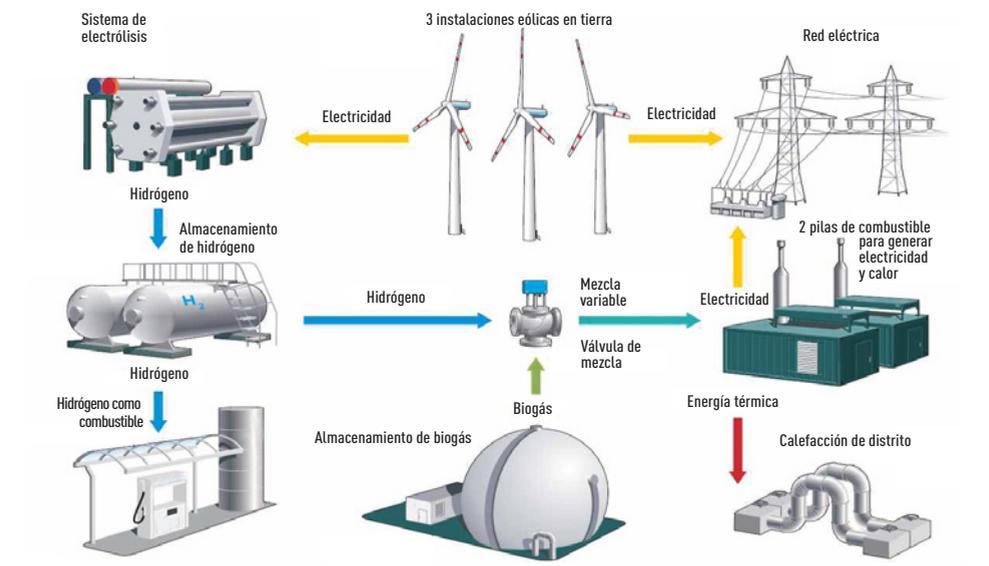


Figura 12: Sistema de almacenamiento de energías renovables mediante hidrógeno. Fuente: Adaptado de Enertrag [29].

Destacamos la planta de generación de hidrógeno asociada a una planta de energías renovables de *Mainz*, propiedad de *Siemens* (ver figura 13), la que en lugar de convertir el hidrógeno producido nuevamente en electricidad (como sucede con la planta de *Enertrag* mostrada en la figura 12), usa el hidrógeno producido para inyectarlo en la red de gas natural por un lado (hasta un 10% en volumen está permitido en Alemania) y también para llenar semirremolques de hidrógeno a presión y transportarlo a las infraestructuras de repostaje de hidrógeno o hidrogeneras.

La planta de energía eólica de *Mainz* (ver figura 13), tiene una potencia instalada de 10 MW eléctricos, a la que se asocia una planta de electrólisis de 6 MW, que es capaz de producir hasta 120 kg de hidrógeno por hora. El hidrógeno producido puede seguir dos caminos:

- El hidrógeno se purifica y se comprime a 80 bar y se almacena temporalmente, para luego reducir la presión hasta 10 bar y ser inyectado a la red de gas natural, con la precaución de no superar el 10% en volumen, que es lo máximo que permite la legislación alemana.
- El hidrógeno se purifica y se comprime a 80 bar y se almacena temporalmente, para luego ser recomprimido hasta una presión de 250 bar y rellenar semirremolques de hidrógeno, los que se transportan hasta las infraestructuras de hidrógeno o hidrogeneras, donde se recargarán vehículos eléctricos a pila de combustible, los que emitirán únicamente vapor de agua durante su funcionamiento.

En los primeros años de actividad de la planta de hidrógeno de *Mainz*, solo se utilizaba cuando existían excedentes de energías renovables, pero tras varios años de operación, se ha llegado a la conclusión, de que cuando el precio de venta de la energía eléctrica a la red es inferior a 45 €/MWh, es más rentable transmitir toda la producción de electricidad a la planta de electrólisis y producir hidrógeno para inyectarlo en la red de gas natural y/o rellenar semirremolques para su uso en movilidad.

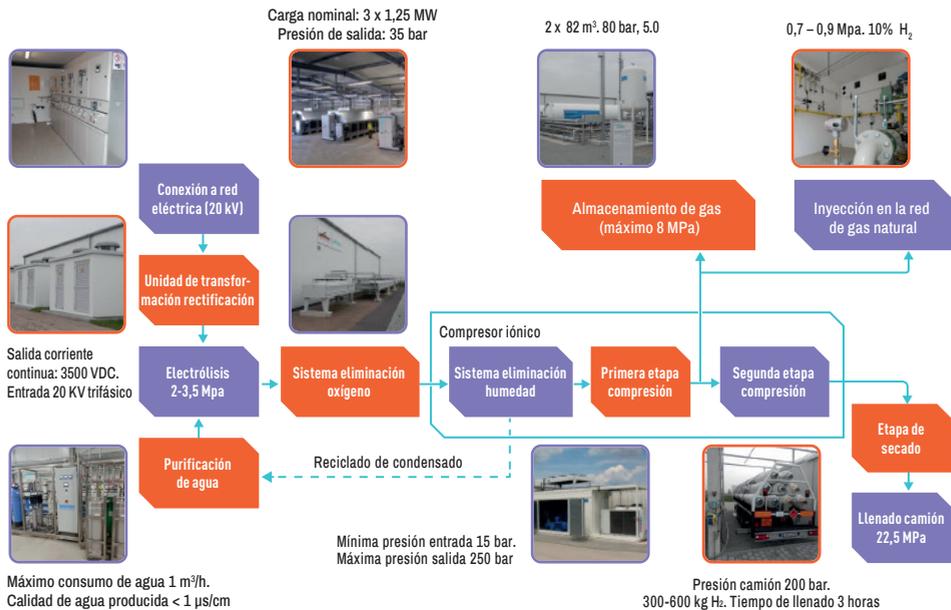


Figura 13: Planta de energías renovables de Mainz. Fuente: Adaptado de Energy Park Mainz A Project for the Industry, p.4. [30].

De esta forma, se pasa de un modelo de negocio en el que la planta eólica solo vende energía renovable cuando existe demanda en el mercado y capacidad de evacuación en la zona donde está ubicada la planta eólica, a un modelo de negocio en el que en función de los precios de la electricidad y el gas (inyectado en la red de gas natural y/o cargado en semirremolques para su transporte hasta las hidrogeneras), el operador de la planta puede decidir si es más rentable vender electricidad, hidrógeno para la red de gas natural o hidrógeno para su uso como combustible, lo que ofrece una flexibilidad y una competitividad muy elevada en comparación con plantas de energías renovables convencionales.

Últimamente, en Chile se están implantando una gran cantidad de energías renovables, en especial la solar, las que necesitarán de un sistema de acopio capaz de maximizar la rentabilidad de las mismas, siendo el hidrógeno el sistema de almacenamiento ideal al permitir almacenar grandes cantidades de energía durante un periodo de tiempo elevado. Dependiendo de la ubicación de la planta de energías renovables con almacenamiento de hidrógeno y de las posibles demandas de hidrógeno en sectores como el de la movilidad sostenible, el hidrógeno acumulado puede utilizarse de diferentes maneras; incluso transportarlo a otros lugares dentro del país y también exportar a países con demandas importantes de energías renovables.

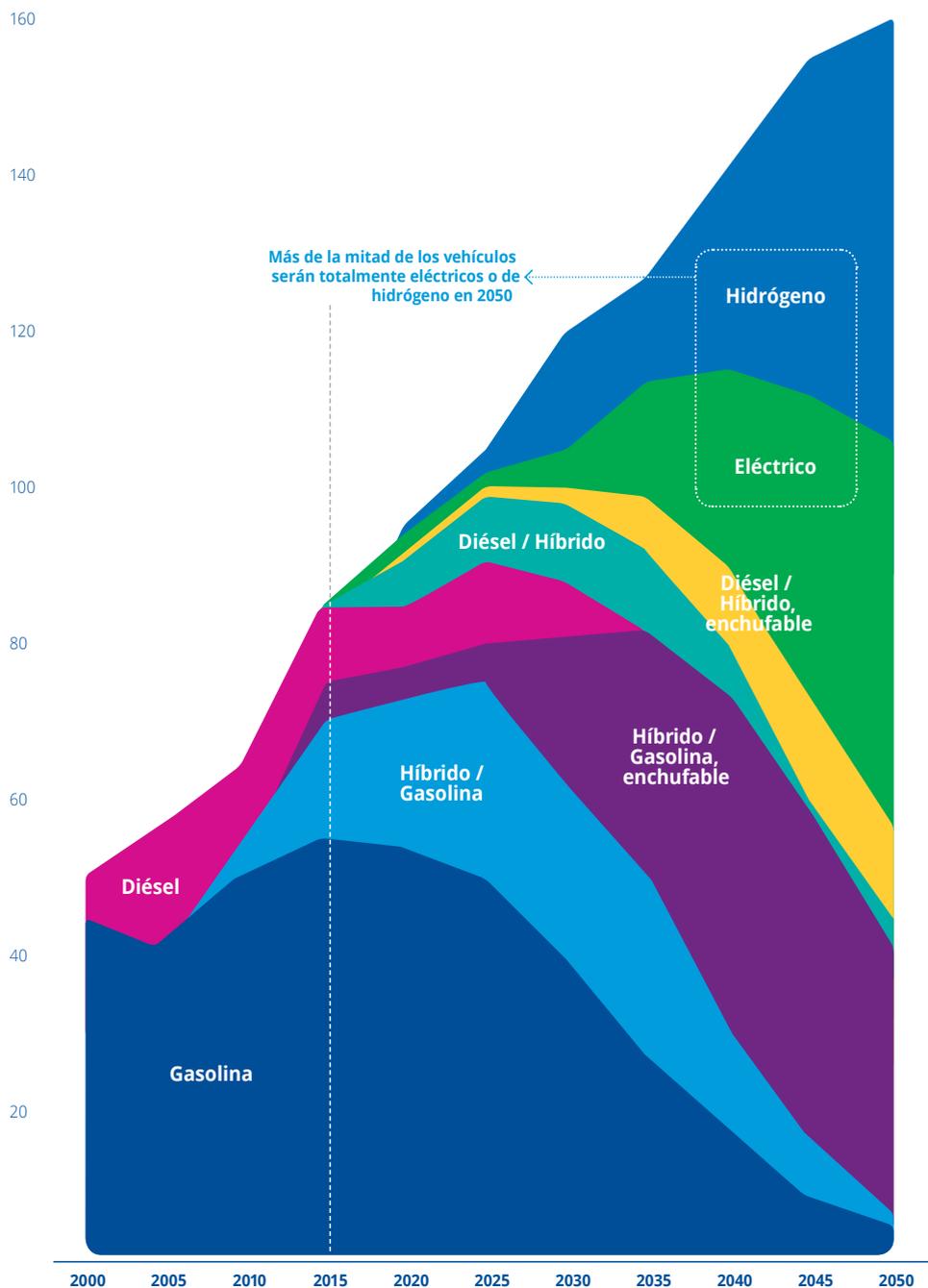
7. Uso de hidrógeno como combustible alternativo

en flotas cautivas para movilidad sostenible

La aplicación en la que el hidrógeno tiene un mayor potencial, es su uso como combustible alternativo en servicios de transporte. Mediante el empleo del hidrógeno en el transporte se favorecen e impulsan medidas para la reducción de emisión de contaminantes, así como estrategias para la diversificación e independencia energética, ya que el hidrógeno puede ser producido localmente a partir de diferentes fuentes utilizando distintas tecnologías. Este hecho, unido a la utilización de energías o procesos renovables, convierte al hidrógeno en un combustible cero emisiones en el ciclo integral o como se denomina en transporte “desde el pozo a la rueda”.

La tecnología de vehículo eléctrico alimentado por hidrógeno es considerada cero emisiones -siempre que el hidrógeno producido provenga de energías renovables-, convivirá con nuevas tecnologías y diferentes combustibles, tal como se puede observar en las perspectivas realizadas por ANFAC, donde se puede ver que para el año 2030 los vehículos de hidrógeno tendrán una cuota de alrededor del 12%, para el año 2040 una cuota de aproximada del 23% y en el año 2050 una cuota de estimada en 35% (ver figura 14).

La masificación del vehículo de hidrógeno también puede proyectarse según el estudio realizado por *Hydrogen Council*, en el que, en función de la tipología del transporte y la autonomía necesaria, el mercado se distribuye entre vehículos eléctricos de batería y vehículos eléctricos de pila de combustible (figura 15), donde se refleja que mientras más grande es el vehículo y mayor es la autonomía requerida, el vehículo de hidrógeno es más ventajoso.



Fuente: Agencia Internacional de la Energía

Figura 14: Previsión de ventas. Fuente: Adaptado de Agenda sectorial de la industria de la automoción, p.89, [31].

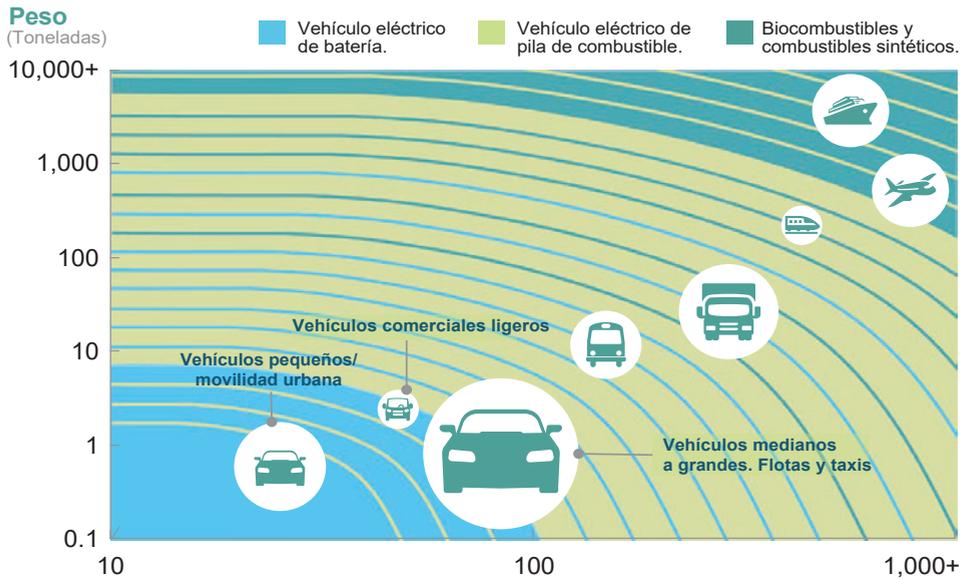


Figura 15: Implantación tecnológica. Fuente: Adaptado de How hydrogen empowers the energy transition, p.8, [32].

Un vehículo de hidrógeno es aquel cuyo almacenamiento principal de energía es el hidrógeno, ya sea en forma de gas comprimido, gas crio comprimido o en estado criogénico. Los vehículos pueden ser clasificados en función de su tren de potencia, pudiendo encontrar los siguientes tipos de vehículos (ver figura 16):

- Vehículos de combustión interna de hidrógeno (HICEV – *hydrogen internal combustion engine vehicle*): son aquellos en los que el combustible suministrado al motor de combustión es hidrógeno o una mezcla de hidrógeno con combustible fósil. Los motores son modificados o adaptados para permitir la combustión del hidrógeno en la cámara de combustión. La transmisión de la energía al eje motriz se realiza mediante energía mecánica. Al ser motores de combustión interna, la transformación del hidrógeno no está libre de emisiones contaminantes, ya sea porque son mezclas de hidrocarburos con hidrógeno, o bien, al ser exclusivamente alimentados por hidrógeno, se incurre en la producción de NOx de origen térmico.
- Vehículos eléctricos de pila de combustible (FCEV – *fuel cell electric vehicle*): son aquellos cuya fuente de energía eléctrica proviene de la transformación electroquímica del hidrógeno y del oxígeno del aire mediante el uso de una pila de combustible. Se trata por tanto de un

vehículo de tracción eléctrica con las ventajas y prestaciones que esto conlleva. Este tipo de vehículo es cero emisiones (*tanque a la rueda*) siempre que el hidrógeno producido provenga de energías renovables. El único producto obtenido de esta reacción es vapor de agua, que es eliminado a través del tubo de escape.

- Extensores de autonomía (*range extender*): son vehículos eléctricos en base a baterías, a los que se les instala un sistema de almacenamiento de hidrógeno y una pila de combustible, la energía eléctrica que generan es suministrada a las baterías que tiene el vehículo, funcionando como un cargador de baterías a bordo. De esta forma es posible incrementar la autonomía del vehículo y reducir el tiempo de recarga, además de disponer de una mayor densidad energética.



Figura 16: Tipología de vehículos de hidrógeno. Fuente: Adaptado de Centro Nacional del Hidrógeno, [33].

El vehículo eléctrico de pila de combustible (FCEV) se considera como el vehículo de hidrógeno que se implantará mayoritariamente, si bien el resto de soluciones pueden convivir y facilitar la implementación de la infraestructura de suministro de hidrógeno.

Un vehículo eléctrico de pila de combustible (FCEV) dispone de cuatro modos de funcionamiento (ver figura 17). Es importante destacar que un vehículo de eléctrico de pila de combustible dispone de un almacenamiento auxiliar de energía en baterías, esto permite el funcionamiento bidireccional del motor eléctrico tanto en modo motor como en modo generador (*frenada regenerativa*).

- **Modo 1. Pila de combustible**, la energía eléctrica proviene en exclusiva de la pila de combustible, este modo es habitual en requerimientos de potencia media, como por ejemplo cuando el coche circula en plano.
- **Modo 2. Paralelo**, tanto la pila de combustible como la batería alimentan al motor eléctrico. Esta situación suele darse en momentos en los que el requerimiento de potencia es elevado de forma simultánea, como por ejemplo en una cuesta arriba.
- **Modo 3. Carga**, la pila de combustible alimenta al motor eléctrico a la vez que mantiene el estado de carga de la batería en niveles adecuados para provisión de nuevos requerimientos del tipo Modo 2. Esta situación se da por ejemplo cuando el requerimiento de potencia es bajo, como circular en plano a baja velocidad.
- **Modo 4. Regeneración**, en momentos en los que el vehículo realiza una frenada o el motor actúa como freno motor, donde la pila de combustible se detiene, y la energía generada por el motor es almacenada en las baterías del vehículo.

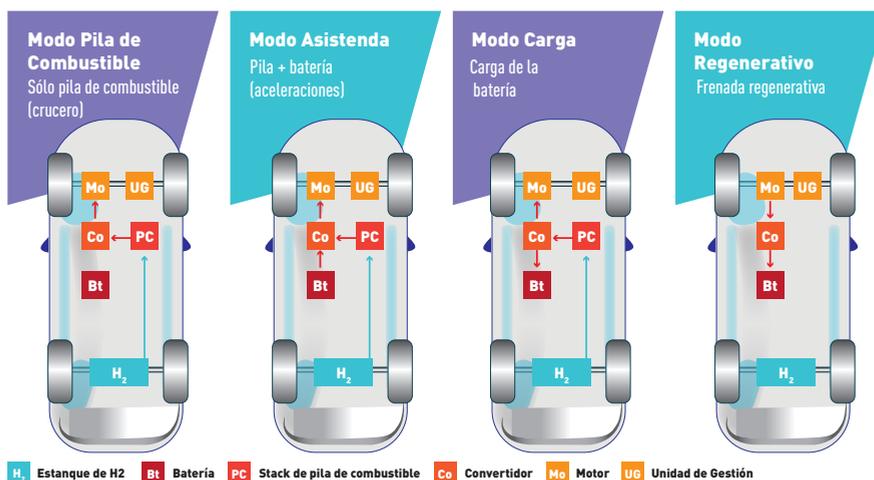


Figura 17: Modos de funcionamiento FCEV. Fuente: Hyundai. [34].

En la actualidad existen tres fabricantes que ya disponen de vehículos eléctricos con pila de combustible tipo turismo a nivel comercial, *Hyundai* (ver tabla 3, donde se aprecia la evolución tecnológica desde 2013, cuando salió al mercado el Hyundai IX35, y 2018, cuando apareció el Hyundai Nexso), *Toyota* (ver figura 18) y *Honda*. Otros fabricantes ya disponen de prototipos tecnológicos muy avanzados con previsiones de salir al mercado en el corto plazo (*General Motors, Volkswagen, Audi, BMW, Mercedes*, etc.).

		NEXO	IX35 FCEV
Sistema de pila de combustible	Potencia total	135 kW	124 kW
	Stack pila de combustible	440 celdas (255 – 450 V)	434 celdas (250 – 450 V)
	Potencia de stack	95 kW	100 kW
Motor principal	Potencia	120 kW	100 kW
	Torque	395 Nm	300 Nm
Batería de alto voltaje	Potencia	40 kW	24 kW
	Voltaje	240 V	180 V
	Capacidad	1,56 kWh	0,95 kWh
Estanques de hidrógeno a 700 bar	Capacidad	6,33 kg / 156,6 e	5,64 kg / 144 e
Velocidad máxima		179 km/h	160 km/h
Aceleración	0 a 100 km/h	9,7 segundos	12,5 segundos
Rango (Autonomía)		754 km	594 km

Tabla 3: Especificaciones técnicas del Hyundai IX35 y del Hyundai NEXO. Fuente: Hyundai. [34]

El sistema al detalle

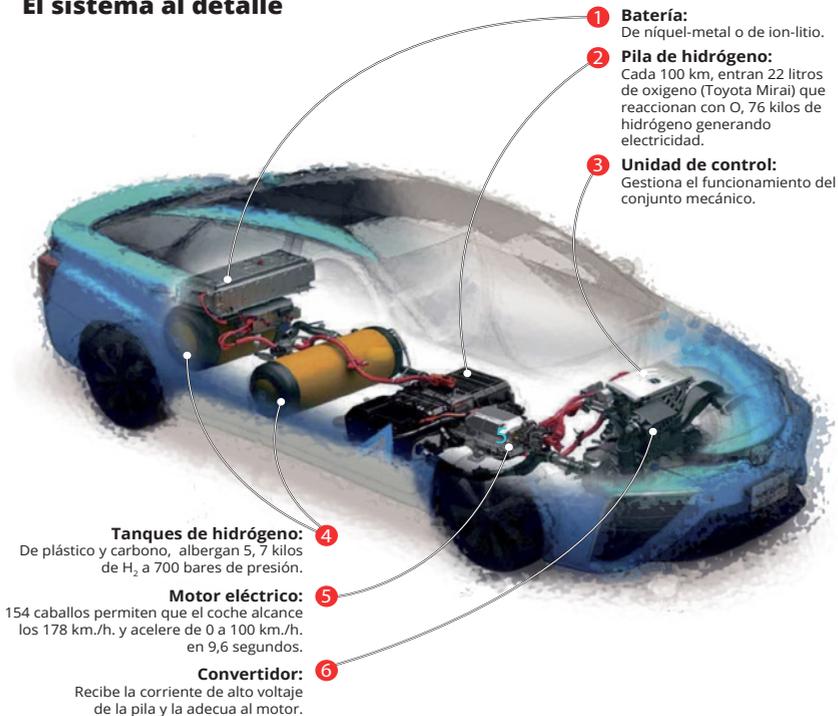


Figura 18: Esquema de principio Toyota Mirai. Fuente: Adaptado de [36].

Adicionalmente existen otras empresas, como por ejemplo *Symbio Fuel Cell*, que están desarrollando vehículos eléctricos, fundamentalmente vehículos para el transporte de carga en ciudades, con autonomía extendida mediante hidrógeno, que tienen como sistema de propulsión un sistema híbrido de baterías y pila de combustible (ver figura 19).



Figura 19: Vehículo eléctrico de autonomía extendida mediante hidrógeno. Fuente: VanderWolf Images / Shutterstock.com.

El transporte con hidrógeno dentro de las ciudades está adquiriendo una gran importancia, con presencia en el mercado de diferentes fabricantes de autobuses urbanos eléctricos de pila de combustible (ver figura 20). En la actualidad existen en Europa más de 300 autobuses eléctricos de pila de combustible circulando, algunos de ellos con más de diez años de operación. De la misma forma, existen varios fabricantes de autobuses eléctricos de pila de combustible como *Van-Hool*, *Alexander-Dennis*, *Safran*, *WrightBus* y *Solaris*; esta última compañía fue comprada recientemente por el grupo *CAF*.



Figura 20: Autobús eléctrico de pila de combustible. Fuente: Paceman / Shutterstock.com.

Además del uso del hidrógeno como combustible alternativo en autobuses urbanos, existen también camiones recolectores de basura que funcionan con hidrógeno como combustible (ver figura 21). Esta tipología de vehículos parece realmente interesante ya que, además de la reducción de emisiones asociadas al uso del hidrógeno como combustible, existe una reducción muy importante de la contaminación acústica, al ser el vehículo eléctrico de pila de combustible un vehículo sin partes móviles y, por tanto, muy silencioso, lo que beneficia su operación a altas horas de la noche en las ciudades.



Figura 21: Camión de basura eléctrico de pila de combustible. Fuente: Fuell Cells work [37].

Otro sector donde el hidrógeno está tomando una relevancia considerable como combustible alternativo, es la movilidad en el interior de centros logísticos, mediante su uso en montacargas eléctricos alimentados por hidrógeno en vez de montacargas eléctricos de baterías (ver figura 22), consiguiéndose menores tiempos de repostaje, mayor autonomía después del repostaje, una entrega de potencia constante durante todo el ciclo de conducción y un mayor aprovechamiento de la superficie del centro logístico, debido a la menor necesidad de espacio para las infraestructuras de repostaje de hidrógeno que para las salas de baterías asociadas a los montacargas eléctricos de baterías. Además, al no tener que cambiar las baterías, como sucede en la actualidad con los montacargas eléctricos de baterías, se reducen los riesgos para los trabajadores que manejan cargas voluminosas y pesadas.



Figura 22: Montacargas de pila de combustible. Fuente: Toyota Industries Corporation. Fuente: [38].

En la actualidad, un medio de transporte donde el hidrógeno se está postulando como la solución más adecuada, es el transporte de mercancías de largas distancias por carretera. Ya han aparecido en el mercado fabricantes de camiones, como es el caso de *Nicola Motors*. Son camiones alimentados por hidrógeno que almacenan alrededor de 100 kg de hidrógeno, tienen pilas de combustible de alrededor de 200 kW e híbridos con baterías, pueden desarrollar potencias de más de 500 kW. La única emisión generada es vapor de agua (ver figura 23). Estos camiones pueden desarrollar autonomías superiores a los 1.200 km utilizando hidrógeno comprimido y más de 2.500 km si utilizan hidrógeno licuado como combustible.



Figura 23: Camión transporte por carretera eléctrico de pila de combustible. Fuente: shutterstock.com.

Un sector en el que el hidrógeno tiene gran aplicación y en los últimos años se está desarrollando con mucha intensidad, lo constituye el transporte en el sector ferroviario. Actualmente, los principales fabricantes de trenes como Alstom y Siemens disponen de trenes regionales dotados de un sistema de tracción híbrido eléctrico-pila de combustible, con el objetivo principal de ser utilizados en líneas no electrificadas o en líneas híbridas con tramos electrificados y no electrificados. En concreto, Alstom ha puesto en operación real desde septiembre del año 2018 el tren Coradia Iltint que permite recorrer 800 km con 160 pasajeros a una velocidad de 140 km/h, utilizando para ello 200 kg de hidrógeno y dos sistemas de 200 kW de pilas de combustible poliméricas (ver figura 24).

El uso de hidrógeno en el sector ferroviario tiene la ventaja de que es rentable actualmente, pues compite contra el coste de electrificar líneas, que según la geografía y el tipo de tren, oscila entre los 0,5 y 2 millones de euros por kilómetro.



Figura 24: Tren regional eléctrico de pila de combustible Coradia Iltint. Fuente: Unimedien, Alstom [39].

Otro sector en el que el hidrógeno está comenzando a entrar con fuerza, es el transporte marítimo, pues las regulaciones ambientales se han hecho más restrictivas para este sector, por lo que este tipo de embarcaciones debe incluir hidrógeno como combustible alternativo en mayor o menor medida, si quiere adaptarse a las nuevas regulaciones. En la actualidad, existen varios prototipos de barcos funcionando con hidrógeno y en el corto a mediano plazo, el hidrógeno como combustible para el sector marítimo será una realidad (ver figura 25).



Figura 25: Barco de pasajeros eléctrico de pila de combustible. Fuente: Ferry shipping news. [40].

Un sector con mucha presencia en Chile, donde la utilización de hidrógeno como combustible alternativo es rentable, es el relacionado con la maquinaria minera subterránea (ver figura 26). En la minería subterránea, uno de los costos más importantes es el relacionado con la ventilación de la mina, que está directamente relacionado con los gases de combustión originados en el interior por la maquinaria minera subterránea. Si se sustituye la maquinaria minera subterránea actual basada en diésel por maquinaria minera subterránea eléctrica alimentada por hidrógeno, las necesidades de ventilación se reducen enormemente, lo que implica una reducción de costos importante por el menor consumo de los ventiladores, la posibilidad de reducir el número de ventiladores, así como el número y diámetro de los túneles de ventilación (al necesitar menos caudal de ventilación). Los ahorros conseguidos por los motivos anteriormente comentados, superan con mucho el coste del cambio de la flota de la maquinaria minera subterránea alimentada por hidrógeno, la planta de producción de hidrógeno y la infraestructura de repostaje. Adicionalmente, se eliminan las dependencias externas y la variabilidad de precios asociadas al diésel, que es uno de los mayores riesgos de la minería actual.



Figura 26: Conversión de maquinaria minera subterránea diésel a hidrógeno. Fuente: Fuelcell-Hybrid Mine Loader [41].

Las estaciones de repostaje de hidrógeno o hidrogeneras, son las infraestructuras donde recargan sus tanques de combustible los vehículos eléctricos de pila de combustible. Existen diferentes tipologías de hidrogenera en cuanto a la forma de suministrar el hidrógeno. Estas pueden ser de hidrógeno gaseoso, hidrógeno líquido y mixtas (gaseoso y líquido), las más habituales son las hidrogeneras que suministran hidrógeno en forma gaseosa. Dentro del suministro gaseoso del hidrógeno, existen dos presiones de suministro que son los 350 bar, utilizada fundamentalmente para vehículos pesados tipo autobuses y camiones, y los 700 bar para turismos, básicamente.

De acuerdo a estadísticas de fines del año 2018, hay 152 estaciones de hidrógeno en funcionamiento en Europa, 136 en Asia y 78 en Norteamérica. De las 369 estaciones de hidrógeno en todo el mundo, 273 son de acceso público y pueden ser utilizadas como cualquier estación comercial convencional. Las otras son utilizadas por grupos de usuarios privados que suministran, por ejemplo, autobuses o clientes de flotas cautivas. A fines del año 2018, había 60 estaciones de servicio de hidrógeno accesibles al público en Alemania, a las que se puede acceder y utilizar como las estaciones de servicio convencionales. Están planificadas otras 38 ubicaciones adicionales, de las cuales 34 serán construidas por la iniciativa industrial de H2Mobility Germany. La expansión internacional se mantiene a un nivel constante, en Japón con nueve y en California con seis estaciones de hidrógeno. También en el noreste de Estados Unidos se han completado cuatro estaciones y se espera su puesta en servicio. Los nuevos planes internacionales para un despliegue concreto a corto plazo de estaciones de servicio son particularmente dignos de mención en los

Países Bajos (17 estaciones previstas), Francia (12), Canadá (7), Corea del Sur (27) y China (18), y los números citados corresponden únicamente a estaciones que tienen al menos una ciudad designada. En el caso de China, la actual planificación preliminar por provincias individuales conduce a cifras significativamente más altas.

Debido al número de hidrogeneras existentes, y a las que los diferentes países están planificando para los periodos 2030 y 2050, es necesario estandarizar dichas infraestructuras sobre todo en lo referente a las normativas de seguridad que les competen y por ello, recientemente se ha publicado la norma ISO/TS 19880-1:2016 *Gaseous hydrogen-fuelling stations*.

De lo comentado hasta el momento, se puede concluir que la situación es propicia para la introducción del hidrógeno como combustible alternativo. La generación de hidrógeno mediante energías renovables está bien desarrollada y con una penetración cada vez mayor en el mercado; existen vehículos eléctricos de pilas de combustible alimentados por hidrógeno en el mercado; y existen infraestructuras de repostaje. Todas las tecnologías están desarrolladas y demostradas técnicamente, a expensas únicamente de que se genere un mercado y que se siga realizando I+D para poder bajar costos y aumentar las eficiencias.

Las principales ventajas del uso del hidrógeno como combustible alternativo, considerando que el hidrógeno se produce a partir de energías renovables y, por lo tanto, que el ciclo completo de generación y transformación está libre de emisiones contaminantes, son las siguientes:

- **Elevada eficiencia energética.** 1 kg de H₂ equivale aproximadamente a 3,5 litros de diésel y una pila de combustible es el doble de eficiente que un motor de combustión interna, con lo que 1 kg de hidrógeno equivale a 7 litros de diésel, y con 1 kg de hidrógeno se pueden recorrer aproximadamente 120 km en el caso de vehículos utilitarios (por lo tanto, con 33,33 kWh de energía se pueden recorrer 120 km), mucho más eficiente que los vehículos alimentados por combustibles convencionales.
- **Combustible autóctono.** El hidrógeno se puede generar a partir de diferentes fuentes (agua, biomasa, biogás, residuos orgánicos, entre otros), mediante diferentes procesos de transformación (electrólisis, gasificación, reformado, microbiológicos), lo que otorga seguridad en cuanto al suministro y evita la dependencia energética para países que no cuentan, por ejemplo, con fuentes fósiles, lo que hace necesario importarlas al día de hoy.

- **Ausencia de contaminantes a la atmósfera.** El hidrógeno se combina con el oxígeno del aire en la pila de combustible, produciendo electricidad como producto principal, y agua y calor como subproductos. La electricidad se aprovecha y el calor se disipa, por lo que la única emisión asociada es el vapor de agua que el vehículo emite por el tubo de escape.
- **Ayuda a la penetración de las energías renovables.** En países como Chile, que dispone de un elevado potencial de generación mediante energías renovables, será un problema poder aprovechar toda la energía renovable, ya que, por ejemplo, en noches de viento se tienen que parar aerogeneradores porque no hay suficiente demanda de energía, con la consiguiente pérdida potencial de energía renovable. Utilizando electrolizadores que permitan generar hidrógeno con los excedentes de energías renovables, se ayuda a la mejorar la gestión de las mismas y, por lo tanto, a su mayor penetración en la matriz energética.
- **Mejora de la seguridad vial y de las personas.** Los vehículos eléctricos alimentados con pila de combustible son vehículos tecnológicamente muy desarrollados, que aportan aspectos técnicos y operativos diferenciales como, por ejemplo: par de potencia superior, mayor seguridad al disminuirse el volumen de fluido inflamable que el usuario debe transportar, y menor generación de ruidos durante la operación del vehículo. Todo ello impacta directamente en el bienestar de los usuarios, las personas y las grandes ciudades.

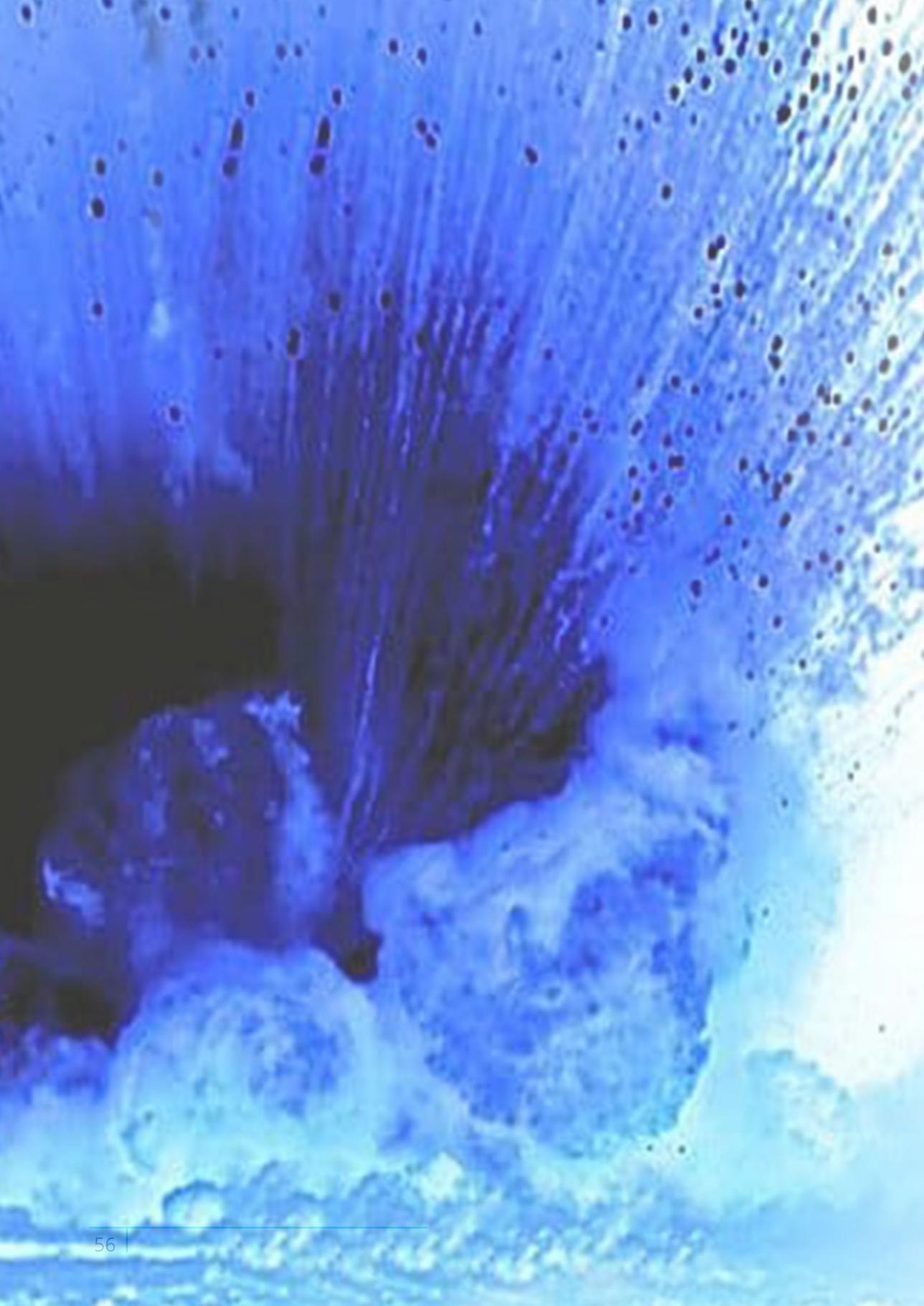
Los principales países europeos, como por ejemplo Francia, Alemania, Reino Unido y los países escandinavos, tienen desarrollados planes de transporte con hidrógeno concretos, con unos ambiciosos objetivos (ver tabla 4).

Esto se ha impulsado por el apoyo de la administración pública y por la colaboración de las empresas privadas, que comienzan a implantar infraestructuras de repostaje y a poner vehículos alimentados por hidrógeno en el mercado respectivamente.

En concreto, para el año 2030 Francia va a disponer de 600 hidrogeneras, de 773.000 vehículos eléctricos de pila de combustible y va a necesitar 89.000 toneladas de hidrógeno para satisfacer la demanda. De la misma forma, Alemania plantea para el año 2030 disponer de 1.000 hidrogeneras, 1,87 millones de vehículos eléctricos de pila de combustible y una necesidad de generación 216.000 toneladas de hidrógeno para satisfacer la demanda. Reino Unido planea disponer para el año 2030 de 1.150 hidrogeneras, 1,27 millones de vehículos eléctricos de pila de combustible y una necesidad de generación 152.000 toneladas de hidrógeno para satisfacer la demanda.

PAÍS	PROGRAMA	PROYECCIONES				
			2015	2025	2030	2050
Alemania	"H ₂ mobility"	Hidrogeneras	90	500	1.000	NA
		Pila de combustible	200	500.000	1.870.000	NA
		H ₂ (ton)	24	60.000	216.000	NA
Francia	"France Mobility plan"	Hidrogeneras	NA	355	600	>1.000
		Pila de combustible	NA	167.000	773.000	7.300.000
		H ₂ (ton)	NA	22.000	89.000	880.000
Reino Unido	"UK H ₂ mobility"	Hidrogeneras	65	380	1.150	NA
		Pila de combustible	<500	255.000	1.270.000	NA
		H ₂ (ton)	<100	30.600	152.000	NA
Países escandinavos	"H ₂ moves.eu"	Hidrogeneras	12	185	NA	450 – 1.000
		Pila de combustible	26	87.000	NA	3.300.000 – 7.300.000
		H ₂ (ton)	3,2	10.400	NA	394.000 – 880.000

Tabla 4: Diferentes planes de movilidad sostenible con hidrógeno de los principales países europeos. Fuente: Adaptación de Proyecto CertifHy, pp.21, [42].



8. Uso de hidrógeno en la fabricación de explosivos

A principios de la década de los 90, se instauró en Chile un clima de prosperidad económica en el cual el sector minero jugó un rol preponderante. El modelo de exportación de recursos naturales, combinado con reformas institucionales y políticas, permitió a la economía dar un salto sin precedentes en el escenario mundial. Como resultado directo de los cambios, para 2016 la pobreza se había reducido a menos de un tercio de la población, los ingresos se cuadruplicaron y Chile se convirtió en una de las dos economías latinoamericanas de altos ingresos [43].

En las últimas tres décadas, la industria de la minería del cobre se transformó en un impulsor del desarrollo de las exportaciones chilenas. El extraordinario papel de Codelco, la empresa minera de cobre propiedad del Estado, y el surgimiento de la Gran Minería Privada del Cobre (GMP) con su minería a gran escala, desempeñaron un papel fundamental en la industria. La producción de cobre en Chile pasó de 1.588 millones de toneladas (T.M.) de cobre fino en 1990, con una participación total del 25% de las empresas privadas, a 5.672 T.M. del mismo en 2016, con una participación del 68% de empresas mineras de cobre privadas [43].

La industria también ha creado cientos de miles de empleos, tanto directos como indirectos. Chile continúa siendo el mayor productor mundial de cobre y ocupa el sexto lugar en el mundo en términos de producción minera total, después de Australia, China, Rusia, Sudáfrica y Estados Unidos.

La extracción de cobre ha representado un promedio de 10% del Producto Interno Bruto (PIB) de Chile en las últimas dos décadas. En comparación, la industria minera en su conjunto representa el 10,9% del PIB. Entre 1996 y 2016, la extracción de cobre varió entre 3,6% (en 1998) y 19,6% (en 2016) como porcentaje de la actividad económica en Chile. Cabe señalar que las fluctuaciones de los precios en las materias primas han tenido un impacto en la contribución promedio del cobre; el punto álgido del precio del cobre y el período de estabilización (su súper ciclo) comenzaron en el año 2000

y continúan hasta la fecha, con el precio más alto en la historia del metal registrado en 2011 [43].

Un factor clave en la explotación minera es contar con los explosivos adecuados para abrirse paso en los distintos yacimientos, tanto a tajo abierto como subterráneos. La tronadura es uno de los procesos de mayor relevancia en la extracción minera y su misión específica es preacondicionar la roca, sea mineral o estéril, para su posterior tratamiento, de la forma más económica y sustentable para el negocio global [44].

Es así como el boom del precio del cobre, que ha incentivado expansiones, exploraciones y la ejecución de nuevos proyectos, también ha afectado a las empresas dedicadas al suministro de explosivos que han visto crecer su negocio.

Este mercado, que mueve alrededor de 300.000 toneladas anuales, en Chile se concentra principalmente en dos empresas, la australiana Orica y la chilena Enaex, que en conjunto controlan sobre el 90% de la industria chilena de fabricación de explosivos.

Dentro de los explosivos utilizados en la minería chilena, el ANFO (*Ammonium Nitrate Fuel Oil*) es quizás el que supone un mayor volumen de uso. El ANFO es una mezcla bicomponente perteneciente al grupo de los llamados agentes de tronadura, cuya principal característica es que la gran mayoría de sus componentes no son intrínsecamente explosivos. Los explosivos tipo ANFO, como su propio nombre indica, están constituidos por *nitrato amónico* y *fuel oil*. Desde el punto de vista energético y de potencia son explosivos muy pobres, sin embargo, el poder rompedor que poseen, es enorme. Esto se debe al gran volumen de gases que se desprenden en su detonación (970 l/kg en proporción estequiométrica). Por tanto, además de ser un explosivo mediocre, el nitrato amónico es extremadamente higroscópico, lo que lo hace muy poco resistente al agua y a la humedad. A pesar de esto, si las condiciones ambientales lo permiten, las mezclas tipo ANFO, no tienen rival en cuanto a la utilización de explosivos industriales se refiere, tanto en minería como en obra civil [45].

A menudo el ANFO puede llevar en su composición aluminio en grado pintura y atomizado, los cuales actúan como sensibilizante y potenciador respectivamente, este último actúa como combustible en la mezcla.

El proceso de fabricación del ANFO básicamente se realiza mediante el vertido de nitrato amónico y aluminio con las dosificaciones y pesajes pertinentes a una tolva de alimentación que los vierte en un mezclador helicoidal donde se produce la inyección de Gasoil (ver figura 27). Una vez realizada la mezcla,

el ANFO pasa, ya sea a la máquina ensacadora, si se trata de ANFO a granel, o bien a la máquina encartuchadora si es ANFO encartuchado (esta última opción es muy poco común).

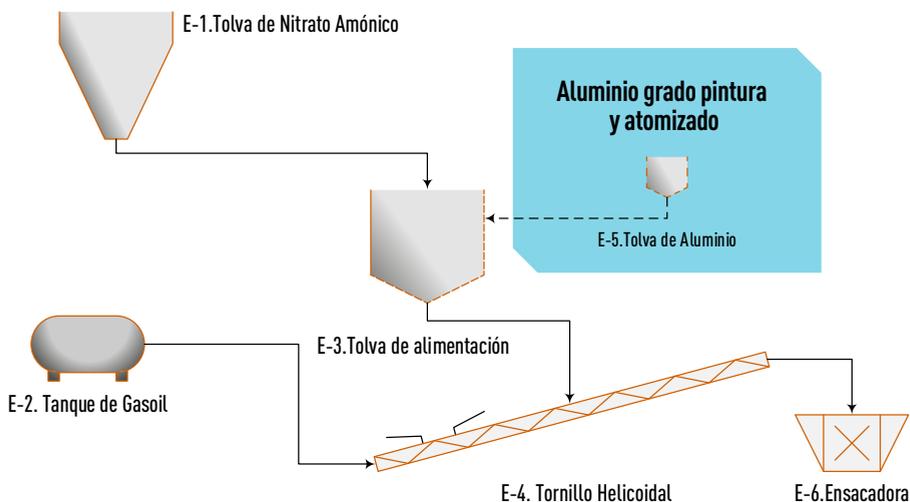


Figura 27: Proceso de fabricación del ANFO. Fuente: Adaptación, pp. 23, [46]

El nitrato amónico es el principal componente de todos los explosivos industriales modernos y se obtiene mediante la neutralización del ácido nítrico con amoníaco (ver figura 28), en una reacción exotérmica.

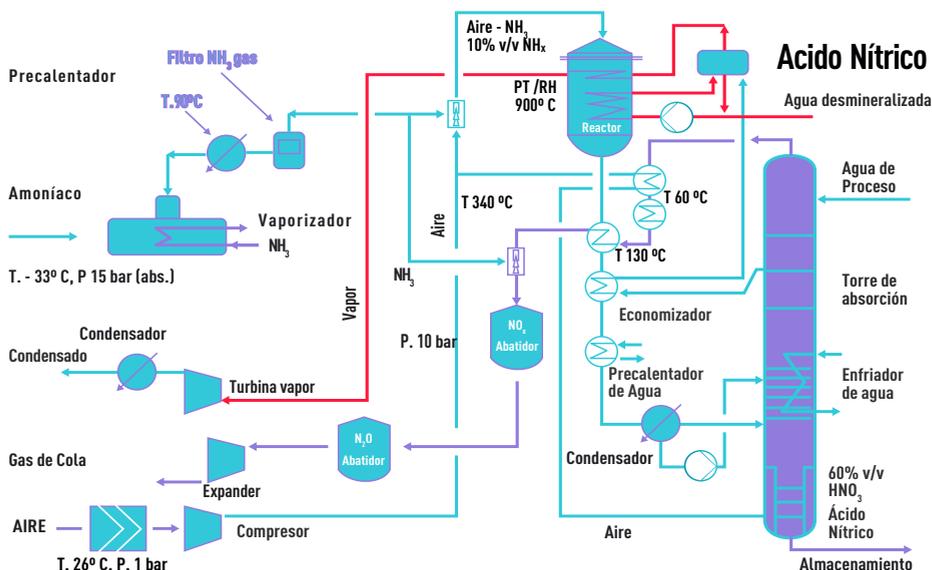


Figura 28: Proceso de fabricación de ácido nítrico. Fuente: Adaptación, pp.28, [47]

Mediante esta reacción se obtiene una sal incolora, que se utiliza principalmente como fertilizante. Para su uso en los explosivos, es necesario que sufra un procesamiento posterior para obtener las características deseadas, convirtiéndolo en un sólido poroso en forma de prills de color blanco. Presenta una gran higroscopicidad.

En el caso de Enaex, la empresa chilena más importante en el sector del suministro de explosivos para la industria minera, para la fabricación de nitrato amónico, que es la base del ANFO, cuya la materia prima fundamental es el amoniaco, este es importado en un 100% en estado líquido por barco (ver figura 29).



Figura 29: Proceso de producción de explosivos de Enaex. Fuente: Enaex S.A. [48]

El amoniaco importado por Enaex se produce mediante el proceso *Haber-Bosch* que consiste en la mezcla de nitrógeno del aire e hidrógeno para producir amoniaco en presencia de un catalizador heterogéneo a base de hierro. En los procesos de producción de amoniaco convencionales, como es el caso del amoniaco importado por Enaex, el hidrógeno proviene de reformado de gas natural (ver figura 30), lo que implica que el amoniaco importado por Enaex tiene emisiones de CO₂ asociadas (representa el 90% de las emisiones de gases de efecto invernadero de toda la cadena de producción de nitrato amoniaco) y que el precio del amoniaco va a estar directamente indexado al precio del gas natural, lo que es un riesgo importante de cara a la viabilidad de la planta en los siguientes años.

Debido a la implantación masiva de energías renovables por un lado y al desarrollo de electrolizadores eficientes con costos asumibles por otra parte, es posible la producción de hidrógeno renovable barato, siendo dicho hidrógeno uno de los dos componentes básicos para producir amoniaco. Adicionalmente, mediante energías renovables, se puede disponer de la energía eléctrica necesaria para alimentar una planta de fraccionamiento de aire que permitirá disponer de nitrógeno. Tomando el hidrógeno renovable y el nitrógeno generado a partir de energías renovables, mediante la utilización del proceso *Haber-Bosch*, es factible producir amoniaco verde (ver figura 31), reduciendo de esta forma la huella de CO₂ asociada a la fabricación de ANFO, que es uno de los explosivos más utilizados en Chile.

Configuración típica de una planta de producción de amoniaco

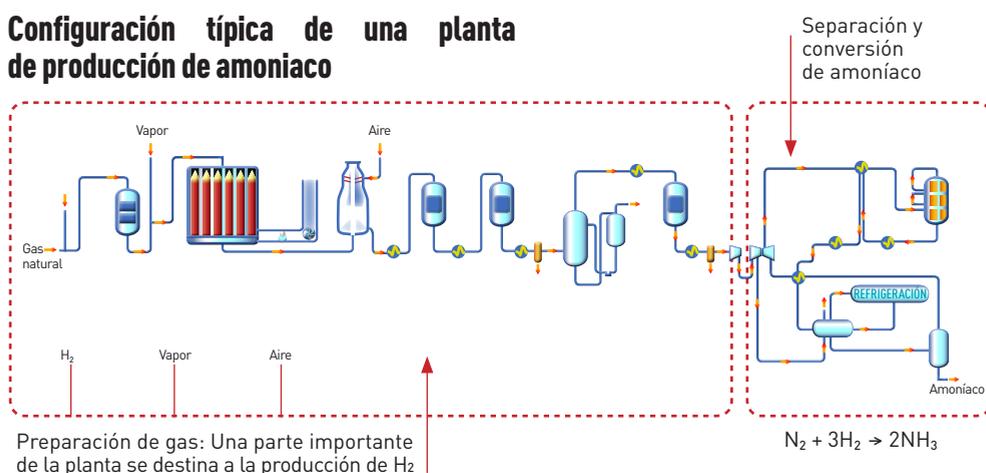
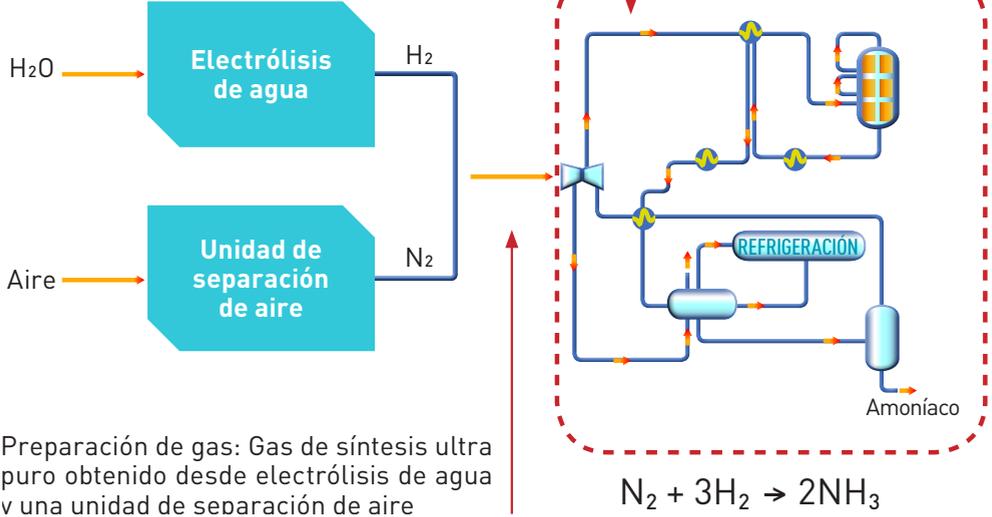


Figura 30: Configuración típica de planta de producción de amoniaco a partir de gas natural como materia prima. Fuente: Adaptado de Siemens Corporate Technology y otros, pp.17, [49]

Configuración de una planta de producción de amoníaco en el futuro próximo



Preparación de gas: Gas de síntesis ultra puro obtenido desde electrólisis de agua v una unidad de separación de aire

Figura 31: Configuración de planta de producción de amoníaco con hidrógeno renovable como materia prima. Fuente: Adaptado de Siemens Corporate Technology y otros, pp.18, [49]

9. Uso de hidrógeno

en las fundiciones de cobre

La industria minera y metalúrgica tiende a ser considerada como ambientalmente poco amigable. Esta percepción negativa se basa esencialmente en dos razones: primero, en su carácter poco sostenible debido a la explotación de un recurso considerado como no renovable y segundo, en la gran cantidad de residuos que genera a lo largo de los distintos procesos involucrados [50].

Si bien es difícil discutir el carácter no renovable del recurso, es importante señalar que los recursos metálicos son generalmente reciclables, lo que permite asegurar que el recurso extraído hoy quedará, al menos en parte, disponible para las generaciones futuras. La sostenibilidad debe entonces ser analizada bajo algunos criterios más específicos como son: eficiencia en el uso de los recursos naturales, eficiencia energética y minimización de los residuos y de su impacto [51].

La gran cantidad de recursos generados es una característica intrínseca de los procesos mineros. En el caso de los minerales de cobre, el metal de interés se extrae a partir de un mineral sulfurado en el que se encuentra en una concentración del orden de 1%. Esto significa que, para producir una tonelada de cobre, se generan como mínimo 99 toneladas de residuos los que están constituidos por todos los otros elementos presentes en el mineral. A estas 99 toneladas se deben añadir los estériles que deben ser removidos para acceder al mineral.

La primera etapa importante en el procesamiento de minerales consiste en una reducción del tamaño del mineral en los procesos de trituración y molienda. Luego, en el proceso de flotación se separa la fase mineralizada (sulfuros metálicos) de los minerales de la ganga mediante una separación de fases basada en las propiedades superficiales de los minerales. De este proceso se obtiene un concentrado de cobre sulfurado que alimenta la fundición, y un rechazo que se dispone en el tranque de residuos líquidos.

En el proceso de fundición se elimina el hierro en una escoria de descarte y el azufre en forma de dióxido de azufre gaseoso. Se obtiene como producto cobre blíster o cobre anódico.

La última etapa en la producción de cobre metálico de alta pureza consiste en una refinación electrolítica, proceso durante el cual se remueven todas las impurezas aún presentes en el ánodo de cobre y en el que se recuperan los metales preciosos. La figura 32 muestra las principales etapas del proceso clásico de producción de cobre a partir de minerales sulfurados.

Las principales emisiones atmosféricas asociadas a estos procesos mineros y metalúrgicos del cobre son, por un lado, todas las emisiones de partículas, producto de las operaciones de extracción, procesamiento y transporte de los productos minerales y, por otro lado, las emisiones de polvos, monóxido de carbono, dióxido de carbono, dióxido de azufre y compuestos metálicos volátiles como el trióxido de arsénico, asociadas a las fundiciones [52].

Dentro de los diferentes procesos de la fundición de cobre, es de especial interés el horno de refinación, en el que se reduce el cobre blíster para disminuir la cantidad de oxígeno presente hasta los límites adecuados para pasar a la rueda de moldeo.

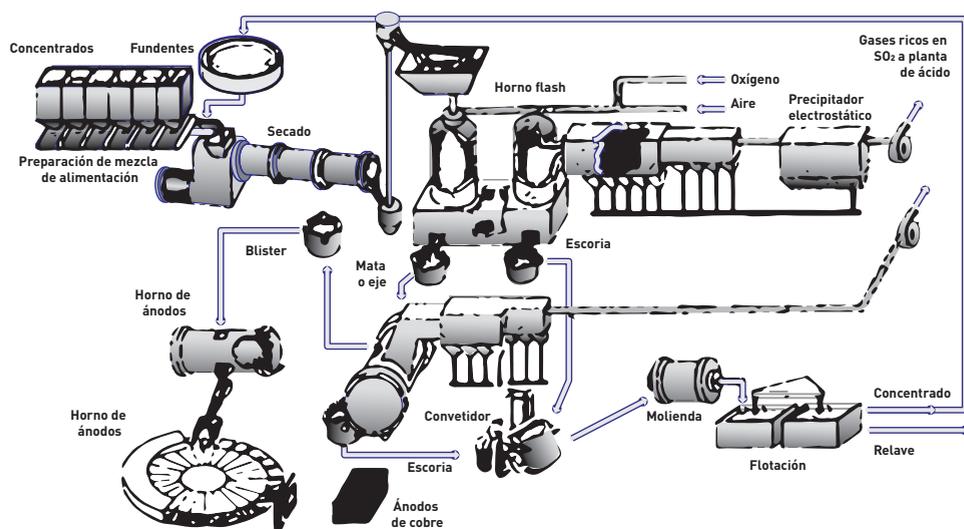


Figura 32: Etapas del proceso clásico de producción de cobre a partir de minerales sulfurados. Fuente: [52]

En la actualidad, la reducción del cobre blíster se realiza con diésel, gas natural o mezclas de gas natural y vapor de agua, generando una gran cantidad de emisiones a la atmósfera.



Es posible reducir el cobre blíster mediante hidrógeno generado a partir de energías renovables, eliminando las emisiones contaminantes originadas por los combustibles fósiles que habitualmente se utilizan como reductores.

Las operaciones involucradas en la refinación del cobre blíster son: carguío de cobre blíster, refinación por oxidación, vaciado de escoria y reducción. La operación varía de una fundición a otra siguiendo un patrón común, con diferencias debido a condiciones locales, tipo de horno, calidad del cobre blíster y especificación del producto.

La mayor parte de las fundiciones producen ánodos de cobre, que son posteriormente electrorrefinados y comercializados como cátodos de alto grado. Otras fundiciones, también producen cobre refinado (FRC) y comercializado como producto final. Desde 1985 se emplean hornos basculantes (cilíndricos) para producir ánodos, por lo que reciben el nombre de horno de ánodos o anódico.

El cobre refinado se vacía en lingoteras que están montadas en carruseles de moldeo, que pueden moldear normalmente desde 50 a 70 toneladas por hora. Posteriormente los ánodos son levantados y puestos en una nave de electrorrefinación para producir cátodos de cobre.

En el proceso químico de la refinación se distinguen dos etapas:

- Oxidación.
- Reducción.

En la **etapa de oxidación** se sopla aire de proceso al cobre fundido para remover selectivamente por oxidación y escorificación impurezas tales como Fe, Zn, Si, Al, Mg, mientras otras son fijadas en la fase gaseosa, principalmente S, y algo de Pb, Zn, Cd, los que son parcialmente volatilizados. Otros elementos, tales como, As y Sb, solo pueden eliminarse escorificándolos con fundentes, tales como, CaO y Na₂O. Industrialmente, la forma más eficiente de agregar fundentes es la inyección neumática mediante lanzas o toberas, bajo la superficie del baño, donde entra en contacto directo con el metal, previniendo su descomposición y dilución antes que reaccione efectivamente

con las impurezas, y así evita también su arrastre como polvo en los gases de salida. Para eliminar Pb, Sn, Ni y Sb desde el cobre fundido se usan otros fundentes, tales como: $\text{Fe}_2\text{O}_3\text{-SiO}_2$, $\text{Na}_2\text{O-CaO}$, $\text{Fe}_2\text{O}_3\text{-CaO}$ y $\text{Fe}_2\text{O}_3\text{-P}_2\text{O}_5$.

La escoria es retirada al final del período de oxidación, el cual continúa hasta que no hay más formación de escoria y empieza a notarse el óxido cuproso líquido sobre el baño.

En esta etapa de la oxidación se toman muestras y se dejan solidificar, la apariencia de su superficie y fractura de ella indica la condición del baño. Si se ha alcanzado el grado de saturación en oxígeno el aspecto es de color rojo ladrillo, toscamente cristalino, opaco y quebradizo. Este recibe el nombre de *set copper*.

Cuando la oxidación llega a su fin, si es necesario, se agrega carbonato sódico y carbonato de calcio para eliminar As, estos compuestos pasan a la escoria.

Durante la desulfurización, el oxígeno es inyectado dentro del baño fundido, el oxígeno disuelto reacciona con el azufre disuelto formando SO_2 , lo que puede formar burbujas y dejar el baño. Si la reacción es 100% eficiente, el oxígeno inyectado será completamente convertido a SO_2 .

Después de la refinación oxidante del cobre, ante el ingreso de oxígeno este queda con un contenido entre 0,7 a 1 % en peso de oxígeno, el que se encuentra disuelto en el metal y no como gas. Al bajar la temperatura este oxígeno reaccionará con el metal produciendo óxido cuproso.

El exceso de óxido de cobre en el ánodo es problemático porque es fácilmente disuelto por el ácido sulfúrico en los tanques de electrorrefinación, formando sulfato de cobre y aumentando el contenido de cobre en el electrolito. La refinación electrolítica opera normalmente con 40 a 50 kg/m^3 de cobre. El exceso de oxígeno en el ánodo promueve también la pasivación del ánodo (no se disuelve) con la consecuente pérdida de eficiencia de corriente.

La **etapa de reducción** tiene como objetivo remover el exceso de oxígeno contenido en el cobre fundido, para así obtener un cobre sólido producto con una superficie y propiedades físicas adecuadas para su uso. En el ánodo el contenido final de oxígeno es del orden de 1.200 a 1.800 ppm (partes por millón), mientras que para un cobre refinado a fuego (FRC) se debe alcanzar de 300 a 500 ppm. Esto se lleva a cabo utilizando agentes reductores, sólidos, líquidos o gaseosos, los cuales directa o indirectamente suministran CO , H_2 y C .

La reducción del óxido cuproso actualmente es efectuada por la introducción de un reductor (petróleo, gas natural, palos de eucaliptos verdes o poling en el baño). Los gases reductores transforman el óxido cuproso en cobre

metálico. El grado de reducción o desoxidación del baño se controla por la apariencia de las muestras tomadas. Cuando el baño está suficientemente desoxidado la muestra tiene color lustre metálico y color rosado. Este cobre se conoce como *tough pitch*. Durante la etapa final, el baño se cubre con una capa de carbón de leña o coque de bajo contenido de azufre, para prevenir la reoxidación. El cobre *tough pitch* contiene alrededor de 0,05% de oxígeno.

A escala industrial se emplean diferentes tipos de reductores: en algunos casos se han empleado troncos de eucaliptus, los que actualmente han sido reemplazados por hidrocarburos líquidos o gaseosos (LPG, kerosene, diésel o petróleo) o por amoniaco. La selección de un agente reductor particular es una materia de conveniencia, disponibilidad y costos. Por lo anterior, los troncos de eucaliptus han sido reemplazados por razones de seguridad, baja eficiencia (20%) y ecológicas. Una consideración adicional es el contenido de azufre del agente reductor, lo que determina el contenido final del azufre en el cobre refinado a fuego o ánodo de cobre. Para este último, se puede aceptar un combustible hasta con un 2% de azufre. Para un cobre refinado a fuego (FRC) es deseable usar un combustible bajo en azufre, al menos en la etapa final de la desoxidación, tal como kerosene, LPG o gas natural.

Cuando se usa un hidrocarburo directamente como un agente reductor, generalmente ocurre un craqueo térmico antes que este reaccione con el oxígeno contenido en el baño fundido que disminuye su eficiencia, produciendo hollín con la subsecuente emisión de humos negros. Para evitar o minimizar estos efectos, se usan mezclas de vapor de agua con el agente reductor para reformarlo.

Se recomienda un 20% en exceso de vapor sobre el estequiométrico para completar la reacción, reportándose un 50% de eficiencia. La mezcla vapor/reductor es generalmente inyectada al horno basculante por toberas, las cuales pueden estar compuestas por dos tubos concéntricos, mejorando su desempeño y vida.

Varias otras alternativas de agentes reductores han sido estudiadas a escala laboratorio, tal como coque o carbón inyectado con aire o nitrógeno al baño fundido. Las eficiencias de estos reductores alcanzaron del 34 a 95%. Para la producción de ánodos de cobre el uso de carbón está limitado a su contenido de azufre.

Tal como se ha comentado anteriormente, la etapa de reducción del cobre dentro de la etapa de refinación a fuego del mismo, consiste en la eliminación del oxígeno presente, para lo que se utilizan de forma convencional agentes

reductores como madera, hidrocarburos líquidos e hidrocarburos gaseosos, el que se lleva a cabo en el horno de ánodos o anódico [53].

Es posible utilizar hidrógeno electrolítico como agente reductor en el horno anódico. El hidrógeno se producirá mediante un electrolizador polimérico o alcalino, al que se alimentará electricidad de origen renovable y agua para la generación de hidrógeno, oxígeno y calor. El hidrógeno será el agente reductor utilizado en el horno de ánodos y el oxígeno se utilizará en otras etapas del proceso de refinación del cobre, al ser un subproducto del proceso de electrólisis del agua. El electrolizador se instalará en la fundición para que suministre en línea el hidrógeno necesario, eliminando de esta forma la necesidad de transportar hidrocarburos líquidos o gaseosos desde sus centros de origen hasta las fundiciones, de esta forma se reducen las emisiones en el transporte, así como el tráfico en carreteras [54].

Del mismo modo, al utilizar hidrógeno como reductor, no se generarán emisiones de gases de efecto invernadero y se disminuirá el contenido en azufre en el horno de ánodos o anódico, lo que hará la siguiente etapa de electrorrefinación más eficiente.

Otro aspecto a tener en cuenta, es que el proceso que se lleva a cabo en el proceso de refino de cobre a fuego, se trata de dos etapas discontinuas o *bach*: una en la que se oxida y otra en la que se reduce. En esta segunda etapa, al utilizar hidrógeno, que es el reductor universal, dicha reducción será más eficiente, con la consiguiente aminoración de tiempo del proceso de oxidación, lo que se traduce que un mismo horno de ánodos o anódico puede tener mayor producción al utilizar hidrógeno como agente reductor, esto implica un incremento de la productividad y por lo tanto en un aumento de las toneladas de cobre que dicho horno puede procesar [55].

10. Conclusiones

Debido a los niveles de radiación que se alcanzan y a las elevadas horas de radiación anual promedio de sol que se registran en numerosas zonas, además de la existencia de energía eólica, Chile cuenta con grandes ventajas para conformar una nueva economía industrial-minera, basada en energías limpias, procesos innovadores, rentables y con baja huella de carbono.

En ese escenario favorable, una de las alternativas energéticas a considerar es el hidrógeno, que es el elemento más abundante en el universo. Con las condiciones de entorno de Chile, es posible producir hidrógeno renovable a precios muy competitivos. Este hidrógeno podría utilizarse a nivel nacional (ya sea como combustible limpio o como materia prima industrial para diferentes aplicaciones) y a nivel internacional (por ejemplo, se podría exportar hidrógeno renovable desde países como el nuestro que tiene un enorme potencial renovable a países con potencial reducido de renovables como Japón y Corea).

Gracias al hidrógeno renovable, Chile tiene la posibilidad de conectar los dos pilares fundamentales del país que son los recursos renovables y los recursos minerales, pues previa generación de hidrógeno renovable es factible usar hidrógeno renovable como combustible en maquinaria minera subterránea, utilizar hidrógeno renovable como agente reductor en las fundiciones de cobre y utilizar hidrógeno renovable para fabricar amoníaco, que es la base de la industria de los explosivos en Chile.

El hidrógeno, en los diferentes usos y aplicaciones comentados anteriormente, permitirá limitar las emisiones de gases de efecto invernadero y gases contaminantes a la atmósfera. También, posibilitará la disminución de la dependencia del país de recursos energéticos externos y la reducción de la dependencia externa del país de materias primas químicas, como es el caso del amoníaco.



Bibliografía

- [1] BloombergNEF (BNEF) (2019). Corporate Clean Energy Buying Surged to New Record in 2018. Bloomberg Company. Disponible en <https://bit.ly/2UitIAI>
- [2] Ministerio de Energía (2018). Energía 2050: Política energética de Chile, 2ª Edición, Santiago. Disponible en <https://bit.ly/342buJr>.
- [3] E4tech, UCL Energy Institute, Kiwa Gastec (2015). Scenarios for deployment of hydrogen in contributing to meeting carbon budgets and the 2050 target. Disponible en <https://bit.ly/2KtcInr>.
- [4] Kavadias, K., Apostolou, D., & Kaldellis, J. (2018). "Modelling and optimisation of a hydrogen-based energy storage system in an autonomous electrical network". Applied Energy, 227: 574 - 586. DOI: [10.1016/j.apenergy.2017.08.050](https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.08.050).
- [5] Ramírez Camargo, L., Valdés, J., Masip Macia, Y., & Dörner, W. (2019). "Assessment of on-site steady electricity generation from renewable energy sources in Chile". Energy Procedia, 158: 1099-1104. DOI: [10.1016/j.egypro.2019.01.266](https://doi.org/10.1016/j.egypro.2019.01.266).
- [6] Staffell, I., Scamman, D., Velazquez Abad, A., Balcombe, P., Dodds, P., Ekins, P., Ward, K. R. (2019). "The role of hydrogen and fuel cells in the global energy system". Energy Environ. Sci., 12: 463-491. DOI:[10.1039/C8EE01157E](https://doi.org/10.1039/C8EE01157E).
- [7] Stolten, D., Samsun, R. C., & Garland, N. (2016). Fuel Cell: Data, Facts and Figure. Weinheim: John Wiley & Sons. Disponible en <https://bit.ly/347jnh5>.
- [8] Comisión Nacional de Energía (2019). Balance de energía nacional. Santiago. Disponible en <https://bit.ly/2SPtDDO>.
- [9] Generadoras de Chile (2018). Reporte Anual 2017. Santiago. Disponible en <https://bit.ly/2PfDO80>.
- [10] Escenarios Energéticos (2018). Futuro de la energía en Chile: Factores de cambio y tendencias, Santiago. Disponible en <https://bit.ly/2HyLXj8>.
- [11] Vyhmeister, E., Aleixendri, C., Bermúdez, J.M., Pina, J., Fúnez, C., Rodríguez, L., Godoy-Faúndez, A., Higuera, P., Clemente-Jul, C., Valdés-González, H., Reyes-Bozo, L. (2017). "A combined photovoltaic and novel renewable energy system: An optimized techno-economic analysis for mining industry applications". Journal of Cleaner Production, 149: 999-1010. DOI: [10.1016/j.jclepro.2017.02.136](https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2017.02.136).
- [12] Frankfurt School-UNEP Centre/BNEF (2018). Global Trends in Renewable Energy Investment 2018, Frankfurt.
- [13] Asociación Española del Hidrógeno (Aeh2). Tecnologías de hidrógeno y pilas de combustible. Madrid. <http://www.aeh2.org/>.
- [14] Gandía, L.M., Arzamendi, G., Diéguez, P.M. (2013). Renewable hydrogen technologies: production, purification, storage, applications and safety. Elsevier Science. DOI: [10.1016/C2011-0-05152-9](https://doi.org/10.1016/C2011-0-05152-9).
- [15] Coutanceau, C., Baranton, S., Audichon, T. (2017). Hydrogen electrochemical production. Cambridge: Academic Press.
- [16] Marini, S., Salvi, P., Nelli, P., Pesenti, R., Villa, M., Berrettoni, M., Zangari, G., Kirov, Y. (2012). "Advanced alkaline water electrolysis". Electrochimica Acta, 82: 384-391. DOI: [10.1016/j.electacta.2012.05.011](https://doi.org/10.1016/j.electacta.2012.05.011).
- [17] Godula-Jopek, A., Stolten, D. (2015). Hydrogen production: by electrolysis. Wiley-VCH.
- [18] Nel Hydrogen Electrolysers (2019). The World's Most Efficient and Reliable Electrolysers. Disponible en <https://bit.ly/2zoIs92>.

- [19] Buttler, A., Spliethoff, H. (2018). "Current status of water electrolysis for energy storage, grid balancing and sector coupling via power-to-gas and power-to-liquids: a review". *Renewable and Sustainable Energy Reviews*; 82 (3): 2440-2454. DOI: [10.1016/j.rser.2017.09.003](https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.09.003).
- [20] Ursúa, A., Gandía, L.M., Sanchis, P. (2012). "Hydrogen production from water electrolysis: current status and future trends". *Proceedings of the IEEE*. 100 (2): 410-426.
- [21] Department of Chemistry, Technical University of Denmark (KI/DTU), Fuel Cells and Solid State Chemistry Department, Risø National Laboratory, Technical University of Denmark, and DONG Energy (2008). Pre-investigation of water electrolysis. Disponible en <https://bit.ly/2U5mxNq>.
- [22] Laborde, M.A., González, F.R. (2010). *La energía del hidrógeno*. Buenos Aires: CYTED.
- [23] Diéguez, P.M., Ursúa, A., Sanchis, P., Sopena, C., Guelbenzu, E., Gandía, L.M. (2008). "Thermal performance of a commercial alkaline water electrolyzer: experimental study and mathematical modelling". *International Journal of Hydrogen Energy*; 33 (24): 7338-7354. DOI: [10.1016/j.ijhydene.2008.09.051](https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2008.09.051).
- [24] Lehner, M., Tichler, R., Steinmüller, H., Koppe, M. (2014). *Power-to-gas: technology and business models*. Springer International Publishing.
- [25] Chen, W. Y., Seiner, J., Suzuki, T., Lackner, M. (2012). *Handbook of climate change mitigation*. Nueva York: Springer.
- [26] Moseley, P.T., Garche, J. (2014). *Electrochemical energy storage for renewable sources and grid balancing*. Elsevier.
- [27] Fuel Cells and Hydrogen 2 Joint Undertaking (2017). *Development of Business Cases for Fuel Cells and Hydrogen Applications for European Regions and Cities*, FCH JU 2017 D4259. Bruselas: Roland Berger. Disponible en <https://bit.ly/2ZmUaj5>.
- [28] Specht, M., Baumgart, F., Feigl, B., Frick, V., Stürmer, B., Zuberbühler, U., Sterner, M. y Waldstein, G., (2009). Storing renewable energy in the natural gas grid. Disponible en <https://bit.ly/2ZhQtvD>.
- [29] Hydrogen Fuel News. Hydrogen Power & Clean Energy Community. Disponible en <https://bit.ly/2L8X2aa>.
- [30] De Volder, M. (2015). *Energy Park Mainz A Project for the Industry*. Siemens. Disponible en <https://bit.ly/2PinALk>.
- [31] Asociación Española de Fabricantes de Automóviles y Camiones (Anfac), Asociación Española de Fabricantes de Equipos y Componentes para Automoción (Sernauto) y KPMG Asesores S.L. (2017). *Agenda sectorial de la industria de la automoción*. Disponible en <https://bit.ly/2MEXkIN>.
- [32] Hydrogen Council (2017). *How hydrogen empowers the energy transition*. Disponible en <https://bit.ly/2AJqHEJ>.
- [33] Centro Nacional del Hidrógeno (CNH2). <https://www.cnh2.es/>.
- [34] Arboleda, J. "Electrificación". Hyundai Motor España. Hyundai Motor Company. Disponible en <https://bit.ly/30G70Gk>.
- [35] Arboleda, J. "Electrificación". Hyundai Motor España. Hyundai Motor Company. Disponible en <https://bit.ly/30G70Gk>.
- [36] Oliveira, J. y Arroyo, D. (2018). Hidrógeno: el coche de pila de combustible, en la rampa de despegue. *Diario El Mundo*, España. Disponible en <https://bit.ly/2MH8AEv>.

- [37] Fuel Cells Works (2019). "HECTOR Project Launches to Demonstrate the Benefits of Hydrogen Fuel Cell technology to Decarbonise Garbage Truck Fleets". Mayo (30). Bruselas. Disponible en <https://bit.ly/2ZncXLW>.
- [38] Toyota Industries Corporation (2016). Public-Private Partnership to Test End-to-End Hydrogen Supply Chain. Yokohama. Disponible en <https://bit.ly/2znzCIy>.
- [39] Alstom. Disponible en <https://bit.ly/343bitt>.
- [40] Ferry shipping news (2019). Norled Will Have The World's First Hydrogen-Electric Ferry. Disponible en <https://bit.ly/2U5Azi3>.
- [41] Dipho, J., Erikson, T. y Hess, K. (2009). Fuelcell-Hybrid Mine loader (LHD). Estados Unidos. DOI:10.2172/990290.
- [42] Fraile, D., Lanoix, J.Ch., Maio, P., Rangel, A. y Torres, A. (2015). CertifHy. Overview of the market segmentation for hydrogen across potential customer groups, based on key application áreas. Disponible en <https://bit.ly/2A0xkPm>.
- [43] International Copper Association (2017). El impacto de la minería del cobre en Chile. Implicancias económicas y sociales para el país. Santiago. Disponible en <https://bit.ly/2LXFkX7>.
- [44] Avaria, P. (2019). Tronadura en la minería: Avances en explosivos. Construcción Minera y Energía. Disponible en <https://bit.ly/2PiDVQ9>.
- [45] Sanchidrián, J.A., Muñiz, E. (2000). Curso de tecnología de explosivos. Madrid: Servicio de publicaciones Fundación Gómez Pardo.
- [46] Dávila, A. (2010). Estudio de los riesgos generados por agentes químicos en la fabricación de explosivos. Estudio de fin de máster. Disponible en <https://bit.ly/342Q6UI>.
- [47] Saffie, C. (2017). Fraunhofer Chile: a driver for innovation in Chile. Fraunhofer Chiel. Disponible en <https://bit.ly/2U9sbOT>.
- [48] ENAEX S.A. (2015). Presentación corporativa 2015. Disponible en <https://bit.ly/33SVw4m>.
- [49] Siemens Corporate Technology, University of Oxford, University of Cardiff, Science and Technology Facilities Council (2015). Green Ammonia. Disponible en <https://bit.ly/2uKEhBU>.
- [50] Miganej, L., Gock, E., Achimovičová, M., Koch, L., Zobel, H., Kähler, J. (2017). "New residue-free processing of copper slag from smelter". Journal of Cleaner Production, 164: 534-542. DOI: 10.1016/j.jclepro.2017.06.209.
- [51] Okanigbe, D.O., Popoola, A.P.I., Adeleke, A.A. (2017). "Characterization of Copper Smelter Dust for Copper Recovery". Procedia Manufacturing, 7: 121-126. DOI: 10.1016/j.promfg.2016.12.032.
- [52] Agrawal, A., Kumari, S., Bagchi, D., Kumar, V., Pandey, B.D. (2006). "Hydrogen reduction of copper bleed solution from an Indian copper smelter for producing high purity copper powders". Hydrometallurgy, 84(3-4): 218-224. DOI: 10.1016/j.hydromet.2006.05.010.
- [53] Kennedy, M., Miao, C., Wu, Q., Wang, Y., Ji, J., Roskilly, T. (2017). "Optimal Hybrid Power System Using Renewables and Hydrogen for an Isolated Island in the UK". Energy Procedia, 105: 1388-1393. DOI: 10.1016/j.egypro.2017.03.517.
- [54] Vivas, F.J., Delas Heras, A., Segura, F., Andújar, J.M. (2018). "A review of energy management strategies for renewable hybrid energy systems with hydrogen backup". Renewable and Sustainable Energy Reviews, 82 (1): 126-155, DOI: 10.1016/j.rser.2017.09.014.
- [55] Sidki Uyar, T. y Beşikci, D. (2017). "Integration of hydrogen energy systems into renewable energy systems for better design of 100% renewable energy communities". International Journal of Hydrogen Energy, 42 (4): 2453-2456. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2016.09.086.

Reseñas biográficas de los autores

Ingeniero Técnico de Minas, con especialidad en recursos energéticos, combustibles y explosivos, por la Escuela Universitaria Politécnica de Almadén; Ingeniero de Minas, con especialidad en combustibles y energía, por la Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Minas de Madrid; graduado en Ingeniería Eléctrica por la Escuela de Ingeniería Minera e Industrial de Almadén y doctor Ingeniero de Minas con mención internacional por la Universidad Politécnica de Madrid. Actualmente, se desempeña como responsable de la unidad de Innovación Abierta en el Centro Nacional del Hidrógeno, en España, y como profesor asociado en la escuela de Ingeniería Minera e Industrial de Almadén. Anteriormente, trabajó como gerente en planta de cogeneración con tratamiento de purines, como jefe de turno en la central térmica de Cercs y como ingeniero de proyectos en Soluziona Ingeniería.



Dr. Carlos Fúnez Guerra

carlos.funez@cnh2.es

A lo largo de su carrera profesional, que ha estado centrada en las energías renovables, ha diseñado, construido y operado diferentes instalaciones de generación de energía. Ha realizado un total de cincuenta aportes a congresos y revistas científicas, todas relacionadas con temas de energía, y ha participado en cuatro proyectos sobre hidrógeno y pilas de combustible financiados desde España, Europa y Chile. Ha impartido más de treinta cursos y seminarios y ha dirigido veinticinco proyectos título vinculados al tema de diseño de instalaciones de generación de energía convencional y renovable.

Magíster y doctor en Ciencias de la Ingeniería, ambos grados obtenidos en la Pontificia Universidad Católica de Chile. Sus principales líneas de investigación se relacionan con el estudio de sustancias ambientalmente amigables en procesos de flotación de cobre -internacionalmente conocido como Green Chemistry- para una economía circular, el uso de hidrógeno como vector energético (obtenido a partir de fuentes renovables de energía) y la valorización energética de los residuos (waste to energy)

Durante su carrera profesional ha estado ligado a actividades de I+D+i a través de publicaciones en revistas de corriente principal (cuenta



Dr. Lorenzo Reyes-Bozo

lorenzo.reyes@uautonoma.cl

con treinta publicaciones indexadas y sobre sesenta y cinco participaciones en congresos internacionales) y como líder en desarrollo de proyectos con financiamiento público y privado. Mantiene una activa colaboración con distintas universidades y centros de investigación de España, Estados Unidos, México, Ecuador y Chile. Además, cuenta con más de quince años de experiencia docente en universidades chilenas. Actualmente, es profesor titular, investigador y director de la carrera de Ingeniería Civil Química en la Universidad Autónoma de Chile.