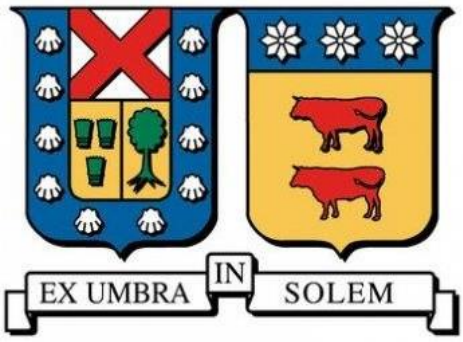


UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA

DEPARTAMENTO DE INDUSTRIAS

"ANÁLISIS ESTRATÉGICO DE LA INDUSTRIA CHILENA DEL HIDRÓGENO VERDE FRENTE A DESAFÍOS FUTUROS"

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL INDUSTRIAL

AUTOR

MARIO ANDRÉS DÁVILA POZO

PROFESORA GUÍA

DRA. MARÍA PILAR GÁRATE CHATEAU

PROFESOR CORREFERENTE

SR. DIEGO YÁÑEZ MARTÍNEZ

SANTIAGO DE CHILE, 24 DE OCTUBRE DE 2023

A ti, Maca, porque contigo todo tiene sentido. Sin ti, este trabajo no hubiese sido posible. Te amo. A mis padres y hermanas por su incondicional amor y apoyo. A Cocada por sus ladridos y amor. A mi Profesora guía, María Pilar Gárate por su gran ayuda. Y a ti, que estás leyendo estas palabras: Cree en ti y nunca olvides que el esfuerzo supera al talento.

Índice de Contenido

1. Problema de investigación 9

2. Objetivos 12

2.1. Objetivo General 12

2.2. Objetivos Específicos 12

3. Alcances 13

4. Metodología 14

5. Glosario 15

6. Marco Teórico 19

6.1. El Hidrógeno 19

6.2. Formas de Producción del Hidrógeno 22

6.3. Electrólisis del Agua 24

6.3.1. Tipos de Electrolizadores 27

6.4. Desalinización 30

6.5. Almacenamiento de hidrógeno 32

6.5.1. Almacenamiento de hidrógeno líquido criogénico (LH_2) 33

6.5.2. Almacenamiento de hidrógeno gaseoso comprimido (GH_2) 35

6.5.3. Almacenamiento en compuestos químicos (LOHC) y otros 36

6.6. Transporte del hidrógeno 37

6.6.1. Camiones transportadores de hidrógeno 38

6.6.2. Barcos transportadores de hidrógeno 39

6.6.3. Redes de Gas (Tuberías) transportadoras de hidrógeno 40

7. Antecedentes 43

7.1. Escenario Mundial del Hidrógeno 43

7.1.1. Demanda y principales usos del H_2 a nivel Mundial 45

7.1.2. Producción del Hidrógeno a Nivel Mundial 51

7.1.3. Eficiencia de los Electrolizadores frente a otras tecnologías 54

7.1.4. Costos de inversión (CAPEX) de los electrolizadores 55

7.1.5. Costos de producción de hidrógeno a nivel mundial por tipo de tecnología 57

7.1.6. Costos de transporte de H_2 60

7.1.7. Principales proveedores de electrolizadores en el mundo 62
7.1.8. Marco Normativo Internacional sobre el Hidrógeno 64
7.1.9. Escenario a nivel Latinoamericano del H_2V 65
7.2. Escenario Nacional del Hidrógeno 68
7.2.1. Generalidades 68
7.2.2. Principales usos del hidrógeno producido en Chile 72
7.2.3. ¿Dónde se produce H_2 en Chile? 74
7.2.4. Potencial Energético de las ERNC en Chile 77
7.2.5. Nuevos Proyectos Asociados a la Producción de H_2V en Chile 80
7.2.6. Marco Normativo Chileno 83
7.2.7. Estrategia Nacional del Hidrógeno Verde en Chile 89
7.2.8. Comité Estratégico para Plan de Acción de Hidrógeno Verde 89

8. Análisis Estratégico 91
8.1. Análisis PEST 91
8.1.1. Factores Políticos 91
8.1.2. Factores Económicos 92
8.1.3. Factores Sociales 95
8.1.4. Factores Tecnológicos 97
8.1.5. Factores Legales 99
8.1.6. Resumen PEST 100
8.2. Cinco Fuerzas de Porter 101
8.2.1. Amenaza de nuevos entrantes 101
8.2.2. Poder de Negociación de los Clientes 104
8.2.3. Poder de Negociación de los Proveedores 104
8.2.4. Amenaza de Productos Sustitutos 107
8.2.5. Rivalidad entre Empresas 109
8.2.6. Resumen de las Cinco Fuerzas de Porter 110
8.3. Análisis FODA 113
8.3.1. Fortalezas 113
8.3.2. Debilidades 114
8.3.3. Oportunidades 115
8.3.4. Amenazas 116
8.3.5. Resumen FODA 117

8.4. Benchmarking 118
8.4.1. Argentina 118
8.4.2. Brasil 122
8.4.3. Colombia 127
8.4.4. Uruguay 132
8.5. Resumen Análisis Estratégico 135

9. Estrategias de mejora para la industria del H_2V en Chile en base a matriz FODA y Benchmarking 139
9.1. Mejoramiento de la normativa vigente del H_2 en Chile 140
9.2. Clúster de la industria del H_2V 141
9.3. Establecer un modelo impositivo claro en la producción de H_2V 142
9.4. Desarrollo integral de la industria del hidrógeno verde 142

10. Conclusiones finales 144

11. Bibliografía 148

Índice de Figuras

Figura 1: Diagrama de la Metodología 14
Figura 2: Densidades de energía volumétrica y gravimétrica bruta de algunos combustibles 21
Figura 3: Principales fuentes de producción del hidrógeno en el mundo 22
Figura 4: Esquema general de producción de hidrógeno a partir de las ERNC 24
Figura 5: Componentes básicos de un Electrolizador de agua 26
Figura 6: Esquema general de los distintos tipos de electrolizadores 27
Figura 7: Principales características técnicas de los electrolizadores comercialmente disponibles 28
Figura 8: Proyección de Capacidad de fabricación de electrolizadores por tipo, de 2015 a 2030 29
Figura 9: Proceso de desalinización de agua de mar mediante osmosis inversa 30
Figura 10: Proyección de demanda de agua desalinizada para la industria de Cobre en Chile, de 2019 a 2031 31
Figura 11: Representación esquemática de un contenedor criogénico de LH_2 34
Figura 12: Representación esquemática de los tipos de contenedores de hidrógeno comprimido 36
Figura 13: Demanda de hidrógeno por país, de 2019 a 2021 46
Figura 14: Demanda proyectada de Hidrógeno por uso, de 2019 a 2021 47
Figura 15: Demanda proyectada de hidrógeno a nivel global por sector industrial, de 2015 a 2021 48
Figura 16: Proyección de la demanda global por sector, de 2015 a 2050 48
Figura 17: Demanda de hidrógeno por tipo de vehículo, de 2019 a 2021 49
Figura 18: Uso potencial de hidrógeno en diversas aplicaciones 50
Figura 19: Evolución de la producción de hidrógeno por tipo de tecnología, de 2020 a 2021 52
Figura 20: Estimación al año 2030, por región, de la producción de H_2V mediante electrólisis del agua 53
Figura 21: Proyección del costo de inversión unitario (CAPEX) del electrolizador tipo PEM, de 2021 a 2050 55
Figura 22: Comparativa entre los costos de inversión (CAPEX) de la tecnología de electrolizadores alcalinos (AEL) versus la tecnología de electrolizadores tipo PEM, para los años 2020 y 2050 56
Figura 23: Proyección de costos asociados a la producción de hidrógeno por tipo de tecnología, de 2021 a 2050. 57
Figura 24: Proyección del costo de los principales ítem involucrados en la producción de H_2V mediante electrólisis del agua, de 2021 a 2050 58

Figura 25: Esquema comparativo de los costos de transporte marítimo de H_2 por país, al 2030. 61
Figura 26: Principales proveedores de electrolizadores en el mundo 63
Figura 27: Marco normativo internacional para el correcto uso del hidrógeno 64
Figura 28: Índice de desarrollo de la industria del H_2V en América Latina, al 2022 65
Figura 29: Estatus Desarrollo de estrategias y planes de H_2V a nivel latinoamericano, a 2023 . 66
Figura 30: Proyectos en operación y/o planificación a nivel latinoamericano a agosto de 2023 67
Figura 31: Potencial Energético Chileno en ERNC 68
Figura 32: Proyección de crecimiento de la energía solar (en MW), entre los años 2022 y 2023 69
Figura 33: Proyección de crecimiento de la energía eólica (en MW), entre los años 2022 y 2023 70
Figura 34: Proyección de los LCOH, mediante electrólisis del agua en Chile, de 2025 a 2050 . 71
Figura 35: LCOH provenientes de ERNC, proyectados a 2030 y 2050 71
Figura 36: demanda actual de H_2 a nivel nacional, en [ton/año]. 74
Figura 37: Mapa global de costos de producción de H_2V mediante la instalación de sistemas híbridos solares fotovoltaicos y eólicos 77
Figura 38: Mapa global de costos de producción de H_2V a partir de energía eólica marina. 78
Figura 39: Esquema de instalación del proyecto Haru Oni 81
Figura 40: Resumen de los proyectos en operación de H_2V en Chile, a agosto de 2023 82
Figura 41: Evolución Indicador de Inflación en Chile, de 2018 a 2023 93
Figura 42: Evolución del PIB (nominal) de Chile, de 2008 a 2022 94
Figura 43: Evolución PIB per Cápita de Chile, de 1965 a 2022 94
Figura 44: Proyección de la inversión en Chile, de 2022 a 2026 95
Figura 45: Evolución Gasolinas en Chile, de 2017 a 2023 97
Figura 46: Comparación de los LCOH, a nivel mundial, para la producción de hidrógeno verde al 2030 106
Figura 47: Principales características físicas y técnicas del Toyota Mirai 108
Figura 48: comparativo entre vehículos con batería de litio y vehículos a hidrógeno 109
Figura 49: Resumen de las 5 fuerzas de Porter de acuerdo al análisis desarrollado 112
Figura 50: Resumen FODA 117
Figura 51: Proyectos e iniciativas asociadas al H_2V de Argentina al año 2023 121
Figura 52: Proyectos e iniciativas asociadas al H_2V de Brasil al año 2023 126
Figura 53: Proyectos e iniciativas asociadas al H_2V de Colombia al año 2023 131
Figura 54: Proyectos e iniciativas asociadas al H_2V de Uruguay al año 2023 134

Índice de Tablas

Tabla 1: Principales Propiedades del Hidrógeno 20
Tabla 2: Densidad energética de distintos combustibles 20
Tabla 3: Características generales y costos nivelados de los principales métodos de almacenamiento 33
Tabla 4: Medios de transporte de hidrógeno según su distancia..... 37
Tabla 5: Eficiencia de tecnologías existentes en el mercado para la producción de H_2 54
Tabla 6: Comparativa de los LCOH de transporte vía camión y reconversión a H_2, según el estado del hidrógeno 60
Tabla 7: Comparativa de los LCOH de transporte vía marítima y reconversión a H_2, según el estado del hidrógeno 61
Tabla 8: Comparativa de los costos de inversión y operación de gasoductos para transmisión de H_2 62
Tabla 9: Regulaciones que afectan directamente al hidrógeno en Chile 84
Tabla 10: Resumen Análisis Estratégico por país analizado 135

1. Problema de investigación

El cambio climático es, sin duda, uno de los grandes desafíos que enfrenta la humanidad en la actualidad. Una de sus principales causas, es la emisión de Gases de Efecto Invernadero (también denominados GEI). Estos gases, que se ubican en la atmósfera, actúan de forma parecida al cristal de un invernadero: reteniendo el calor del sol e impidiendo su escape al espacio, provocando así el calentamiento global (Comisión Europea, 2022).

Dentro de los GEI más abundantes, se encuentra el Dióxido de Carbono (CO_2), el que, desde el punto de vista de su fuente de energía, es generado en un 75% por la quema de combustibles fósiles, como el carbón, gas natural o el petróleo (Borràs, 2018). Desde el punto de vista del sector económico, es producido principalmente por el sector de "electricidad y calor", con un 32% de incidencia; seguido por el sector de "transporte", con un 17%; la "industria manufacturera", con un 13%, y la "agricultura", con un 12%. Los sectores restantes abarcan al alrededor de un 26% del total (Villacorta, 2021).

Dada esta situación, es que lo largo de las últimas décadas se han desarrollado nuevas tecnologías asociadas a la producción de energía limpia, es decir, que no requieren de la quema combustibles fósiles. Estas son las denominadas Energías Renovables No Convencionales (ERNC).

Las tecnologías asociadas a las ERNC, como son la energía solar y eólica, se han tornado más competitivas que las tecnologías de generación por quema de combustibles fósiles. Esto, a raíz de importantes caídas en los costos de inversión, modularidad de los proyectos y menores tiempos de desarrollo (Ministerio de Hacienda de Chile, 2021).

Sin ir más lejos, al cierre de 2022, Chile alcanzó una capacidad total instalada en operación de 30.625 [MW], de los cuales un 37% pertenece netamente a ERNC (Ministerio de Energía de Chile, 2023).

En este sentido, electrificar la economía mediante las ERNC es una idea sensata para poder aprovechar, en la mayor medida posible, los menores costos de energía y menores emisiones de CO_2 a la atmósfera; sin embargo, existen ciertos procesos productivos difíciles de electrificar, debido a altos requerimientos de calor y/o combustión, como son, por ejemplo, la producción de acero, cemento y plásticos; y, en el caso del transporte, los vehículos de carga pesada, como camiones mineros (CAEX), aeronaves y buques marítimos, los cuales requieren de una alta *densidad energética*. En relación a estas aplicaciones, el hidrógeno verde se presenta como aquella tecnología que permite electrificar aquellos procesos industriales cuya electrificación directa es muy difícil (Ministerio de Hacienda de Chile, 2021).

Por su parte, el nexo entre las ERNC y el hidrógeno se produce debido a que uno de los principales mecanismos de producción de este último, es la "electrólisis del agua", la cual comprende la descomposición de la molécula de agua (H_2O) en sus partes fundamentales (H_2 y O_2) mediante la aplicación de una corriente eléctrica. Así, si la alimentación de energía eléctrica se realiza mediante fuentes de ERNC, el producto obtenido se denomina "hidrógeno verde" (H_2V).

Chile puede imprimir un destacado liderazgo en la producción de hidrógeno verde asociado a las ERNC, debido, principalmente, a su particular clima, el cual cuenta con la radiación solar más alta del planeta en la zona norte, y con vientos fuertes y constantes en la zona sur. Adicionalmente, de acuerdo a lo indicado por Juan Carlos Jobet, (Ex) Ministro de Energía del Gobierno de Chile, "el país tiene el potencial de energía renovable para construir 70 veces la capacidad de generación que tiene hoy" (Ministerio de Energía de Chile, 2020).

Sin embargo, el año 2022 finalizó como el año con mayor recorte de las ERNC en Chile, con un total de 1.471 [GWh] en comparación al año 2021, lo que equivale al consumo anual de electricidad de 600 mil hogares o toda la generación eléctrica que se tuvo que producir por centrales diésel el año 2022 (El Mercurio, 2023).

En base a esto último, surgen preguntas como:

- ¿Qué razones llevó a que el país presente reducciones considerables de producción de energía mediante plantas de ERNC y, en consecuencia, en la producción y proliferación del hidrógeno verde?
- ¿Está asociada esta pérdida de productividad a las políticas actuales del país?
- ¿Se debe modificar la estrategia nacional propuesta por el Ministerio de Energía en el año 2020, con el fin de impulsar aún más la producción del hidrógeno verde?

Con lo anterior, se desea plantear un análisis estratégico enfocado en la industria de hidrógeno verde con el fin de proporcionar lineamientos base para que la industria Chilena alcance el liderazgo en la producción de este energético.

2. Objetivos

2.1. Objetivo General

Realizar un Análisis Estratégico mediante herramientas de medición de negocios y benchmarking de los principales competidores de la industria del hidrógeno verde, con el fin de establecer lineamientos base que permitan a Chile alcanzar el liderazgo en la producción de este energético.

2.2. Objetivos Específicos

1. Generar un diagnóstico de los aspectos más relevantes de la industria del hidrógeno verde en Chile.
2. Realizar un Análisis Estratégico de la industria del hidrógeno verde, que considere las siguientes herramientas: PEST, Cinco Fuerzas de Porter, FODA y Benchmarking.
3. Proponer estrategias con la finalidad de potenciar la industria del hidrógeno verde a nivel nacional.

3. Alcances

La finalidad de la presente memoria es levantar, mediante un análisis estratégico, propuestas fundamentadas en proyecciones previstas, así como también, destacar las distintas ventajas que posee Chile en la industria del hidrógeno verde; todo esto, con el fin de acercar al país al liderazgo productivo por medio de la identificación de puntos críticos para una producción eficiente de H_2V mediante las ERNC.

Para obtener el resultado esperado, se realiza un análisis exhaustivo de la industria del hidrógeno verde, haciendo especial énfasis en sus principales formas de producción, almacenamiento, transporte, usos, demanda, producción, costos de producción y, mediante un benchmarking, determinar las estrategias que mejor se acomoden a Chile.

Las herramientas empleadas para llevar a cabo el análisis estratégico, son las siguientes:

- Análisis PEST
- Análisis de las Cinco Fuerzas de Porter
- Análisis FODA
- Benchmarking

En relación a los costos de producción del hidrógeno, el presente trabajo se enfoca, principalmente, en los costos de producción asociados a la electrolisis del agua ("*off-grid*"), es decir, un proyecto desconectado de la red eléctrica y exclusivamente alimentado por plantas generadoras asociadas a ERNC, de esta forma, el suministro eléctrico es 100% renovable y se garantiza la producción de hidrógeno verde.

4. Metodología

Con el objetivo de lograr un correcto y ordenado Análisis Estratégico, se abarcarán los siguientes aspectos:

- Recopilación de toda información relevante respecto a la industria de hidrógeno verde: (historia, mecanismos y tipos de fuente de producción, tipos de almacenamiento, métodos de transporte, principales aplicaciones).
- Análisis estratégico de la industria (PEST, Cinco Fuerzas de Porter, FODA y Benchmarking).
- Levantamiento de estrategias.
- Resultados y conclusiones.

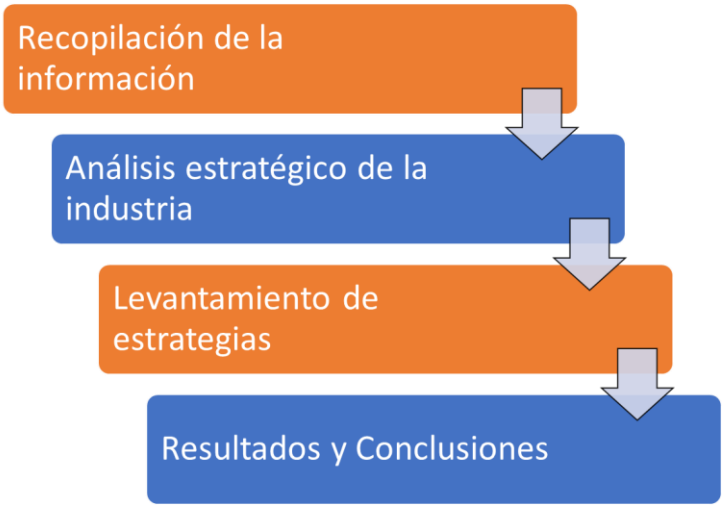


Figura 1: *Diagrama de la Metodología*

(Elaboración propia)

5. Glosario

Es necesario tener en conocimiento los siguientes conceptos y unidades de medición:

Unidades de medida

- [°C]: Grado Celsius
- [Atm]: Atmósfera (unidad de presión)
- [bar]: bar (unidad de presión)
- [kg]: kilógramo
- [Kt]: Kilotonelada
- [Km]: Kilómetro
- [lts.]: Litros
- [Mt]: Millón de toneladas
- [MJ]: Mega Joules
- [V]: Voltio
- [GW / GWh]: Gigavatios / gigavatio-hora
- [MW / MWh]: Megavatio / megavatio-hora
- [Mtoe]: Millones de toneladas equivalentes de petróleo
- [Nm3/h]: metros cúbicos normales por hora. Medida del caudal de gas en condiciones estándar de temperatura y presión.

Abreviaturas y Acrónimos

- CAEX: Camiones de Extracción (minería)
- CCUS: Captura, Utilización y Almacenamiento de Carbono
- CLP: Moneda de Chile (Peso Chileno)

- ERNC: Energías Renovables No Convencionales
- GEI: Gases de Efecto Invernadero
- GH_2: Hidrógeno gaseoso comprimido
- GN: Gas natural
- H_2: Molécula diatómica de hidrógeno (Hidrógeno)
- H_2V: Hidrógeno Verde
- LCOH: Costo nivelado de hidrógeno (Levelized Cost of Hydrogen, en inglés). Indica cuánto cuesta producir 1 [kg] de H_2 teniendo en cuenta los costos estimados de inversión y operación de los activos involucrados.
- LH_2: Hidrógeno líquido criogénico
- LOHC: Hidrógeno Orgánico líquido
- NH_3: Amoniaco
- O_2: Molécula diatómica de Oxígeno (Oxígeno)
- RH_2: Hidrógeno Verde (Renewable Hydrogen, en inglés).

Terminología

- *Coeficiente de difusión*: Cantidad de una determinada sustancia que se difunde por unidad de área en un segundo, bajo la influencia de un gradiente unidad.
- *Densidad energética*: Cantidad de energía que puede almacenarse en un sistema, sustancia o región de espacio.
- *Osmosis inversa*: Tecnología de purificación del agua que utiliza una membrana semipermeable para eliminar iones, moléculas y partículas más grandes en el agua potable.

- *Desulfuración de combustión*: Conjunto de tecnologías para eliminar el dióxido de azufre (SO_2) de las emisiones de combustión de las centrales eléctricas a carbón.
- *Factor de Planta*: Es el cociente entre la energía real generada por una central eléctrica en un año y la energía si hubiera trabajado sin parar a máxima potencia en el mismo periodo.
- *Flotación (vidrio)*: Plancha de vidrio fabricada haciendo flotar el vidrio fundido sobre una capa de estaño fundido. Este método proporciona al vidrio un grosor uniforme y una superficie muy plana.
- *Fuel Cell (FCEV)*: Hidrógeno almacenado en estanque(s) presurizado(s) que proporciona(n) energía para el movimiento de un motor eléctrico.
- *Hidrocracking*: Descomposición de una sustancia en compuestos más simples en presencia de hidrógeno.
- *Hidrogenación*: Adición química de hidrógeno a un hidrocarburo en presencia de un catalizador.
- *Hydrotreating*: Proceso de refinación utilizado para reducir el azufre y otros componentes, como nitrógeno e hidrocarburos aromáticos, mediante una reacción entre el producto y el hidrógeno en presencia de un catalizador.
- *On-grid*: Sistema de energía, principalente eólica, conectado a la red. Esto quiere decir que cuando las turbinas eólicas no generan electricidad se tiene un respaldo energético de la red eléctrica.
- *Off-grid*: Sistema de energía, principalente eólica, no conectado a la red. Esto quiere decir que cuando las turbinas eólicas no generan electricidad, no se tiene un respaldo, salvo que cuente con baterías.

- *Proceso Haber-Bosch*: Proceso que se realiza para fabricar amoníaco a partir de hidrógeno y nitrógeno.
- *Punto de operación (electrolizador)*: Conjunto de parámetros a los que el electrolizador funciona de manera eficiente. Estos parámetros incluyen la corriente, la presión y la temperatura.
- *Refinación de cobre*: Proceso que se utiliza para eliminar el oxígeno presente en el cobre fundido que sale de los hornos.
- *Reformado de vapor*: Proceso que consiste en romper las moléculas de metano (CH_4) con vapor de agua a alta temperatura y en presencia de un catalizador. Es un proceso muy utilizado para la obtención de hidrógeno.

6. Marco Teórico

6.1. El Hidrógeno

El hidrógeno es el primer elemento químico de la tabla periódica, es el más abundante y ligero que existe en el universo, y constituye aproximadamente un 75% de la materia conocida del universo.

De acuerdo con la teoría del Big Bang, este elemento está asociado a la creación de las primeras estrellas y galaxias, pero no fue hasta 13.700 años después, aproximadamente, en el siglo XVI, que Paracelso, un célebre alquimista, médico y astrólogo suizo, lo describiese por primera vez como un “extraño gas inflamable”, aunque ignoraba que se tratase de un elemento. Ya en el siglo XVIII, Henry Cavendish, físico y químico británico y francés, fue el primero en determinar que el hidrógeno es “un elemento particular que se oxida en presencia de oxígeno para producir agua".

El átomo de hidrógeno está conformado por un protón, que se ubica en el núcleo, y un electrón que lo orbita. Es estable en forma de molécula diatómica (H_2). En la tierra no se encuentra en estado puro, sino que en combinación con otros elementos, como el oxígeno, formando moléculas de agua, o con carbono, como compuestos orgánicos, lo que lleva a que se deba producir a partir de otros compuestos. En este mismo sentido, en condiciones normales de presión y temperatura (1 [atm] y 0 [°C]), el hidrógeno se presenta en estado gaseoso, es incoloro, inodoro e insípido (Centro Nacional del Hidrógeno, 2021).

Algunas de las principales propiedades del hidrógeno, se muestran en la Tabla 1:

***Tabla 1**: Principales Propiedades del Hidrógeno*

Parámetro	Valor
Masa molecular, g/mol	2,016
Densidad, g/ml	0,071
Potencial de ionización, eV	13,65
Punto de ebullición, °C	-252,7
Punto de fusión, °C	-259,2
Poder calorífico inferior, MJ/kg	120

(Lenntech, 2022)

Adicionalmente, una de las características fundamentales del hidrógeno radica en su capacidad de almacenar energía como enlace químico de forma estable y por tiempos prolongados. Este elemento puede almacenar, aproximadamente, el triple de energía por unidad de masa, en comparación con otros combustibles como el metano o el butano; sin embargo, al ser tan ligero, almacena menos energía por unidad de volumen, tal como se describe en la Tabla 2. Esto, en la práctica, implica dificultades técnicas al momento de almacenar y/o transportar el gas, ya que al aumentar su *densidad energética*, impacta en un alto costo energético.

***Tabla 2**: Densidad energética de distintos combustibles*

Combustible	Densidad Energética [kg/m^3]	Energía Almacenada	
		Volumen [kWh/m^3]	Masa [kWh/kg]
H_2 líquido (1 bar; -252,8°C)	70,71	2.375	
H_2 gas (300 bar; 25°C)	20,55	690	33,59
H_2 gas (700 bar; 25°C)	47,96	1.611	
Gas natural (1 bar; 25°C)	0,65	9,1	13,93
Butano líquido (25°C)	550	7.000	12,73
Gasolina	750	9.270	12,36

(Linares Hurtado & Moratilla Soria, 2007)

La Figura 2 muestra una distribución de las densidades de energía volumétrica y gravimétrica, en [MJ/lts] y [MJ/kg], respectivamente, de algunos combustibles:

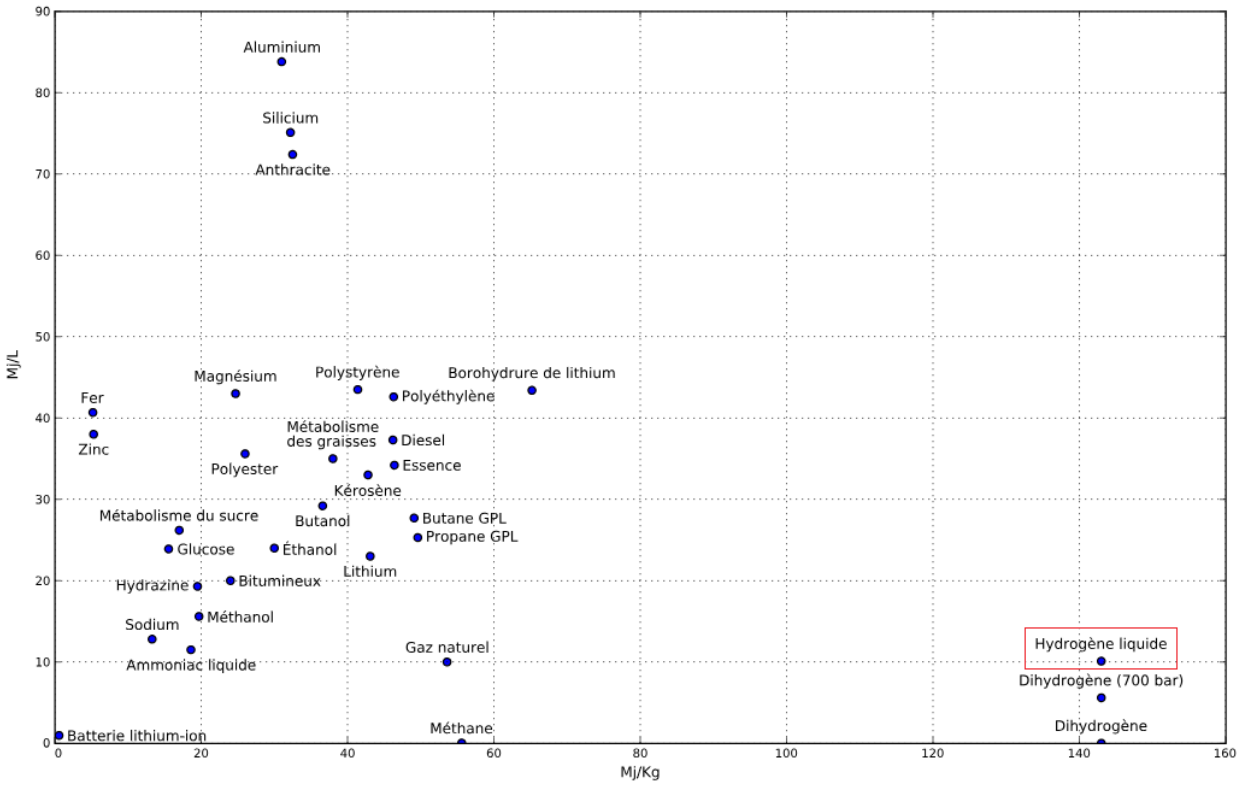


***Figura 2**: Densidades de energía volumétrica y gravimétrica de algunos combustibles (Dial, 2010)*

6.2. Formas de Producción del Hidrógeno

Desde el punto de vista del mecanismo de producción del hidrógeno, a nivel macro, existen 4 formas de obtener este elemento:

- **Producción Electrolítica**: mediante una corriente eléctrica, el agua (H_2O) de disocia en hidrógeno (H_2) y oxigeno (O_2).
- **Producción Termoquímica**: por medio de calor y reacciones químicas, a partir de combustibles convencionales o biomasa, se puede obtener hidrógeno.
- **Producción Biológica**: mediante microorganismos y procesos biológicos propios, presentes en bacterias y/o algas, se puede generar hidrógeno.
- **Otros Procesos de Producción**: descomposición foto-catalítica y biológica del agua.

De forma paralela, se destaca que, según el tipo de fuente de producción, un 96% del hidrógeno, aproximadamente, proviene de los combustibles fósiles (metano, petróleo, carbón) y sólo un 4% de agua, tal como se aprecia en la Figura 3:

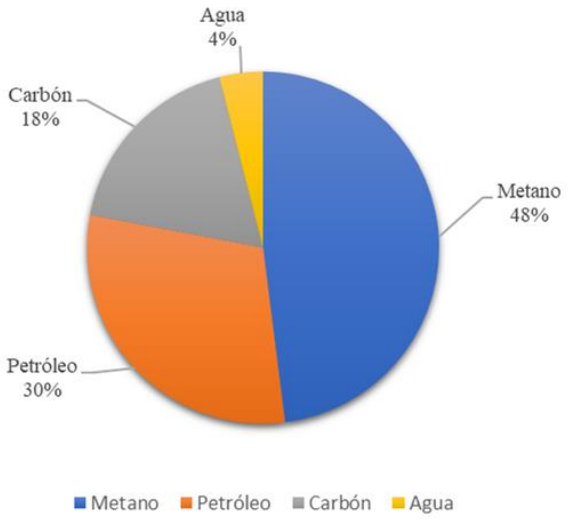


***Figura 3**: Principales fuentes de producción del hidrógeno en el mundo*

(Vásquez et al., 2018)

Es así como, dependiendo del mecanismo y su fuente de producción, se ha establecido una clasificación por colores para el hidrógeno:

- **Hidrógeno Gris**: Proceso termoquímico. Se produce a partir de combustibles fósiles: petróleo, carbón y gas natural, y son altamente contaminantes.
- **Hidrógeno Azul**: Proceso termoquímico. Tiene el mismo proceso de producción del hidrógeno gris, pero adicionalmente incluye equipos destinados a capturar el CO_2 emitido a la atmósfera.
- **Hidrógeno Verde**: Proceso electrolítico, el cual separa la molécula de agua (H_2O), sus componentes: hidrógeno (H_2) y Oxígeno (O_2).

Respecto a este último punto, se destaca que el hidrógeno verde no puede ser considerado como una fuente de primaria de energía (como los combustibles fósiles), sino que, más bien, como un "vector energético", es decir, aquella sustancia producida a partir de otro tipo de energía (en este caso, energía eléctrica) que puede ser almacenada, transportada y utilizada para producir trabajo mecánico o calor (Morante et al., 2020)

Como vector energético, el H_2V entrega una cantidad considerable de funcionalidades posibles, los cuales abarcan desde la generación eléctrica, el transporte, la industria, y la minería. Esta multifuncionalidad lo convierte en una herramienta versátil contra el cambio climático. También, el hidrógeno puede ser almacenado y transportado de forma análoga a los combustibles fósiles, aunque con una complejidad técnica mayor debido al comportamiento natural de este elemento.

En la actualidad, el H_2V se ha posicionado como un pilar significativo para la mitigación del cambio climático por 2 razones principales:

1. En el caso del proceso de producción del hidrógeno verde, no se emite gases de efecto invernadero (GEI).
2. El uso del hidrógeno se encuentra libre de emisiones de carbono, ya que en su proceso final de combustión sólo se emite agua.

La Figura 4 muestra un esquema general de producción de H_2V mediante un proceso electroquímico a partir de las ERNC.

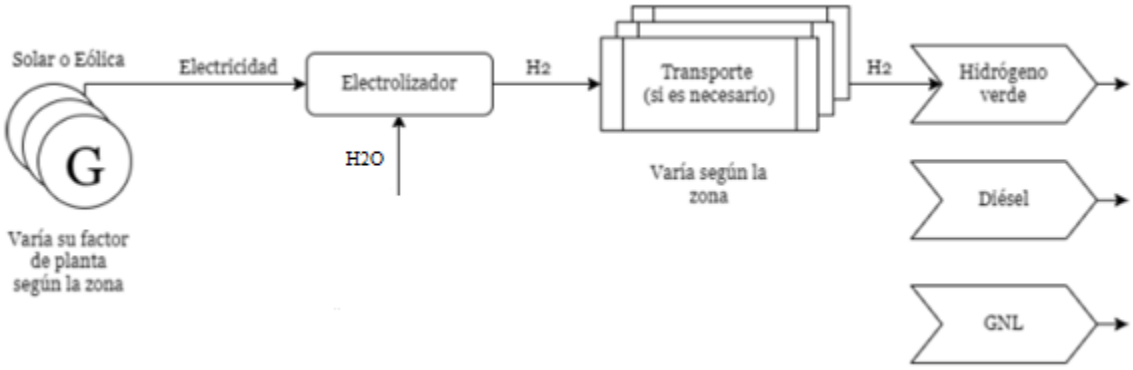


***Figura 4**: Esquema general de producción de hidrógeno a partir de las ERNC*

(Elaboración propia en base Fúnez Guerra & Reyes-Bozo, 2019)

6.3. Electrólisis del Agua

La electrólisis del agua es un proceso electroquímico el cual se lleva a cabo mediante dos electrodos sumergidos en agua, los cuales están sometidos a un diferencial de potencial eléctrico suficiente para disociar el agua en los elementos que lo conforman (H_2 y O_2).

La ecuación básica de la electrólisis del agua, se escribe como:

$$H_2O(l) + energía = H_2(g) + \frac{1}{2}O_2(g) \qquad (1.\ 1)$$

Esta técnica produce energía limpia sin emisión de contaminación (gases de efecto invernadero) al emplear electricidad.

El voltaje mínimo requerido para dividir una molécula de H_2O es de 1,229 [V]. Esta reacción es reversible, endotérmica y no espontánea (Ursúa et al., 2022). Se destaca, adicionalmente, que, en promedio, la razón de conversión de agua a hidrógeno es de 8,9 [lts.] de agua para producir 1 [kg] de hidrógeno (Lehmann 2014, p. 87).

La principal ventaja de este proceso radica en que la reacción no involucra subproductos en base a carbón, sino que sólo agua. Dado esto, surge el potencial de usar fuentes de energía como las ERNC, considerando que sus costos han ido disminuyendo en el tiempo, perfilándose como una alternativa muy prometedora para la producción de hidrógeno verde.

En la Figura 5 se muestra un esquema con los componentes básicos de un electrolizador de agua:

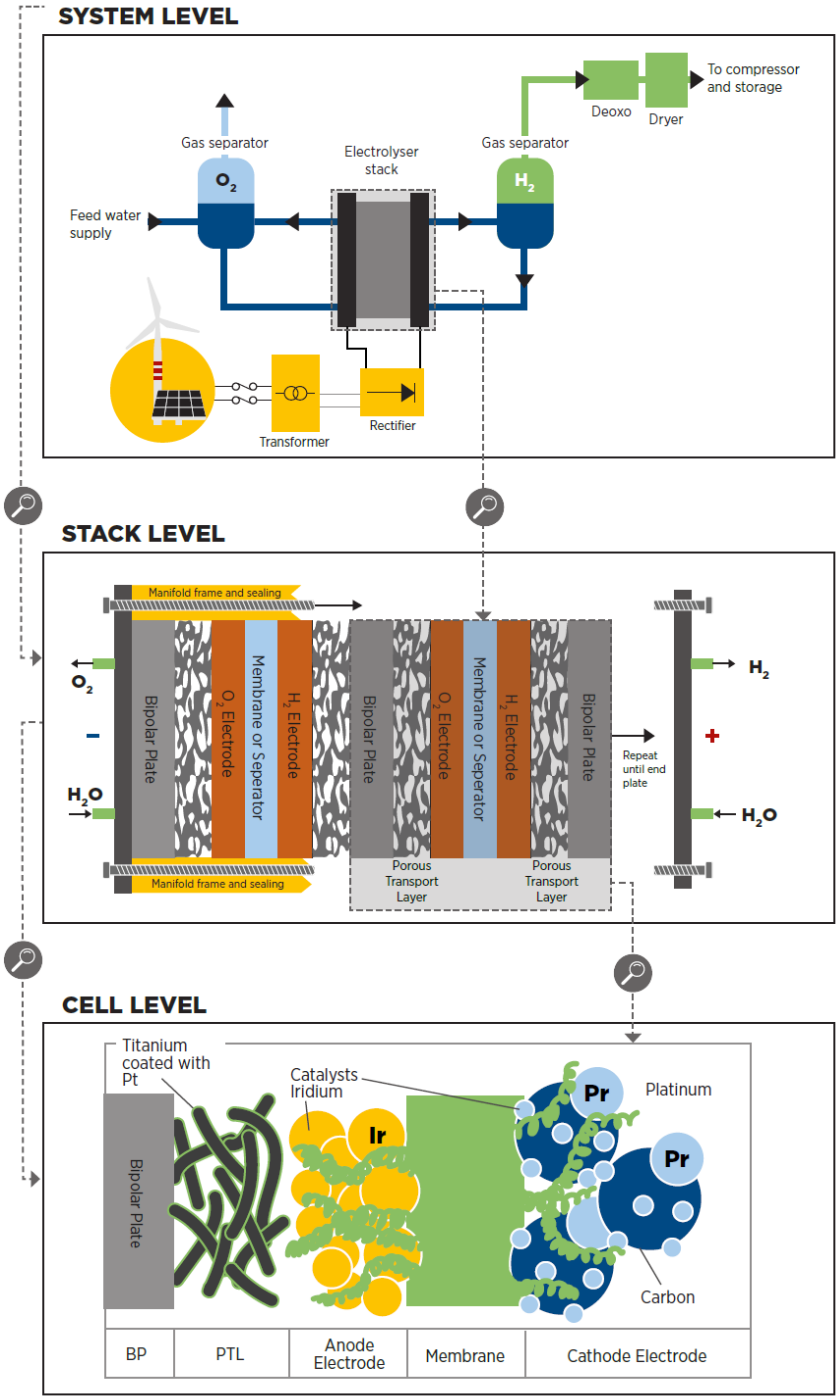


***Figura 5**: Componentes básicos de un Electrolizador de agua*

(IRENA, 2020)

6.3.1. Tipos de Electrolizadores

En la actualidad, existen cuatro tipos de electrolizadores funcionales, en donde el uso de materiales, disposición de electrodos y reacciones químicas varían según su tipo; estos son:

- Electrolizadores alcalinos (alkaline electrolyser o “AEL”, en inglés,)
- Electrolizador de Membrana de intercambio de aniones (anion exchange membrane electrolyser o “AEM”, en inglés)
- Electrolizador de Membrana de intercambio de protones o membrana polimérica (proton exchange membrane electrolyser o “PEM”, en inglés)
- Membrana de estado sólido (Solid oxide electrolyser o “SOE”, en inglés)

En la Figura 6, se muestra un esquema general asociado a cada tipo de electrolizador:

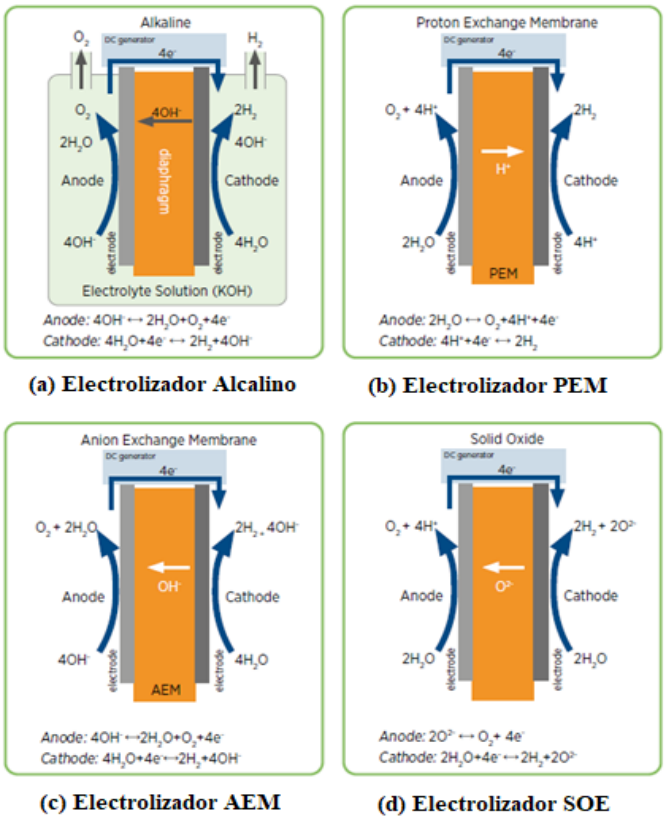


***Figura 6**: Esquema general de los distintos tipos de electrolizadores*

(IRENA, 2020)

De los electrolizadores presentes en la Figura 6, los electrolizadores alcalinos (a) son reconocidos como la tecnología más utilizada en la actualidad. Su principal ventaja es el bajo costo del electrodo de metal, que puede ser de hierro o níquel, evitando metales nobles como es el caso del electrolizador PEM (b) que encarece su costo. Adicionalmente, los electrolizadores alcalinos se encuentran integrados en el mercado hace bastante tiempo y que, a su vez, son utilizados para producir para grandes volúmenes de hidrógeno (ISPT, 2020).

Se destaca que, al día de hoy, sólo se encuentran disponibles comercialmente los electrolizadores alcalinos (a) y los electrolizadores tipo PEM (b). Los electrolizadores AEM (c) y SOE (d), se encuentran en etapa de desarrollo.

La Figura 7 muestra las principales características técnicas de los electrolizadores comercialmente disponibles (Alcalino y PEM):

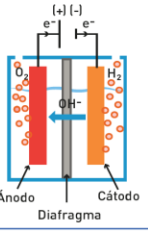
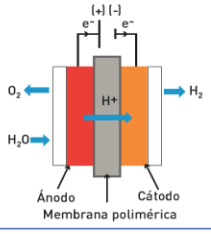
	ELECTRÓLISIS ALCALINA	ELECTRÓLISIS PEM
Temperatura (°C)	60 - 85	40 – 80
Presión (bar)	< 30	< 35
Consumo energético. (kWh/Nm3 de H2)	4.3 – 5.0	4.2 – 4.7
Eficiencia global	60 – 70 %	70 – 80 %
Vida útil (horas)	> 100000	10000 – 50000
Ventajas	Tecnología bien probada y desarrollada comercialmente. Es el 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
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
Esquema		

***Figura 7**: Principales características técnicas de los electrolizadores comercialmente disponibles (Fúnez Guerra & Reyes-Bozo, 2019)*

En relación a la capacidad de fabricación mundial de electrolizadores, en la Figura 8 se muestra una proyección por tipo de electrolizador, de 2015 a 2030:

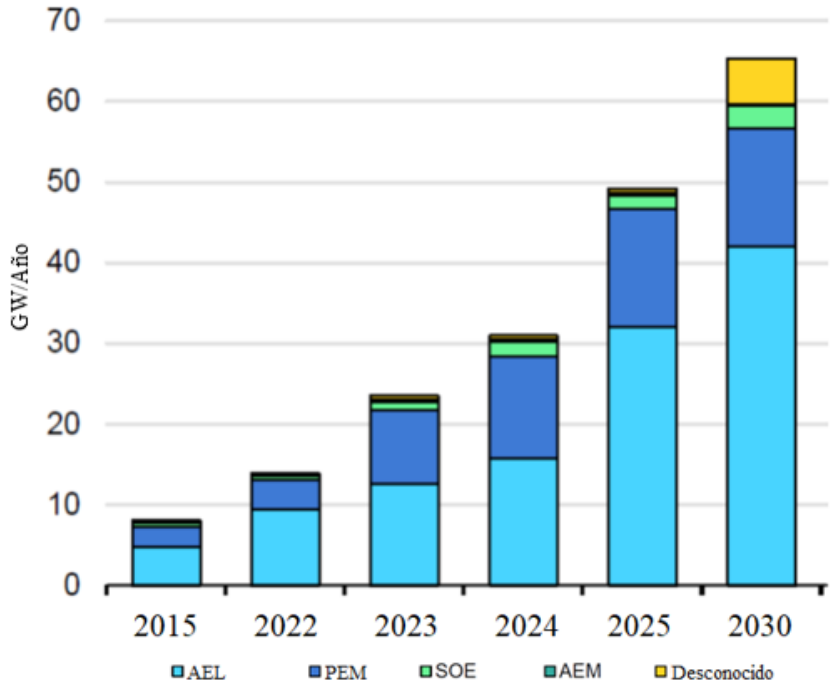


***Figura 8**: Proyección de Capacidad de fabricación de electrolizadores por tipo, de 2015 a 2030 (IEA, 2022)*

Complementariamente, se destaca que el agua requerida para el proceso de electrólisis, debe ser previamente tratada, esto con el fin de lograr un nivel de pureza tal que evite la deposición de minerales que puedan llevar al deterioro anticipado de los componentes de las celdas empleadas.

Para lograr lo anterior, una de las principales fuentes de alimentación proviene de la desalinización del agua de mar.

6.4. Desalinización

La desalinización corresponde a un proceso mediante el cual se elimina la sal del agua de mar (o salobre). Consiguientemente, las plantas desalinizadoras (o desaladoras) son instalaciones industriales que utilizan este proceso para obtener agua potable de fuentes provenientes, generalmente, de océanos y/o lagos salados.

Cabe destacar que, del total de agua existente en nuestro planeta, un 97,5 % es agua salada y sólo una cantidad inferior al 1 % es apta para el consumo humano (Carrión, 2020).

Por su parte, Chile ha presentado un crecimiento relevante en cuanto al uso de plantas desalinizadoras, debido, fundamentalmente, a dos factores: la creciente sequía que está afectando a la zona centro norte del país, y los crecientes requerimientos de agua por parte de las principales empresas mineras. Es por lo anterior que Chile se ha convertido en uno de los países de América Latina con mayor capacidad y potencial para el desarrollo de la desalinización.

En la Figura 9 se muestra un esquema general de un proceso de desalinización de agua de mar mediante osmosis inversa:

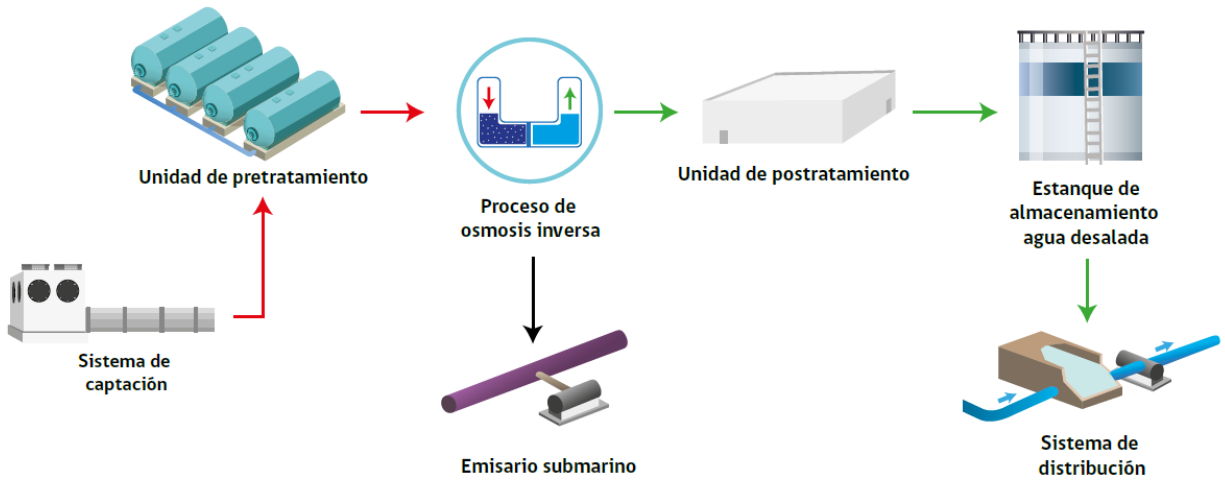


***Figura 9**: Proceso de desalinización de agua de mar mediante osmosis inversa*

(Servicio de Evaluación Ambiental, 2023)

En cuanto a la producción de agua por medio de este mecanismo, Chile cuenta, al cierre de 2022, con una capacidad de 8.600 [litros/segundo], valor que, de acuerdo a lo expresado por Carlos Foxley, presidente de la Asociación Chilena de Desalinización (Acades), "*En los próximos 10 años se espera triplicar*" (Asociación Chilena de Desalinización, 2022).

Adicionalmente, de acuerdo a lo estipulado por la Comisión Chilena del Cobre (Cochilco) en su informe "*Proyección de consumo de agua en la minería del cobre*", desde el punto de vista de la demanda de agua para la industria del cobre, "*son cada vez más las empresas mineras que se suman a la construcción de sus propias desaladoras o agua de mar directa para enfrentar las limitaciones de agua, llegando a estimar que, para el 2031 se alcance los 10,9 [m3/s]*" (Comisión Chilena del Cobre, 2020).

En la Figura 10 se muestra la proyección de demanda de agua desalinizada para la industria de Cobre en Chile, de 2019 al 2031:

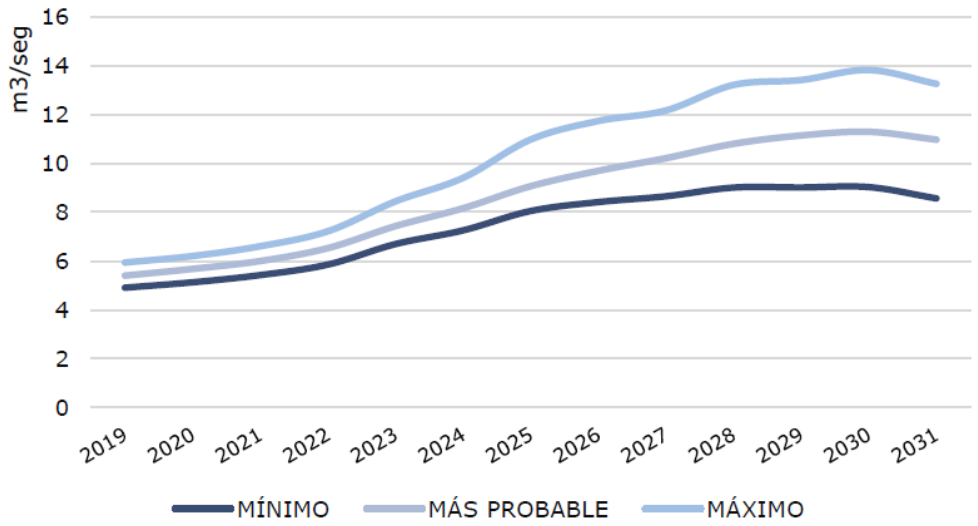


***Figura 10**: Proyección de demanda de agua desalinizada para la industria de Cobre en Chile, de 2019 a 2031*

Fuente: (Comisión Chilena del Cobre, 2020).

Reforzando lo anterior, de acuerdo a lo indicado por Cochilco "*Se prevén al menos 11 nuevos proyectos con uso de agua de mar y/o ampliaciones y/o reemplazos de sistemas existentes. En su mayoría se ubican en la zona de Antofagasta y Atacama, las que se suman a las 11 que están operativas en la industria del cobre, según datos del Ministerio de Minería*" (Comisión Chilena del Cobre, 2020).

6.5. Almacenamiento de hidrógeno

Una de las principales cualidades del hidrógeno, como vector energético, es que posee la capacidad de ser almacenado durante diferentes períodos de tiempo. Esto resulta en una ventaja comparativa (con respecto a los combustibles fósiles), tanto para su uso en distintos sectores energéticos, como método para almacenar energía eléctrica libre de emisiones de GEI.

Sin embargo, el hidrógeno posee una baja densidad energética volumétrica (en contraste, por ejemplo, con la gasolina) por lo que almacenar una moderada cantidad de masa, en condiciones normales de presión y temperatura, requeriría de una gran cantidad de volumen. Debido a esto, se hace necesario un proceso de reducción del volumen por unidad de masa de este elemento.

Dentro de los métodos de compresión y almacenamiento con mayor desarrollo tecnológico, están los siguientes:

- **Licuefacción**: proceso por el cual el hidrógeno se enfría hasta su punto de condensación para mantenerlo en estado líquido (LH_2).
- **Compresión**: proceso en el cual se comprime el hidrógeno gaseoso y se almacena en estanques presurizados (GH_2).
- **Almacenamiento en compuestos químicos**: proceso en el cual se inserta el elemento (H_2) en compuestos más pesados para, posteriormente, extraerlo de éstos.

En la Tabla 3 se muestra un resumen de las características generales asociadas a las principales alternativas de almacenamiento:

***Tabla 3**: Características generales y costos nivelados de los principales métodos de almacenamiento*

Estado	Tipo	Período	Eficiencia [%]	LCOH [USD/kg]
Líquido	LH_2	Semanal	70	4,57
	NH_3	Mensual	-	2,83
	LOHC	Mensual	-	4,5
Gaseoso comprimido	Contenedores	Semanal	93	0,19
	Caverna de sal	Estacional	98	0,23

(Niño, 2021)

6.5.1. Almacenamiento de hidrógeno líquido criogénico (LH_2)

El H_2 en forma líquida posee una densidad de energía considerablemente mayor que en su forma gaseosa, por lo que es un medio de almacenamiento atractivo; sin embargo, tiene ciertas desventajas, fundamentalmente asociadas a la energía requerida para licuar el gas y el estricto control requerido para la estabilidad de la temperatura, ya que este elemento se debe conservar a -253 [° C] para mantener su estado líquido.

Los contenedores criogénicos pueden sufrir pérdidas de H_2 por evaporación de este elemento, la cual penetra las paredes del recipiente, y con mayor fuerza en los contenedores más pequeños (debido a la mayor relación superficie/volumen) (Tzimas et al., 2003).

En cuando al diseño de los contenedores criogénicos empleados para almacenar LH_2, estos se componen de recipientes metálicos de doble pared con aislamiento intercalado entre las paredes, los cuales tienen como objetivo minimizar las pérdidas térmicas por convección, conducción y efectos de la radiación térmica. Se enfatiza que la entrada de calor no se puede evitar, sino que

solo minimizar (Tzimas et al., 2003).

En la Figura 11 se muestra una representación esquemática de un contenedor criogénico de LH_2:

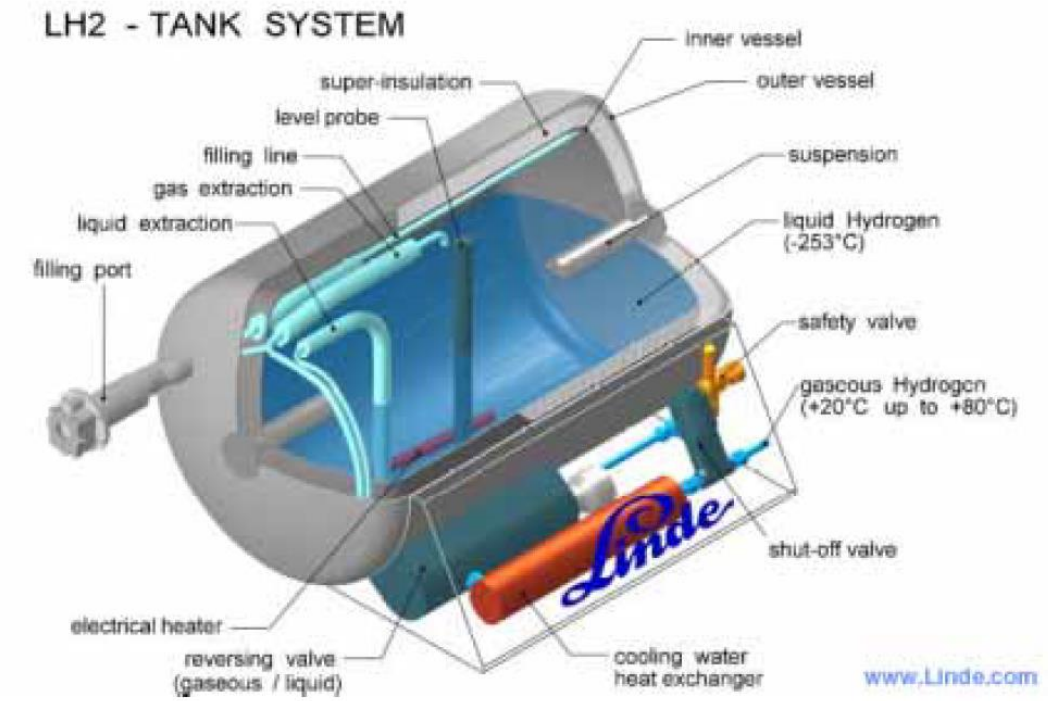


***Figura 11**: Representación esquemática de un contenedor criogénico de LH_2 (Tzimas et al., 2003)*

6.5.2. Almacenamiento de hidrógeno gaseoso comprimido (GH_2)

Esta es una de las tecnologías de almacenamiento más simples, comunes y eficientes en uso. El hidrógeno a alta presión se almacena en estanques de paredes gruesas (principalmente, de forma cilíndrica), hecho con materiales de alta resistencia para garantizar su durabilidad (Tzimas et al., 2003).

De acuerdo con el Proyecto Europeo Integrado de Hidrógeno (EIHP), que lidera el desarrollo de estándares regulatorios globales para pruebas de H_2, certificación de componentes y sistemas de infraestructura de reabastecimiento de hidrógeno, los recipientes de almacenamiento de hidrógeno y gas comprimido pueden clasificarse en cuatro tipos:

- **Tipo I**: todo cilindro de metal
- **Tipo II**: aro de revestimiento metálico de carga envuelto con filamento continúo impregnado en resina.
- **Tipo III**: revestimiento de metal sin carga axial y aro envuelto con filamento continúo impregnado en resina.
- **Tipo IV**: forro no metálico no portador de carga axial y aro envuelto con filamento continúo impregnado de resina.

La Figura 12 se muestra una representación esquemática de los tipos de contenedores de hidrógeno comprimido:

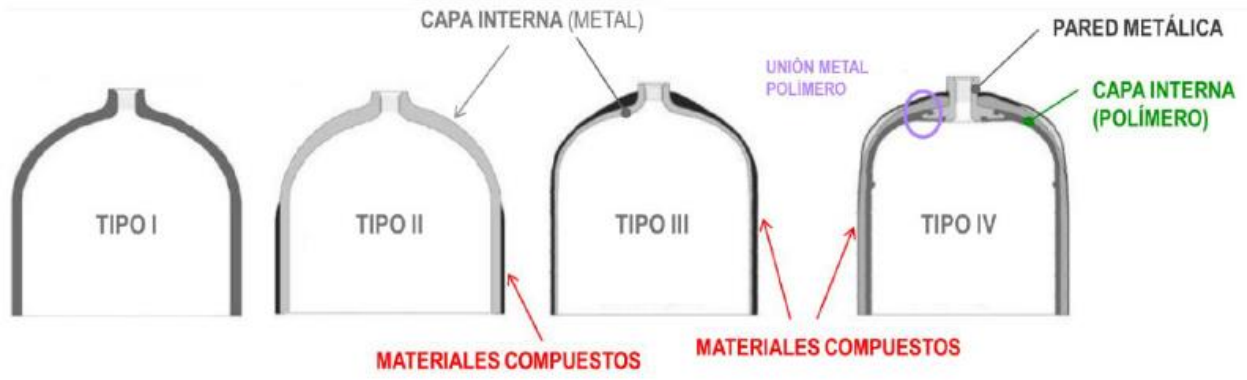


***Figura 12**: Representación esquemática de los tipos de contenedores de hidrógeno comprimido (4e Chile y GIZ, 2021)*

6.5.3. Almacenamiento en compuestos químicos (LOHC) y otros

Es factible almacenar H_2 en otros compuesto químicos como el amoniaco (NH_3), o líquidos orgánicos portadores de hidrógeno combustibles (LOHC), de los cuales el más recurrente resulta ser el metanol (CH_3OH).

La principal ventaja del amoniaco radica en que puede almacenar la densidad de transporte del hidrógeno y es competitivo en costos volumétricos y energéticos respecto de los combustibles fósiles, sin embargo, es una tecnología que está atrás en términos de desarrollo y madurez.

En relación al metanol, el proceso consiste en sintetizar este compuesto a partir de dióxido de carbono (CO_2) e hidrógeno, lo cual posee 2 ventajas: la utilización de la tecnología ya instalada, que ahorra un reacondicionamiento de los equipos para operar hidrógeno; y su utilización como combustible de forma directa.

Estos compuestos pueden almacenar grandes cantidades de hidrógeno en su cadena química, para posteriormente extraerlo según las necesidades del consumidor.

Por otra parte, se destaca que actualmente se está estudiando el beneficio potencial de "almacenamiento sólido de hidrógeno" por medio de bolas de acero y polvo de nitruro de boro, método denominado "Ball Milling" (Mateti et al., 2022). Sin embargo, dado que corresponden a tecnologías en sus primeras fases de investigación, no se cuenta con los suficientes parámetros para ser considerado en el análisis del presente trabajo.

6.6. Transporte del hidrógeno

En cuanto al transporte, el hidrógeno se puede trasladar por medio de 3 medios: camiones, barcos e inyección en redes de gas (tuberías). El medio a utilizar depende, principalmente, de 2 factores: la distancia desde la planta de generación hasta el consumo, y el estado o formato en que el hidrógeno está almacenado, es decir, hidrógeno en estado gaseoso (GH_2), amoniaco (NH_3), hidrógeno en estado líquido (LH_2) o hidrógeno orgánico líquido (LOHC).

En la Tabla 4, se presenta un resumen de la factibilidad de la opción de transporte según la distancia:

***Tabla 4**: Medios de transporte de hidrógeno según su distancia*

		Distribución		Transmisión		
		0 - 50 [km]	**51 - 100 [km]**	**101 - 500 [km]**	**> 1000 [km]**	**> 5000 [km]**
Camiones	GH2	Camiones de distribución	Camiones de distribución	Camiones de distribución	No aplica	No aplica
	LH2	Camiones de distribución	Camiones de distribución	Camiones de distribución	No aplica	No aplica
Redes de gas (Tuberías)	Dedicada	Redes locales	Redes regionales	Transmisión On-shore	No aplica	No aplica
	Reacondicionada	Redes locales	Redes regionales	Transmisión On-shore	No aplica	No aplica
Barcos	LH2	No aplica	No aplica	No aplica	Mercado internacional	Mercado internacional
	NH3	No aplica	No aplica	No aplica	Mercado internacional	Mercado internacional
	LOHC	No aplica	No aplica	No aplica	Mercado internacional	Mercado internacional

(Elaboración propia)

6.6.1. Camiones transportadores de hidrógeno

Actualmente, el transporte de hidrógeno por medio de camiones resulta ser el medio más utilizado debido a su eficacia al abarcar distancias cortas. El empleo de camiones de carga permite transportar el hidrógeno en los estados gaseoso comprimido (GH_2), líquido (LH_2) y compuestos químicos (por ejemplo, amoniaco y compuestos sólidos). En que cada uno de estos estados posee sus respectivos requerimientos técnicos y económicos, que varían según las condiciones de producción.

El transporte de GH_2 por medio de camión, de acuerdo a la Tabla 4, es capaz de cubrir distancias hasta 1.000 [km], trasladando cargas entre 500 y 1.000 [kg], aproximadamente, dependiendo de la presión, la altura, la anchura y los pesos permitidos de los contenedores que puedan transportarse. En el caso de las condiciones de presurizado, éstas pueden variar entre los 200 y 500 [bar]. Se destaca que esta técnica resulta ser técnicamente más sencilla de manipular que el caso del LH_2, dado a que no se requiere mantener un ambiente frío para su conservación y, además, no es necesario de un sistema de evaporación para su uso posterior.

Por su parte, el transporte de hidrógeno líquido (LH_2) usando camiones permite mover hasta 4.000 [kg] en distancias entre 1 y 1.000 [km], esto se debe a que utiliza un volumen aproximadamente 4 veces menor al utilizado por el hidrógeno gaseoso comprimido (GH_2). Eso sí, para este tipo de transporte, es necesario considerar el requerimiento térmico de mantener el H_2 a -253 [°C] (o menor), con el fin de conservarlo en estado líquido. Los camiones cisterna con hidrógeno líquido suelen utilizarse para distancias largas, en donde los costos de licuefacción pueden compensarse con los menores costos unitarios de transporte.

Con respecto a la carga de amoniaco (NH_3) y de hidrógeno orgánico líquido (LOHC), su transporte es relativamente similar al transporte de hidrógeno líquido criogénico (LH_2), pero con

condiciones de temperatura menos exigentes. Este medio fundamentalmente se utiliza cuando la demanda coincide con el estado en que se transporta, es decir, que en caso de que el uso final sea hidrógeno, los estados GH_2 y LH_2 resultan ser mejores opciones en términos económicos debido al alto costo de reconversión del amoniaco.

6.6.2. Barcos transportadores de hidrógeno

Debido a que los costos de hidrógeno varían de forma significativa según el lugar de producción, el transporte en barcos se posiciona como una alternativa válida para consumidores lejanos a estos puntos. Cabe destacar que lo anterior puede ser aplicado en el ámbito nacional, al producir, por ejemplo, el hidrógeno en los lugares de alto recurso de ERNC (principalmente, la energía solar en el norte y eólica en el sur), y despacharlo a puntos de elevado consumo -o incluso exportarlo a países internacionales-.

Actualmente existen 3 formas de transportar el hidrógeno en barcos; estas son: mediante hidrógeno líquido (LH_2), amoniaco (NH_3), y portadores de hidrógeno orgánico líquido (LOHC).

En el caso del transporte por medio de LH_2, este permite movilizar entre 10 y 1.000 [ton/día], a distancias internacionales e intercontinentales mayores a 5.000 [km]. Cuando el hidrógeno se utiliza directamente, sin la necesidad de convertirlo en un compuesto externo, se opta por utilizar esta alternativa de transporte.

Por su parte, el amoniaco, como portador de hidrógeno, se elige como alternativa cuando el uso final es el mismo amoniaco. Esta opción ahorra el proceso de reconversión a hidrógeno; sin embargo es una tecnología inmadura, y que, adicionalmente, requiere de energía eléctrica por parte del sector de consumo.

El transporte de LOHC, consiste en utilizar compuestos químicos diferentes, como el tolueno o el metilciclohexano. Además que tiene la ventaja de aprovechar la infraestructura de transporte existente, ya que permite que el hidrógeno se encuentre en estado líquido. De forma similar al amoniaco, el hecho de querer transformarlo en hidrógeno, posee una serie de inconvenientes económicos y energéticos, que lo transforman en una opción no viable.

En términos económicos, el valor del hidrógeno vía transporte marítimo, varía de acuerdo al estado en que se encuentre el hidrógeno.

6.6.3. Redes de Gas (Tuberías) transportadoras de hidrógeno

A temperatura ambiente, el hidrógeno se encuentra en estado gaseoso, y es posible transportarlo de un punto a otro a través de una tubería, cuyo funcionamiento resulta ser análogo al transporte de gas natural (GN). En este mismo sentido, el transporte de hidrógeno permitiría transportar entre 10 y 1.000 [ton/día], ya sea mediante redes de transmisión (distancias largas) o por medio de redes de distribución (distancias cortas) (Frazer-Nash Consultancy, 2018).

Existen 2 formas de incorporar el hidrógeno en redes de gas: mezclándolo en las redes de gas natural existentes, con la implicancia que, en ciertos casos se debe reacondicionar la tubería; o construir una infraestructura dedicada netamente al transporte de H_2.

En el primer caso, se busca aprovechar la infraestructura existente de gas natural, para generar rutas de transporte del hidrógeno. En cuanto al porcentaje de hidrógeno en la mezcla, ésta resulta ser una de las principales discusiones en las experiencias internacionales debido a que la circulación de este elemento puede provocar fallas críticas en el funcionamiento de redes. Entre algunas de las fallas, se puede mencionar:

- **Fragilización por hidrógeno**: corresponde a un proceso donde el hidrógeno molecular se transmite a través de las fracturas o microgrietas de la tubería, reduciendo, en consecuencia, la ductilidad del material y aumentando la propagación de grietas de mayor tamaño. Incluso, materiales de mayor dureza sufren consecuencias mayores en comparación con sus contrapartes menos duras. Adicionalmente, las fallas por este proceso son intensificadas a medida que aumenta la presión de transporte.
- **Inflamabilidad**: como factor de seguridad, el hidrógeno presenta un mayor rango de inflamabilidad que el gas natural, junto con el hecho de que el H_2 requiere de un bajo requerimiento de oxígeno para su combustión.
- **Filtración**: la filtración del hidrógeno en las paredes de las tuberías es 5 veces mayor que la filtración producto del gas natural, el cual se debe, fundamentalmente, a su tamaño molecular y al *coeficiente de difusión* el cual depende de la materialidad de las cañerías que se están utilizando.
- **Colorante y odorante**: el hidrógeno es incoloro al ojo humano, por lo que al momento de la combustión no puede ser visto, dificultando así su manipulación. Adicionalmente, al ser inoloro se debe evaluar la incorporación de un odorante, pero se debe evaluar en qué grado afecta el poder del odorante a una mezcla de H_2, siendo una de las alternativas incorporar el odorante tradicional del GN (el cual es una mezcla de Terc-butil mercaptano y sulfuro de dimetilo).

La estructura necesaria para inyectar el hidrógeno en las redes de gas, puede dividirse en 3 elementos: estaciones de inyección, transporte y almacenaje, distribución y servicios. El porcentaje de H_2 que puede ser mezclado en las redes de gas, depende de la tolerancia de los componentes de cada segmento. El componente con la menor tolerancia definirá la tolerancia de toda la red.

En un comienzo, el H_2 debe pasar por una estación de inyección, en donde es mezclado con el gas natural e insertado a la red. La estación debe asegurar que el nivel de mezcla sea el adecuado y que la presión de ingreso sea la correcta.

Las redes de transporte buscan mover el gas natural a través de largas distancias, a diferencia de las redes de distribución y servicio que la hacen en cortas. Según el porcentaje de tolerancia de los equipos pertenecientes a las redes de transporte, se observa que las tuberías de acero y los compresores pueden tolerar una concentración de 1% y 5% de H_2, respectivamente, sin realizar mayores modificaciones (Vásquez Torres et al., 2021).

Las redes de distribución y servicio apuntan a transportar el GN desde el nodo final de la red de transporte, hasta las residencias o industrias que lo requieran. En este segmento se redude la presión de gas proveniente de las líneas de transporte hasta un valor entre 3 y 7 [bar] para aplicaciones industriales, y entre 1 y 3 [bar] para las residenciales. En relación a la tolerancia del hidrógeno, los gasoductos de distribución se caracterizan por operar a una baja presión y por estar hechos de polietileno, material que es capaz de operar con cantidades cercanas al 30% de H_2 en la mezcla (Vásquez Torres et al., 2021).

Por lo tanto, en el segmento de distribución y servicio es posible inyectar un mayor porcentaje de H_2 (5 a 30%) que en comparación con la red de transporte (1 a 5% en la mezcla).

Es importante destacar que existen desventajas inherentes a la naturaleza del H_2 al mezclarse con el gas; en particular, la densidad energética (volumétrica) del H_2 es semejante a la del GN, pero al no poder superar un porcentaje en volumen del 30% -debido a la tolerancia mecánica de las tuberías de distribución-, se requeriría, aproximadamente, de un díametro de tubería 3 veces mayor -para reemplazar todo el GN- (Vásquez Torres et al., 2021).

7. Antecedentes

7.1. Escenario Mundial del Hidrógeno

Diversas científicos han informado que, si se quiere evitar los peores impactos del cambio climático, se debe encontrar la manera de que las temperaturas globales no sigan subiendo (IPCC, 2023).

Dado lo anterior, el desafío es inmenso. Las temperaturas ya están 1,0 [°C] por encima de niveles preindustriales y, según el Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC, por sus siglas en inglés), "*con solo elevarse otro 0,5 [°C] los efectos podrían ser devastadores*" (IPCC, 2023).

Ante este escenario, muchos países están buscando urgentemente cómo resolver sus necesidades energéticas sin seguir dañando al medioambiente. Es así como, en la actualidad, se están planificando megaproyectos en torno al mercado del hidrógeno verde, que, aunque se encuentran mayormente en fase de planificación, suponen una directriz para el resto del mundo.

Dentro de los países con mayores avances en cuanto a proyectos de producción de hidrógeno verde, se encuentran:

- **Australia**: País que lidera los planes de producción de este energético en el mediano plazo (2030), con propuestas para construir 5 megaproyectos en su territorio, gracias a sus enormes recursos de energía renovable, en particular eólica y solar.

  El proyecto más grande –del país y del mundo- es el Asian Renewable Energy Hub, en Pilbara, Australia Occidental, donde se planea construir una serie de plantas con electrolizadores con una capacidad total de 14 [GW].

  Al cierre de 2021, Australia cuenta con 35 proyectos asociados a la producción de H_2V; 14 en construcción y 21 en fase de planificación.

Los otros cuatro proyectos (dos en Australia Occidental y dos en Queensland, en el este) están todavía en la fase inicial de planificación, pero, de aprobarse, sumarían otros 13,1 [GW].

- **Países Bajos**: La petrolera anglo-neerlandesa Shell lidera junto con otros desarrolladores el proyecto NortH2 en el Puerto de Ems, en el norte de Países Bajos, que prevé la construcción de al menos 10 [GW] de electrolizadores.

  El objetivo es tener 1 [GW] para 2027 y 4GW para 2030, utilizando energía eólica offshore.
- **Alemania**: Este país planea desarrollar sus propios proyectos de hidrógeno verde. El más grande es el de AquaVentus, en la pequeña isla de Heligoland, en el mar del Norte. El plan es construir allí 10 [GW] de capacidad para 2035.
- **China**: Con un consumo anual de más de 24 [Mt], es el país con mayor producción y demanda de hidrógeno en el mundo; sin embargo, en el caso de su producción, ésta se basa principalmente en el uso de carbón, el cual representa entre un 3-5% de su consumo interno. No obstante, el país está dando sus primeros pasos en el mercado del hidrógeno verde con la elaboración de su primera hoja de ruta del hidrógeno, la cual fue emitida en 2016. Desde entonces ha centrado el uso de hidrógeno en aplicaciones relacionadas con el transporte.
- **Arabia Saudita**: El país árabe con mayores reservas de petróleo también planea incursionar en el mercado del hidrógeno verde, con el llamado Helios Green Fuels Project. Estará ubicado en la futurista "ciudad inteligente" de NEOM, emplazada a orillas del mar Rojo, en la provincia de Tabuk, en el noroeste del país.

  Se ve prevé que el proyecto de 5.000 MUSD instale 4 [GW] de electrolizadores para 2025.
- **India**: Los responsables políticos estudian la posibilidad de que las refinerías de petróleo y las plantas de fertilizantes utilicen el hidrógeno verde en sus procesos industriales, como

una oportunidad de valor añadido que busca la independencia energética del país.

- **Japón**: Si bien el país carece de los recursos naturales de energía eólica o solar para generar hidrógeno, está desarrollando acuerdos de suministro a largo plazo para su importación.
- **Corea del Sur**: Considera al hidrógeno como base del crecimiento económico y creación de empleo. Sostiene la intención de convertirse en el líder mundial, aprobando la primera ley que promueve vehículos de hidrógeno, estaciones de carga y pilas de combustible.
- **Estados Unidos**: Representa un 13% de la demanda mundial. El gobierno generó normativas para impulsar el desarrollo del hidrógeno limpio y programas gubernamentales con el objetivo de reducir el costo del hidrógeno limpio.
- **Otros países**: Entre algunos países destacados se encuentra Chile, Marruecos y Namibia, quienes están desarrollando proyectos como exportadores de hidrógeno verde mediante las ERNC.

7.1.1. Demanda y principales usos del H_2 a nivel Mundial

A nivel global, la demanda de hidrógeno alcanzó poco más de 94 millones de toneladas (Mt) en 2021, el cual corresponde a un incremento de un 5% con respecto al año 2020. De este valor, el mayor incremento corresponde al uso de hidrógeno para producción de "productos químicos", con un aumento de 3 [Mt] con respecto al año 2020, y "refinería"[1] con, aproximadamente, un incremento de 2 [Mt] con respecto al año 2020 (IEA, 2022).

[1] El uso de hidrógeno para refinería, comprende los trabajos de remoción de impurezas, especialmente sulfuro, y para convertir fracciones de petróleo pesado en productos más livianos (IEA, 2022).

Por país, China es el principal consumidor de hidrógeno a nivel mundial, con aproximadamente 28 [Mt] en el año 2021, el cual representa un incremento de un 5% con respecto al año 2020, seguido por Estados Unidos, con un consumo en el año 2021 de 12 [Mt], con un aumento de un 8% respecto al año 2020 (IEA, 2022).

En la Figura 13, se muestra la demanda proyectada de hidrógeno por país, de 2019 a 2021:

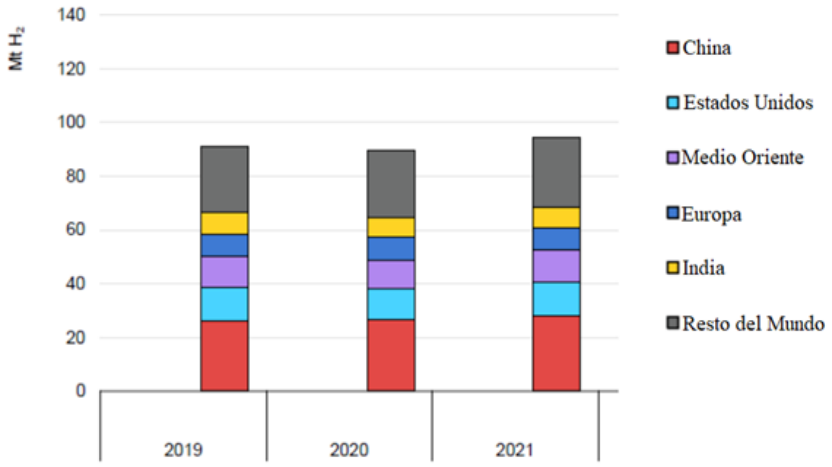


***Figura 13**: Demanda de hidrógeno por país, de 2019 a 2021*

(IEA, 2022)

Desde el punto de vista del uso por sector, el hidrógeno es utilizado principalmente por el sector "industria", con aproximadamente 48 [Mt] de demanda al cierre de 2021; seguido por el sector "refinería", con 40 [Mt] de demanda al cierre de 2021; y, finalmente, con un volumen mucho menor, el sector "otros consumos", referidos al sector de transporte (30 [Kt] en 2021), Construcción (0,6 [Mt] en 2021). y generación eléctrica (0,35 [Mt] en 2021) (IEA, 2022).

En la Figura 14, se presenta la demanda proyectada de hidrógeno por uso, de 2019 a 2021:

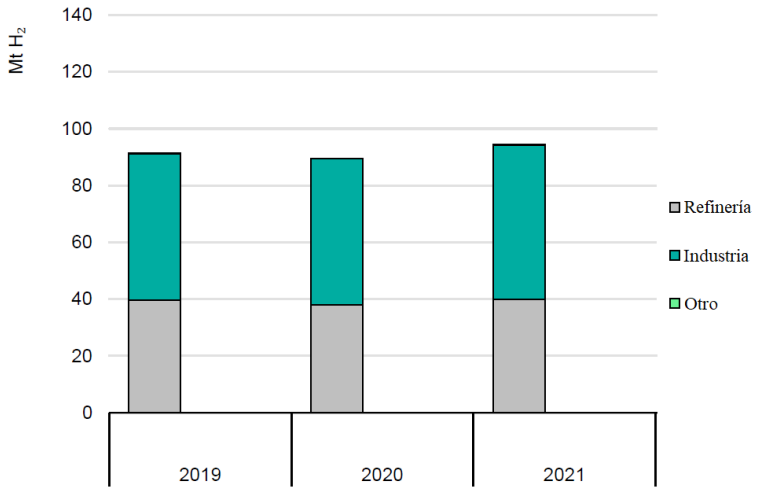


***Figura 14**: Demanda proyectada de Hidrógeno por uso, de 2019 a 2021*

Fuente: (IEA, 2022)

Dentro del sector industrial, el uso principal de H_2 se enfoca en la producción de amoniaco, con 34 [Mt], seguido por la producción de metanol, con 15 [Mt] y finalmente la industria del Acero, con 5 [Mt]. Otras aplicaciones industriales -donde se producen volúmenes comparativamente más pequeños de hidrógeno- incluyen procesos en la electrónica, la fabricación de vidrio y en las industrias químicas (IEA, 2022).

En la Figura 15, se muestra la demanda proyectada de H_2 a nivel global por sector industrial, de 2015 a 2021:

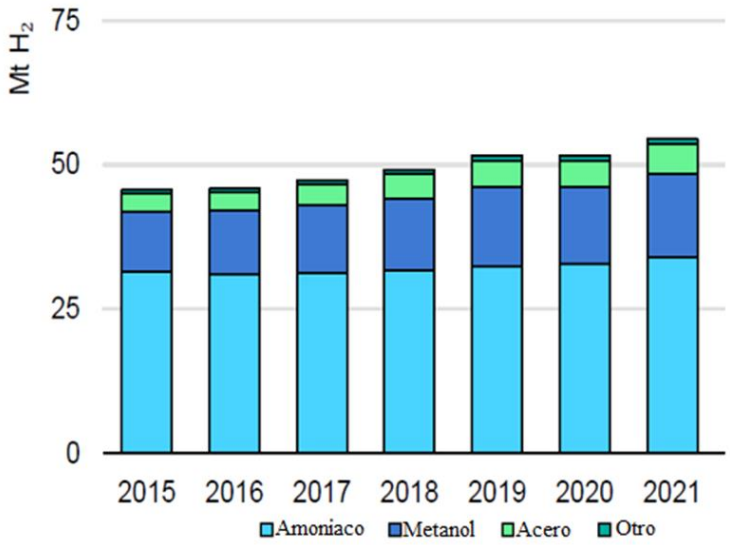


***Figura 15**: Demanda proyectada de hidrógeno a nivel global por sector industrial, de 2015 a 2021 (IEA, 2022)*

De igual forma, en los últimos años se han visto fuertemente impactadas las aplicaciones del hidrógeno relacionadas con el transporte, como es la propulsión de automóviles, buses y camiones; así como también, el uso de hidrógeno para el transporte de trenes, tranvías, aviones, barcos e incluso drones.

La Figura 16 muestra una proyección de la demanda global por sector, de 2015 a 2050:

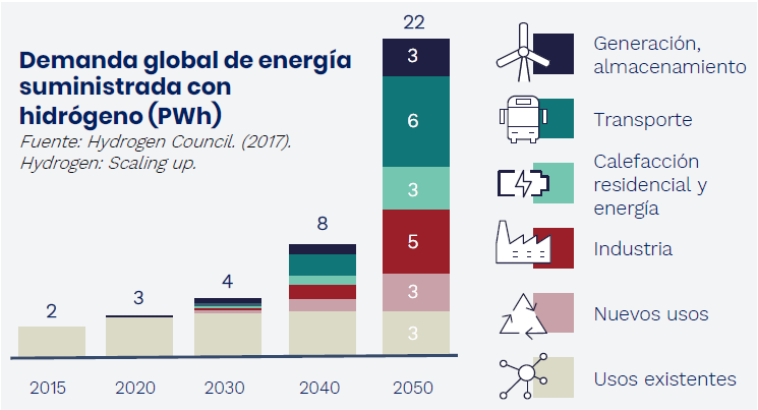


***Figura 16**: Proyección de la demanda global por sector, de 2015 a 2050 (Ministerio de Energía de Chile, 2020)*

De la Figura 16, se aprecia que la demanda de hidrógeno en los sectores de transporte e industrial va en aumento, lo que supone un futuro promisorio para el uso de este energético a nivel mundial.

En línea con lo anteriormente indicado, la Figura 17 muestra la proyección, de 2019 al 2021, de la demanda de hidrógeno por tipo de vehículo:

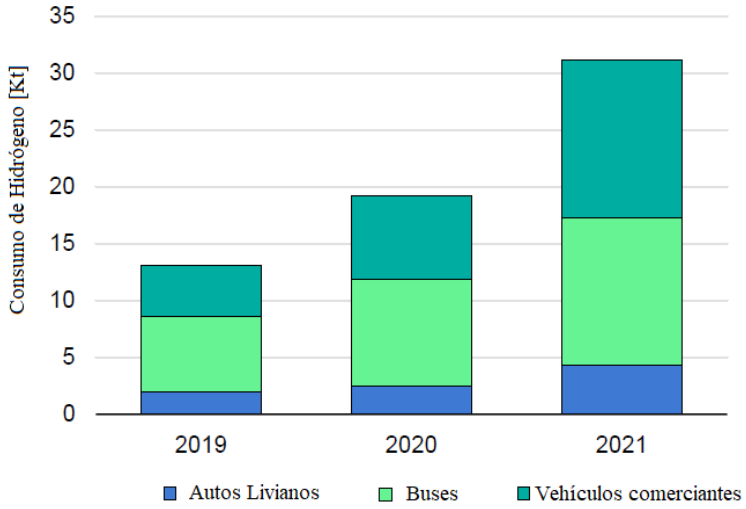


***Figura 17**: Demanda de hidrógeno por tipo de vehículo, de 2019 a 2021*

Fuente: (IEA, 2022)

Asimismo, y no menos destacado, son las aplicaciones relacionadas con equipamiento estacionario, como son, por ejemplo, grandes consumidores que persiguen un desarrollo sostenible en edificios, hospitales, aeropuertos y planteas de tratamiento de agua.

Así, en la Figura 18 se presenta un esquema con el uso potencial del H_2 en diversas aplicaciones:

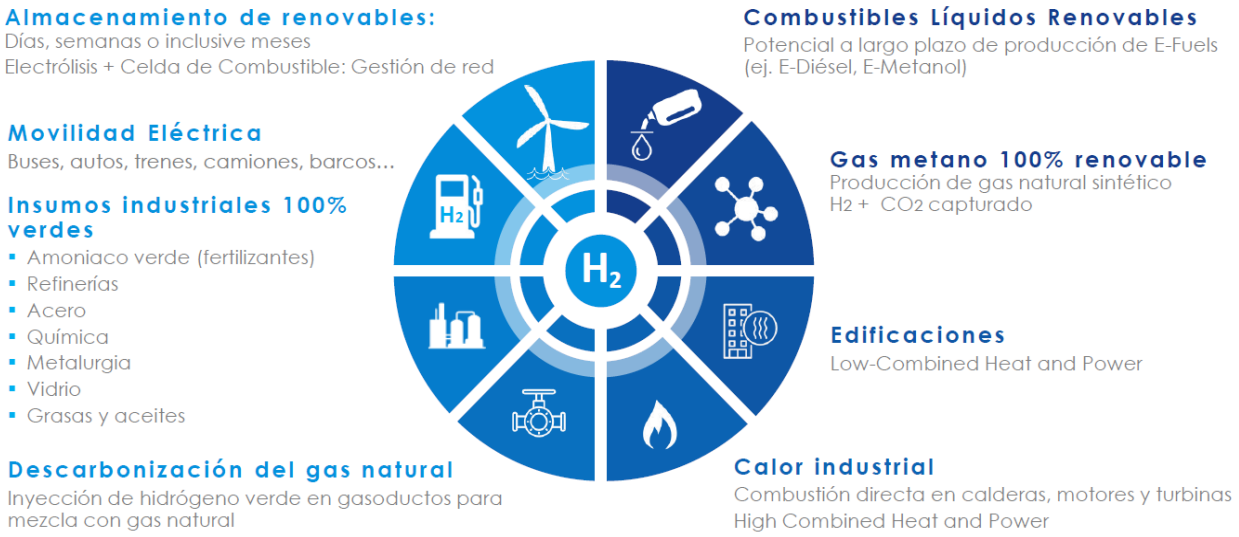


***Figura 18**: Uso potencial de hidrógeno en diversas aplicaciones*

(GIZ, 2021)

7.1.2. Producción del Hidrógeno a Nivel Mundial

En 2021, la producción de hidrógeno a nivel global alcanzó 94 [Mt], siendo ésta mayormente generada por medio de combustibles fósiles (95%), lo que implicó una emisión de más de 900 [Mt] de CO_2 a la atmósfera (IEA, 2022).

La producción de H_2 por medio de gas natural, sin captura, utilización y almacenamiento de carbono (sin CCUS, en inglés), representó un 62% de la producción total en 2021; por su parte, la producción a través del carbón, representó un 19% del total en 2021. De este último, se destaca que China fue su principal productor. Y el reformado de petróleo en refinerías, contribuyó con el 18% del total producido en 2021 (IEA, 2022).

En cuanto a la producción de hidrógeno por medio de fuentes de baja emisión contaminante, esta alcanzó menos de un 1 [Mt], lo que representa un 0,7% del total de hidrógeno producido a nivel mundial en 2021. De este valor, la mayor parte provino de la combustión de combustibles fósiles con CCUS (con elementos de captura, utilización y almacenamiento de carbono) o, también denominado, “hidrógeno azul”.

En la Figura 19, se muestra la evolución de producción de hidrógeno, por tipo de tecnología, de 2020 a 2021:

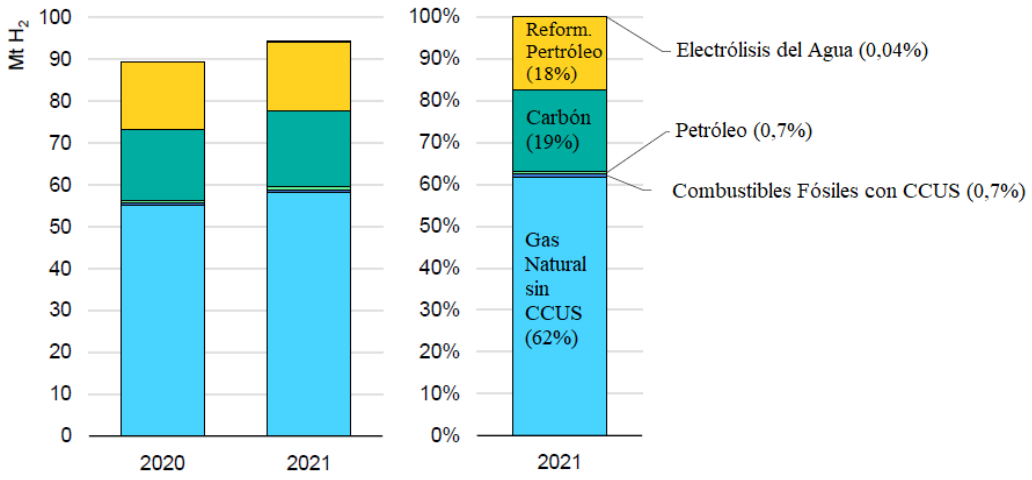


***Figura 19**: Evolución de la producción de hidrógeno por tipo de tecnología, de 2020 a 2021 (IEA, 2022)*

Adicionalmente la producción de H_2V mediante la electrólisis de agua representó sólo un 0,04% de la producción mundial de hidrógeno en 2021 (35 [Kt]); no obstante, la cantidad de H_2V producida, aunque muy pequeña, aumentó casi en un 20% en comparación con el 2020, lo que refleja un creciente despliegue de esta tecnología. Se espera que al año 2030 la producción de H_2 mediante la electrólisis del agua alcance las 14 [Mt] (o 14.000 [Kt]), es decir, un aumento de más de 398 veces con respecto al año 2020.

En la Figura 20 se presenta una estimación al año 2030, por región, de la producción de H_2V mediante electrólisis del agua, de acuerdo a lo presentado por la Agencia Internacional de Energía (IEA) en 2022:

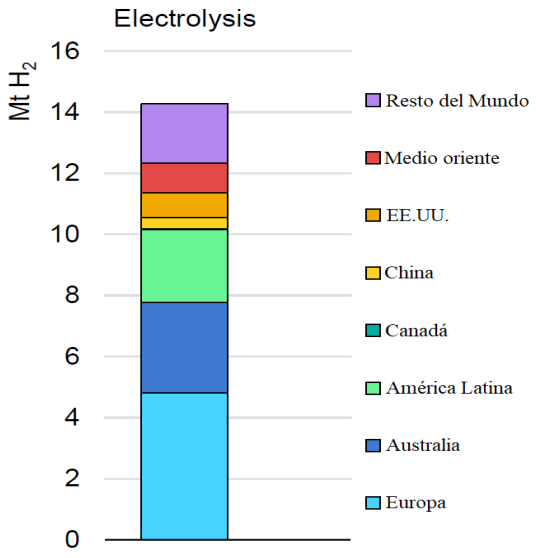


***Figura 20**: Estimación al año 2030, por región, de la producción de H_2V mediante electrólisis del agua (IEA, 2022)*

De acuerdo a lo presentado en la Figura 20, Europa y Australia liderarán, a nivel mundial, la producción de H_2V mediante electrólisis del agua al 2030, con, aproximadamente, 4,8 [Mt] de H_2 y 3,0 [Mt] de H_2, respectivamente. Sin embargo, en el caso de Europa, se destaca que la producción total no será suficiente para satisfacer su creciente demanda a ese mismo año. De hecho, de acuerdo a estimaciones, requerirá de 10 [Mt/año] de H_2 para cubrir su demanda, es decir, más del doble de lo estimado a producir el año 2030 (BioBio Chile, 2023).

En el tercer puesto a nivel mundial, se encuentra la producción de H_2V en América Latina, con un total estimado, de 2 [Mt] de H_2V, en 2030 (IEA, 2022).

Finalmente, en relación a la cantidad de proyectos en etapa de construcción o desarrollo a nivel mundial, se destaca que, a la fecha, existen cerca de 460 proyectos asociados a plantas electrolizadoras, y se espera que, de acuerdo a lo presentado en la Figura 20, continúe esta senda en los próximos años (IEA, 2022).

7.1.3. Eficiencia de los Electrolizadores frente a otras tecnologías

En la actualidad existen diferentes tecnologías de producción de hidrógeno en función de la materia prima empleada.

En la siguiente Tabla 5, se muestra un comparativo de las tecnologías existentes en el mercado para la producción de H_2:

***Tabla 5**: Eficiencia de tecnologías existentes en el mercado para la producción de H_2*

Tecnología	Materia Prima	Eficiencia [%]
Reformado de vapor	Hidrocarburos	70 - 85
Oxidación parcial	Hidrocarburos	60 - 75
Reformado auto-térmico	Hidrocarburos	60 - 75
Reformado de plasma	Hidrocarburos	9 - 85
Gasificación de biomasa	Biomasa	35 - 50
Reformado de fase acuosa	Carbohidratos	35 - 55
Electrólisis (Alcalina)	H_2O	60 - 70
Electrólisis (PEM)	H_2O	70 - 80
Termólisis	H_2O	50 - 70
Fotólisis	H_2O	0,5

(Elaboración propia en base a datos de TECPA, 2021 y Fúnez Guerra & Reyes-Bozo, 2019)

Como se aprecia en la Tabla 5 la tecnología de reformado de vapor cuenta con una de las mayores eficiencias de producción de H_2 (70 – 85); sin embargo, no es una tecnología sustentable con el medio ambiente, ya que para su funcionamiento se requiere la utilización de combustibles fósiles. Por su parte, la tecnología de electrólisis PEM, se presenta como una de las alternativas menos contaminantes, y es eficientemente competitiva, aunque su uso en la actualidad no está tan masificado como la tecnología de electrólisis alcalina, dado su elevado costo de inversión.

7.1.4. Costos de inversión (CAPEX) de los electrolizadores

La Figura 21 muestra una proyección del costo de inversión (CAPEX) del electrolizador tipo PEM, de 2021 a 2050:

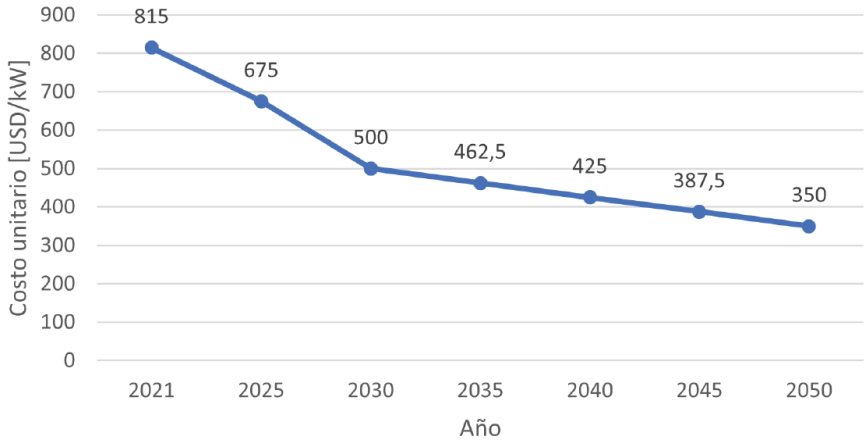


***Figura 21**: Proyección del costo de inversión unitario (CAPEX) del electrolizador tipo PEM, de 2021 a 2050*

(Base de datos del Centro de Energía de Universidad de Chile)

De acuerdo a la Figura 21, se proyecta una baja considerable en los costos de inversión de los electrolizadores tipo PEM, en torno a un 40% del año 2021 a 2030.

En complemento a lo anterior, de acuerdo al informe “Green Hydrogen Cost Reduction”, desarrollado por la International Renewable Energía Agency (IRENA) en el año 2020, la Figura 22 muestra una comparativa entre los costos de inversión de la tecnología alcalina (AEL) y la tecnología PEM, para los años 2020 y 2050:

	2020				2050			
	Alkaline	PEM	AEM	SOEC	Alkaline	PEM	AEM	SOEC
Capital cost range estimate for the entire system, >10 MW [USD/kW_{el}]	500-1000	700-1400	-	-	< 200	< 200	< 200	< 300

***Figura 22**: Comparativa entre los costos de inversión (CAPEX) de la tecnología de electrolizadores alcalinos (AEL) versus la tecnología de electrolizadores tipo PEM, para los años 2020 y 2050*

(IRENA, 2020)

De acuerdo a lo presentado en la Figura 22, en el año 2020 la diferencia de costos de inversión de ambas tecnologías, se ubicó en torno a un 40%, siendo la alternativa del electrolizador alcalino la más económica. Sin embargo, se espera que al año 2050 los costos de inversión de ambas tecnologías (AEL y PEM) se equiparen bajo los 200 [USD/kW].

7.1.5. Costos de producción de hidrógeno a nivel mundial por tipo de tecnología

La Figura 23 muestra una proyección de los costos nivelados de hidrógeno (LCOH) por tipo de tecnología, de 2021 a 2050. Lo anterior se fundamenta en base al informe "*Global Hydrogen Review 2022*", publicado por la Agencia Internacional de Energía (IEA, en inglés):

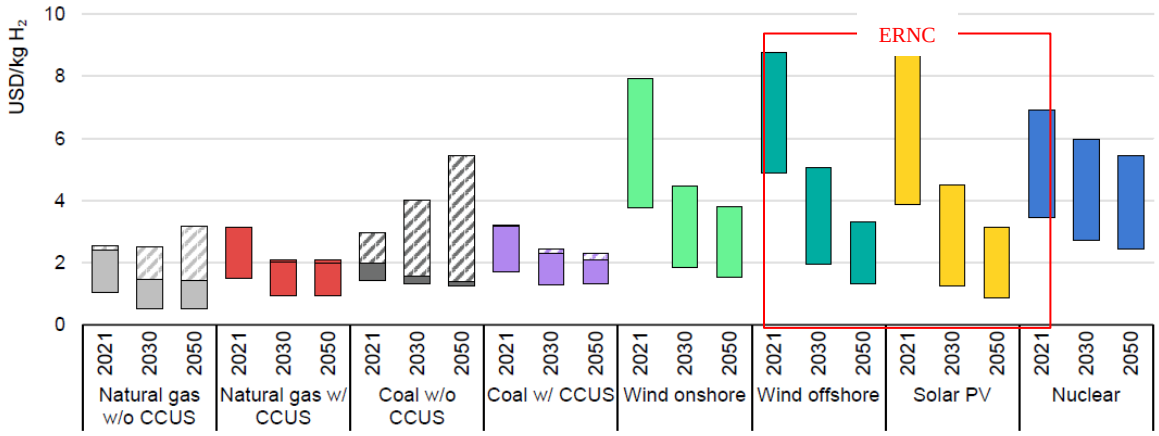


***Figura 23**: Proyección de costos asociados a la producción de hidrógeno por tipo de tecnología, de 2021 a 2050.*

(IEA, 2022)

De acuerdo a lo presentado en la Figura 23, para el 2021 los LCOH de hidrógeno verde, es decir, para efectos de este trabajo, la producción referente a la energía eólica (*off-shore*) y Solar, representan los costos más elevados de todas las tecnologías evaluadas (4-9 USD / kg H_2). Sin embargo, se espera que a partir de 2030 el LCOH del H_2V tienda a valores no superiores a 5 USD / kg H_2, lo que lo hace un actor competitivo frente a otras tecnologías tradicionales -y más contaminantes-, como lo son la producción por medio de carbón o la energía nuclear.

En base a los LCOH indicados en la Figura 23, y teniendo en consideración lo indicado en el Informe "*Construcción de una Estrategia para el desarrollo del mercado de hidrógeno verde en Chile a través de Acuerdos Público Privados*", elaborado por Hartmann & Martinez, en 2019,

en la Figura 24 se muestra una proyección del costo (en USD/Kg H_2) de los principales ítem involucrados en la producción de H_2V mediante electrólisis de agua, de 2021 a 2050:

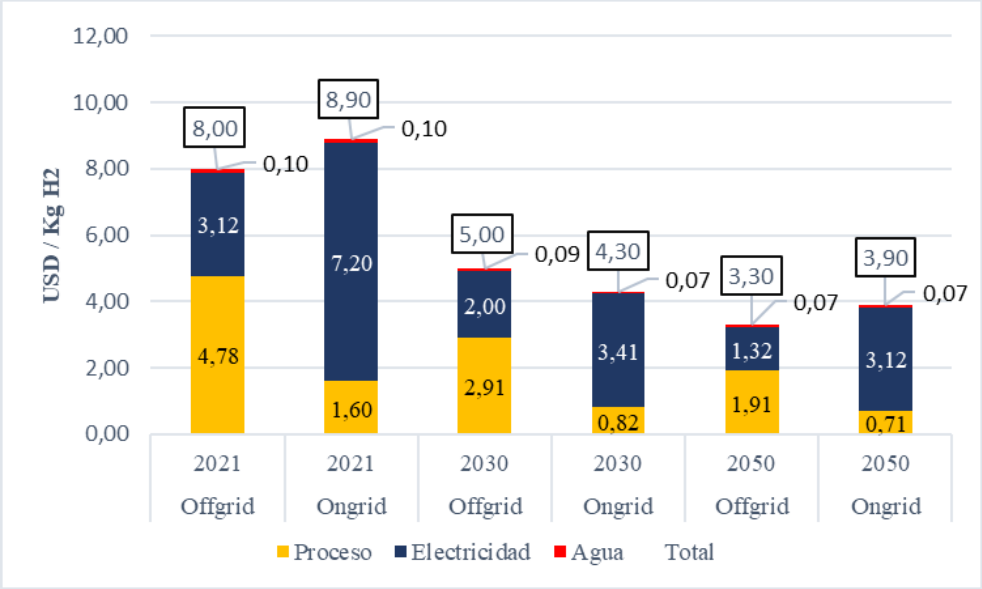


***Figura 24**: Proyección del costo de los principales ítem involucrados en la producción de H_2V mediante electrólisis del agua, de 2021 a 2050*

(Elaboración propia usando datos de Hartmann & Martinez e IEA)

Como se muestra en la Figura 24, tanto para los proyectos "*On-grid*" como "*Off-grid*", se presenta una caída, al 2050, en los costos totales de producción; sin embargo, se destaca que para los proyectos *Off-grid* la caída es mayor, llegando a un costo de 3,3 USD/Kg H_2 al año 2050 versus los 3,9 USD/Kg H_2 estimado para los proyectos "*On-grid*" a igual año.

Adicionalmente, como se aprecia en la Figura 24, para todos los casos proyectados el costo del agua es muy inferior a los costos de electricidad y proceso; destacando que este último comprende los costos de inversión y operación (CAPEX y OPEX, respectivamente), en un escenario de *factor de planta* del 30%.

7.1.5.1. *Costos de electricidad mediante electrólisis del agua*

En procesos *Off-grid*, los costos de electricidad para obtener hidrógeno verde por medio de la electrólisis del agua son uno de los más elevados (en torno al 40% del costo total de operación de un electrolizador), solamente siendo superado por los costos de proceso (CAPEX y OPEX).

De acuerdo a la Figura 24, el costo estimado de energía en el proceso de electrólisis del agua (tipo "*off-grid*"), pasa de 3,12 USD/Kg H_2 en 2021, a 1,32 USD/Kg H_2, en 2050.

7.1.5.2. *Costos de Agua mediante electrólisis del agua*

Diversos estudios informan que el costo de agua como insumo del electrolizador es siempre marginal (Hartmann & Martinez, 2019). El valor de referencia es de 8,9 litros de agua para producir 1 [kg] de hidrógeno (0,266 lts/kWh de H_2) (Lehmann 2014, p. 87).

Por otra parte, se destaca que los electrolizadores, en general, requieren de agua desmineralizada -para no acumular impurezas no deseadas-; dado esto, se debe tener presente el costo asociado. Una alternativa podría ser suministrar agua desalinizada mediante *osmosis inversa*. Esto tiene un costo asociado de 0,05 USD por cada kilogramo de hidrógeno producido (Hartmann & Martinez, 2019).

7.1.6. Costos de transporte de H_2

7.1.6.1. *Costos de transporte de H_2 vía camión*

En la Tabla 6 se presenta una comparativa de los LCOH de transporte vía camión y reconversión a H_2, según el estado del hidrógeno:

***Tabla 6**: Comparativa de los LCOH de transporte vía camión y reconversión a H_2, según el estado del hidrógeno*

Costo de transporte		
Estado del H2	**Unidad**	**Valor**
GH2	[USD/kg/km]	-
LH2	[USD/kg/km]	0,00066
Amoniaco	[USD/kg/km]	0,00074
LOHC	[USD/kg/km]	0,0014
Costo de reconversión		
Estado del H2	**Unidad**	**Valor**
GH2	[USD/kg]	-
LH2	[USD/kg]	0,01
Amoniaco	[USD/kg]	1,01
LOHC	[USD/kg]	2,15

(IEA, 2019)

7.1.6.2. *Costos de transporte de H_2 vía marítima*

En la Tabla 7 se muestra una comparativa de los LCOH de transporte vía marítima y reconversión a H_2, según el estado del hidrógeno:

***Tabla 7**: Comparativa de los LCOH de transporte vía marítima y reconversión a H_2, según el estado del hidrógeno*

Costo de transporte		
Estado del H2	**Unidad**	**Valor**
LH2	[USD/kg/km]	0,000125
Amoniaco	[USD/kg/km]	0,000025
LOHC	[USD/kg/km]	0,000032
Costo de reconversión		
Estado del H2	**Unidad**	**Valor**
LH2	[USD/kg]	1,00
Amoniaco	[USD/kg]	1,00
LOHC	[USD/kg]	0,40

(IEA, 2019)

Adicionalmente, en la Figura 25 se muestra un esquema comparativo de los costos de transporte marítimo de H_2 por país, al 2030:

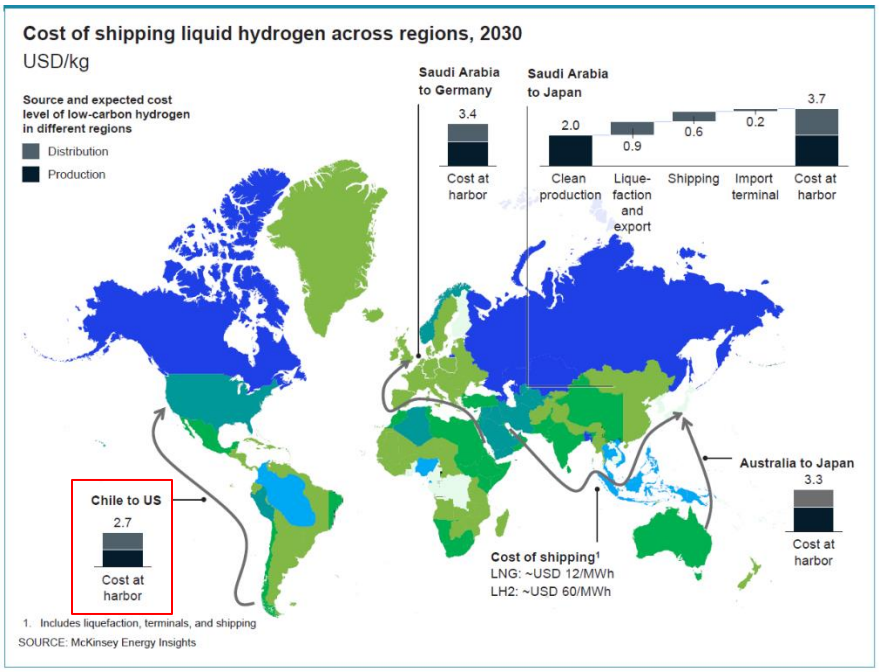


***Figura 25:** Esquema comparativo de los costos de transporte marítimo de H_2 por país, al 2030.*

(Hydrogen Council, 2020)

7.1.6.3. *Costos de transmisión de H_2 por gasoductos*

En la Tabla 8 se presenta una comparativa de los costos de inversión y operación de gasoductos para transmisión de H_2:

***Tabla 8**: Comparativa de los costos de inversión y operación de gasoductos para transmisión de H_2*

Transmisión de H2 por gasoducto			
Parámetro de costo	**Unidad**	**Reacondicionamiento de red (Mezcla H2 y GN)**	**Red 100% dedicada a H2**
CAPEX gasoducto	[USD/km]	565.000	3.107.500
CAPEX compresor	[USD/MW]	3.842.000	3.842.000
OPEX anual (no incluye electricidad)	[%]	1,7%	1,7%

(Elaboración propia en base a datos de European Hydrogen Backbone)

7.1.7. Principales proveedores de electrolizadores en el mundo

En la Figura 26 se muestran los principales proveedores de electrolizadores a nivel mundial. Y en el que se destaca la gran oferta en cuanto a tipos, tecnologías y capacidad

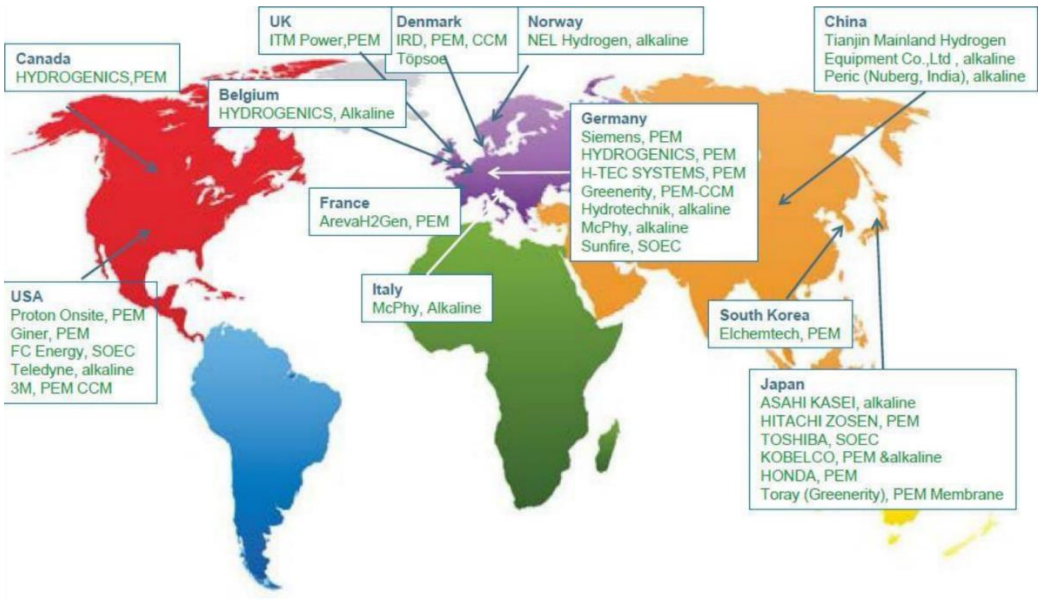


***Figura 26**: Principales proveedores de electrolizadores en el mundo*

(Ariema Energía & Heymo Ingeniería, 2020)

Respecto a lo presentado en la Figura 26, se destaca que el 60% de la capacidad mundial de fabricación de electrolizadores se encuentra en la Unión Europea. Adicionalmente, Europa es líder en materia de tecnología: posee aproximadamente un 40% de todas las patentes relevantes. Su liderazgo es particularmente fuerte en lo que respecta a la tecnología de electrolizadores PEM. Sin embargo, la industria europea de electrolizadores enfrenta una fuerte competencia, principalmente de China, ya que el país posee cerca de un 35% de la capacidad de fabricación mundial de electrolizadores, y se espera que en los próximos años su capacidad de producción se quintuplique (NUSO, 2023).

7.1.8. Marco Normativo Internacional sobre el Hidrógeno

En cuanto al marco normativo internacional que controla, entre algunas cosas, la generación, el transporte y la operación del hidrógeno. En la Figura 27 se muestra un compendio de ellas:

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

***Figura 27**: Marco normativo internacional para el correcto uso del hidrógeno (GIZ, 2019)*

7.1.9. Escenario a nivel Latinoamericano del H_2V

Si bien, en la actualidad, la industria del H_2V a nivel latinoamericano es incipiente en cuanto a producción de este energético a escala comercial, se destaca que algunos países se encuentran desarrollando, en diversos grados de avance, políticas públicas, incentivos, regulaciones e incluso proyectos asociados al H_2V.

La Figura 28 muestra el índice de desarrollo de la industria del H_2V en América Latina, al 2022:

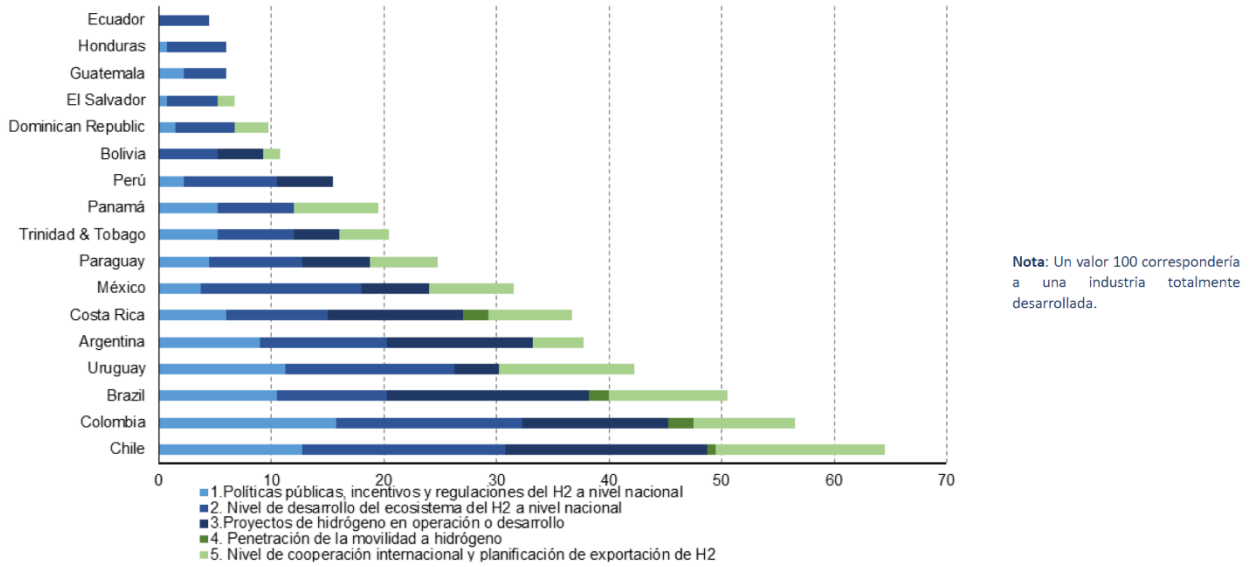


***Figura 28**: Índice de desarrollo de la industria del H_2V en América Latina, al 2022 (CEPAL, 2022)*

Como se aprecia en la Figura 28, Chile junto a Colombia y Brasil, lideran, a nivel latinoamericano, el desarrollo de políticas públicas, incentivos, regulaciones y proyectos en torno al H_2V.

Asimismo, en cuanto al desarrollo de estrategias y planes de H_2V, la Figura 29 muestra un estatus de desarrollo a nivel latinoamericano al año 2023:

***Figura 29**: Estatus Desarrollo de estrategias y planes de H_2V a nivel latinoamericano, a 2023 (LAC Green Hydrogen Action, 2023)*

De acuerdo a lo planteado en la Figura 29, al año 2023 sólo Chile, Panamá, Costa Rica, Ecuador y Uruguay cuentan con estrategias nacionales del H_2V.

En cuanto a cantidad de proyectos, a nivel latinoamericano, asociados al H_2V, ya sea en operación y/o desarrollo, en la Figura 30 se presenta un estatus a agosto de 2023:

***Figura 30**: Proyectos en operación y/o planificación a nivel latinoamericano a agosto de 2023 (LAC Green Hydrogen Action, 2023)*

Como se aprecia en la Figura 30, Chile lidera, a nivel latinoamericano, la cantidad de proyectos en operación y/o desarrollo, con un total de 50 proyectos a agosto de 2023, seguido por Brasil, con un total de 42 proyectos, y Colombia con un total de 27 proyectos.

7.2. Escenario Nacional del Hidrógeno

7.2.1. Generalidades

En la actualidad, diversos informes dan cuenta de la importancia de potenciar la producción de hidrógeno verde en Chile. Y cómo, incluso, podría llegar a ser uno de los mayores productores a nivel mundial.

Es así como, de acuerdo a lo expresado por el (Ex) Ministro de Energía, Juan Carlos Jobet E., en el informe "*Proposición de Estrategia Regulatoria del Hidrógeno para Chile*", indica que "*el país cuenta con el potencial de energía renovable para construir 70 veces la capacidad de generación eléctrica que tenemos hoy*". Asimismo, "*Chile cuenta con más de 1.800 [GW] de potencial energético*" (Ministerio de Energía de Chile, 2020).

La Figura 31, presenta un esquema del potencial energético chileno en ERNC:

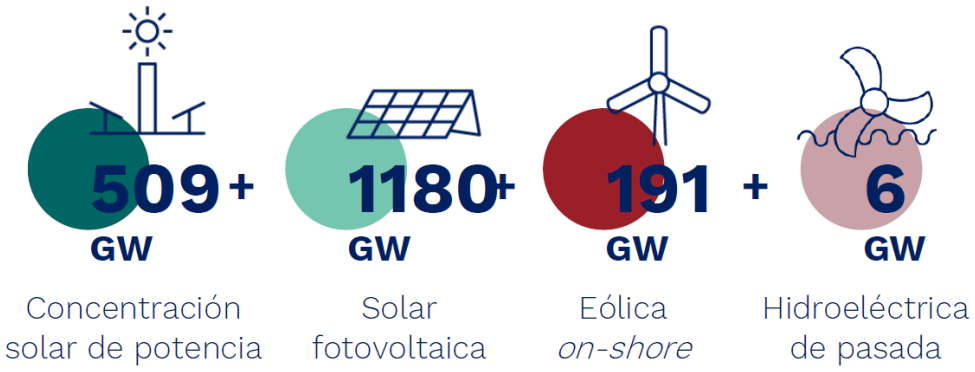


***Figura 31**: Potencial Energético Chileno en ERNC*

(Ministerio de Energía de Chile, 2020)

Otro informe desarrollado por Business News Americas (BNamericas) "*Data Insights: Chile encabezará desarrollo de energías renovables en 2023*", plantea, en referncia a las ERNC, que "*Chile será el país latinoamericano que más pisará el acelerador este año (2023) en lo que se refiere a las actividades en proyectos de energías renovables, al tiempo que continúa con su auge en las fuentes solar y eólica*". Y, según sus proyecciones, "*la producción de energía solar en Chile subirá de 4.524 [MW] en el 2022 a 5.940 [MW] en el 2023; por su parte, la producción eólica de 1.581 [MW] a 3.300 [MW]*" (BNAMERICAS, 2023).

En la Figura 32 y Figura 33 se muestra la proyección de crecimiento de la energía solar y eólica en Latinoamérica (en MW), respectivamente, entre los años 2022 al 2023:

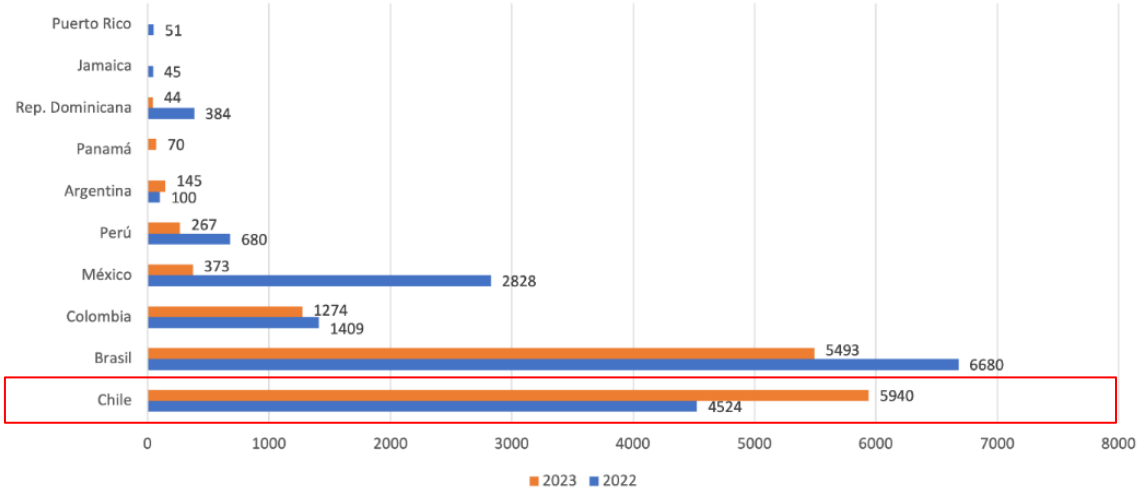


***Figura 32**: Proyección de crecimiento de la energía solar (en MW), entre los años 2022 y 2023 (BNAMERICAS, 2023)*

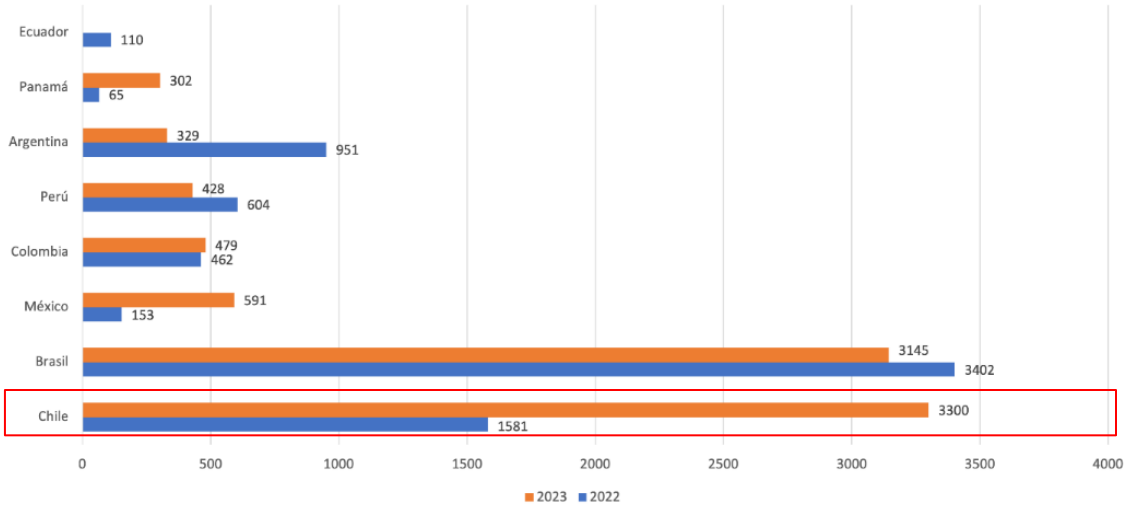


***Figura 33**: Proyección de crecimiento de la energía eólica (en MW), entre los años 2022 y 2023 (BNAMERICAS, 2023).*

En cuanto a los LCOH, según el informe "Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde", Chile contará al año 2030 con el H_2V más competitivo del planeta, incluso mejorando el escenario de LCOH propuesto por la Agencia Internacional de Energía (IEA) a ese mismo año.

Según lo presentado en la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde, el país presentará un LCOH de sólo 1,4 [USD/kg H_2] al 2030.

La Figura 34 muestra una proyección de los LCOH, mediante electrólisis del agua, de 2025 a 2050:

***Figura 34**: Proyección de los LCOH, mediante electrólisis del agua en Chile, de 2025 a 2050 (Ministerio de Energía de Chile, 2020)*

A nivel latinoamericano, los LCOH provenientes de ERNC, proyectados a 2030 y 2050, se muestra en la Figura 35:

LCOH\Country	Argentina	Brazil	Chile	Colombia	Costa Rica	Mexico	Peru	Uruguay
2030	1.5 – 1.6	1.3 – 1.5	1.3 – 1.8	1.7 – 3.7	2.0 – 4.8	2.55 – 3.25	2.6	1.2 – 1.9
2050	N/A	N/A	0.8 – 1.1	1.5 – 2.4	1.2 – 1.9	1.22 – 1.50	1.0 – 1.3	1.0 – 1.4

***Figura 35**: LCOH provenientes de ERNC, proyectados a 2030 y 2050 (LAC Green Hydrogen Action, 2023)*

De acuerdo a la Figura 35 se aprecia que, al año 2030, los LCOH en América Latina se encontrarán en un rango similar; sin embargo, la proyección al año 2050 muestra que Chile liderará los menores LCOH, los cuales oscilarán entre 0,8-1,1 [USD/ kg de H_2], seguido por Perú y

Uruguay, con 1,0-1,3 [USD/ kg H_2] y 1,0-1,4 [USD/ kg H_2], respectivamente.

7.2.2. Principales usos del hidrógeno producido en Chile

En Chile se produce H_2 para abastecer a diversos procesos productivos que lo utilizan como reactante y en atmósferas controladas. A continuación, se clasifican las aplicaciones según la industria que representan, estimando la demanda anual y detallando la cadena de abastecimiento:

- **Producción de Combustibles**: el H_2 se utiliza para producir algunos combustibles derivados del petróleo o del gas natural. Para ello, se emplean diversos procesos, entre los que se encuentra: la *refinación catalítica*, que requiere de un abastecimiento continuo de H_2, el *hydrocracking* y el *hydrotreating*.

  A nivel nacional, más del 60% de los combustibles consumidos son provistos por ENAP (Empresa nacional del Petróleo), la cual produce y distribuye combustibles para todo el país. Para lo anterior, cuenta con diversas plantas de las cuales 2 realizan los procesos de refinación catalítica en cuestión, las refinerías de Aconcagua y Bío-Bío, ubicadas en la V y VIII región, respectivamente. Por su parte, el consumo de hidrógeno por parte de ENAP, es de 24.000 [ton/año] en la refinería de Aconcagua y 22.000 [ton/año] en la refinería Bío-Bío, así el consumo total de ENAP alcanza las 46.000 [ton/año].

  El abastecimiento de H_2 a ENPA, lo realiza la compañía Linde S.A., que cuenta con plantas de producción a partir de gas natural, ubicadas en las cercanías de cada una de las refinerías de ENAP.

- **Producción de cobre:** en los procesos de refinación de cobre (conocido como *refinación*) se utilizan gases para eliminar el oxígeno presente en el cobre fundido que sale de los

hornos. En Chile, actualmente, se producen aproximadamente 1,5 millones de toneladas al año de cobre en hornos, con un contenido aproximado de 1% de oxígeno. Para extraerlo, se utiliza H_2 y CO (Monóxido de carbono), ambos obtenidos a partir del reformado de vapor de diésel en plantas dedicadas a este proceso al interior de las mineras, siendo la cantidad de H_2 requerida aproximadamente de 1.000 [ton/año].

- **Producción de alimentos**: Para la producción de alimentos se requiere H_2 en 2 escenarios: la *hidrogenación* de productos oleaginosos y para su uso en atmósferas controladas. A lo largo del país diversas empresas realizan esta clase de procesos, y en el cual se abastecen mediante tanques presurizados transportados en camiones. Sus requerimientos son pequeños en comparación a los puntos anteriormente indicados, con una demanda agregada cercana a las 800 [ton/año].
- **Producción de vidrio**: Se requiere H_2 para la producción de vidrio en atmosferas controladas por medio del tratamiento de *flotación* que se realiza a cierto tipo de cristal para darle un acabado más pulido y homogéneo. Actualmente, en el país son varias plantas que realizan este proceso, sin embargo, su demanda agregada es pequeña dado que en esta clase de procesos el gas no es consumido y puede utilizarse para varios ciclos. La demanda aproximada es de 500 [ton/año].
- **Producción de amoniaco**: El amoniaco (NH_3) es el químico sintético más utilizado en el mundo, y Chile no es la excepción. Se produce mediante el *proceso Haber-Bosch* a partir de hidrógeno gaseoso y nitrógeno que se extrae del aire a través de una unidad de separación de aire (ASU). A nivel nacional existe consumo de amoniaco, principalmente, asociado a la industria química el cual suele autoabastecerse, es decir, se produce amoniaco por las empresas químicas en diversas plantas pequeñas que proveen de la cantidad

necesaria para sus propios procesos; sin embargo, no existe una infraestructura de producción a gran escala. Se estima que el consumo agregado de amoniaco es menor a las 20.000 [ton/año], lo que implica una demanda de aproximadamente 4.000 [ton/ año] de H_2. Cabe destacar que en esta demanda no se incorpora la demanda de la industria de fabricación de explosivos, la cual posee un alto consumo de amoniaco, el cual, sin embargo, es importado en su totalidad, por tanto no representa una demanda local actual de H_2.

En la Figura 36 se muestra la demanda actual de H_2 a nivel nacional, en toneladas anuales:

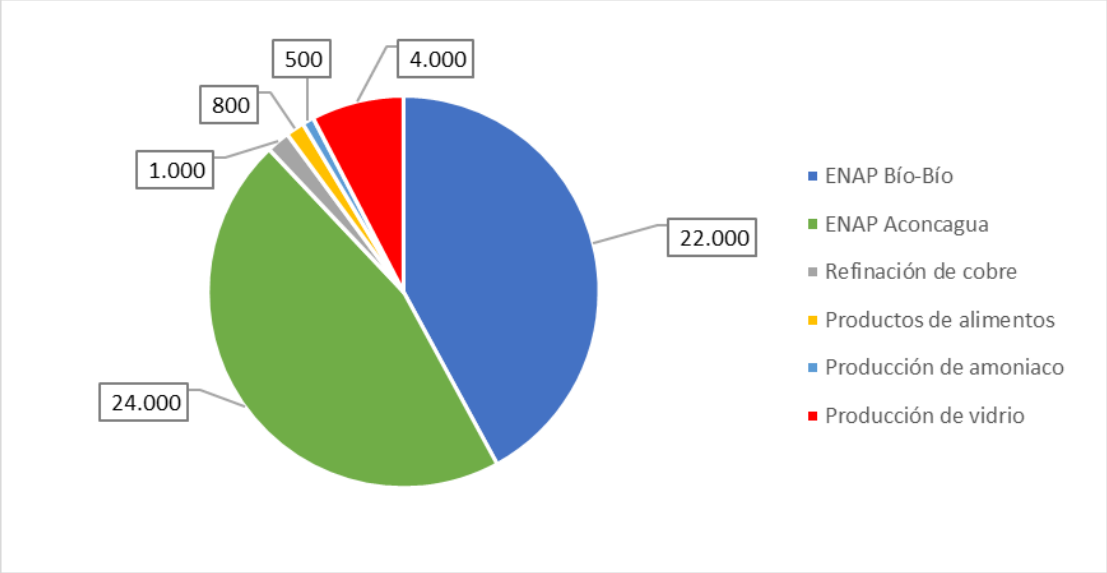


***Figura 36**: demanda actual de H_2 a nivel nacional, en [ton/año].*

(Elaboración propia usando datos de ENAP y GIZ)

7.2.3. ¿Dónde se produce H_2 en Chile?

A cierre de 2018, en Chile existen alrededor de 4 empresas de gran tamaño que se dedican a la producción y venta de gases industriales; sin embargo, solo 2 de ellas, Linde Gas Chile S.A. e Indura poseen plantas asociadas a la producción de hidrógeno (GIZ, 2019).

A continuación, se presenta una breve descripción de las 2 empresas productoras de hidrógeno en Chile, al cierre de 2018:

Linde Chile S.A.

Linde Gas es una compañía alemana, fundada en 1979, con sede central en Múnich. Uno de sus principales focos es comercializar gases industriales a más de 60 países de América, Europa, África, Asia y las regiones del Pacífico Sur (GIZ, 2019).

El año 2000, la compañía sueca AGA es adquirida por el Grupo Linde, por tanto esta empresa en Chile, que llevaba desde 1920 produciendo, distribuyendo y comercializando gases industriales y medicinales, pasó a llamarse Linde Gas Chile S.A (GIZ, 2019).

En el año 2003 la empresa Linde se adjudica la licitación internacional para la provisión de hidrógeno con el fin de reducir el contenido de azufre del diésel producido en la refinería de Aconcagua, perteneciente a la Empresa Nacional del Petróleo (ENAP). Además, Linde se encarga de la construcción, operación y cierre de la planta. La planta se construyó en el año 2005, con un costo de 70 MM USD y está ubicada en los terrenos de ENAP en la comuna de Concón. Inicia sus operaciones en julio de 2006, con una capacidad de producción de 4.200 kg/h de hidrógeno (46.700 Nm^3/h) a 21 [bar] y 30 [° C] (GIZ, 2019).

Esta planta de producción de hidrógeno emplea reformado de metano con vapor, con una eficiencia térmica de 85%. Utiliza como insumo, gas natural de red y como insumos secundarios nafta (gasolina) y gas licuado de petróleo, los cuales son provistos a través de una conexión con ENAP. La planta genera como subproducto vapor a alta temperatura, el cual se envía a las instalaciones de ENAP (GIZ, 2019).

Indura (Grupo AIR PRODUCTS)

Esta empresa pertenece al grupo norteamericano Air Products, el cual fue fundado en 1940 con sede central en Allentown, Pensilvania, EE. UU.

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

- **Alimentación de hidrógeno para planta Vidrios Lirquén**

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

  La producción de hidrógeno se lleva a cabo mediante una planta de electrólisis bajo la operación de INDURA S.A., la cual es capaz de producir hidrógeno de alta pureza (99,999%). Esta planta entró en funcionamiento en el año 1996 (GIZ, 2019).

- **Hidrógeno en INDURA S.A.**

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

Desde estas plantas de hidrógeno de alta pureza, INDURA S.A. logra comercializar hidrógeno a la industria nacional. Dicha comercialización es mediante cilindros de hidrógeno a alta presión para procesos específicos, los cuales en su mayoría se enmarcan en conseguir atmósferas reductoras a fin de evitar oxidaciones (GIZ, 2019).

7.2.4. Potencial Energético de las ERNC en Chile

En cuanto al potencial energético de las ERNC en Chile, la Figura 37 muestra un mapa global de costos de producción de H_2V mediante la instalación de sistemas híbridos solares fotovoltaicos y eólicos:

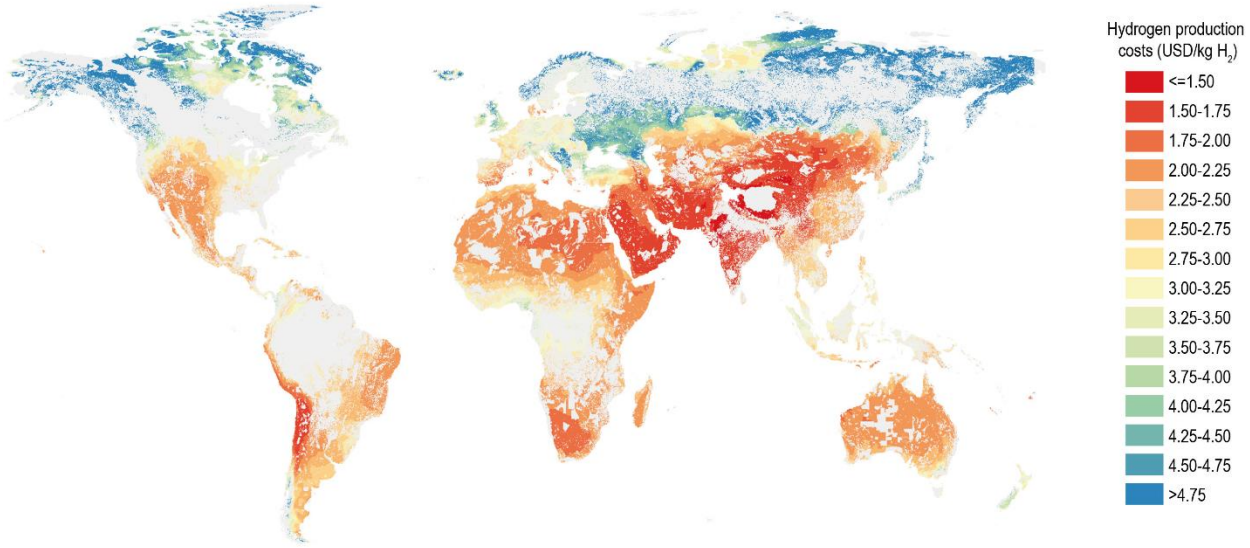


***Figura 37**: Mapa global de costos de producción de H_2V mediante la instalación de sistemas híbridos solares fotovoltaicos y eólicos*

(IEA, 2022)

Como se muestra en la Figura 37, la zona norte de Chile es uno de los lugares del planeta con los menores costos de producción de H_2V por medio de la instalación de sistemas híbridos solares fotovoltaicos y eólicos.

En relación a los costos de producción de H_2V a partir de la energía eólica marina, en la Figura 38 se presenta un mapa global de costos de producción de este energético:

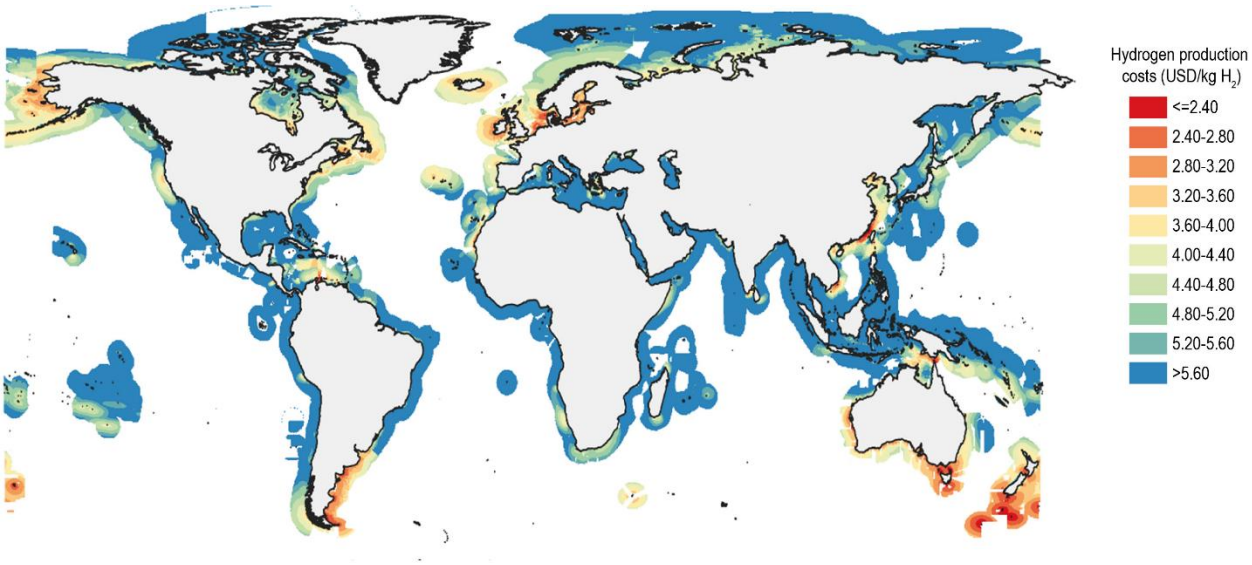


***Figura 38**: Mapa global de costos de producción de H_2V a partir de energía eólica marina. (IEA, 2022)*

Como se aprecia en la Figura 38 , si bien gran parte de la costa Chilena, particularmente en la zona norte del país, no cuenta con costos competitivos en cuanto a utilización de energía eólica marina (> 5,6 [USD/kg de H_2]), se destaca que en ciertos sectores de la zona sur del país cuentan con precios más competitivos a nivel mundial (en el rango 4,0-4,8 [USD/kg de H_2]), lo que da luces que podría ser un complemento, junto con la radiación solar del norte, para la producción de H_2V en el país.

En relación a la distribución de energía, se destaca que, hasta el año 2017, en Chile existían cuatro grandes sistemas interconectados que operaban aisladamente de otros, pero ese mismo año, se unieron los dos principales: el Sistema Interconectado Central (SEC) y el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), conformando el Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Posteriormente, a fines de 2018, se suma el Sistema de Aysén (SEA) y el Sistema de Magallanes (SEM).

Por otra parte, en 2004, se promulgó la Ley 19.930, cuyo objetivo es promover las energías renovables, liberando los costos de transmisión a centrales con capacidad menor a 9 [MW]. Un año más tarde, la Ley 20.257 obliga a las generadoras con capacidad mayor a 200 [MW] a que un 5% de su generación provenga de ERNC, el cual, a su vez, debía incrementarse en un 0,5% anual hasta alcanzar el 10% en 2024; la meta se alcanzó en 2013. Esto último, impulsó a la promulgación de la Ley 20.698 ese mismo año, la cual tiene como propósito que, al año 2025, la generación mediante ERNC sea de un 20% del total de generación; hecho que finalmente se cumplió en 2019.

Al cierre de 2022, se destaca que Chile alcanzó una capacidad total instalada en operación de 30.625 [MW], de los cuales, un 37% pertenece netamente a ERNC (11.331 [MW]) (Ministerio de Energía de Chile, 2023).

7.2.5. Nuevos Proyectos Asociados a la Producción de H_2V en Chile

En julio de 2021, dio inicio la construcción del proyecto “Haru Oni”, de la empresa HIF Global. Este proyecto, ubicado en el Fundo Tehuel Aike, Punta Arenas, en la región de Magallanes, consiste en la producción de “e-combustible” (concepto que en globa al “e-keroseno”, “e-metano” o “e-metanol”), es decir, combustibles que se fabrican sintetizando emisiones de CO_2 capturadas e hidrógeno a partir de la electrólisis del agua. Ahora bien, se destaca que estos combustibles liberan CO_2 a la atmósfera cuando se utilizan en un motor, sin embargo, la idea es que esas emisiones sean iguales a la cantidad que se extrae de la atmósfera para producir el combustible, lo que lo convierte en un combustible neutro desde el punto de vista de emisión de CO_2 (HIF Global, 2023).

La inversión total del proyecto es de 74 [MUSD], y entre sus principales características está la de producir 130.000 [lts/año] de “e-combustible”, con una capacidad del electrolizador de 1,2 [MW] y 3,4 [MW] de capacidad de los aerogeneradores.

En diciembre de 2022, dio inicio la etapa de producción de las primeras moléculas de “e-combustible” en base a hidrógeno verde en la Planta “Haru Oni”.

La Figura 39 muestra un esquema de instalación del proyecto Haru Oni:

***Figura 39**: Esquema de instalación del proyecto Haru Oni*

(4e Chile y GIZ, 2021)

Posteriormente, y motivados en gran medida por el proyecto "Haru Oni", se han desplegado nuevos aires a lo largo del país en cuanto a la producción de H_2V. Es así como, de acuerdo a lo expresado por el Informe "Renewable Hydrogen in Latin America an the Caribbean: Opportunities, Challenges, and Pathways", de LAC Green Hydrogen Action, al cierre de agosto de 2023, existen 4 proyectos -adicionales a Haru Oni- en operación produciendo H_2V.

La Figura 40 muestra un resumen de los proyectos en operación de H_2V en Chile, a agosto de 2023:

Cerro Pabellón microgrid [2, 56]
- By Enel Green Power Chile Ltda and ENAP.
- Pilot scale RH2 project.
- Located in the Antofagasta Region.
- Operational since 2017.
- Uses solar power to produce 10 tons of H2/year using a 50 kW PEM electrolyzer. It provides dispatchable renewable electricity to cover the needs of a microgrid serving a community of over 600 technicians working at a geothermal plant.

Anglo American Hydrogenerator [62, 71]
- By Anglo American.
- Pilot scale RH2 project.
- Located in the Metropolitan Region.
- In operation since 2021
- First Chilean hydrogenerator for zero carbon vehicles, at Planta Las Tórtolas. Renewable electricity comes from 2 solar plants (86 kW and 100 kW). Water from the mining process is reused in an electrolyzer, which has a production capacity of 2 kg H2/day.
- Gaseous H2 is dispensed to a forklift that is powered by clean energy generated with a fuel cell. The project also incorporates a stationary fuel cell, which re-injects energy into the operation's electricity grid.

Haru Oni [2, 62, 66, 67].
- By HIF, Enel Green Power, Siemens, Gasco, ENAP, Porsche, and Exxon Mobile.
- Pilot scale RH2 project.
- Located in the Magallanes Region.
- In operation since 2022.
- Operates with a 3.4 MW wind turbine to supply renewable electricity to produce synthetic fuel (e-gasoline) from methanol. The electrolyzer capacity is 1.2 MW, and e-fuel production is 130,000 L/year. Includes a scale-up project (HIF project) to target export markets beyond the region. Construction started in Sep 2021 it had 1.25 MW electrolysis capacity.
- In March 2023, it announced the shipment of the first 2,600 liters of e-Fuels to the United Kingdom.

H2GN [62, 69, 70, 299]
- By Gas Valpo. University of La Serena will monitor the project.
- Pilot scale RH2 project.
- Located in the Coquimbo Region.
- In operation since 2022.
- Through a PPA and 9 kW of photovoltaic power supply system installed on the same side, renewable electricity is supplied to 150 kW nominal electrolysis power with a production capacity of 65 kg/day.
- RH2 production for blending in NG pipelines (up to 20% H2) involving over 1,800 homes in Coquimbo and La Serena.

Mobile green hydrogen plant [68, 300]
- By Cicitem.
- Pilot scale RH2 project.
- Located in the Antofagasta Region.
- In operation since 2022
- It uses 33 kW photovoltaic panels to supply 8 electrolyzers-2.5 kW each-reaching a total electrolysis capacity of 20 kW. The project seeks to quantify the real potential of the Antofagasta Region to produce H2; it measures the efficiency of H2 production under different conditions such as altitude, humidity, solar radiation, as well as H2 consumption in photovoltaic and fuel cells.

Figura 40: *Resumen de los proyectos en operación de H_2V en Chile, a agosto de 2023 (LAC Green Hydrogen Action, 2023)*

De acuerdo a lo presentado en la Figura 40, se destaca el Proyecto "H2GN", que, en noviembre de 2022, dio inicio un inédito proyecto liderado por "Gasvalpo", a través de su marca "Energas", en conjunto con la Universidad de la Serena (ULS), la cual proporciona H_2V en la red de gas natural existente en las ciudades de La Serena y Coquimbo, y por la cual se pretende llegar a sustituir hasta un 20% de este compuesto, para beneficiar a 1.800 usuarios (Gasvalpo, 2022).

En 10 agosto de 2023, de acuerdo a lo publicado por el Diario Financiero, en su artículo de "*Wallmart Chile inaugura la primera planta de hidrógeno verde a nivel industrial de Latinoamérica*", Wallmart Chile inauguró, en su Centro de Distribución de Quilicura, la primera planta de H_2V a nivel industrial en Latinoamérica, que fue desarrollada por la empresa Engie y cuya inversión consideró cerca de 15 [MUSD]. La iniciativa permitirá -en una primera etapa- reemplazar las baterías de plomo-ácido de 200 grúas horquillas por celdas de energía de hidrógeno,

evitando generar 250 [Ton] de desechos tóxicos al año (Diario Financiero, 2023).

Finalmente, se destaca que, a agosto de 2023, existen 45 proyectos en etapa de desarrollo en Chile, lo cual lo coloca a la cabeza, a nivel latinoamericano, en relación a proyectos asociados a H_2V (LAC Green Hydrogen Action, 2023).

7.2.6. Marco Normativo Chileno

De acuerdo a lo expresado por el informe "Proposición de Estrategia Regulatoria del Hidrógeno para Chile", elaborado por el Ministerio de Energía de Chile, en 2020, el hidrógeno en Chile es clasificado como una "sustancia peligrosa" y, según la NCh382.Of98:2003, pertenece a la Clase 2.1, gases inflamables. Por lo tanto, la reglamentación que regula su uso es aquella que trata el almacenamiento y transporte de sustancias peligrosas, y las que rigen la higiene y seguridad en los lugares de trabajo (Ministerio de Energía de Chile, 2020).

En la Tabla 9 se presentan las regulaciones que afectan directamente al hidrógeno en Chile:

***Tabla 9**: Regulaciones que afectan directamente al hidrógeno en Chile*

Organismo	Título	Tipo y número del documento	Fecha de publicación
Ministerio de Salud	Aprueba el reglamento de almacenamiento de sustancias peligrosas	DTO-43	25-09-2016
	Aprueba reglamento sobre condiciones sanitarias y ambientales básicas en los lugares de trabajo	DTO-594	14-02-2018
	Aprueba listado de sustancias peligrosas para la salud	RES 408 EXENTA	10-06-2016
Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones	Reglamenta transporte de cargas peligrosas por calles y caminos	DTO-298	02-02-2002
	Actualiza y modifica reglamento de manipulación y almacenamiento de cargas peligrosas en recintos portuarios	Resolución 96	20-01-1997
Ministerio del Trabajo y Previsión Social	Aprueba reglamento sobre prevención de riesgos profesionales	DTO-40	16-09-1995
Ministerio de Minería	Aprueba reglamento de seguridad minera	DTO-132	07-02-2004
INN	Mercancías peligrosas- Clasificación	NCh382.Of98	2017
	Transporte de sustancias peligrosas- Distintivos para identificación de riesgos	NCh2190.Of2003	2003
	Prevención de riesgos - Parte 4: Señales de seguridad para la identificación de riesgos de materiales	NCh1411/4.Of78	2000
	Hoja de datos de seguridad para productos químicos	NCh2245.Of2015	2015

(Ministerio de Energía de Chile, 2020)

En cuanto al marco normativo referente a las plantas desalinizadoras -requeridas para la producción de H_2V mediante electrólisis del agua-, a continuación se listan las principales regulaciones vigentes:

a) DFL número 1.122, de 1981 y Ley 21.435, de 2022 (Código de Aguas): establece que “Las aguas, en cualquiera de sus estados, son bienes nacionales de uso público. En consecuencia, su dominio y uso pertenece a todos los habitantes de la nación”.

b) Ley 19.300, de 1994 (Medio Ambiente): establece las regulaciones sobre los proyectos o actividades que deben ser sometidas al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA).

7.2.6.1. *Identificación de brechas regulatorias en Chile asociadas al H_2V*

En Chile se ha utilizado el hidrógeno en diversas industrias y laboratorios por décadas, aparentemente con un alto estándar de seguridad. Probablemente esto ha sido posible gracias a la regulación existente de sustancias peligrosas en general, además de las buenas prácticas de seguridad utilizadas por las empresas que lo emplean. Sin embargo, el uso de sustancias peligrosas ha estado limitado a aplicaciones industriales muy tecnológicas y de laboratorios, con restricciones al acceso de personas, las que están adecuadamente capacitadas (Ministerio de Energía de Chile, 2020).

Por otro lado, el uso masivo de hidrógeno para aplicaciones energéticas expondrá al público a nuevos peligros con los cuales no está familiarizado. Esto hace necesaria la creación de regulación especial para estos nuevos usos. Adicionalmente, el hidrógeno tiene características particulares como, por ejemplo, el efecto perjudicial sobre algunos materiales, amplios límites de inflamabilidad (4% a 75% en volumen en aire), llama prácticamente invisible de día, sin olor, y, en general, falta de experiencia en usuarios y equipos de emergencia (bomberos), los que aconsejan un tratamiento especial en las regulaciones al masificarse su uso, ya que aumenta los riesgos de accidente (Ministerio de Energía de Chile, 2020)

De acuerdo a lo expresado en el informe "Proposición de Estrategia Regulatoria del Hidrógeno para Chile", elaborado por el Ministerio de Energía de Chile, en 2020, a continuación se presenta una síntesis de las principales brechas existentes en la cadena de valor del H_2 en el país, la cual contiene los siguientes puntos:

1. Producción
2. Acondicionamiento
3. Almacenamiento
4. Transporte y distribución
5. Consumo

Producción

No hay regulación chilena que aplique específicamente a la producción de hidrógeno. En términos generales, aplican los reglamentos de seguridad en lugares de trabajo (decretos 594/2018 y 40/1995), que son apropiados para ambientes industriales, con acceso restringido, planes de emergencia, personal capacitado y otras medidas de seguridad corrientes en la industria (Ministerio de Energía de Chile, 2020).

Sin embargo, los requerimientos de seguridad de la producción de hidrógeno son diferentes de los otros gases inflamables, por lo que necesitan atención especial. Más aún, la reglamentación chilena es poco detallada y conviene revisarla para detectar necesidades de actualización y para incluir disposiciones especiales para el hidrógeno. Si se compara con la reglamentación federal de EE. UU., se ve que esta tiene disposiciones detalladas para gases comprimidos, hidrógeno y gases inflamables. Lo mismo ocurre con las regulaciones de la Unión Europea (UE), que tiene directivas específicas para lugares de trabajo con atmósferas explosivas y para equipos de presión. Adicionalmente, la producción de hidrógeno in situ, a escala pequeña y mediana, como las que se visualizan a futuro en residencias, comercio e hidrogeneras, no está contemplada en la regulación actual chilena (Ministerio de Energía de Chile, 2020).

En cuanto a las plantas desalinizadoras, se tiene en conocimiento que, actualmente, está en debate la "ley de Costas", la cual, entre algunos puntos, plantea "reconocer y conservar la interacción entre los ecosistemas terrestres y marino costeros, además de integrar elementos de adaptación al cambio climático y gestión de riesgos de desastres" (Instituto Milenio en Socio-Ecología Costera, 2021).

Acondicionamiento

En esta etapa aplica lo dicho para la producción. Es decir, a escala industrial la regulación actual parece suficiente, pero conviene estudiar su actualización y complementación para incluir disposiciones especiales para el hidrógeno. Lo mismo ocurre con el procesamiento en escalas pequeñas y medianas, que no está contemplado en la regulación actual y, por lo tanto, necesita nueva regulación (Ministerio de Energía de Chile, 2020).

Almacenamiento

Ninguna reglamentación chilena aplica al almacenamiento de hidrógeno. En efecto, sólo el Decreto 43/2016 cubre el almacenamiento de sustancias peligrosas, pero en su Artículo 3 excluye explícitamente a "los combustibles líquidos y gaseosos utilizados como recursos energéticos". En resumen, hoy no hay regulación chilena para el almacenamiento de hidrógeno para uso energético (Ministerio de Energía de Chile, 2020).

Transporte y distribución

El transporte terrestre de hidrógeno está regulado por el Decreto 298/2002 aplicable a sustancias peligrosas. Lo mismo ocurre con el transporte marítimo, regulado por la Resolución

96/97, en cuanto al movimiento en puertos, y por el Código Marítimo Internacional de Mercancías Peligrosas (CMIMP) de la Organización Marítima Internacional (OMI). Sin embargo, esta regulación parece insuficiente para un incremento sustancial del volumen de hidrógeno que se transportaría. Esto se hace más patente si se compara la extensión del Decreto 298/2002 (8 páginas) con la de la regulación federal de EE. UU. (sólo el 49 CFR 17727 tiene 37 páginas) (Ministerio de Energía de Chile, 2020).

Consumo

Para el consumo en plantas industriales, ya sea en procesos, celdas de combustible o combustión, aplica lo mismo dicho para producción y procesamiento. Es decir, no hay regulación chilena que aplique específicamente al hidrógeno. Aquí también aplican los reglamentos de seguridad en lugares de trabajo (decretos 594/2018 y 40/95).

Los futuros usos del hidrógeno requieren más atención, ya que sus requisitos de seguridad son distintos a los de otros gases inflamables. Adicionalmente, un uso masivo aumenta los riesgos de accidente (National Research Council and National Academy of Engineering, 2004, pág. 109) y, además, hay que dar confianza al público (Ohi, 2009, pág. 477). Por lo tanto, conviene revisarla para detectar necesidades de actualización y para incluir disposiciones especiales para el hidrógeno. Más aún, la instalación, operación y mantención de celdas de combustible, por sus particularidades, amerita una consideración especial en las regulaciones. También conviene estudiar la necesidad de regular su uso en procesos de combustión.

El consumo de hidrógeno en los sectores residencial, comercial y transporte no está cubierto por la reglamentación chilena. No hay regulación chilena aplicable al dispensado de hidrógeno tanto al público como en industrias, a maquinaria pesada, a barcos y aviones.

7.2.7. Estrategia Nacional del Hidrógeno Verde en Chile

Dado el contexto internacional, referente a nuevas perspectivas del uso de del hidrógeno, es que en el año 2020 el Ministerio de Energía de Chile, de forma pionera en Sudamérica, desarrolla la "Estrategia Nacional del Hidrógeno Verde", la cual propone, entre algunas cosas, una hoja de ruta a largo plazo para potenciar y convertir al país en uno de los principales productores de este energético; objetivos y plazos para la producción de H_2V; y entrega de antecedentes en cuanto a la capacidad potencial de producción de H_2V en el país y las inversiones requeridas para llevar a cabo esta transformación energética.

7.2.8. Comité Estratégico para Plan de Acción de Hidrógeno Verde

En julio de 2023, el Gobierno de Chile da a conocer los integrantes del "Comité Estratégico para Plan de Acción de Hidrógeno Verde" (Ministerio de Hacienda de Chile, 2023), el cual comprende a un grupo transversal de expertos, que incluye a ex ministros del Gobierno anterior. Y que tendrá la función entregar asesoría estratégico-política que permita un despliegue de la industria del H_2V a través de políticas de consenso y visión de Estado; asimismo, asumirá la responsabilidad de concretar una hoja de ruta para el desarrollo de la industria de este energético, mediante una conversación de alto nivel político en torno a cuatro temáticas:

1. **Impulso de la industria y retribución social**: Se abordarán incentivos y mecanismos para el despliegue de la industria con réditos para la sociedad en mediano y largo plazo.
2. **Infraestructura habilitante**: Promover infraestructura para el desarrollo de la industria sostenible de hidrógeno verde, orientado a su uso eficiente y adecuada inserción territorial.

3. **Carbono neutralidad y off-takers (compradores) nacionales**: Línea de trabajo que revisará el rol de la minería y otras industrias nacionales en la demanda del H_2V y que permita avanzar en la meta de descarbonización.
4. **Sostenibilidad y valor local**: Habilitar una economía nacional más competitiva, diversificada e innovadora, en armonía con las comunidades; promovedora de empleos de calidad, y desarrolladora de valor local.

A la fecha de cierre del presente trabajo, el Comité Productivo del H_2V se encuentra elaborando la hoja de ruta para el desarrollo de la industria de este energético.

8. Análisis Estratégico

8.1. Análisis PEST

Es un instrumento que facilita la investigación y que ayuda a las compañías a definir su macroentorno o entorno general. Este análisis, contempla una serie de variables relevantes que no pueden ser manejadas por la empresa, las cuales se dividen en factores: políticos, económicos, sociales y tecnológicos (CEREM, 2017).

8.1.1. Factores Políticos

Chile, generalmente, es visto como uno de los países más sólidos de América Latina para la inversión extranjera, debido a su estabilidad, de larga data, en su sistema macroeconómico, así como también, por sus sólidas instituciones y economía abierta.

Complementariamente, de acuerdo al informe "Santander Trade Markets", de Banco Santander, "*las políticas económicas chilenas se basan en el principio de transparencia de capital y la no discriminación de inversionistas extranjeros, y constituyen una de las fortalezas del país*" (Santander, 2023).

Asimismo, dado su potencial de crecimiento y capacidad de producción energética mediante las ERNC, Chile es reconocido como uno de los países emergentes más atractivos para realizar inversión en el sector de Energía y Minería, destacando el potencial del cobre, litio e hidrógeno verde. Lo mismo ha sido fortalecido por su relación con China, quien, a la fecha, es el principal socio comercial del país, liderando las exportaciones, con 9.727 MUSD (39% del total de ventas al exterior), registrando un alza de un 14% con respecto al primer trimestre de 2021 (Ministerio de Relaciones Exteriores de Chile, 2022).

Sin embargo, existe cierto grado de incertidumbre en el país en cuanto a la evolución del gobierno del presidente Gabriel Boric, que no ha estado exento de controversias; asimismo, el país lleva a cabo actualmente un proceso constitucional cuyo plebiscito de salida se realizará en diciembre de 2023. Al ser éste un proceso de grandes cambios en diversas materias legales, podría propiciar una eventual inestabilidad económica, situación que, a su vez, podría afectar las inversiones en materia energética por falta de definición de reglas claras.

8.1.2. Factores Económicos

En relación a la inflación, Chile, desde hace cuatro años, viene enfrentando una serie de desafíos con fuertes repercusiones económicas. Algunos de naturaleza local (gobierno actual, nueva constitución, etc.), y otros de origen externo (Covid-19, guerra en Ucrania). Como resultado, la inflación ha aumentado a nivel mundial, aunque con componentes particulares en cada región. En el caso de Chile, los componentes locales tuvieron una relevancia muy significativa, y en su punto máximo alcanzó un valor de un 14% anual en 2022. En tanto, se prevé que la inflación en 2023 terminará con un índice de 4,2% (Banco Central de Chile, 2023).

En la Figura 41 se muestra la evolución de inflación de Chile, de 2018 a 2023:

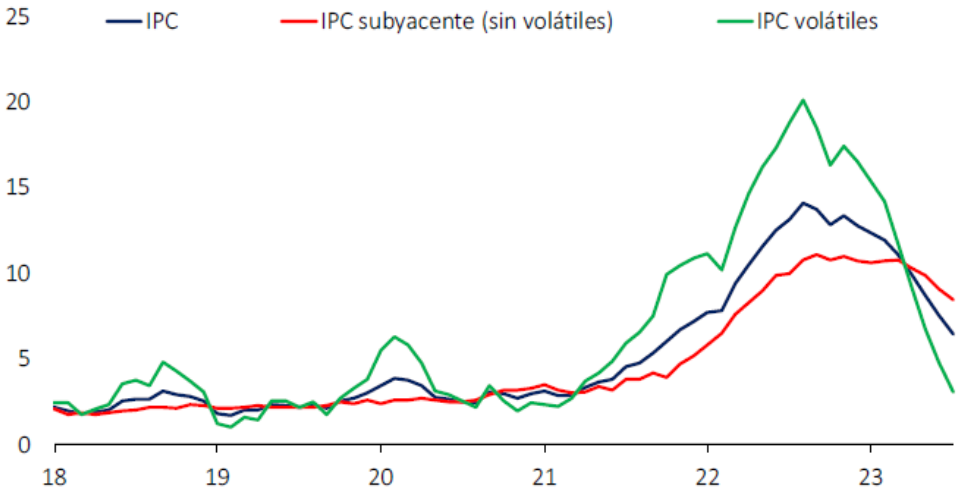


***Figura 41**: Evolución Indicador de Inflación en Chile, de 2018 a 2023*

(Banco Central de Chile, 2023)

En relación a la evolución del Producto Interno Bruto (PIB), al cierre del primer trimestre de 2023, Chile alcanzó 303.135 MUSD, el cual representa un incremento de un 0,8% con respecto al cuarto trimestre de 2022 (300.729 MUSD), mientras que el PIB per cápita de Chile, al cierre del primer trimestre de 2023, alcanzó 17.596 USD, el cual es un 14% mayor que el trimestre anterior (15.427 USD) (Datosmacro.com, 2023).

Adicionalmente, en marzo de 2023, el Banco Central de Chile publicó su Informe de Política Monetaria (IPoM), en el que proyecta que, en cuanto a la actividad económica, el país acumulará un crecimiento del PIB del orden de 1,5%, entre 2023 y 2024; cifra similar prevista por el IPoM anterior. Para el 2023, el rango de crecimiento se corrige al alza, el cual se ubicará entre -0,5% y +0,5%, desde un rango de -1,75% y -0,75% en la estimación anterior (año 2022). Para el 2024 el rango de crecimiento se encontrará entre 1 y 2%. Y para el 2025, se proyecta que la economía crecerá en torno al 2 y 3% (Banco Central de Chile, 2023).

En la Figura 42 y Figura 43 se muestra la evolución del PIB (nominal) de Chile, de 2008 a 2022, y la evolución del PIB per Cápita del Chile, de 1965 a 2022, respectivamente:

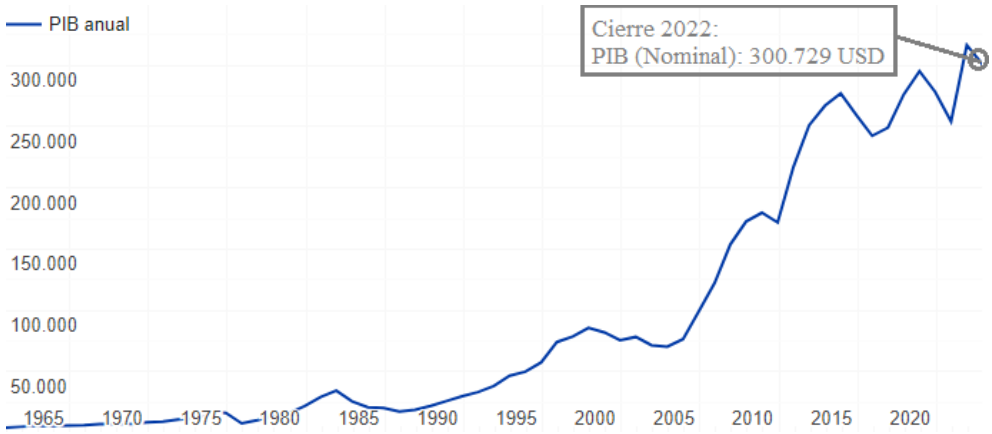


***Figura 42**: Evolución del PIB (nominal) de Chile, de 2008 a 2022*

(Datosmacro.com, 2023)

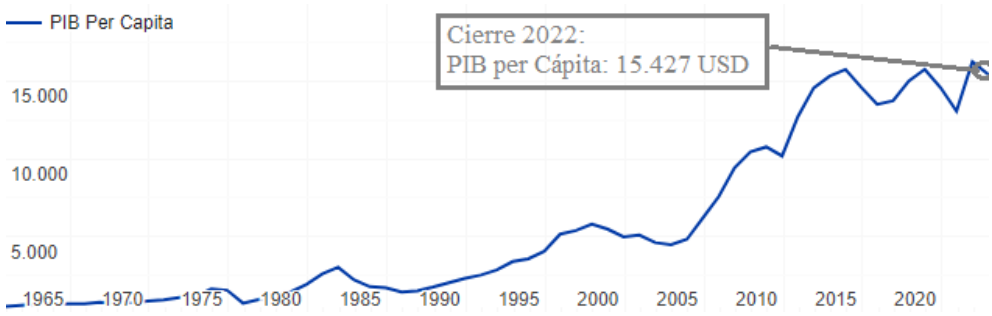


***Figura 43**: Evolución PIB per Cápita de Chile, de 1965 a 2022*

(Datosmacro.com, 2023)

En cuanto a la inversión en el país, de acuerdo a lo informado por el Banco Central de Chile en marzo de 2023, muestra un débil desempeño desde hace varios trimestres. La revisión de las Cuentas Nacionales, muestra que el nivel de formación bruta de capital fijo, se mantiene estancado desde mediados de 2021. Esto es coherente con un escenario en que el costo del crédito aumentó; las expectativas de los empresarios se deterioraron; y la incertidumbre político-económica local es elevada (Banco Central de Chile, 2023).

En la Figura 44 se presenta una proyección de la inversión bruta en Chile, de 2022 a 2026:

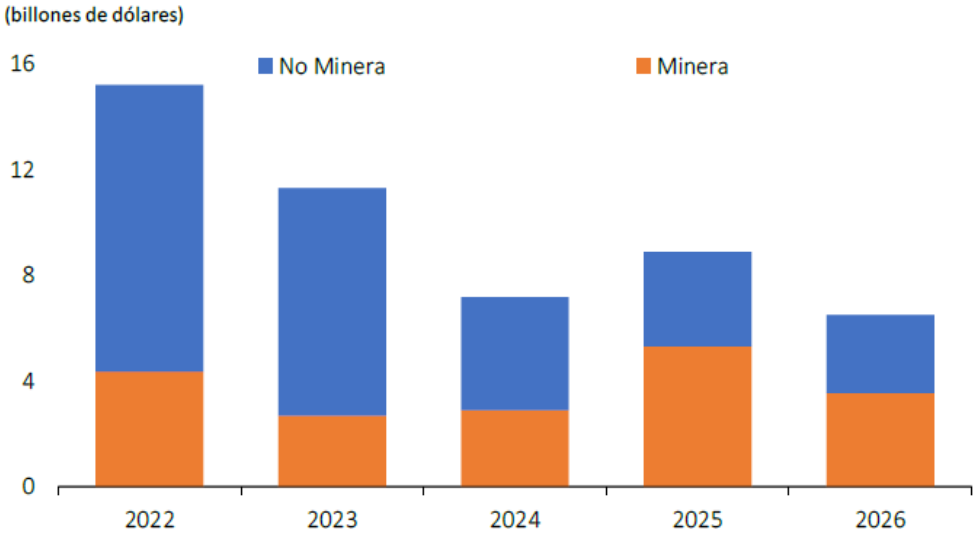


***Figura 44**: Proyección de la inversión en Chile, de 2022 a 2026*

(Banco Central de Chile, 2023)

8.1.3. Factores Sociales

El último censo realizado en Chile fue en 2017; en base a ello, el Instituto Nacional de Estadísticas del país (INE) desarrolló una proyección de la población Chilena, estimando que, al cierre de 2022, el país alcanzará un total de 19.828.563 habitantes. De lo anterior, un 87,8% vive

en áreas urbanas y un 29,8% declararon estar cursando la educación superior (de esto último, un 7,0% más que lo declarado en 2002) (INE, 2018).

En cuanto a la industria del hidrógeno verde en Chile, dado que a la fecha aún está en desarrollo, no se cuenta con una cifra exacta de cuántas personas se encuentran trabajando actualmente en ésta. Sin embargo, de acuerdo a un estudio realizado por el Ministerio de Energía de Chile en 2023, la industria del H_2V *"podría generar alrededor de 22.000 empleos directos e indirectos en 2030*". Estos empleos se crearían en una variedad de sectores, incluyendo la producción de hidrógeno verde, el transporte, el almacenamiento y la distribución. Así, la industria del hidrógeno verde tiene el potencial de crear un gran número de empleos en Chile, y se espera que este número aumente en los próximos años a medida que la industria se desarrolle (Ministerio de Energía de Chile, 2023).

En cuanto a la percepción de la sociedad chilena frente al desarrollo de la industria del hidrógeno verde, si bien no hay estudios concretos respecto a este tema, sí existe información periodística en el cual levantan alarmas sobre un posible daño a la vida marina, por cuanto se requiere de una cantidad considerable de agua para el funcionamiento de la electrólisis del agua. En particular, el medio periodístico "Ciper Chile", informa que "*Claramente el H_2V es una opción para descarbonizar la matriz y enfrentar la crisis climática actual. No se discute aquello. Sin embargo, al día de hoy el proceso repite la lógica que nos condujo hasta acá: no asimilar que el cambio climático es fuente de una crisis superior, la ecológica. Destruir ecosistemas para emitir menos GEI es una contradicción —literalmente— biológica*" (Ciper Chile, 2023).

8.1.4. Factores Tecnológicos

Producto del cambio climático, y con la consiguiente emisión de GEI a la atmósfera, los países, y particularmente Chile, se han volcado en la búsqueda de fuentes alternativas menos contaminantes para satisfacer sus necesidades energéticas.

Asimismo, el alza del precio de la gasolina a nivel mundial ha profundizado la aceleración de este proceso, ya que, por ejemplo, en agosto de 2023 se produjo un alza pronunciada de 27,5 pesos (CLP) por litro en los valores del combustible, y que según lo informado por Luis Gonzales, coordinador de Energía y Medioambiente de Clapes UC, corresponde a un alza que "*de esta magnitud no se había visto hacía ya una década*" (Cooperativa.cl, 2023).

En la Figura 45 se muestra la evolución del precio de las gasolinas en Chile, de 2017 a 2023:

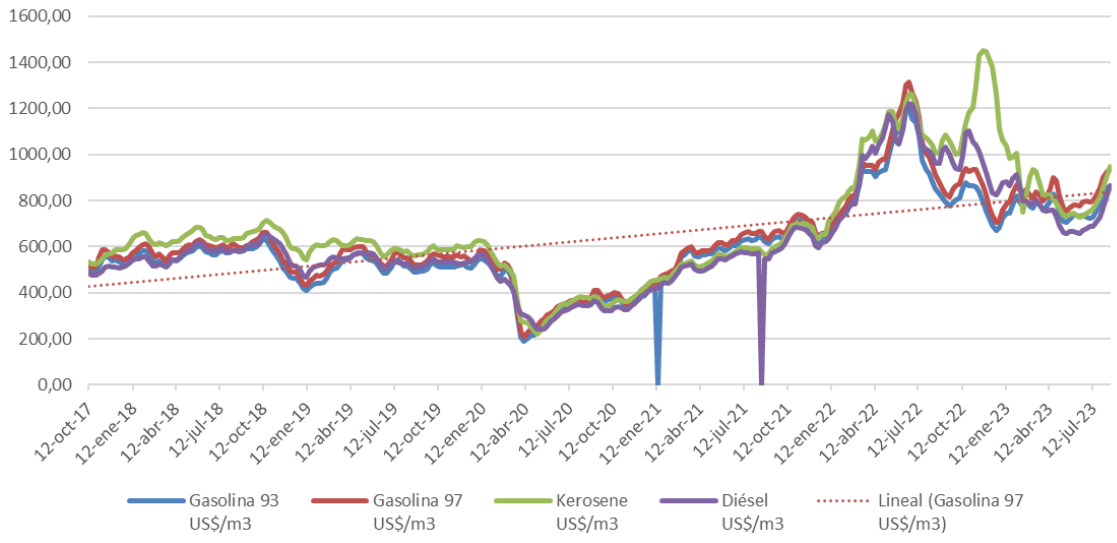


***Figura 45**: Evolución Gasolinas en Chile, de 2017 a 2023*

(Elaboración Propia usando datos de ENAP)

En este sentido, ha habido un considerable aumento en el uso de las ERNC a nivel mundial. Por ejemplo, al cierre de 2022, Chile alcanzó una capacidad total instalada de fuentes de ERNC de un 37% (Ministerio de Energía de Chile, 2023).

Sin embargo, en relación a la producción del H_2V, todavía se encuentra en ciernes -en contraste con las tecnologías de producción contaminantes-, debido, fundamentalmente, a dos factores tecnológicos: un lento desarrollo en el mejoramiento de la eficiencia de los electrolizadores y la falta de mejoras en los sistemas de almacenamiento; este último, factor clave para la diversificación de la demanda.

En el primer caso, la tecnología mayormente utilizada es el electrolizador tipo Alcalino (AEL); el que, sin embargo, presenta inconvenientes en cuanto a su eficiencia, ya que existen otras tecnologías establecidas en el mercado -aunque más contaminantes-, que presentan una eficiencia superior (en torno al 70-85%) versus la eficiencia de un electrolizador AEL, que se encuentra en torno a un 60-70%.

Una de las alternativas más prometedoras en el mediano plazo (2030), es la tecnología de electrolizador tipo PEM, que cuenta con una eficiencia mayor que la tecnología tipo AEL (en torno al 70-80%). Sin embargo, en la actualidad, es más cara esta opción debido a que utiliza metales nobles en sus componentes internos. Se espera, de igual forma, que al año 2030 su costo de inversión disminuya en un 40%, aproximadamente, lo que lo hará una opción económicamente más atractiva.

En cuanto a sistemas de almacenamiento, uno de los grandes desafíos en la actualidad es aumentar su densidad energética volumétrica, que se encuentra en un rango similar a la del gas natural, pero dos veces más menor que, por ejemplo, el diésel -combustible muy utilizado en el sector del transporte a nivel mundial-. No obstante lo anterior, se espera que, en un mediano-largo

plazo (2030-2050), los sistemas de almacenamiento del H_2 mejoren a niveles comercialmente competitivos.

De forma paralela, se ha identificado a la minería como un elemento clave para potenciar la futura demanda de este energético a nivel local. Por ejemplo, se han hecho esfuerzos para reconvertir los camiones mineros extractores (CAEX), e incluso reconversión de trenes utilizando como combustible celdas de hidrógeno, aunque es poco probable que su uso se generalice de aquí al 2030, por lo que se esperan resultados en el mediano y largo plazo (2030-2050) en este ámbito.

8.1.5. Factores Legales

Desde el punto de vista normativo, no existe una regulación específica ligada al H_2V hoy en Chile; esto, principalmente, porque la normativa vigente chilena no considera a este energético como un "vector energético", sino que como una "sustancia peligrosa", lo que trae implicancias en cuanto a su producción, almacenamiento, transporte y consumo.

Asimismo, el tratamiento impositivo actual del H_2 se encuentra ligado a la fuente generadora de energía (eólica, termoeléctrica, solar, etc.) y a los contaminantes que emite dicha fuente, pero no al compuesto resultante, en este caso, H_2V (Universidad Diego Portales, 2022).

8.1.6. Resumen PEST

La economía nacional se ha visto enfrentada, en los últimos años, a diversos factores, tanto internos como externos, que han repercutido en la baja de la inversión extranjera; dentro de estos, se encuentra el aumento de la inflación y de las tasas de interés lo que ha impactado en una baja en la obtención de créditos. Asimismo, de acuerdo a lo indicado por el Banco Central de Chile, el país finalizará el año 2023 con bajos indicadores de crecimiento económico, lo que supone una baja en los proyectos asociados a las ERNC y, en consecuencia, en la producción de H_2V. Sólo a contar de 2024-2025 se esperan mejores perspectivas en cuanto al crecimiento económico a nivel nacional.

Por otra parte, existe incertidumbre en relación a la producción de H_2V en el país, debido a temas tecnológicos no resueltos. Es el caso, por ejemplo, de la eficiencia de los electrolizadores y de los sistemas de almacenamiento, que todavía presentan desafíos técnicos en cuanto a la eficiencia y seguridad. Sin embargo, se espera que en el mediano plazo (2030) estos puedan ser, en gran medida, resueltos, lo que abrirá las puertas para acceder a diversas aplicaciones con este energético y, en consecuencia, un aumento de la demanda.

En el ámbito de la política interna de Chile, a la fecha se encuentra pendiente de finalización el nuevo proceso constituyente, así como también, los lineamientos finales del Comité Estratégico del Hidrógeno Verde, lo cual inyecta un adicional de incertidumbre para la producción de este energético en el país. De igual forma, se esperan mejores perspectivas en cuanto a la claridad de estos elementos en el corto-mediano plazo (2026-2030).

8.2. Cinco Fuerzas de Porter

Con la finalidad de conocer la competencia presente en la industria del H_2V, se realiza una evaluación de las 5 fuerzas más importantes según Porter, para determinar su potencial del mercado y hacer frente a la situación actual.

8.2.1. Amenaza de nuevos entrantes

La amenaza de nuevos entrantes limita la rentabilidad potencial de un sector, pues puede generar disminución de precios -para desincentivar el ingreso de éstos- o bien un aumento en la inversión requerida; sin embargo, esto dependerá de las barreras de entrada de la industria. En el caso del H_2V las barreras de entrada más importantes se indican a continuación:

Políticas Gubernamentales

Esta es una de las mayores barreras de entrada presente, en la actualidad, en Chile, ya que el H_2V, como se indicó anteriormente, no cuenta con una normativa legal acorde a la producción, almacenamiento, transporte y consumo de este elemento.

El H_2, de acuerdo a la actual reglamentación, es considerado como una "sustancia peligrosa" y no como un "vector energético", lo que implica a que, por ejemplo, no esté contemplado dentro de la cadena de valor, la producción de hidrógeno in situ, a pequeña o mediana escala, como las que se visualizan en un futuro próximo en residencias, comercio e hidrogeneras. Adicionalmente, la actual reglamentación no individualiza el hecho de que los requerimientos de seguridad necesarios para la producción de hidrógeno son diferentes a los de otros gases inflamables.

Por otro lado, si bien el país ha elaborado una estrategia nacional del H_2V, la cual es pionera en América Latina, a la fecha está pendiente, por parte del Comité Estratégico del Hidrógeno Verde, la elaboración de la hoja de ruta definitiva que permita fortalecer esta industria. Adicionalmente, existe un grado de incertidumbre respecto a las líneas de acción del Comité en comento, por cuanto una de sus temáticas base, se refiere al "impulso de la industria y retribución social", lo que puede, eventualmente, encarecer los costos de producción del H_2V en el país debido a esta "retribución social".

Otro factor de incertidumbre, tiene relación con la resolución final de la nueva Constitución, la cual será votada en diciembre de 2023, y cuyas implicancias en la producción de H_2V en el país son aún desconocidas.

Inversiones de Capital

La producción de H_2V desde fuentes de ERNC (*off-grid*) sostiene costos de capital (CAPEX) bastante elevados, incluso mayores que los de electricidad (OPEX).

Asimismo, en la actualidad la producción de H_2V aún no es económicamente competitiva frente a otras tecnologías de producción, como el reformado de petróleo, el carbón o la energía nuclear. Sin embargo, en la medida que los países avancen hacia la descarbonización, se espera que el CAPEX asociado a los electrolizadores, en un mediano plazo (2030), desciendan a precios competitivos frente a tecnologías más contaminantes.

Know-how

La producción, y, por tanto, la experiencia en torno al H_2V es incipiente en Chile; sin embargo el país cuenta actualmente con proyectos como "Haru Oni", de Enel Green Power, el que

se encuentra produciendo "e-combustibles" en base a H_2V. Así, de acuerdo al impulso de esta planta y de la cartera de proyectos que existe actualmente en el país, se espera que, en un mediano plazo (2030), aumente la cantidad de plantas en operación para la producción de H_2V en Chile.

Complementariamente, en abril de 2023, Chile y Japón firman un "Memorándum de Cooperación" (MoC), en la cual se busca promover áreas de colaboración orientadas a la transición energética, como avanzar en la generación de energías renovables, trabajar en acciones que fomenten la eficiencia energética, la gestión de la energía y su almacenamiento, así como el impulso de una industria del hidrógeno verde y sus derivados, entre ellos, el amoniaco. Además, considera el desarrollo de tecnologías relacionadas con la cadena de valor energética en su totalidad, incluida la descarbonización de la generación con energía térmica (Ministerio de Energía de Chile, 2023). Se espera que esta alianza no sólo potencie el desarrollo de la industria del H_2V en Chile y Japón, sino que también abra nuevas puertas a otras alianzas con más países en el mundo.

Ventaja absoluta en costos

Diversos estudios dan cuenta de una disminución considerable, en el mediano plazo (2030), de los costos asociados a la producción de H_2 mediante la electrólisis de agua. Por ejemplo, y como se indicó anteriormente, en su caso más optimista, el informe "*Proposición de Estrategia Regulatoria del Hidrógeno para Chile*", del Ministerio de Energía de Chile, en 2020, muestra una reducción considerable de los LCOH al año 2030, incluso menor que lo expuesto en el Informe "*Green Hydrogen Cost Reduction*", de la agencia Internacional de Energía (IEA), en 2022, llegando, en consecuencia, a un LCOH de 1,4 [USD/kg de H_2] al año en comento.

En consecuencia, Chile cuenta atributos y proyecciones favorables, en cuanto a costos de producción debido, principalmente, al potencial energético de las ERNC en el país; sin embargo, la proliferación de este tipo de plantas dependerá, en gran medida, de la actualización de las normativas legales y tributarias, los cuales pueden acarrear retrasos en la formación de nuevas empresas asociadas al H_2V, y un rezago frente a nuevos competidores. Dado lo anterior, se considera a la amenaza de nuevos entrantes como una fuerza media-alta.

8.2.2. Poder de Negociación de los Clientes

Los consumidores de hidrógeno verde se encuentran altamente concentrados en Asia (China) con un 26% de la demanda mundial, América del Norte (Estados Unidos), con un 13%, y Europa, con un 10%, los cuales utilizan este elemento, principalmente, para la producción de amoniaco y metanol (IEA, 2022). Dado lo anterior, son pocos los clientes que compran grandes volúmenes de H_2, lo que puede influir en que presenten un alto poder de negociación.

En consecuencia, esta fuerza se considera alta debido a la concentración de mercado en unos pocos países, dado sus altos volúmenes de compra.

8.2.3. Poder de Negociación de los Proveedores

Como se ha indicado anteriormente, en el caso de la producción de H_2 mediante las ERNC (*off-grid*), los costos de inversión son tanto o más elevados que los costos de electricidad (OPEX).

Sin embargo, se espera que el costo de inversión de electrolizadores tipo PEM, disminuya aproximadamente en un 40% al año 2030; adicionalmente, de acuerdo a la proyección de producción de H_2 mediante electrolizadores, elaborada por la Agencia Internacional de energía (IEA), se espera que al año 2030 la producción de H_2 por electrólisis de agua se intensifique en

América Latina, y particularmente en Chile, dado que es uno de los países que cuenta con los mayores recursos energéticos (solares y eólicos) en la región, y es pionero, a nivel latinoamericano, en la elaboración de una estrategia nacional del H_2V.

En cuanto a la concentración de mercado de los electrolizadores, Europa y China, cuentan con un 60% y un 35%, respectivamente de capacidad de la fabricación a nivel mundial. Sin embargo, la región Europea está altamente interesada en generar alianzas estratégicas con la región latinoamericana, dado que, de acuerdo a estimaciones, requerirá más del doble de la demanda proyectada de H_2 al 2030 (10 [Mt/año] de H_2). De hecho, en el año 2023, el gobierno de Chile y la Unión Europea firman un acuerdo de cooperación, en el que la Comunidad Europea le entrega Chile 243 MUSD para el desarrollo del hidrógeno verde en el país (BioBio Chile, 2023).

Por otro lado, se destaca que a pesar de que el volumen de producción de H_2V será liderado por Australia en el mediano plazo (2030), el país que muestra los menores costos de producción de H_2V, es Chile, con un LCOH de 1,4 [USD/ kg de H_2] versus 1,7 [USD/ kg de H_2] de Australia.

La Figura 46 muestra una comparación de los LCOH, a nivel mundial, para la producción de hidrógeno verde al 2030:

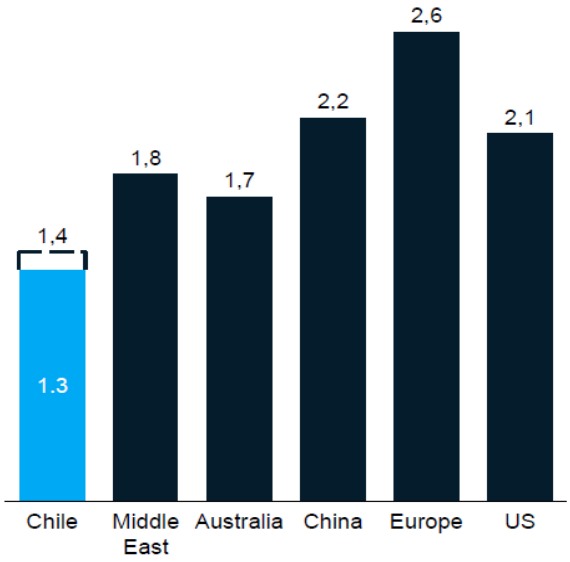


***Figura 46**: Comparación de los LCOH, a nivel mundial, para la producción de hidrógeno verde al 2030 (Mckinzie and Company, 2020)*

Por lo anterior, y de acuerdo a las proyecciones fundamentadas, se considera una fuerza baja.

8.2.4. Amenaza de Productos Sustitutos

El hidrogeno cuenta con una densidad energética por unidad de masa (densidad energética gravimétrica) superior a los combustibles convencionales como el gas natural, el kerosene o el Diésel, por nombrar algunos, lo que lo hace un energético difícil de equiparar desde este punto de vista. De igual forma, el encarecimiento en los costos del barril de petróleo y el avance de la descarbonización, potencian la búsqueda de fuentes alternativas más baratas y amigables con el medioambiente. Sin embargo, uno de los grandes desafíos en la actualidad es lograr que sea competitivo en cuanto a la densidad energética por unidad de volumen (densidad energética volumétrica), lo cual, a su vez, está directamente asociado con las tecnologías de almacenamiento de H_2.

Asimismo, actualmente se llevan a cabo diversos estudios para cumplir con este objetivo; uno de los más prometedores, y que ha logrado importantes resultados, es el método denominado “Ball Milling”, el que busca el almacenamiento en estado sólido de hidrógeno por medio de bolas de acero y polvo de nitruro de boro (Mateti et al., 2022).

Por otra parte, hace algunos años, países como Alemania y Japón, con su fuerte industria automovilística, están apostando fuertemente por el desarrollo de vehículos livianos cero emisión contaminante, entre los que se destaca la propulsión de vehículos mediante FCEV (o propulsión de un motor eléctrico mediante GH_2). Es así como, por ejemplo, a comienzos de 2023 se presentó en Chile el vehículo liviano conocido como Toyota Mirai, el cual destaca, entre alguna de sus características, la incorporación de sensores en sus estanques de H_2 con el objetivo de detectar cualquier posible fuga y, en caso inminente, una evacuación controlada de este energético (Toyota, 2023).

La Figura 47 muestra las principales características físicas y técnicas del Toyota Mirai:

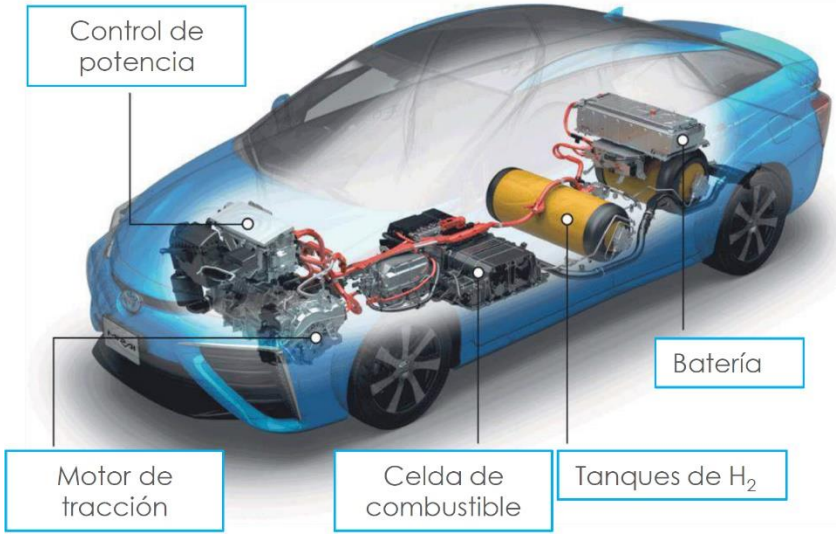


***Figura 47**: Principales características físicas y técnicas del Toyota Mirai*

(Toyota, 2023)

Si bien, en la actualidad, el mercado de los vehículos eléctricos es dominado por las baterías de litio, uno sus grandes inconvenientes es que presenta prolongados tiempos de carga (entre 40 minutos y 8 horas), lo cual lo hace ineficiente versus tecnologías existentes en el mercado, como el diésel. Adicionalmente, al final de la vida útil de una batería de litio, algunos de sus componentes son dañinos para el medioambiente. En este sentido, el H_2 se presenta como una alternativa atractiva y amigable con el medio ambiente, ya que, por una parte, al final de su proceso de combustión sólo emite vapor de agua y, además, cuenta con tiempos de carga equivalente al diésel (entre 4 y 6 minutos). Por otro lado, si bien los vehículos propulsados a H_2 presentan en la actualidad un costo mayor que las baterías de litio, se espera que en el mediano plazo (2030), y en la medida que aumente la disponibilidad de este energético en el mercado, los costos de los vehículos FCEV alcancen valores comercialmente competitivos.

En la Figura 48 se muestra un comparativo entre vehículos con batería de litio y vehículos a hidrógeno:

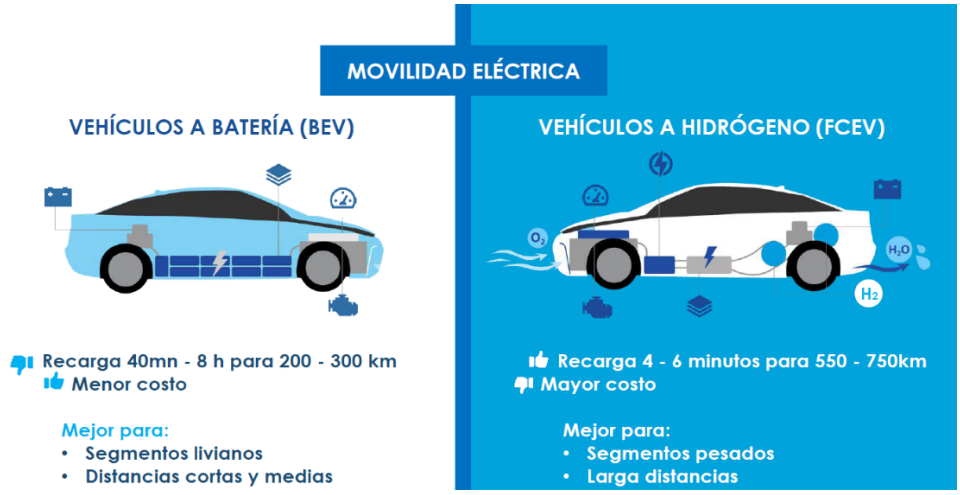


***Figura 48**: comparativo entre vehículos con batería de litio y vehículos a hidrógeno (GIZ, 2021)*

Por lo anterior, de acuerdo a los antecedentes y proyecciones fundamentadas, se considera una fuerza media-baja.

8.2.5. Rivalidad entre Empresas

Como se indicó antes, el hidrógeno, en la actualidad, es producido en un 96% por la quema de combustibles fósiles (metano, petróleo, carbón), y solo un 0,04% mediante electrolisis del agua; sin embargo, la tendencia mundial apunta a la descarbonización y, en consecuencia, a enriquecer fuentes de generación limpia mediante las ERNC.

Es por ello, que aquel productor de H_2V que cuente con los menores costos de producción será aquel que domine el mercado. En este punto, Chile cuenta con zonas privilegiadas, en el ámbito eólico y solar, donde es factible producir este energético a precios competitivos.

De acuerdo a lo anteriormente indicado, se considera una fuerza baja.

8.2.6. Resumen de las Cinco Fuerzas de Porter

En relación a la amenaza de nuevos entrantes, Chile cuenta atributos y proyecciones favorables, tanto en costos de producción (LCOH) como en la formación de alianzas estratégicas; esto último, debido principalmente a su imagen país y estabilidad macroeconómica.

Sin embargo, en cuanto la actualización de las normativas legales y tributarias relacionadas al H_2V, el país presenta atrasos en comparación a las grandes potencias, lo que puede acarrear retrasos en la formación de nuevas empresas asociadas al H_2V, y un rezago frente a los competidores. Dado lo anterior, se considera a la amenaza de nuevos entrantes como una fuerza media-alta.

En cuanto al poder de negociación de los clientes, se considera como una fuerza alta debido a la concentración de mercado en unos pocos países, dado sus altos volúmenes de compra.

Los proveedores se consideran como una fuerza baja debido a que, si bien, el mercado de los electrolizadores se concentra en Europa y China, (60% y 35%, respetivamente), la región Europea está altamente interesada en generar alianzas estratégicas con la región latinoamericana, dado que, de acuerdo a estimaciones, requerirá más del doble de la demanda proyectada de H_2 al 2030 (10 [Mt/año] de H2).

En relación a la amenaza de productos sustitutos, si bien en la actualidad el mercado de los vehículos eléctricos es dominado por las baterías de litio, uno sus grandes inconvenientes es que presenta prolongados tiempos de carga (entre 40 minutos y 8 horas), lo cual lo hace ineficiente versus tecnologías existentes en el mercado, como el diésel. Adicionalmente, al final de la vida útil de una batería de litio, algunos de sus componentes son dañinos para el medioambiente. En

este sentido, el H_2 se presenta como una alternativa atractiva y amigable con el medio ambiente, ya que, por una parte, al final de su proceso de combustión sólo emite vapor de agua y, además, cuenta con tiempos de carga mucho menor, equivalente al diésel (entre 4 y 6 minutos). Por otro lado, si bien los vehículos propulsados a H_2 presentan en la actualidad un costo mayor que las baterías de litio, se espera que en el mediano plazo (2030), y en la medida que aumente la disponibilidad de este energético en el mercado, los costos de los vehículos FCEV alcancen valores comercialmente competitivos. Por lo anterior, se considera una fuerza media-baja.

Finalmente, en cuanto a la rivalidad entre empresas, la tendencia mundial del uso combustibles apunta a la descarbonización y aquel país que cuente con los menores costos de producción de H_2V será aquel que domine el mercado. En este punto, Chile presenta zonas privilegiadas en el ámbito eólico y solar, donde es factible producir este energético a precios competitivos. De acuerdo a esto, se considera una fuerza baja.

En la Figura 49 se muestra un resumen de las 5 fuerzas de Porter de acuerdo al análisis desarrollado:

***Figura 49**: Resumen de las 5 fuerzas de Porter de acuerdo al análisis desarrollado*

(Elaboración propia)

8.3. Análisis FODA

Una vez desarrollado el análisis PEST y Cinco Fuerzas de Porter, se debe considerar la situación de la empresa analizando sus características internas, como las fortalezas y debilidades; asimismo, su situación externa, como las oportunidades y amenazas, para determinar las estrategias que mejor se acomoden a la situación actual de la industria chilena del H_2V.

8.3.1. Fortalezas

El norte de Chile cuenta con la radiación térmica más alta del planeta; y en el extremo austral, con vientos que soplan con la misma energía en tierra que mar adentro. Esto proporciona al país una ventaja competitiva entre sus pares latinoamericanos e incluso, a nivel mundial; asimismo, su larga y angosta faja de costa, le permite un acceso relativamente cercano al agua de mar, elemento clave requerido para el uso de electrolizadores.

De igual forma, el país cuenta, al cierre de 2022, con una capacidad de producción de agua desalinizada de 8.600 [lts/segundo], lo que, además, de acuerdo a lo expresado por Carlos Foxley, presidente de la Asociación Chilena de Desalinización (Acades), "*en los próximos 10 años se espera triplicar*".

En cuanto a costos de producción, Chile posee, de acuerdo a proyecciones, los menores LCOH de la región al año 2030, que incluso rivalizan con potencias a nivel mundial, como Australia y el medio oriente.

En relación a la imagen país, Chile detenta -en el contexto sudamericano- una posición privilegiada entre las economías de la región; asimismo, con los tratados de libre comercio firmados, le permite acceder, de manera más fluida, a alianzas estratégicas con países interesados en la importación de H_2.

De acuerdo con el ranking de "facilidad para hacer negocios", elaborado por el Banco Mundial en el año 2022, Chile se encuentra en el puesto 59 de 190 países con facilidad para hacer negocios, lo que, en consecuencia, lo ubica a la cabeza en América Latina (Banco Mundial, 2022).

De acuerdo a estimaciones de la Agencia Internacional de Energía (EIA), Chile posee un potencial de producción de H_2V de 160 [Mt/año] al año 2050, lo que lo ubica entre los más altos de América Latina (IEA, 2022).

8.3.2. Debilidades

La principal debilidad que posee actualmente Chile, tiene relación con la normativa legal vigente en torno al H_2, debido a que este energético, de acuerdo a ésta, es considerado como una "sustancia peligrosa" y no como un "vector energético", lo que acarrea problemas en cuanto a su producción, almacenamiento, transporte y consumo.

Asimismo, no existen mayores exigencias a nivel gubernamental y privado, en la actualidad, para otorgar mayor valor agregado a los productos asociados al H_2, lo que implica limitar la exportación de este energético a su forma bruta o en combinación con otros elementos, como el amoniaco.

Debido a la lejanía de los principales consumidores de H_2, como por ejemplo, China, EE. UU. y el mercado Europeo, los costos de transporte podrían ser mayores a la de otros países latinoamericanos; sin embargo, se destaca que esto dependerá, en gran medida, de la caída de los costos de producción del H_2V en el país, ya que, de acuerdo a lo estimado por el informe "Hydrogen Council" de 2020, Chile puede alcanzar un costo de transporte vía marítima de 2,7 [USD / kg] al 2030, logrando un precio competitivo a nivel mundial.

La relación con comunidades y grupos ecologistas podría ser un obstaculo para el desarrollo de los distintos proyectos asociados al H_2V, pues si bien las emisiones de GEI al medioambiente son nulas, para el proceso de electrólisis se requiere de cantidades considerables de agua, y la mayor fuente disponible de este recurso es el océano, lo que, eventualmente, podría afectar la vida marina. Adicionalmente, no existe una institucionalidad apropiada que garantice la sustentabilidad de todo el proceso de producción del H_2V en Chile.

La infraestructura para el almacenamiento y el transporte de hidrógeno verde se encuentra en ciernes en Chile, lo que dificulta su comercialización.

Bajo presupuesto a nivel nacional para investigación y desarrollo del H_2V.

El país no cuenta con reglas tributarias claras enfocadas a la producción de H_2V, ya que el tratamiento impositivo actual del H_2 se encuentra ligado a la fuente generadora de energía (eólica, termoeléctrica, solar, etc.) y a los contaminantes que emite dicha fuente, pero no al compuesto resultante, en este caso, el H2V.

8.3.3. Oportunidades

Chile posee, en la actualidad, una cartera de 50 proyectos asociados al H_2V, los que se encuentran en distintas fases de desarrollo; esto da cuenta de un elevado interés por parte de empresas privadas para producir este energético en territorio chileno. En este ámbito, lo posiciona como líder en la región latinoamericana.

Se prevé que la demanda de H_2V aumente en el mediano plazo (2030), debido a la búsqueda por parte de los países de fuentes energéticas menos contaminantes, y que en lo posible eliminen la dependencia de combustibles fósiles, productoras del efecto invernadero.

Chile cuenta con múltiples tratados comerciales, los cuales permitirían un proceso de comercialización más fluido en contraste con sus principales competidores latinoamericanos, y con la consecuente disminución de impuestos por importación de este energético.

8.3.4. Amenazas

La producción de H_2V mediante las ERNC (*Off-grid*), requiere, en la actualidad, de altos costos de inversión (CAPEX), que incluso rivalizan con los costos de fuentes de producción más contaminantes, como el reformado de vapor.

Países como Australia, e incluso en el contexto latinoamericano, como Brasil, se encuentran realizando investigaciones en materia tecnológica asociada al uso de H_2V, lo que podría proporcionarles una ventaja competitiva en el mediano plazo en cuanto a mejoras en la cadena de valor de este energético y diversificación de su demanda.

Se están llevando a cabo importantes avances en el campo de las baterías de litio y baterías de sodio para su uso en vehículos livianos, con cargas cada vez más rápidas, eficientes y económicas, lo que eventualmente podría rivalizar con la eficiencia en kilometraje recorrido y la rapidez de carga de los vehículos a hidrógeno con FCEV.

8.3.5. Resumen FODA

	Oportunidades	**Amenazas**
	* Cuenta, en la actualidad, con una cartera de más de 50 proyectos asociados al H_2V, lo que, en este ámbito, lo posiciona como líder en la región. * Se prevé que la demanda de H_2V a nivel mundial aumente, debido a la búsqueda por parte de las grandes potencias económicas de nuevas fuentes energéticas que mitiguen, o en lo posible eliminen, los efectos del calentamiento global. * Cuenta con múltiples tratados comerciales, los cuales permitirían un proceso de comercialización más fluido, en contrate con sus principales competidores latinoamericanos, y con la consecuente disminución de impuestos por importación de este energético. * De acuerdo a estimaciones de la IEA, Chile cuenta con un potencial de producción de H_2V que lo ubica entre los más altos de América Latina (160 [Mt/año] de H2V al año 2050).	* La producción de H_2V mediante las ERNC (Off grid) requiere, en la actualidad, de altos costos de inversión (CAPEX), que incluso rivalizan con los costos de inversión de fuentes productoras contaminantes, como el reformado de vapor o el carbón. * Diversos países del mundo, como Australia, e incluso en el contexto latinoamericano, como Brasil, se encuentran realizando investigaciones y avances en materia de tecnología asociada al uso de H_2V. * Se están llevando a cabo importantes avances en el campo de las baterías de litio y sodio, para su uso en vehículos, con cargas cada vez más rápidas y eficientes.
Fortalezas	**Estrategias Fortalezas/Oportunidades**	**Estrategias Fortalezas/Amenazas**
* Existencia de la radiación solar a más alta del planeta; y en el sur, con vientos fuertes y constantes. * Cuenta, en la actualidad, con una capacidad de desalinizadores de 8.600 [lts/segundo], y que se espera triplicar en los próximos 10 años. * Al 2050, de acuerdo a proyecciones, contará con los menores LCOH de la región, e incluso rivalizando con potencias a nivel mundial como Australia. * Cuenta con una imagen país privilegiada entre las economías de la región, y con tratados de libre comercio que le permiten acceder a alianzas estratégicas con países interesados en la importación de H_2.	* Potenciar el ingreso, por parte del gobierno, de nuevas empresas para alcanzar la capacidad potencial productiva del H_2V (estimada en 160 [Mt/año] de H_2V). * Generar y/o ampliar acuerdos de exportación del H_2 con Europa, Asia, y EE.UU, lo cuales poseen una alta demanda.	* Realizar compra de patentes para mejorar los procesos en la cadena de valor del H_2V. * Aplicar el Know-how productivo de "e-combustibles", como los que se producen actualmente en la planta Haru Oni, para reproducirlo en otras plantas de producción de H_2V a nivel nacional. * Potenciar, fortalecer y fomentar, por parte del estado, alianzas entre entes estatales, privados y de la academia para desarrollar nuevas tecnologías en la cadena de valor del H_2V.
Debilidades	**Estrategias Debilidades/Oportunidades**	**Estrategias Debilidades/Amenazas**
* Normativa legal desactualizada en relación a los nuevos usos de este energético. * La relación con los grupos ecologistas podría ser un impedimento para el desarrollo de distintos proyectos asociados al H_2V. * Carencia de una institucionalidad apropiada que garantice la sustentabilidad del proceso de producción de H_2V. * Falta de infraestructura para el almacenamiento y el transporte de H_2V, lo que dificulta su comercialización. * Bajo presupuesto a nivel nacional para I+D de H_2V en el país. * No cuenta con incentivos tributarios enfocados en la producción de H_2V.	* Hacer participe a comunidades aledañas a las plantas de producción de H_2V en las decisiones que tengan un impacto ambiental considerable, con finalidad de minimizar los riesgos de paralización de proyectos. * Generar comisiones técnicas a nivel institucional para agilizar la actualización de las normas legales y tributarias asociadas al H_2V.	* Generar contratos a corto plazo con el mercado asiático, Europa y EE. UU., a precios favorables, destinando un 10% de estos ingresos a investigación y desarrollo. * Aplicación, por parte de empresas privadas, de un clúster (centro de empresas) del H_2V para generar transferencia de tecnología y conocimiento que beneficie a las firmas productoras y la economía nacional.

***Figura 50**: Resumen FODA*

(Elaboración propia)

8.4. Benchmarking

Según estimaciones, los países y/o regiones que liderarán la carrera de producción de H_2V a nivel mundial al año 2030, serán: Europa, Australia y América Latina. No obstante, en el caso de Europa, debido a que requerirá más del doble de este energético que su capacidad de producción a ese mismo año para satisfacer su demanda interna, no se considerará para hacer un benchmarking eficiente.

Por lo anterior, se tendrá en consideración, principalmente, el análisis de los países pertenecientes a la región latinoamericana, debido a la fuente de sus recursos y a su cercanía geográfica, que además cuenten con la mayor cantidad de proyectos asociados al H_2V -ya sea en desarrollo o construcción-, y que posean el mayor potencial energético para la instalación de plantas asociadas a las ERNC, es decir: Argentina, Brasil, Colombia y Uruguay.

8.4.1. Argentina

En relación al marco normativo, Argentina cuenta con la Ley de Promoción del Hidrógeno (2006); asimismo, la producción de H_2, el uso de energía y el I+D son considerados de interés nacional, y el país se encuentra promoviendo su actualización en el Congreso para acomodar la regulación sobre la producción de H_2V.

La Ley 27.191 (promulgada en 2015) establece una meta de 20% de ERNC en el consumo nacional para 2025, modificando la ley anterior de 2006.

El país también cuenta con estándares de seguridad del H_2; se destaca, particularmente, su participación en la elaboración de la norma internacional ISO TC 197-ABNT IEC/TS 62282-1:2018, la cual proporciona una terminología uniforme para las tecnologías de pilas de combustible en todas las aplicaciones, incluidas, entre otras, la energía estacionaria, el transporte, la energía

portátil, en la que se incluye, además, el desarrollo del H_2V.

Un nuevo proyecto de ley de energías renovables (presentado en 2021) tiene como objetivo impulsar la investigación, el desarrollo y la producción de H_2V como alternativa energética; busca impulsar el diseño de un plan nacional de H_2 que establezca objetivos concretos a cumplir al final de esta década.

Con respecto a la disponibilidad de instalaciones de energías renovables, el país dispone de recursos eólicos y solares de alta calidad y, por tanto, de electricidad renovable competitiva. La región noroeste, cuenta con altos niveles de radiación solar, con 2.800 kW/h por metro cuadrado al año. En 2021, el 59,1% de la electricidad se generó a partir de energía térmica convencional (gas natural, carbón); el 25,2% a partir de energía hidroeléctrica; el 11,6% a partir de energías renovables (el 65,8% de las cuales es eólica) y el 4% a partir de energía nuclear. Del total de la capacidad instalada incorporada en 2021, el 97% correspondió a fuentes de energía renovables a través de 26 proyectos de gran escala en 10 provincias.

En relación al Plan de política, hoja de ruta o estrategia del H_2, en 2014, presentó un Plan Nacional del Hidrógeno con una hoja de ruta a 16 años. Sin embargo, este plan no se ha implementado debido al cambio de gobierno.

En 2021, lanzó la Estrategia Nacional de Hidrógeno de Bajas Emisiones al 2030, sin embargo, a la fecha no está oficialmente publicada. Esta estrategia tiene como objetivo crear una hoja de ruta para promover la colaboración público-privada, la inversión en ciencia y tecnología y la participación industrial.

En cuanto al uso actual de H_2, ésta se basa en la refinación de petróleo, productos químicos como amoniaco y metanol, hierro y acero.

En relación producción actual de H_2, el país produce este energético, principalmente, a

partir de combustibles fósiles. La petrolera estatal YPF produce H_2 gris y azul (36% de la producción nacional total), consumido in situ para procesos de hidrocarburos. Se producen alrededor de 400.000 [ton] de H_2 gris/año.

En cuanto a la producción potencial de H_2, de acuerdo a proyecciones del gobierno Argentino, el H_2 azul ganará protagonismo en el período 2036-2041, ya que cuenta con una importante producción de gas natural al tener el segundo reservorio de GN más grande del mundo. También cuenta con abundantes recursos de biomasa en las regiones central y nororiental. Por otra parte, el H_2 basado en energía nuclear está en discusión, considerando la experiencia de Argentina. Adicionalmente, la nación restablecerá la zona franca para impulsar la producción de H_2V, que se encuentra entre las acciones para transformar a la provincia de Sierra Grande en un polo de desarrollo. El país persigue el objetivo de 5 [GW] por electrólisis para el año 2030. Así, Argentina podría producir 1.000 [Mt/año] de H_2V al año 2030.

En el ámbito de relaciones estratégicas, Argentina cuenta con una alianza nacional con el consorcio H2AR. En el ámbito internacional, Argentina es parte de IRENA; además, cuenta con una asociación estratégica con Japón, en que ambos países firmaron un Memorando de Cooperación para impulsar el desarrollo de H_2 como fuente de energía libre de contaminación. En 2023, Argentina y la Unión Europea, firmaron un Memorándum de Entendimiento (MoU, en inglés), la cual establece colaboración para desarrollar y promover las energías renovables y la eficiencia energética, así como el uso del hidrógeno.

En cuanto al capital humano, según estimaciones, se podrían crear 50.000 puestos de trabajo de aquí al año 2050 gracias a la cadena de valor del H_2V. Asimismo, la empresa australiana Fortescue anunció que invertirá 8,4 BUSD en Argentina para producir H_2V en la provincia de Río Negro, lo que generará más de 50.000 empleos, directos e indirectos, y en una primera etapa sólo

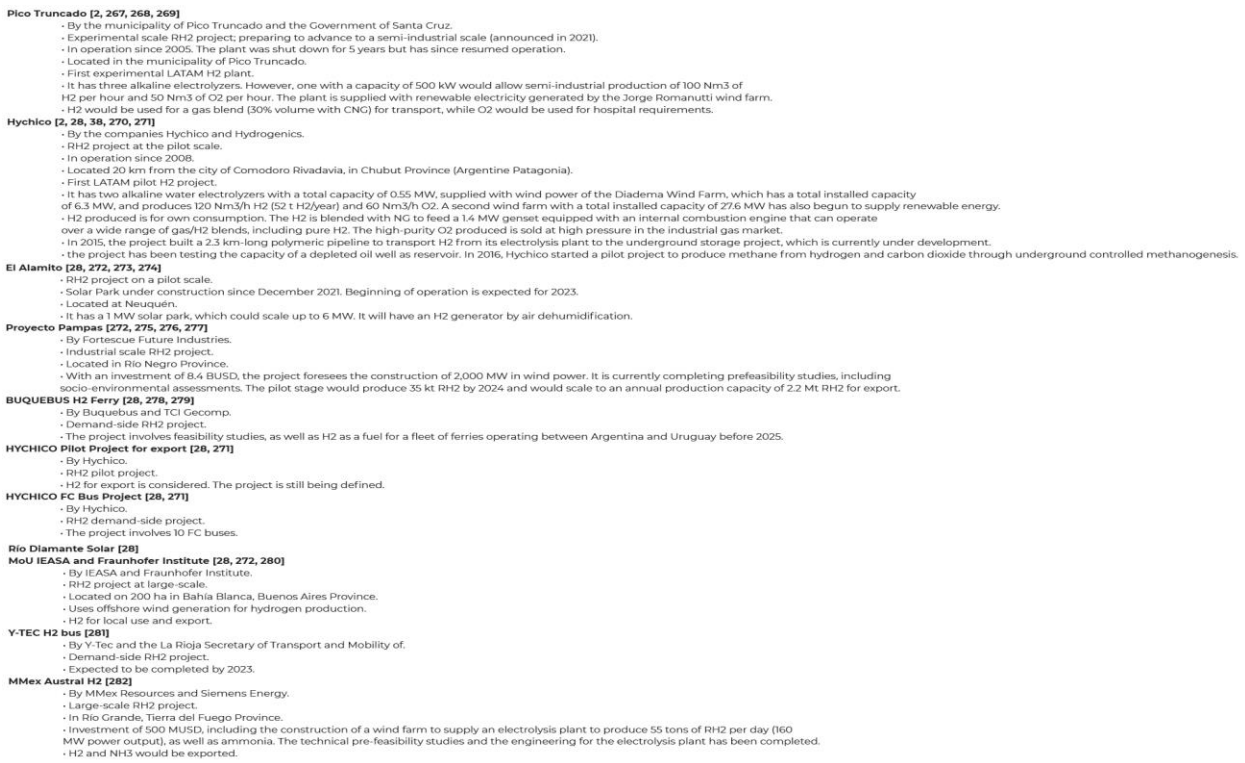
estará orientado a la exportación.

En el ámbito del I+D, el gobierno Argentino indica que el desarrollo científico y tecnológico del H_2 es uno de los pilares de la estrategia nacional al 2030 en el país. Asimismo, más de un tercio de los grupos participantes de la red de investigación iberoamericana H2TRANSEL tienen su sede en Argentina.

En el ámbito de LCOH, en 2020, el país alcanzó un costo de entre 1,4-1,8 [USD/kg de H_2] gris, en 2020; y en 2030 planea llegar a un costo entre 1,5-1,6 [USD/kg de H_2V].

Actualmente el país cuenta con 11 proyectos e iniciativas asociadas al H_2V; 2 en operación y 9 en desarrollo.

En la Figura 51 se muestran los proyectos e iniciativas asociadas a H_2V en Argentina al año 2023:



Pico Truncado [2, 267, 268, 269]
- By the municipality of Pico Truncado and the Government of Santa Cruz.
- Experimental scale RH2 project; preparing to advance to a semi-industrial scale (announced in 2021).
- In operation since 2005. The plant was shut down for 5 years but has since resumed operation.
- Located in the municipality of Pico Truncado.
- First experimental LATAM H2 plant.
- It has three alkaline electrolyzers. However, one with a capacity of 500 kW would allow semi-industrial production of 100 Nm3 of H2 per hour and 50 Nm3 of O2 per hour. The plant is supplied with renewable electricity generated by the Jorge Romanutti wind farm.
- H2 would be used for a gas blend (30% volume with CNG) for transport, while O2 would be used for hospital requirements.

Hychico [2, 28, 38, 270, 271]
- By the companies Hychico and Hydrogenics.
- RH2 project at the pilot scale.
- In operation since 2008.
- Located 20 km from the city of Comodoro Rivadavia, in Chubut Province (Argentine Patagonia).
- First LATAM pilot H2 project.
- It has two alkaline water electrolyzers with a total capacity of 0.55 MW, supplied with wind power of the Diadema Wind Farm, which has a total installed capacity of 6.3 MW, and produces 120 Nm3/h H2 (52 t H2/year) and 60 Nm3/h O2. A second wind farm with a total installed capacity of 27.6 MW has also begun to supply renewable energy.
- H2 produced is for own consumption. The H2 is blended with NG to feed a 1.4 MW genset equipped with an internal combustion engine that can operate over a wide range of gas/H2 blends, including pure H2. The high-purity O2 produced is sold at high pressure in the industrial gas market.
- In 2015, the project built a 2.3 km-long polymeric pipeline to transport H2 from its electrolysis plant to the underground storage project, which is currently under development.
- the project has been testing the capacity of a depleted oil well as reservoir. In 2016, Hychico started a pilot project to produce methane from hydrogen and carbon dioxide through underground controlled methanogenesis.

El Alamito [28, 272, 273, 274]
- RH2 project on a pilot scale.
- Solar Park under construction since December 2021. Beginning of operation is expected for 2023.
- Located at Neuquén.
- It has a 1 MW solar park, which could scale up to 6 MW. It will have an H2 generator by air dehumidification.

Proyecto Pampas [272, 275, 276, 277]
- By Fortescue Future Industries.
- Industrial scale RH2 project.
- Located in Río Negro Province.
- With an investment of 8.4 BUSD, the project foresees the construction of 2,000 MW in wind power. It is currently completing prefeasibility studies, including socio-environmental assessments. The pilot stage would produce 35 kt RH2 by 2024 and would scale to an annual production capacity of 2.2 Mt RH2 for export.

BUQUEBUS H2 Ferry [28, 278, 279]
- By Buquebus and TCI Gecomp.
- Demand-side RH2 project.
- The project involves feasibility studies, as well as H2 as a fuel for a fleet of ferries operating between Argentina and Uruguay before 2025.

HYCHICO Pilot Project for export [28, 271]
- By Hychico.
- RH2 pilot project.
- H2 for export is considered. The project is still being defined.

HYCHICO FC Bus Project [28, 271]
- By Hychico.
- RH2 demand-side project.
- The project involves 10 FC buses.

Río Diamante Solar [28]

MoU IEASA and Fraunhofer Institute [28, 272, 280]
- By IEASA and Fraunhofer Institute.
- RH2 project at large-scale.
- Located on 200 ha in Bahía Blanca, Buenos Aires Province.
- Uses offshore wind generation for hydrogen production.
- H2 for local use and export.

Y-TEC H2 bus [281]
- By Y-Tec and the La Rioja Secretary of Transport and Mobility of.
- Demand-side RH2 project.
- Expected to be completed by 2023.

MMex Austral H2 [282]
- By MMex Resources and Siemens Energy.
- Large-scale RH2 project.
- In Río Grande, Tierra del Fuego Province.
- Investment of 500 MUSD, including the construction of a wind farm to supply an electrolysis plant to produce 55 tons of RH2 per day (160 MW power output), as well as ammonia. The technical pre-feasibility studies and the engineering for the electrolysis plant has been completed.
- H2 and NH3 would be exported.

Figura 51: *Proyectos e iniciativas asociadas al H_2V de Argentina al año 2023*

(LAC Green Hydrogen Action, 2023)

8.4.2. Brasil

En cuanto al marco regulatorio, Brasil cuenta, a la fecha, con normas de seguridad referentes al H_2, ya que participó en la elaboración de la norma internacional ISO TC 197-ABNT IEC/TS 62282-1:2018. Sin embargo, no se tiene en conocimiento de leyes que regulen la cadena de valor del H_2.

Con respecto a la disponibilidad e instalaciones de energías renovables, la nación posee recursos solares y eólicos de alta calidad y, por lo tanto, electricidad mediante ERNC competitiva. Según el Balance Energético Nacional (BEN), la nación alcanzó 134 [Mtoe] de Energía Renovable en 2021, lo que representa un 44,7% del suministro total de energía nacional. En cuanto a distribución de las fuentes de energía renovable, la energía procedente de la biomasa de caña de azúcar representó el 16,4%, la energía hidroeléctrica el 11%, la leña y el carbón vegetal el 8,7% y otras fuentes renovables contribuyeron con el 8,7% restante, incluidas la eólica y solar. El país cuenta con estructuras existentes para una mayor expansión de las ERNC gracias a la experiencia del sector privado y a modelos probados de licitación y contratación que permiten la contratación a corto plazo de capacidad adicional de generación de energías renovables a costos de producción favorables. Los objetivos de energía renovable de Brasil están incluidos en su Plan Decenal de Expansión Energética (PDEE), cuyo objetivo es que las energías renovables representen el 42,5% del suministro total de energía primaria para 2023.

En relación al Plan de política, hoja de ruta o estrategia del H_2, a la fecha Brasil no cuenta con una Estrategia a nivel Nacional del H_2, sin embargo, ésta se encuentra en desarrollo. Por su parte, en 2005, el Ministerio de Minería y Energía (MME), lanzó una Hoja de Ruta para estructurar la economía del hidrógeno en el país, centrándose en hitos prioritarios para la producción de H_2. Asimismo, la corporación de Investigación Energética (EPE) publicó un documento técnico

inicial: Las bases para una estrategia nacional de H_2. En 2021, el Gobierno lanzó las Directrices para el Programa Nacional del H_2 (PNH2), el cual cubre seis prioridades: (1) Reforzar la I+D+i y las bases tecnológicas, (2) Desarrollo de capacidades y formación de capital humano, (3) Planificación energética, (4) Marco legal y regulatorio, (5) Desarrollo de mercado y competitividad, y (6) Asociaciones y cooperación internacionales.

La nación cuenta con un Plan Estratégico Nacional al año 2050, publicado en diciembre de 2020, el cual describe al H_2 como una tecnología disruptiva y como elemento estratégico para la descarbonización de la matriz energética y para el almacenamiento de energía. Por su parte, el gobierno de Río Grande do Sul, publicó su estrategia estatal del H_2V.

En cuanto al uso actual del H_2, Brasil utiliza este energético para producir, principalmente, refinación de petróleo, productos químicos (amoniaco y producción de fertilizantes en base a amoniaco), hierro, acero y cemento. En 2019, la demanda de H_2 en el país fue de 465 [kt de H_2], proveniente, fundamentalmente, de H_2 gris.

En el caso de producción actual del H_2, se produce principalmente a partir de combustibles fósiles. Se destaca que a junio de 2021, el país cuenta con 48 [kW] de capacidad de electrólisis.

En cuanto a la producción potencial del H_2, Las áreas de enfoque de Brasil incluyen el reformado de gas natural y etanol, la electrólisis del agua mediante energías renovables y la biomasa residual. Asimismo, el país pretende concentrar el polo de producción en el estado de Ceará y en Porto do Acu; en el primero, se pretende construir una planta electrolizadora con una capacidad de 5 [GW] y una producción de 900.000 [ton/año] de H_2V, el cual se planifica que entre en operación en 2025; en el segundo, comprenderá la construcción de una planta con electrólisis de 300 [MW], para producir 250.000 [ton/año] de amoniaco renovable, y pretende estar operativa en 2026.

En el ámbito de relaciones estratégicas, la nación cuenta con Asociación Brasileña del Hidrógeno; asimismo, ha participado en la cooperación internacional sobre H_2 con bajas emisiones de carbono en el marco de la Asociación Energética Brasil-Alemania, "H2 Brasil" en el "Programa de Asociación Power to X Alemania-Brasil"; asimismo, ha participado en el "Foro Energético Brasil-Estados Unidos para Comercio y Desarrollo Mundial", el "Programa Energético Brasil-Reino Unido", "India y Brasil sobre Cooperación en Bioenergía", "participación en el "BRICS – Plataforma de Cooperación para la Investigación Energética.

En cuanto al capital humano, la Estrategia de Hidrógeno Verde del Gobierno de Rio Grande do Sul prevé crear más de 40.000 nuevos puestos de trabajo.

En el ámbito del I+D, el Consejo Nacional de Política Energética de Brasil (CNPE) estableció a este energético como una de las prioridades para el gasto en I+D en energía. Además, la Resolución CNPE Nº 2/2021 establece como área prioritaria de I+D+i el aumento de la proporción asignada a proyectos del segundo semestre, que supone el 1% del total de I+D+i en Energía de 1999 a 2018. También, el programa Fuel Cell System (2002) se centró en el desarrollo de tecnologías domésticas de pilas de combustible. Y finalmente, los grupos MME, GIZ y SENAI firmaron un acuerdo de cooperación para crear el primer Centro de Excelencia en Hidrógeno Verde en Nata, considerando cinco centros regionales de educación y capacitación H_2V en Brasil. En el caso del transporte, el país está desarrollando un prototipo de autobús FCEV con fondos del programa de obligaciones de inversión en I+D financiado por empresas de servicios públicas del regulador del sector eléctrico (ANEEL).

En el ámbito de LCOH, en 2030, el país plantea llegar a un costo entre 1,3-1,5 [USD/kg de H_2V]; al 2040, plantea llegar a un costo de 1,25 [USD/kg de H_2V].

Actualmente, el país cuenta con 42 proyectos e iniciativas relacionadas con el H_2V; 6 en

operación y 36 en desarrollo.

En la Figura 52 se presentan los proyectos e iniciativas asociadas a H_2V en Brasil al año 2023:

Hybrid FC bus [28, 93, 97]
- By Empresa Metropolitana de Transporte Urbano de São Paulo (EMTU/SP) and the Ministry of Mines and Energy (MME).
- Demand-side project.
- 1 unit. Project stages were as follows: phase 1-feasibility (2006-2013); phase 2-efficiency improvement and implementation (2012–2016).
- For urban transport.

Refueling station [93, 97]
- 1 unit.
- 35 MPa on-site production.

FURNAS/Base Energia Sustentável [28]
- H2 use for electricity generation.

CESP/Base Energia Sustentável [28]
- Operational between 2010 and 2012.
- H2 use for gas injection and electricity generation.

Itaipu HPP complex [28, 102]
- By Itaipu Binacional, Eletrobras and Fundação Parque Tecnológico Itaipu (FPTI), with the support from Unicamp's National Reference Center for Hydrogen Energy (CENEH).
- RH2 pilot project.
- Experimental H2 plant in operation since 2014.
- Located at Itaipu Binacional HPP.
- RH2 production via alkaline electrolysis.
- H2 is used for a 6-kW fuel cell to power a 1.4 MW lighting system. The project's main objective is to use the power that is no longer generated by the reservoir's surplus water to supply a large H2 production plant.

São Gonzalo do Amarante [28, 280, 284, 285]
- By EDP Brazil.
- Pilot scale RH2 project.
- Located in the Port of Pecém, Ceará (hub).
- 7.5 MUSD investment. A 3 MW solar PV farm will supply the RH2 plant, which would use a PEM electrolyzer.
- H2 use for industrial feedstock.

Storage plant [93, 97]
- H2-based energy storage plant built to store 200 MWh/year.

Storage plant [93, 97]
- H2-based energy storage plant built to store 730 MWh/year.

H2 fuel cell catamaran [93, 97]
- Capacity for 100 passengers.

CEMIG [28]

Vale Powership [28]

COPPE UFRJ – Hybrid Fuel Cell bus [28]

COPPE UFRJ – PACOS – BNDES [28]

Hub Pécem-Ceará [28, 93, 97]
- RH2 hub.
- Operation is expected to beg8in in 2025.
- It will have an electrolysis capacity of 5 GW. RH2 production will be 900 kt/year, occupying 200 ha.

Port of Pecem Fortescue Future [28, 283, 285]
- By Fortescue Future Industries.
- Industrial-scale Industrial scale RH2 project.
- Located in the Port of Pecém, Ceará (hub).
- 6 BUSD investment. RH2 production of 15 Mt H2/year. Expected to begin operation in 2025.
- H2 for export.

Marítimo Dragão [28, 283, 286]
- By Qair Brazil.
- Industrial scale RH2 project.
- Located in the Port of Pecém, Ceará (hub).
- 6.95 BUSD investment. Offshore wind and RH2 plant. H2 production of 296 kt/year. Expected to begin operation in 2023.
- H2 for export.

Enegix Energy [28, 283, 287]
- By Enegix Energy Pte Ltd.
- Industrial scale RH2 project.
- Located in the Port of Pecém, Ceará (hub).
- 5.4 BUSD investment. 3.4 GW of combined baseload solar and wind power will supply the electrolysis plant to produce 600 kt of RH2/year.
- H2 for export.

Engie [28, 283]
- By Engie.
- Located in the Port of Pecém, Ceará (hub).
- Memorandum signed.
- H2 for export, but also assessing use in several areas (steel production, industrial feedstock, blending, transport).

Transhydrogen Alliance [28, 283]
- RH2 project.
- Located in the Port of Pecém, Ceará (hub).
- 2 BUSD investment. Production of 500 kt of RH2/year.
- H2 for industrial feedstock.

Linde [28, 283]
- By Linde.
- RH2 project.
- Located in the Port of Pecém, Ceará (hub).
- Memorandum signed for RH2 plant.

White Martins [28, 283]
- Located in the Port of Pecém, Ceará (hub).
- Memorandum signed.

Neoenergía/Iberdrola [283]
- Located in the Port of Pecém, Ceará (hub).
- Memorandum to analyze the use of RH2 in public transport.

H2helium [283]
- Located in the Port of Pecém, Ceará (hub).
- Memorandum signed to act in project development.

H2helium [283]
- Located in the Port of Pecém, Ceará (hub).
- Memorandum signed to act in project development.

Eneva, Differential, Hytron [283]
- Located in the Port of Pecém, Ceará (hub).
- Memorandum signed.

AES Brasil [28]
- By AES Brasil.
- Located in the Port of Pecém, Ceará (hub).
- H2 for export.

Ingenostrum – Total Eren [28, 288, 289]
- By Total Eren and Ingenostrum.
- Located in the Port of Pecém, Ceará (hub).
- 1.4 BUSD investment for the construction of a 2 GW PV plant and a RH2 production plant.
- H2 use for electricity generation.

Cactus Energia Verde Port of Pecem [280, 290]
- By Cactus Energia.
- Located in the Port of Pecém, Ceará (hub).
- 10.5 kt H2/month. Expected to begin operations in 2026.

Enerprize Energy [28, 283]
- Located in Rio Grande do Norte (hub).
- Memorandum signed for offshore wind and an RH2 plant with ammonia production.
- Products for export.

International Renewable Energies [283]
- Located in Rio Grande do Norte (hub).
- Investment of 3.2 BUSD in offshore wind, solar and RH2 plant.

Neoenergía/Iberdrola [283]
- Located in Rio Grande do Norte (hub).
- Memorandum with intention to produce RH2.

Pernambuco Green Hydrogen Plant [283]
- By Qair Brazil.
- Located in the Port of Suape, Pernambuco.
- Investment of 3.8 BUSD in H2 plant.

Neoenergía/Iberdrola [283]
- Pilot scale RH2 project.
- Located in the Port of Suape, Pernambuco.
- Memorandum signed. Port of Acu, Rio de Janeiro.

Porto do Acu Fortescue Ammonia Project [102, 280, 283]
- By Fortescue Future Industries.
- RH2 project.
- Located in Port of Acu, Rio de Janeiro.
- Production of 250 kt of ammonia/year, with a 300 MW capacity.
- Ammonia use for fertilizer industry and export.

White Martins [280]
- Located in Rio Grande do Sul.
- Memorandum signed.

Unigel [28, 98, 280, 291, 292]
- By Unigel.
- Industrial scale RH2 plant.
- Located in the Camaçari industrial complex in the state of Bahia.
- 120 MUSD investment for an onshore wind farm and a RH2 plant that uses alkaline electrolysis. Phase I considers a 60 MW total electrolysis capacity to produce 10 kt RH2/year for a 60 kt ammonia production, which is expected to begin operation by the end of 2023. Phase II will consider a 240 MW electrolysis capacity and is expected to begin in 2025.

Raízen and Yara Biomethane to H2 for fertilizer [28]

Nexway and Casa Dos Ventos in Piauí [28]

Shell Acu Port [280, 293]
- By Shell.
- Pilot scale RH2 project.
- Located in Port of Acu, Rio de Janeiro.
- Grid electricity will supply the RH2 plant. Initial capacity of 10 MW to produce 2 kt H2/year, with a potential scale-up to 100 MW to produce 16 kt H2/year. Expected to be completed in 2025.

Ethanol-based H2 plant and fuelling station [294]
- By Shell Brazil, Raízen, Hytron, the University of São Paulo, and SENAI CETIQT.
- Located in São Paulo.
- MoU for the construction of a H2 production plant using ethanol. It consists of two phases: the first plant will have an output of 5 kg/h of RH2, while the second plant will have an output of 44.5 kg/h of RH2. Expected to start operations in 2023.

BBF Project for SAF [28, 295, 296]
- By Brasil BioFuels.
- Located in Manaus.
- Biorefinery for sustainable aviation fuel and second-generation biofuel. Production capacity of 500 kt/year. Operation expected to start in 2025. Vibra Energy as partner through a five-year contract to sell the SAF.

UNIFEI [297]
- Investigation center financed by GIZ. IMW. Minas Gerais. R&D, incubation and startups.

Enerfin [298]
- RH2 project.
- Located in Rio Grande do Sul.

***Figura 52**: Proyectos e iniciativas asociadas al H_2V de Brasil al año 2023*

(LAC Green Hydrogen Action, 2023)

8.4.3. Colombia

En relación al marco normativo de Colombia referente al H_2, el Ministerio de Ciencias publicó la licitación "Energía sustentable y su aporte a la planificación minero-energética", que prevé desarrollar temas relacionados con el abastecimiento energético confiable y la diversificación de la matriz energética (prospectiva de producción y uso de H_2). Los objetivos a alcanzar son: (1) realizar un análisis integral para identificar cómo incorporar el H_2 en el marco de la Ley 1.715 de 2014 (incluyendo su definición y posibles clasificaciones), (2) identificar las tecnologías asociadas al H_2 azul y verde, dado que la Ley 1.715 de 2014 menciona las Fuentes de Energía No Convencionales (ERNC), pero no las tecnologías con las que pueden ser utilizadas.

El país también cuenta con la Ley de Transición Energética, Ley 2.099 (2021), que establece un marco fiscal práctico para la inversión en fuentes de ERNC. Además, la Ley 2.099 amplía el ámbito de acción del Fondo para ERNC y gestión Eficiente de la Energía (FENOGE) al financiamiento o ejecución de proyectos viables en cualquier eslabón de la cadena de valor del H_2 de bajas emisiones

El Decreto 1.476 promueve la innovación, la investigación, la producción, el almacenamiento, la distribución y el uso del H_2 y fija el marco institucional para desarrollar la regulación de los sectores específicos que utilizarán el H_2.

El documento CONPES 4.118 tiene como objetivo desarrollar la infraestructura necesaria para la exportación de hidrógeno y sus derivados y su uso en la descarbonización del sector marítimo.

Con respecto a la disponibilidad e instalaciones de energías renovables, el país dispone de recursos eólicos y solares de alta calidad y, por tanto, de electricidad renovable competitiva. En regiones como La Guajira se cuenta con una velocidad del viento de 9 m/s (el doble del promedio

mundial) y una radiación solar que es un 60% mayor que el promedio mundial. El factor de planta de energía eólica puede alcanzar el 63% en La Guajira, mientras que los recursos solares pueden alcanzar el 21% en Caribe Norte y Andes Norte.

La participación de las energías renovables en la matriz energética nacional Colombiana pasará de <1% en 2018, al 12% en 2022. La nación se encuentra entre los diez países que concentran el 46% del suministro internacional de agua apta para generación hidroeléctrica

A diciembre de 2018, la capacidad de generación instalada en el Sistema Interconectado Nacional era de 17.312 [MW], de los cuales el 68,4% correspondió a generación hidroeléctrica, alrededor del 30% térmica (13,3% con GN; 7,8% con combustibles líquidos y 9,5% con carbón) y alrededor del 1% de ERNC (eólica, solar y biomasa).

En relación al Plan de política, hoja de ruta o estrategia del H_2, en 2021 el país publicó la hoja de ruta nacional de H_2, en el cual considera, entre algunas otras, que el H_2 azul es la opción más favorable a corto plazo, sobre todo si se puede aprovechar la infraestructura industrial existente. Asimismo, en relación al H_2V, se considera que puede ser una alternativa competitiva en regiones con mejores recursos eólicos (como el Caribe Norte) a partir de 2030, y el H_2 azul y verde coexistirán entre los años 2030-2040. Después de 2035, el H_2 azul será más competitivo que el H_2 gris y el H_2V será la alternativa más competitiva a partir de 2040, creando un nuevo mercado de exportación.

Además de la electrólisis y la capacidad de producción de H_2 para 2030, la hoja de ruta de Colombia define varios otros objetivos: el número de vehículos de pila de combustible (ligeros y pesados), el número de estaciones de H_2, el consumo porcentual de H_2 de bajas emisiones en el sector industrial (40%), una inversión de 2,5-5,5 BUSD y reducción de CO_2 (2,5-3 Mt de CO_2 en 2020-2030). También, proporciona una estimación del potencial de exportación de H_2V y H_2 azul;

describe los facilitadores e incentivos regulatorios necesarios para la producción de este energético; entrega lineamientos para el sector transporte y su uso en otras áreas, e identifica grupos de partes interesadas y entidades relacionadas con la implementación del H_2.

En cuanto al uso actual de H_2, Colombia destina este energético, principalmente, para la refinación de petróleo, productos químicos (amoniaco), a la producción de hierro y acero de alto horno, cemento. Otros usos incluyen la minería y la industria alimentaria (grasas y aceites) y la producción de vidrio. Actualmente, el 84% del H_2 es producido y consumido por el sector de las refinerías, el 12% en la industria de fertilizantes y el 4% en otras industrias como la de las grasas hidrogenadas.

En cuanto a la producción actual de H_2, Colombia produce aproximadamente 155 [kt] (90% H_2 gris y 10 % azul). El H_2 se produce principalmente mediante reformado con vapor con gas natural.

En cuanto a la producción potencial de H_2, el país tiene en sus planes que las reservas de petróleo, gas natural y carbón podrían utilizarse para la producción de H_2 azul. Colombia es un importante productor de carbón en América Latina y uno de los principales exportadores mundiales. En el mediano y largo plazo, Colombia podría abastecer la demanda interna de H_2 de bajas emisiones. El Plan Estratégico del Hidrógeno de Ecopetrol ha fijado un objetivo de producción de 1 [Mt] de H_2 bajo en carbono para 2040, distribuido de la siguiente manera: 40% H_2V, 30% azul y 30% gris.

En el ámbito de relaciones estratégicas, el país cuenta con “La Asociación Colombiana de Hidrógeno”, la cual está trabajando junto con el gobierno Colombiano y colaboradores internacionales para crear incentivos de oferta y demanda y promover estrategias de financiamiento como fondos específicos para el H_2. También, cuenta con la “Alianza Nacional:

Hidrógeno Colombia-Asociación Colombiana del Hidrógeno" y "Cámara del Hidrógeno ANDI-NATURGAS". En cuanto a la colaboración internacional, GIZ (Alemania) también ha sido consultada por el Gobierno colombiano para realizar una contribución específica al desarrollo del H_2.

En cuanto al capital humano, Colombia considera utilizar el capital humano existente en sectores impactados por el proceso de transición energética. Por lo tanto, se reconoce que la actualización de conocimientos y habilidades es esencial para permitir una transición justa. Se evaluará el papel del H_2 como herramienta de transformación, permitiendo la reubicación de trabajadores en los sectores energías renovables o H_2. Se espera que se creen entre 7.000 y 15.000 puestos de trabajo directos e indirectos en 2020-2030, gracias al desarrollo de proyectos de producción, demanda y transporte de H_2.

En el ámbito del I+D, el Grupo Ecopetrol ha unido fuerzas con el BID, la ANDI, iNNpulsa Colombia, la Cámara de Comercio de Cartagena, el SENA y su modelo Tecnoparques, universidades y otros organismos, para conformar la primera Plataforma de Innovación y Centro Tecnológico en el Caribe, que formará parte de la red "C-Emprende" del país. Este laboratorio propondrá soluciones a los retos de la transición energética y la petroquímica, con especial atención al H_2. En el marco del proyecto SENECA, la Universidad de Antioquia ha desarrollado tecnologías y estudios para la mezcla de hidrógeno e hidrocarburos como diésel, gas natural, propano y carbón.

En el ámbito de LCOH, al año 2020, el país alcanzó un costo entre 1,9-2,5 [USD/kg de H_2] gris; 2,4 [USD/kg de H_2] azul y 2,8-6,6 [USD/kg de H_2] verde; al 2030, plantea llegar a un costo de 2,2-3,0 [USD/kg de H_2] gris; 2,4 [USD/kg de H_2] azul y 1,7-3,7 [USD/kg de H_2] verde; al 2040, plantea llegar a un costo de 2,5-3,5 [USD/kg de H_2] gris; 2,4-2,5 [USD/kg de H_2] azul y 1,8-3,0

[USD/kg de H_2] verde; y, finalmente, al año 2050 plantea llegar a un costo entre 2,9-4,4 [USD/kg de H_2] gris; 2,4-2,5 [USD/kg de H_2] azul y 1,5-2,4 [USD/kg de H_2] verde.

Actualmente, el país cuenta con 27 proyectos e iniciativas asociadas al H_2V; 5 en operación y 22 en desarrollo.

En la Figura 53 se presentan los proyectos e iniciativas asociadas a H_2V en Colombia al año 2023:

Ecopetrol 50kW electrolyzer [28, 58, 280]
- By Ecopetrol.
- Pilot scale RH2 project.
- In operation since first half of 2022.
- Private sector-led R&D. 50kW PEM electrolyzer in Cartagena Refinery, 20 kg H2/day. It aims to replace current use of grey H2 in the refining process. The project uses industrial water from the refinery to produce RH2. This test will allow compiling information on the operation, maintenance, reliability and scalability of the technologies used.

Promigas [28, 72, 280]
- By Promigas and Surtigas.
- Pilot scale RH2 project.
- In operation since 2022.
- Uses solar power to produce 1.5 t H2/year using 53.2 kW PEM electrolyzer. H2 injection into natural gas grid.

Ecopetrol H2 bus [73]
- Pilot scale RH2 project.
- In operation since March 2023.
- First public transport hydrogen bus in Latin America, with 500 km autonomy. Private sector-led R&D. 165 kW PEM electrolyzer in Bogotá, 65 kg RH2/ day. It aims to test the technology and identify the regulatory and technical requirements to develop the hydrogen transport sector.

Ecopetrol FC vehicle [75]
- Pilot project, In operation since March 2023. light vehicle fuel cells. Private sector-led R&D. Toyota Mirai in Cartagena. It aims to test the technology and promote knowledge in terms of production and management of hydrogen in Cartagena's innovation center.

Opex [28, 74]
- Pilot scale RH2 project.
- In operation since July 2022.
- First light vehicle fuel cell. Private sector-led R&D. Hyundai Nexo in Medellín 1,000kgRH2/day. It aims to test the technology and promote knowledge in terms of production and management of hydrogen.

Ecopetrol pilot 1 [28, 280, 335]
- By Ecopetrol.
- Pilot scale RH2 project.
- In Cartagena refinery. Feasibility development of new renewable or blue hydrogen plants at the refineries, with capacities of 40-60 MW each. Expected to begin operation in 2026.

Ecopetrol pilot 2 [28, 280, 336]
- By Ecopetrol and EDF.
- Pilot scale RH2 project.
- In Barrancabermeja refinery. 60 MW electrolysis power. Expected to begin operation in 2026.

Proyecto META [28]

OCENSA [28]

MEC H2 [28, 337]
- The purpose of the MEC-H2 project is to develop a model of the Colombian energy system to assess of energy transition scenarios and mitigation of greenhouse gas emissions in the long term as a decision-making tool to make the green hydrogen and blue hydrogen economy viable, supplying the future demand of various sectors of the economy and considering the technical, environmental, economic, social and regulatory impacts.

Sebastopol Refinery [28]
- 60 MW

Celsia [28]
- Pilot scale RH2 project.

Promigas [338]
- By Promigas.
- Pilot scale RH2 project.
- RH2 for mobility.

TGI [338]
- By TGI.
- Pilot scale RH2 project.
- RH2 for internal combustion engines.

Barranquilla Project [339]
- By Alumbrado Público de Barranquilla and Monómeros S.A.
- Located in Barranquilla.
- Renewable energy from an offshore wind farm will be used to produce ammonia. Operation will begin in 2026.
- Ammonia use for fertilizer production to be sold to the Colombian agriculture sector, reducing dependence on imports from other countries.

Prothium [340]
- By OPEX and Hevolucion.
- The project is currently under execution.
- The energy source is a small hydroelectric power plant to supply a 2.3 MW alkaline electrolyzer. The final product will be ammonia.

Deuterium [340]
- By OPEX and Hevolucion.
- The energy source is a small hydroelectric power plant to supply a 5 MW alkaline electrolyzer. The final product will be ammonia.
- The project has reached the final investment decision.

Green Urea Project [340]
- Concept studies developed by Technip Energies and supported by the IDB.
- The project will use a 30 MW alkaline electrolyzer to produce renewable urea.

Green ammonia mobility project [340]
- 1 MW alkaline electrolyzer to produce ammonia.
- The project is currently under feasibility studies.

TW Solar project Sucre [340]
- Includes a 3 GW PEM electrolyzers to produce renewable hydrogen and ammonia.
- The project is currently at concept design.

Hydrogen export Project [340]
- By TGI SA ESP, IDB, IDB INVEST, and GEB.
- Includes a 140 MW electrolyzer. The final products will be hydrogen, ammonia, and metanol.

AES Project [340]

HRS hydrogen refueling station [340]
- By TW Solar and Fendipetroleo.
- Includes a 2 MW PEM electrolyzer.

HUB hidrogeno Atlántico II [340]
- By TW Solar.
- Includes a 100 MW PEM electrolyzer.
- RH2 for ammonia production, refineries, and other industrial uses.

HUB hidrogeno verde Cartagena [340]
- By TW Solar.
- Includes a 40 MW PEM electrolyzer.
- RH2 for ammonia production and refineries.

HUB Barranquilla [340]
- By TW Solar, Atlantic Energy Group, Royal Port, Aqua Mar, Wattnier, Arquitectura Eco, and Universidad del Norte.
- Includes a 100 MW PEM electrolyzer.
- RH2 and ammonia production.

Optimization of a multifluid system for parallel generation and sale of electricity and green hydrogen and associated services for industrial customers [340]
- By VATIA SA ESP.
- Includes a 1.2 MW PEM electrolyzer.

***Figura 53**: Proyectos e iniciativas asociadas al H_2V de Colombia al año 2023*

(LAC Green Hydrogen Action, 2023)

8.4.4. Uruguay

En relación al marco normativo, Uruguay, a la fecha, no cuenta con iniciativas que regulan el H_2. Sin embargo, se esperan avances en la implementación de regulaciones sectoriales específicas relacionas con las normas técnicas, de seguridad y el proceso de obtención de permisos para 2024.

Con respecto a la disponibilidad e instalaciones de energías renovables, el país podría alcanzar costes bajos en la producción de electricidad a partir de la energía solar y eólica, con factores de capacidad cercanos al 60%. Asimismo, puede generar más de 2.200 [TW/Hr] (más de 200 veces su demanda eléctrica actual) utilizando sólo el 5% de su superficie terrestre y el 27% marítima. Según el balance Energético Nacional, Uruguay logró una matriz primaria con 63% de Energías Renovables en 2019, aunque históricamente la matriz eléctrica tuvo un promedio de 97% de energías renovables (53% eólica, solar y biomasa, y un 44% hidroeléctrica), en 2017-2020.

En relación al Plan de Política, hoja de ruta o estrategia del H_2, el país sí cuenta con una Estrategia Nacional, publicada en 2021. Asimismo, en 2018 se creó el grupo interinstitucional conformado por el Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM), la Administración Nacional de Combustibles, Alcohol y Cemento Portland (ANCAP) y la Administración de Generadores y Transmisión de Electricidad (UTE), para promover y desarrollar una economía H_2. En este marco, se han delineado estrategias para iniciar las exportaciones de H_2V, la producción de materias primas y químicos verdes y el uso directo de H_2 en el transporte. Por otro lado, en 2021, la nación ha realizado consultas al Banco Interamericano de Desarrollo (BID) para profundizar la estrategia de desarrollo H_2. Adicionalmente, está desarrollando el Programa H2U para impulsar su hoja de ruta. Con la coordinación de múltiples actores (sectores público y privado, academia y sociedad civil),; este programa tendrá los siguientes componentes: (1) Innovación:

Fondo del Sector Hidrógeno licita proyectos apoyados por el estado y proyectos de investigación e innovación, Consejo Nacional de Innovación, Ciencia y Tecnología (CONICYT); (2) Inversión: incentivos fiscales, apoyo en la gestión de permisos y posicionamiento internacional; (3) Infraestructura: Aspectos portuarios, redes de transmisión de electricidad, gasoductos, uso de ferrocarriles; (4) electricidad; (5) Costa afuera: proceso competitivo para prospección y evaluación de la producción de H_2V para un posible desarrollo futuro; (6) Comunidad y desarrollo de capacidades: diseño e implementación de un plan nacional de comunicación para la descarbonización y los aspectos H_2, y capacitación profesional y técnica. Asimismo, el país estableció alianzas de cooperación internacional para el desarrollo de capacidades y comunicación internacional.

En cuanto al uso actual de H_2 en Uruguay solamente para la producción de cemento.

En relación producción actual de H_2, actualmente el país no produce H_2, por lo que el acceso a este energético es importado.

En cuanto a la producción potencial de H_2V, la hoja de ruta del país anuncia un potencial de producción y un objetivo de 1 [Mt/año de H_2] para 2040. Asimismo, el objetivo de potencial energético mediante electrólisis plantea llegar a 0,1-0,3 [GW] en 2025; a 1-2 [GW] en 2030; a 5 [GW] en 2035; y 10 [GW] en 2040.

En el ámbito de relaciones estratégicas, Uruguay no contaba con alianzas nacionales, sin embargo, a contar de 2022 se creó la Asociación de Energías Renovables, la cual viene participando en iniciativas H_2. En cuanto a cooperación internacional Uruguay y el Grupo del Banco Mundial acordaron promover el desarrollo económico sostenible a través de un Marco de Asociación con el País (CPF) para 2023-2027. En 2023, se firmó una nueva Asociación Energética bilateral entre Uruguay y Alemania.

En cuanto al capital humano, se crearán 6.000 puestos de trabajo para 2030. Para 2040, se esperan más de 35.000 empleos calificados directos en la construcción, operación, mantenimiento, logística y educación técnica de plantas asociadas al H_2.

En el ámbito del I+D, la Agencia Nacional de Investigación e Innovación de Uruguay (ANII) creó el Fondo Sectorial del Hidrógeno Verde: se otorgarán 10 [MUSD] a través de una licitación abierta a propuestas dirigidas al sector privado para implementar los primeros proyectos de producción de H_2V.

En el ámbito de LCOH, a 2030, el país plantea alcanzar un costo entre 1,0-1,4 [USD/kg de H_2] verde.

Actualmente el país no cuenta con 6 proyectos e iniciativas asociadas al H_2V; 0 en operación y 6 en desarrollo.

En la Figura 54 se presentan los proyectos e iniciativas asociadas a H_2V en Uruguay al año 2023:

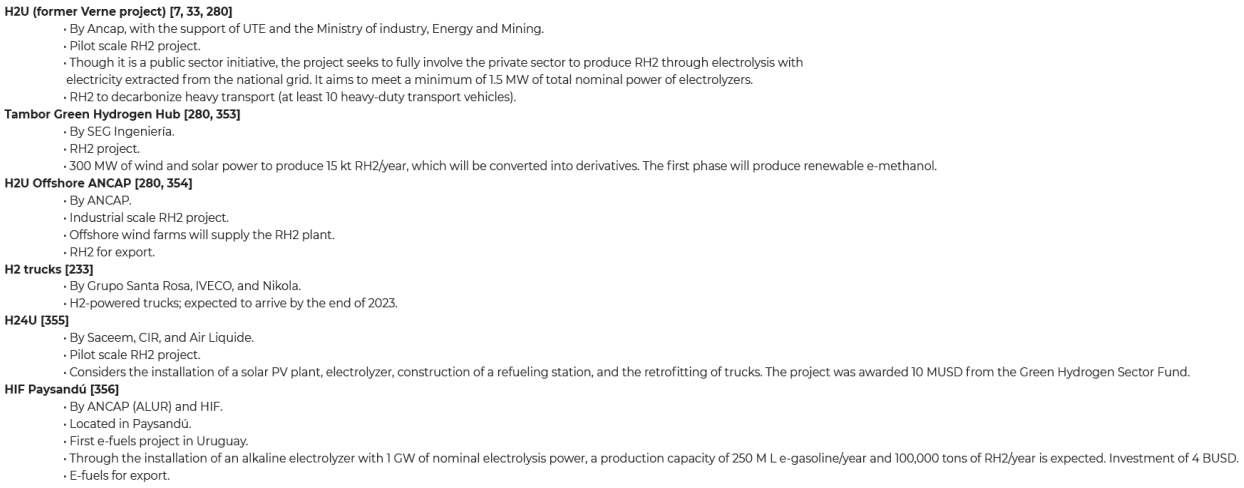


***Figura 54**: Proyectos e iniciativas asociadas al H_2V de Uruguay al año 2023*

(LAC Green Hydrogen Action, 2023)

8.5. Resumen Análisis Estratégico

Una vez efectuada la recopilación de los antecedentes en torno a la industria del H_2V, y evaluada la situación por cada país analizado, en la Tabla 10 se muestra un resumen de aquello:

***Tabla 10**: Resumen Análisis Estratégico por país analizado*

País	Calidad de zonas para Instalación de ERNC	Crecimiento Energético de ERNC de 2022 a 2023 [MW]		Potencial de Producción de H2V	LCOH [USD/kg H2]			Índice de Desarrollo del H2V (Máxima puntuación de100)	Plan de política, hoja de ruta o estrategia del H2	Uso Actual de H2	I+D del H2	Alianzas estratégicas para el desarrollo del H2	Impuesto a la Renta de las Empresas	Cantidad de proyectos asociados a H2V
		Solar	Eólica	[Mt/año]	2020	2030	2050							
Argentina	Recursos Eólicos de muy alta calidad y Solares de alta calidad.	145	329	1.000 [Mt/año] de H2V(a 2030)	-	1,5 - 1 ,6	-	37	* Plan Nacional del H2: Sí (2014), pero a la fecha no se ha implementado.	Refinación de petróleo, productos químicos como amoniaco y metanol, hierro y acero.	* Uno de los pilares de la próxima Estrategia Nacional del H2, es el desarrollo cientifico y tecnológico. * Más de un tercio de los grupos participantes de la red de investigación iberoamericana H2TRANSEL tienen su sede en Argentina	* Cuenta con una alianza nacional con el consorcio H2AR. * Argentina es parte de IRENA. * Asociación estratégica con Japón. * Argentina y la Unión Europea, firmaron un Memorándum de Entendimiento	25,0%	11 proyectos; 2 en operación y 9 en desarrollo
Australia	Recursos Eólicos de muy alta calidad y Solares de alta calidad.	-	-	3 [Mt/año] de H2V (a 2030)	-	1,7	-	-	* Estrategia Nacional del H2: Sí (2019)	Refinación de petróleo, productos químicos como amoniaco y metanol, hierro, cemento, fertilizantes.	* El país se encuentra estudiando nuevas fuentes en la cadena de valor del H2, en el que se destaca sus importantes avances en el campo de almacenamiento de H2.	* A comienzos de 2023, la empresa Britanica BP tiene como proyecto cubrir un terreno ocho veces más grande que Nueva York, con más de 1.700 turbinas eólicas con una altura similar al Empire State Building, además de 10 millones de paneles solares.	30,0%	35 proyectos en distintos grados de desarrollo
Brasil	Recursos Solares de alta calidad.	5493	3402	1,2 [Mt/año] de H2V (a 2026)	-	1,3 - 1,5	-	51	* Plan Nacional del H2: No * Hoja de ruta del H2: No * Estrategia Nacional del H2: No	Refinación de petróleo, productos químicos (amoniaco y producción de fertilizantes en base a amoniaco), hierro, acero y cemento.	* El Consejo Nacional de Política Energética de Brasil (CNPE) estableció a este energético como una de las prioridades para el gasto en I+D en energía. * El país está desarrollando un prototipo de autobús FCEV	* La nación cuenta con la Asociación Brasileña del Hidrógeno; asimismo, ha participado en la cooperación internacional sobre H2 con bajas emisiones de carbono en el marco de la Asociación Energética Brasil-Alemania, "H2 Brasil" en el "Programa de Asociación Power to X Alemania-Brasil"; asimismo, ha participado en el "Foro Energético Brasil-Estados Unidos para Comercio y Desarrollo Mundial", el "Programa Energético Brasil-Reino Unido", "India y Brasil sobre Cooperación en Bioenergía", "participación en el "BRICS – Plataforma de Cooperación para la Investigación Energética.	15,0%	42 proyectos; 6 en operación y 36 en desarrollo
Chile	Recurso Solar de muy alta calidad y recurso eólico de alta calidad.	5940	3300	160 [Mt/año] de H2V (a 2050)	-	1,3 - 1,8	0,8 - 1,1	65	* Estrategia Nacional del H2: Sí (2020)	Refinación de petróleo, producción de cobre, producción de alimentos, producción de vidrio, producción de amoniaco.	* CORFO está apoyando al menos 3 proyectos de I+D para desarrollar camiones de transporte mineros híbridos diésel/H2, en asociación con el sector privado y la academia, como el proyecto del Consorcio UTFSM (con CODELCO). * El proyecto "H2IN-Estudio multidimensional de las aplicaciones de la cadena de valor del hidrógeno en la industria local". * El Ministerio de Energía está colaborando con el Ministerio de Ciencia, Tecnología, Conocimiento e Innovación en iniciativas destinadas a ampliar la I+D en tecnologías H2, incluyendo hasta 400 MCLP en financiación para cada solución.	* Alianza nacional: H2 Chile-Asociación Chilena del Hidrógeno. * En 2021 se anunció la Alianza Estratégica del Hidrógeno Verde para el Bío Bío. * En 2022 se anunció una asociación H2 para Antofagasta y otra para la Región de Magallanes en marzo de 2023. * El país ha encargado a la GIZ (Alemania) la realización de estudios para el desarrollo del H2. * En marzo de 2023 se amplió el Acuerdo Energético entre Chile y Alemania. * En marzo de 2023, Alta Ley Corporation y SAMMI presentaron la Primera Hoja de Ruta Binacional de Hidrógeno Verde para la Minería de Chile y Perú. * En abril de 2023, Chile y Japón firman un "Memorándum de Cooperación" (MoC), en la cual se busca promover áreas de colaboración orientadas a la transición energética, como avanzar en la generación de energías renovables, entre otros.	27,0%	50 proyectos; 5 en operación y 45 en desarrollo
Colombia	Recursos Eólicos y Solares de alta calidad.	1.274	479	0,4 [Mt/año] de H2V (a 2040)		1,7 - 3,7	1,5 - 2,4	57	* Hoja de ruta del H2: Sí (2021)	Refinación de petróleo, productos químicos (amoniaco), a la producción de hierro y acero de alto horno, cemento.	* El Grupo Ecopetrol ha unido fuerzas con el BID, la ANDI, iNNpulsa Colombia, la Cámara de Comercio de Cartagena, el SENA y su modelo Tecnoparques, universidades y otros organismos, para conformar la primera Plataforma de Innovación y Centro Tecnológico en el Caribe, que formará parte de la red "C-Emprende" del país. Este laboratorio propondrá soluciones a los retos de la transición energética y la petroquímica, con especial atención al H2.	* El país cuenta con "La Asociación Colombiana de Hidrógeno", la cual está trabajando junto con el gobierno Colombiano y colaboradores internacionales para crear incentivos de oferta y demanda y promover estrategias de financiamiento como fondos específicos para el H2. * Cuenta con la "Alianza Nacional: Hidrógeno Colombia-Asociación Colombiana del Hidrógeno" y "Cámara del Hidrógeno ANDI-NATURGAS". * Colaboración con GIZ (Alemania) también ha sido consultada por el Gobierno colombiano para realizar una contribución específica al desarrollo del H2.	25,5%	27 proyectos; 5 en operación y 22 en desarrollo
Uruguay	Recursos Eólicos y Solares de alta calidad.	-	-	1 [Mt/año] de H2V bajo en carbono (a 2040)	N/A	1,2 - 1,9	1,0 - 1,4	42	* Estrategia Nacional del H2: Sí (2021)	Importación de H2 solamente para la producción de cemento.	* La Agencia Nacional de Investigación e Innovación de Uruguay (ANII) creó el Fondo Sectorial del Hidrógeno Verde: se otorgarán 10 [MUSD] a través de una licitación abierta a propuestas dirigidas al sector privado para implementar los primeros proyectos de producción de H2V.	* A contar de 2022 se creó la Asociación de Energías Renovables, la cual viene participando en iniciativas H2. * Uruguay y el Grupo del Banco Mundial acordaron promover el desarrollo económico sostenible a través de un Marco de Asociación con el País (CPF) para 2023-2027. * En 2023, se firmó una nueva Asociación Energética bilateral entre Uruguay y Alemania.	25,0%	6 proyectos; 0 en operación y 6 en desarrollo

(Elaboración propia)

Concluyendo lo siguiente:

- ✓ En cuanto a la calidad de zonas para la instalación de ERNC, en general, todos los países analizados cuentan con una alta calidad energética tanto de radiación solar como eólica; sin embargo, Chile presenta, de todos los países analizados, la mayor radiación solar. No obstante, Argentina es el país que cuenta con la mejor calidad (y cantidad de zonas) en cuanto a energía eólica marítima.
- ✓ De acuerdo al crecimiento de plantas energéticas asociadas a las ERNC, durante el período 2022 – 2023, Chile junto a Brasil lideran en cuanto a crecimiento de producción de energía solar y eólica, lo que da luces de que ambos países, de mantener esta senda, liderarán la producción energética mediante las ERNC, en la región.
- ✓ En relación al potencial de producción de H_2V, si bien la información es escasa para hacer un contraste a igual año, de acuerdo a la información disponible Argentina liderará en relación al potencial de producción de H_2V al año 2030, con 1.000 [Mt/año] de H_2V; seguido por Chile, con un potencial de producción de 160 [Mt/año] de H_2V, aunque con una holgura de tiempo mayor (al año 2050). Estos países, por separado, incluso superan el potencial de producción de Australia (3 [Mt/año] de H_2 al año 2030). No obstante, se recalca que este objetivo se puede ver obstaculizado en la medida que sus regulaciones, en torno al H_2V, no avancen. Chile, en este ámbito, presenta mayores avances que Argentina, con un puntaje de 65 sobre un máximo de 100 en el índice de desarrollo de la industria del H_2V, versus un 37 sobre 100 de este último. Adicionalmente, se destaca que dentro de este índice, se incluye, entre otros, el desarrollo Políticas públicas, incentivos y regulaciones del H_2, nivel de desarrollo del ecosistema del H_2, número de proyectos en operación o desarrollo, penetración de la movilidad a hidrógeno y el nivel de cooperación internacional.

- ✓ El país que ha experimentado un mayor crecimiento de producción de H2V a nivel mundial es Australia, y se espera que, de acuerdo a su estabilidad política, económica y de desarrollo normativo, lidere la cantidad de proyectos asociados al H_2V en el mediano plazo (2030).
- ✓ En cuanto a LCOH, Chile presenta una ventaja competitiva importante, ya que es el país que lidera a nivel mundial los menores costos de producción de H_2V al año 2030. No obstante, Australia y Uruguay, se encuentran cercanos al nivel de LCOH que posee Chile, por lo que es imperativo que el país siga atrayendo inversión para la producción de este energético; así como también, potenciar otros ámbitos como, por ejemplo, la I+D del H_2V para diversificar la demanda.
- ✓ En cuanto alianzas estratégicas, la información es ambigua, principalmente en el caso de Australia, sin embargo, al analizar el impacto que estas alianzas generan en relación al volumen de producción de H_2V, dicho país es líder; a pesar de lo anterior, en cuanto a número de alianzas formadas en torno al H_2V, Chile lidera en la región latinoamericana, por lo que, de seguir en esta senda, podría alcanzar el liderazgo de producción, y a precios competitivos, a nivel mundial.
- ✓ En relación al impuesto a la renta a empresas, Brasil presenta los menores porcentajes de impuestos de todos los países analizados. Esto puede ser un incentivo importante para que empresas extranjeras decidan instalarse en dicho país. No obstante, al revisar el caso de Australia que, a pesar de contar con una de las tasas impositivas más altas del grupo analizado (30%), no se aprecia que este factor sea un impedimento de relevancia para que prospere la industria del H_2V en dicho país, ya que cuenta con un volumen de proyectos que supera con creces los que actualmente se llevan a cabo en cualquier otra parte del mundo. Presumiblemente, este punto está asociado a su estabilidad macroeconómica, clima

para hacer negocios y reglas claras impositivas para la inversión, lo que da luces de que estas características tienen más peso al momento de decidir si invertir o no en el país. En el caso de Chile, si bien no cuenta con la tasa impositiva más alta del grupo analizado, es interesante -e incluso significativo-, que analice, de forma más cercana, el caso australiano.

- ✓ Con respecto a la cantidad de proyectos asociados al H_2V, de acuerdo con la información recabada, Chile lidera con una cantidad de 50 proyectos tanto en etapa de desarrollo como en operación. No obstante, en el caso de Australia, si bien la cantidad de proyectos es menor que el caso de Chile (35 proyectos), su potencial de producción de H_2V es mucho mayor que el caso chileno, ya que contará con los mayores generadores de electrólisis a nivel mundial, por una capacidad total de 14 [GW].

9. Estrategias de mejora para la industria del H_2V en Chile en base a matriz FODA y Benchmarking

Como ha quedado demostrado, Chile lidera en cuanto a costos productivos de H_2V (LCOH) a nivel mundial al 2030, no obstante, si sólo considera un enfoque de costos, quedará expuesto a múltiples falencias.

Ejemplo de lo anterior, es el fuerte enfoque en I+D que algunos países latinoamericanos están llevando a cabo, como es el caso, por ejemplo, de Brasil, el cual ya está realizando investigaciones en el campo de transporte público, o el caso de Argentina, el cual está buscando producir hidrógeno mediante la energía nuclear. Sumado a lo anterior, países como Colombia, que si bien no cuentan con fuentes de ERNC tan abundantes como Chile, sí puede obtener una ventaja competitiva destacada en cuanto a producción de hidrógeno azul, debido a que es uno de los principales exportadores de carbón a nivel mundial. Reforzando lo anterior, si bien los países del mundo buscan generar menores emisiones de GEI, a final de cuentas quién presente la mayor producción y el menor costo liderará la carrera de exportación de H_2. Por ello, es fundamental que Chile genere nuevas estrategias para posicionarlo entre los primeros lugares productivos a nivel latinoamericano y, por qué no, a nivel mundial, aprovechando sus ventajas competitivas.

A continuación, se presentan diversas estrategias y propuestas obtenidas desde la matriz FODA y el Benchmarking, en donde se consideran aquellas factibles de realizar. Además, que pueden ser desarrolladas en conjunto o por separadas, considerando los distintos horizontes de tiempo que conllevaría su implementación.

9.1. Mejoramiento de la normativa vigente del H_2 en Chile

De acuerdo a lo informado por la Agencia Internacional de Energía (IEA), Chile cuenta con un potencial de producción de H_2V de 160 [Mt/año] al año 2050, lo que equivale a 70 veces su generación actual.

Para lograr este objetivo, Chile debe, en primer lugar, actualizar y mejorar la normativa vigente en cuanto al tratamiento actual de este energético, ya que hoy en día es considerado como una "sustancia peligrosa" y no como un "vector energético", lo que implica que su almacenamiento y transporte se enmarca principalmente a un enfoque a nivel industrial y no comercial, como el que se visualiza en un futuro próximo para el uso, por ejemplo, en el sector del transporte. En este sentido, países como EE. UU. y la Unión Europea presentan una ventaja competitiva, ya que actualmente tienen disposiciones detalladas para gases comprimidos, hidrógeno y gases inflamables. Es imperativo que las autoridades locales tomen nota de las experiencias de estos países con el objetivo de acelerar la actualización de la normativa nacional del H_2.

En la misma línea, en el caso de las plantas desalinizadoras, se deben hacer esfuerzos para revisar y, si lo amerita, actualizar las regulaciones vigentes como el DFL número 1.122, de 1981, Ley 21.435, de 2022 (referentes al código de Código de Aguas) y la Ley 19.300 de 1994 (referente al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental), por cuanto son una piedra angular para la producción de este energético mediante la electrólisis del agua; y si se generan atrasos en la aprobación de proyectos ambientales debido a la utilización de agua de mar, el país perderá competitividad en la producción de H_2 frente a otros países de la región y el mundo.

De forma paralela, es importante realizar mesas conjuntas con comunidades y grupos ecologistas, destacando los beneficios de producción del H_2V en contraste con fuentes más contaminantes como el carbón o el gas natural.

9.2. Clúster de la industria del H_2V

Actualmente, el mercado eléctrico automotriz es dominado por las baterías de litio; no obstante, de acuerdo a proyecciones del Ministerio de Energía de Chile, en un mediano plazo (2030-2040), los vehículos a hidrógeno (FCEV), a nivel comercial serán una realidad en las calles del país.

En este sentido, dentro de las grandes ventajas competitivas que presenta el H_2 se encuentra su alta densidad gravimétrica, así como también, su rapidez de carga, en contraste con los largos tiempos de carga que requieren las baterías de litio. Sin embargo, uno de los principales desafíos está en aumentar su densidad volumétrica que, a su vez, está relacionado con sistemas de almacenamiento más compactos y seguros que puedan competir comercialmente con combustibles ya establecidos, como la gasolina, el diésel o el mismo litio. Por otra parte, en cuanto a la producción del H_2V, se requiere mejorar la eficiencia de los electrolizadores dado que no son competitivos frente a otras alternativas ya existentes en el mercado -aunque más contaminantes-, como el reformado de vapor.

Para lo anterior, es importante fortalecer la colaboración conjunta entre Estado, privados y la académica, con el fin de acelerar el desarrollo de estas áreas. Se propone para esto, la creación de un sistema de innovación circular entre las firmas privadas, centros de investigación que se estén levantando y universidades de modo tal que determinen la mejor modalidad para acelerar el desarrollo de estos campos. Asimismo, generar alianzas a nivel gubernamental con otros países para adquirir patentes a precios convenientes en torno al desarrollo tecnológico del H_2V.

9.3. Establecer un modelo impositivo claro en la producción de H_2V

Chile actualmente no cuenta con un financiamiento suficiente para el desarrollo de la cadena de valor del H_2V; asimismo, las empresas privadas no cuentan con incentivos para generar innovación en torno al H_2V; es por ello que se debe establecer un modelo impositivo claro que tenga como objetivo, por una parte, establecer reglas claras para la producción de este energético en el país; y, segundo, garantizar que parte de las ganancias de producción se reinviertan en centros de investigación y universidades, y así adquirir el know-how suficiente para acelerar el desarrollo de la industria del H_2V.

9.4. Desarrollo integral de la industria del hidrógeno verde

La industria del H_2V no sólo comprende las actividades de producción y exportación en bruto de este energético -o para la exportación de amoníaco-, sino también se proyecta su uso para sectores tan diversos como el transporte, la construcción, la industria manufacturera y la agricultura, por nombrar algunos.

En el caso del sector de transporte, se requiere una visión integral de toda la cadena de distribución del H_2, particularmente, incentivos a la importación de vehículos particulares y públicos que empleen este energético, estableciendo aranceles atractivos para su adquisición o incorporar beneficios impositivos en los pagos del permiso de circulación por el uso de estos vehículos; también, a nivel gubernamental y privado, fomentar la instalación de hidrogeneras a lo largo de todo el país.

Cabe destacar que, en cuanto a vehículos no contaminantes, Chile sólo cuenta con un subsidio, desde el año 2014, para la adquisición de vehículos taxis eléctricos -de $6.800.000, aproximadamente-, con la intención de incrementar su adquisición y uso. No obstante, es un

beneficio exclusivo de taxis, pero para los vehículos particulares no existe beneficio impositivo. Dado esto, se recomienda extender este subsidio a estos últimos.

10. Conclusiones finales

El H_2V se perfila como uno de los principales candidatos energéticos para reducir, y en lo posible eliminar, en el mediano-largo plazo (2030-2050), la emisión de GEI en sectores tan diversos como la generación de electricidad y calor, el transporte, la industria manufacturera y agrícola.

En este sentido, Chile cuenta con un potencial de producción de 160 [Mt] de H_2V, lo que equivale a producir 70 veces su generación actual. Asimismo, de acuerdo a proyecciones, cuenta con uno de los LCOH más bajos a nivel mundial, de 1,4 [USD/ kg de H_2] al año 2030. En cuanto a costos de exportación vía marítima, el país puede alcanzar un costo de exportación en torno a 2,7 [USD/kg de H_2] al año 2030, compitiendo con potencias como Australia y el Medio Oriente.

Sin embargo, si Chile quiere consolidar estas cifras, debe considerar, y en lo posible resolver, una serie de factores tanto a nivel político, tecnológico y legal.

En el ámbito político, se encuentra pendiente la finalización del nuevo proceso constituyente y los lineamientos finales del Comité Estratégico del Hidrógeno verde, lo cual genera incertidumbre e inestabilidad política al momento de atraer inversionistas para la producción de H_2V en el país. Asimismo, los niveles actuales de inflación, las altas tasas de interés y el bajo crecimiento, dificultan aún más la incorporación de estos actores. Por lo anterior, es imperativo despejar lo antes posible toda incertidumbre política, con el objetivo de no perder competitividad frente a sus pares productores de este energético, y dar señales claras a los inversores de que es rentable producir este energético en el país.

En el campo tecnológico, la diversificación de la demanda y la productividad del H_2V, se encuentran altamente relacionadas con dos factores: el almacenamiento del H_2 y la eficiencia de los electrolizadores, respectivamente.

En el primer caso, si bien la densidad energética gravimétrica del H_2 es superior que muchos combustibles existentes en el mercado, el principal desafío se presenta en cuanto a su densidad energética por unidad de volumen, el cual es, aproximadamente, dos veces menor que alternativas como el diésel o el kerosene, que son comúnmente utilizadas en el sector de transporte y de generación de calor. Por lo que generar avances en este campo, abriría un importante mercado no sólo para la producción de compuestos derivados del H_2, como el amoníaco, metanol o acero, sino también para la utilización de este energético en sectores tan diversos como la minería, la construcción, e incluso, el transporte, lo que incrementaría su demanda a nivel global.

En el segundo caso, referido a la eficiencia de los electrolizadores, hoy en día el electrolizador más utilizado a nivel mundial es el electrolizador tipo alcalino (AEL), que si bien es el más económico del mercado, su eficiencia de producción de H_2 se encuentra en torno al 60-70%, lo que lo posiciona, comparativamente, por debajo de otras alternativas -aunque más contaminantes- como el reformado de vapor, que cuenta con una eficiencia en torno a un 70-85%.

No obstante, el mercado cuenta actualmente con un electrolizador más eficiente que la tecnología AEL: el electrolizador tipo PEM, que presenta una eficiencia en torno al 70-80%; sin embargo, debido a la utilización de metales nobles en sus componentes internos, su costo de inversión es un 40% mayor que la alternativa alcalina.

Dado este escenario tecnológico, y sumado, además, a que el país no cuenta con el know-how ni los presupuestos en I+D de las grandes potencias como la Unión Europea, China o EE. UU., las posibilidades de que Chile diversifique la demanda del H_2V antes del año 2030, son bajas. En este sentido, lo propuesto por la Estrategia Nacional del H_2V es acorde a las limitaciones tecnológicas actuales, posicionando los esfuerzos de producción, por lo menos en una primera etapa (hasta el año 2030), en satisfacer la demanda doméstica de este energético y, asimismo,

exportar amoniaco, principal compuesto derivado del H_2 requerido a nivel mundial, y que no presenta los problemas de almacenamiento y transporte del H_2; esto último, principalmente, por el fenómeno de *fragilización por hidrógeno*.

Sin embargo, teniendo en claro los dos desafíos tecnológicos indicados anteriormente, y de su importancia para la diversificación de la demanda y producción del H_2V en el país, se plantean tres estrategias -complementarias a la Estrategia Nacional del H_2V de 2020-, para acelerar su desarrollo:

- Fortalecer la colaboración conjunta entre el Estado, privados y la academia, generando un sistema de innovación circular en el que se promuevan centros I+D enfocados, netamente, a estas áreas tecnologías; y en el que, a su vez, el Estado promueva y otorgue facilidades a estos centros para la obtención de créditos CORFO.
- A nivel gubernamental, gestionar rebajas arancelarias con países con los que Chile posea acuerdos de libre comercio, con el objetivo de adquirir patentes, en torno a estas áreas tecnológicas, a precios convenientes; adicionalmente, potenciar acuerdos existentes en materia de desarrollo tecnológico del H_2V, como el que cuenta actualmente Chile con Japón (“Memorándum de Cooperación”, firmado en abril de 2023).
- Por parte de los poderes del Estado, dar señales claras de estabilidad política, jurídica y macroeconómica, así como también, establecer tributos claros y atractivos para que los inversionistas opten por instalar sus plantas de producción de H2V en el país y lograr, de esta forma, una economía de escala en torno a este energético y adquirir el know-how necesario para liderar (y consolidar, de acuerdo a los pronósticos) en cuanto a LCOH a nivel mundial.

Adicionalmente, se destaca que si bien Chile lidera en cuanto al índice de desarrollo de la industria del H_2V a nivel latinoamericano, todavía se encuentra pendiente la actualización de la normativa vigente del H_2, ya que, a diferencia de potencias mundiales como EE. UU. y Europa, este energético es considerado en el país como una "sustancia peligrosa" y no como un "vector energético", lo que trae consecuencias negativas tanto en su producción como en su almacenamiento, transporte y consumo, porque acota su uso, netamente, a aplicaciones industriales y de laboratorio, con restricciones al acceso de personas, lo que no es compatible con lo que se visualiza en un futuro próximo: como lo es su uso en aplicaciones de transporte, construcción o, incluso, en el sector residencial.

Por lo anterior, y debido a que sus aplicaciones, de acuerdo a la Estrategia Nacional del H_2V, son muy prometedoras, se debe considerar a este energético como un pilar esencial a nivel país; y, en base a ello, es imperativo que el Gobierno, dado su rol articulador, tome la iniciativa y presente proyectos de Ley al Congreso para acelerar la actualización de la normativa vigente del H_2; así como también, desde el ámbito del Ministerio de energía, realizar todos los esfuerzos posibles para fortalecer el clima de negocios en torno a la producción de H_2V, ya que, si no lo efectúa en un rango de 5 años, el país perderá mercado en el mediano plazo (2030) frente a países como Australia, el cual ya lidera los planes a nivel mundial de producción de H_2V, con la construcción de una serie de plantas por una capacidad total de 14 [GW]; o, en el contexto latinoamericano, Brasil y Argentina, que cuentan con un potencial de ERNC -particularmente de energía eólica-, que rivaliza con el potencial Chileno, y que también se encuentran estudiando la producción de H_2 azul mediante la biomasa y la energía nuclear, respectivamente; o, el caso de Colombia, que es uno de los mayores exportadores de carbón a nivel mundial y que también puede producir H_2 azul a precios competitivos.

11. Bibliografía

4e Chile y GIZ. (2021). *Estudio de prefactibilidad técnica y económica de la producción de hidrógeno verde mediante electrólisis para la entidad Espinos S.A.* 4e Chile y Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ). Retrieved 20 de agosto de 2023, from https://4echile.cl/publicaciones/estudio-de-prefactibilidad-tecnica-y-economica-de-la-produccion-de-hidrogeno-verde-mediante-electrolisis-para-la-entidad-gna/

AOP. (2019). *¿Se puede producir hidrógeno, transportarlo y usarlo de manera segura?* Retrieved 13 de mayo de 2023, from https://www.aop.es/blog/2021/03/23/se-puede-producir-hidrogeno-transportarlo-y-usarlo-de-manera-segura/

Ariema Energía & Heymo Ingeniería. (2020). *Informe Final de Asesoría "Análisis de aspectos técnicos y económicos para el desarrollo de una economía de hidrógeno en Uruguay y Paraguay".* Informe de Asesoría para los Gobiernos de Uruguay y paraguay, Asunción. chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://www.ssme.gov.py/vmme/pdf/eficiencia/proyecto3/Econom%C3%ADa%20del%20Hidrogeno.pdf

Asociación Chilena de Desalinización. (2022). *Acades*. Retrieved 7 de agosto de 2023, from https://www.acades.cl/los-proyectos-que-vienen-en-2022-para-avanzar-en-desalinizacion/

Banco Central de Chile. (2023). *INFORME DE POLÍTICA MONETARIA - MARZO 2023.* Retrieved 21 de septiembre de 2023, from chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://www.bcentral.cl/documents/33528/4106598/IPoM-Marzo-2023.pdf/d2885553-0766-2245-6ec4-52031cb60769

Banco Central de Chile. (2023). PANORAMA ECONÓMICO EN CHILE E IMPLICANCIAS PARA LA POLÍTICA MONETARIA. *Conferencia del Banco Central de Chile.* Santiago. Retrieved 15 de agosto de 2023, from https://www.bcentral.cl/contenido/-/detalle/panorama-economico-en-chile-e-implicancias-para-la-politica-monetaria-rosanna-costa

Banco Mundial. (2022). *doingbusiness.org*. Retrieved 29 de agosto de 2023, from https://archive.doingbusiness.org/es/rankings

BioBio Chile. (14 de junio de 2023). Europa apuesta por Chile y le confirma a Boric entrega de fondos para desarrollo del hidrógeno verde. *BíoBío Chile*. Retrieved 03 de septiembre de 2023, from https://www.biobiochile.cl/noticias/economia/actualidad-economica/2023/06/14/europa-apuesta-por-chile-y-le-confirma-a-boric-entrega-de-fondos-para-desarrollo-del-hidrogeno-verde.shtml

BNAMERICAS. (06 de agosto de 2023). *bnamericas.com*. Retrieved 31 de agosto de 2023, from https://www.bnamericas.com/es/entrevistas/el-hidrogeno-verde-y-el-camino-a-la-electromovilidad-20

BNAMERICAS. (2 de febrero de 2023). Data Insights: Chile encabezará desarrollo de energías renovables en 2023. pág. 1. https://www.bnamericas.com/es/reportajes/data-insights-chile-encabezara-desarrollo-de-energias-renovables-en-2023#:~:text=Seg%C3%BAn%20las%20proyecciones%2C%20la%20energ%C3%ADa,Chile%20totalizar%C3%A1%20US%247.950%20millones.

Borràs, C. (6 de noviembre de 2018). *Ecología Verde*. Retrieved 29 de julio de 2023, from https://www.ecologiaverde.com/principales-fuentes-de-emision-de-co2-404.html

Brandenburger, A., & Nalebuff, B. (1997). *Co-opetition.* Profile Books.

Calise, F., Dentice D´Accadia, M., Santarelli, M., Lanzini, A., & Ferrero, D. (2019). *Solar Hydrogen Production: Processes, Systems and Technologies.* Academic Press.

Carrión, M. (20 de marzo de 2020). *El Ágora Diario*. Retrieved 7 de agosto de 2023, from https://www.elagoradiario.com/agorapedia/cuanta-agua-planeta/

Centro Nacional del Hidrógeno. (2021). *www.cnh2.es*. Retrieved 14 de mayo de 2023, from https://www.cnh2.es/el-hidrogeno/

CEPAL. (2022). *HIDRÓGENO VERDE: VECTOR ENERGÉTICO PARA EL DESARROLLO DE AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE.* División de Recursos Naturales Comisión Económica para América Latina y El Caribe. Retrieved 29 de agosto de 2023, from chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://www.cepal.org/sites/default/files/events/files/foreplen_sesion6_h2v_cepal_0.pdf

CEREM. (15 de mayo de 2017). *cerem.es*. Retrieved 29 de agosto de 2023, from https://www.cerem.es/blog/estudia-tu-entorno-con-un-pest-el

Chapman, A. (22 de agosto de 2004). *degerencia.com*. https://degerencia.com/articulo/analisis_dofa_y_analisis_pest/

Ciper Chile. (4 de enero de 2023). El invisibilizado costo del frenesí por el hidrógeno verde. *Ciper Chile*, pág. 2. Retrieved 17 de agosto de 2023, from https://www.ciperchile.cl/2023/01/04/el-invisibilizado-costo-del-frenesi-por-el-hidrogeno-verde/

Comisión Chilena del Cobre. (2020). *Proyección de consumo de agua en la minería del cobre 2020-2031*. Informe Gubernamental. Retrieved 7 de agosto de 2023, from https://www.cochilco.cl/Listado%20Temtico/2020%2012%2024%20Proyeccion%20agua%20mineria%20del%20cobre%202020-2031_v1.0.pdf

Comisión Europea. (2022). *Web Oficial de la Unión Europea*. Causas del cambio climático: https://climate.ec.europa.eu/climate-change/causes-climate-change_es#:~:text=El%20principal%20motor%20del%20cambio,provocando%20as%C3%AD%20el%20calentamiento%20global.

Cooperativa.cl. (3 de agosto de 2023). Marcel por fuerte alza en precio de los combustibles: Es parte de la evolución a nivel global. *Cooperativa*, pág. 1. Retrieved 17 de agosto de 2023, from https://cooperativa.cl/noticias/pais/consumidores/combustibles/marcel-por-fuerte-alza-en-precio-de-los-combustibles-es-parte-de-la/2023-08-03/183213.html

Datosmacro.com. (15 de agosto de 2023). *Datosmacro.com*. Retrieved 15 de agosto de 2023, from https://datosmacro.expansion.com/pib/chile#:~:text=Mejora%20el%20PIB%20trimestral%20de,fue%20del%200%2C2%25.

Dial, S. (23 de noviembre de 2010). *Wikipedia*. Retrieved 20 de agosto de 2023, from https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Energy_density-fr.svg

Diario Financiero. (20 de diciembre de 2022). Proyectos de hidrógeno verde en Chile alcanzan los 42 y un tercio de ellos está en etapa de factibilidad. *Diario Financiero*. https://www.df.cl/empresas/juntas-de-accionistas/proyectos-de-hidrogeno-verde-en-chile-alcanzan-los-42-y-un-tercio-de#:~:text=En%20ese%20contexto%2C%20y%20a%20poco,de%20Hidr%C3%B3geno%20(H2%20Chile).

Diario Financiero. (10 de agosto de 2023). Wallmart Chile inaugura la primera planta de hidrógeno verde a nivel industrial de Latinoamérica. *Diario Financiero*, pág. 1. Retrieved 12 de agosto de 2023, from https://www.df.cl/empresas/energia/walmart-inaugura-primera-planta-de-hidrogeno-verde-a-nivel-industrial-de?cx_testId=8&cx_testVariant=cx_1&cx_artPos=1#cxrecs_s

El Mercurio. (Viernes de junio de 2023). Estadísticas de reducciones de energia a mayo de 2023. *El Mercurio*, pág. 12.

Enel Green Power. (2021). ENEL GREEN POWER SE ADJUDICA US$ 16,9 MILLONES PARA PROYECTO DE HIDRÓGENO VERDE CON HIF EN MAGALLANES. Retrieved 12 de agosto de 2023, from https://www.enelgreenpower.com/es/medios/press/2021/12/enel-green-power-adjudica-16-millones-dolares-proyecto-hidrogeno-verde-hif-magallanes

Enel Green Power. (2022). *enel.cl*. Retrieved 20 de agosto de 2023, from https://www.enel.cl/es/conoce-enel/haru-oni-hidrogeno-verde-hecho-en-chile.html

Frazer-Nash Consultancy. (2018). *Appraisal of Domestic Hydrogen Appliances.* Department of Business, Energy & Industrial Strategy.

Fúnez Guerra, C., & Reyes-Bozo, L. (2019). *El hidrógeno como vector energético pieza clave en la descontaminación de la economía chilena.* Universidad Autónoma de Chile, Santiago. https://doi.org/https://doi.org/10.32457/ISBN9789568454456432019-ED1

García Bernal, N. (2021). *Industria del hidrógeno verde: costos de producción.* Informe de Asesoría Técnica Parlamentaria de Chile, Biblioteca del Congreso Nacional de Chile: Asesoría Técnica Parlamentaria. Retrieved 10 de agosto de 2023, from https://www.bcn.cl/obtienearchivo?id=repositorio/10221/32538/1/BCN___Hidrogeno_verde_Costos_de_produccion_Sept21.pdf

Gasvalpo. (noviembre de 2022). *www.h2gn.cl*. Retrieved 31 de agosto de 2023, from https://www.h2gn.cl/index.html?gvhomeqqhh.

GIZ. (2019). *Tecnologías del hidrógeno y perspectivas para chile.* Informe Técnico desarrollado por GIZ para el Ministerio de Energía de Chile (2019), Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit. Retrieved 11 de agosto de 2023.

GIZ. (2021). *Contexto Latinoamericano del hidrógeno verde para su desarrollo y aplicación.* Retrieved 3 de septiembre de 2023, from chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://h2lac.org/wp-content/uploads/2022/02/210727_Hinicio_GIZ-Bolivia-Panorama-H2-LATAM_ES_v2-fusionado-comprimido.pdf

Hartmann, N., & Martinez, K. (2019). *Informe final de la consultoría "Construcción de una Estrategia para el desarrollo del mercado de hidrógeno verde en Chile a través de Acuerdos Público Privados".* Informe Consultoría, In-Data y Corporación del Desarrollo Tecnológico (CDT). Retrieved 10 de agosto de 2023, from https://in-data.cl/portfolio/mercado-de-hidrogeno-verde-en-chile/

Hernández Pérez, J. Á. (2011). *academia.edu*. chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://d1wqtxts1xzle7.cloudfront.net/54488638/MODELO_DE_COMPETITIVIDAD_DE_LAS_CINCO_FUERZAS_DE_PORTER_-_8-libre.pdf?1505945512=&response-content-disposition=inline%3B+filename%3DMODELO_DE_COMPETITIVIDAD

Herrera, R., & Baquero, M. (2018). *elmayorportaldegerencia.com*. chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/http://www.elmayorportaldegerencia.com/Documentos/Emprendedores/[PD]%20Documentos%20-%205%20fuerzas%20de%20porter.pdf

HIF Global. (2023). *https://hifglobal.com/*. Retrieved 24 de agosto de 2023, from https://hifglobal.com/es/location/haru-oni/

Hydrogen Council. (2020). *Hydrogen Council, Path to hydrogen competitiveness a cost perspective.* Hydrogen Council. Retrieved 14 de mayo de 2023, from https://hydrogencouncil.com/en/about-the-council/

IEA. (2019). *The Future of Hydrogen: Seizing today's opportunities.*

IEA. (2022). *Global Hydrogen Review 2022.* International Energy Agency. IEA. Retrieved 1 de agosto de 2023, from https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2022

Induambiente. (19 de julio de 2023). *induambiente.com*. https://www.induambiente.com/informe-tecnico/calderas/claves-del-hidrogeno-verde

INE. (2018). *Síntesis de Resultados Censo 2017.* Instituto Nacional de estadísticas de Chile. Retrieved 16 de agosto de 2023, from http://www.censo2017.cl/

Instituto Milenio en Socio-Ecología Costera. (13 de junio de 2021). *SECOS*. Retrieved 29 de agosto de 2023, from https://socioecologiacostera.cl/2022/06/presentan-proyecto-de-ley-marco-para-la-proteccion-y-gestion-integrada-de-la-costa-en-chile/#:~:text=%C2%BFQu%C3%A9%20propone%20la%20Ley%20de,co%2Dconstrucci%C3%B3n%20con%20las%20comunidades.

IPCC. (2023). *SYNTHESIS REPORT OF THE IPCC SIXTH ASSESSMENT REPORT (AR6).* Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático, Suiza. Retrieved 8 de agosto de 2023, from https://www.ipcc.ch/report/ar6/syr/

IRENA. (2020). *Green Hydrogen Cost Reduction.* International Renewable Energy Agency. Retrieved 17 de agosto de 2023, from https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Dec/IRENA_Green_hydrogen_cost_2020.pdf

ISPT. (2020). *Gigawatt green hydrogen plant - State-of-the-art design and total installed capital costs.* Institute for Sustainable Process Technology. Retrieved 10 de agosto de 2023, from www.ispt.eu

LAC Green Hydrogen Action. (2023). *Renewable Hydrogen in Latin America an the Caribbean: Opportunities, Challenges, and Pathways.* Santiago de Chile. Retrieved 31 de agosto de 2023.

Lendel, V. (2007). The Value Net. *Journal of Information, Control and Management Systems, 5*(2), 11.

Lenntech. (2022). *lentech.es*. Retrieved 1 de agosto de 2023, from https://www.lenntech.es/periodica/elementos/h.htm

Linares Hurtado, J. I., & Moratilla Soria, B. Y. (2007). *El Hidrógeno y la Energía.* Universidad Pontificia Comillas.

Mateti, S., Zhang, C., Du, A., Periasamy, S., & Chen, Y. (julio/agosto de 2022). Superb storage and energy saving separation of hydrocarbon gases in boron nitride nanosheets via a mechanochemical process. (Elsevier, Ed.) *Materiales hoy, 57*, 9. Retrieved 5 de agosto de 2023, from https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1369702122001614?via%3Dihub

Mckinzie and Company. (2020). *Chilean Hydrogen Pathway - Final Report.* Retrieved 19 de agosto de 2023, from chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://energia.gob.cl/sites/default/files/estudio_base_para_la_elaboracion_de_la_estrategia_nacional_para_el_desarrollo_de_hidrogeno_verde_en_chile.pdf

Michaux, S., & Cadiat, A.-C. (2016). *Las cinco fuerzas de Porter: Cómo distanciarse de la competencia con éxito (Gestión y Marketing).* 50Minutos.es.

Ministerio de Energía de Chile. (27 de abril de 2020). *Proposición de Estrategia Regulatoria del Hidrógeno para Chile.* https://energia.gob.cl/sites/default/files/proposicion_de_estrategia_regulatoria_del_hidrogeno_para_chile.pdf

Ministerio de energía de Chile. (2021). *Identificación y Cuantificación de Potenciales de nergías Renovables 2021.* Retrieved 24 de agosto de 2023, from https://exploradores.minenergia.cl/portal-ernc/websites/ICPER_2021_v2.pdf

Ministerio de Energía de Chile. (enero de 2023). *División de Desarrollo de Proyectos Unidad de Acompañamiento de Proyectos.* https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/reporte_de_proyectos_-_enero_2023.pdf

Ministerio de Energía de Chile. (28 de abril de 2023). *https://energia.gob.cl/*. Retrieved 19 de agosto de 2023, from https://energia.gob.cl/noticias/nacional/chile-y-japon-firman-acuerdo-de-cooperacion-para-avanzar-en-el-proceso-de-transicion-energetica

Ministerio de Hacienda de Chile. (15 de diciembre de 2021). *Cámara de Diputadas y Diputados*. www.camara.cl: https://www.camara.cl/legislacion/ProyectosDeLey/tramitacion.aspx?prmID=15247&prmBOLETIN=14756-08

Ministerio de Hacienda de Chile. (6 de julio de 2023). *www.hacienda.cl*. Retrieved 15 de agosto de 2023, from https://www.hacienda.cl/noticias-y-eventos/noticias/gobierno-presenta-comite-estrategico-para-plan-de-accion-de-hidrogeno-verde-y#:~:text=El%20Comit%C3%A9%20Estrat%C3%A9gico%20para%20Plan,en%20torno%20a%20cuatro%20tem%C3%A1ticas.

Ministerio de Relaciones Exteriores de Chile. (7 de abril de 2022). *Subsecretaría de Relaciones Económicas Internacionales*. Retrieved 15 de agosto de 2023, from https://www.subrei.gob.cl/sala-de-prensa/noticias/detalle-noticias/2022/04/07/intercambio-comercial-de-chile-alcanza-los-51.241-millones-y-crece-un-23#:~:text=El%2095%2C3%25%20de%20las,ventas%20al%20exterior%20del%20per%C3%ADodo.

Morante, J., Andreu, T., García, G., Guilera, J., Tarancón, A., & Torrell, M. (2020). *Hidrógeno Vector energético de una economía descarbonizada.* Barcelona, España. Retrieved 14 de mayo de 2023, from https://www.naturgy.com/files/LIBRO_HIDROGENO_Fundaci%C3%B3n_Naturgy.pdf

Niño, C. (2021). *Mercado Internacional del Hidrógeno: Cadena de valor y aplicaciones.* CORFO, Santiago. Retrieved 2023.

NUSO. (agosto de 2023). *nuso.org*. Retrieved 3 de septiembre de 2023, from https://nuso.org/articulo/306-revolucion-hidrogeno-verde-europa/

Quintero, J., & Sánchez Carreño, J. (2006). *La cadena de valor Una herramienta del pensamiento estratégico.* Retrieved 29 de agosto de 2023, from https://dialnet.unirioja.es/servlet/articulo?codigo=6436476

Ramirez Rojas, J. (2017). *Academia.edu*. Retrieved 26 de julio de 2023, from https://www.academia.edu/29810785/Procedimiento_para_la_elaboraci%C3%B3n_de_un_an%C3%A1lisis_FODA_como_una_herramienta_de_planeaci%C3%B3n_estrat%C3%A9gica_en_las_empresas

Sánchez Castro, J. J., Montoya Suárez, O., & Baena, E. (diciembre de 2003). *El Entorno Empresarial y la Teoría de las Cinco Fuerzas Competitivas*. Retrieved 25 de julio de 2023, from https://dialnet.unirioja.es/servlet/articulo?codigo=4845158

Santander. (julio de 2023). *Santander Trade Markets*. Retrieved 14 de agosto de 2023, from https://santandertrade.com/es/portal/establecerse-extranjero/chile/inversion-extranjera

Servicio de Evaluación Ambiental. (2023). *Guía para la descripción de proyectos de plantas desalinizadoras en el SEIA.* Servicio de Evaluación Ambiental. Retrieved 29 de agosto de 2023, from chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://sea.gob.cl/sites/default/files/imce/archivos/2023/03/30/DP-Desalinizadoras-V.3-2023.pdf

SynerHy. (10 de febrero de 2022). *SynerHy*. Retrieved 18 de agosto de 2023, from https://synerhy.com/2022/02/metodos-de-almacenamiento-del-hidrogeno/

Taibi, E., Blanco, E., Miranda, R., & Carmo, M. (2020). *Green hydrogen cost reduction: Scaling up electrolizers to meet the 1.5 ° Climate Goal.* Santiago: IRENA. Retrieved 14 de mayo de 2023, from https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Dec/IRENA_Green_hydrogen_cost_2020.pdf

TECPA. (22 de octubre de 2021). *tecpa.es*. Retrieved 12 de septiembre de 2023, from https://www.tecpa.es/tecnologias-produccion-hidrogeno/

The Intergovernmental Panel On Climate Change. (5 de agosto de 2023). *https://unfoundation.org/*. https://unfoundation.org/blog/post/intergovernmental-panel-climate-change-30-years-informing-global-climate-action/?gclid=CjwKCAjw5remBhBiEiwAxL2M99PgfiSuSdhseV3ovIeWpIKWlyVz3ijy-Sn4vHiZ0TPFD9f7RCt0sRoCNO8QAvD_BwE

Toyota. (2023). *toyota.cl*. Retrieved 20 de agosto de 2023, from https://toyota.cl/toyota-mirai/?gclid=Cj0KCQjw84anBhCtARIsAISI-xeQb_iExT3PcIMf-6emEqmfbCnL3_jLt2F4dDuNAI63CkHMFOFxvQ4aAsiFEALw_wcB

Tzimas, E., Filiou, C., Peteves, S., & Veyret, J. (2003). *HYDROGEN STORAGE: STATE-OF-THE-ART AND FUTURE PERSPECTIVE The Netherlands.* European Commission. Retrieved 18 de agosto de 2023, from https://www.researchgate.net/publication/255636014_HYDROGEN_STORAGE_STATE-OF-THE-ART_AND_FUTURE_PERSPECTIVE

Universidad Diego Portales. (febrero de 2022). *Universidad Diego Portales: Derecho Tributario*. Retrieved 15 de agosto de 2023, from chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://anuarioderechotributario.udp.cl/cms/wp-content/uploads/2022/02/7.-Nota-de-Actualidad-2021.pdf

Ursúa, A., Gandía, L., & Sanchis, P. (2022). Hydrogen Production From Water Electrolysis: Current Status and Future Trends. 100:413. https://doi.org/10.1109/JPROC.2011.2156750

Vásquez Torres, R., Tello Guerra, P., Fuster Justiniano, J., Farías Hermosilla, R., Espinoza Cáceres, E., & Machuca Lazo, N. (2021). *Inyección de hidrógeno en redes de gas natural.* Santiago. Retrieved 5 de agosto de 2023, from chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://4echile.cl/wp-content/uploads/2021/05/Estudio-Inyeccion-de-H2-a-red-de-gas-natural-GIZ-4e.pdf

Vásquez, R., Salinas, F., & Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammena. (2018). *Tecnologías del hidrógeno y perspectivas para Chile.*

Villacorta, A. (25 de octubre de 2021). *ONU: la concentracion de gases de efecto invernadero superó máximos históricos en 2020*. France 21. Recuperado 21 de abril de 2023: https://www.france24.com/es/medio-ambiente/20211025-concentraci%C3%B3n-gases-efecto-invernadero-onu