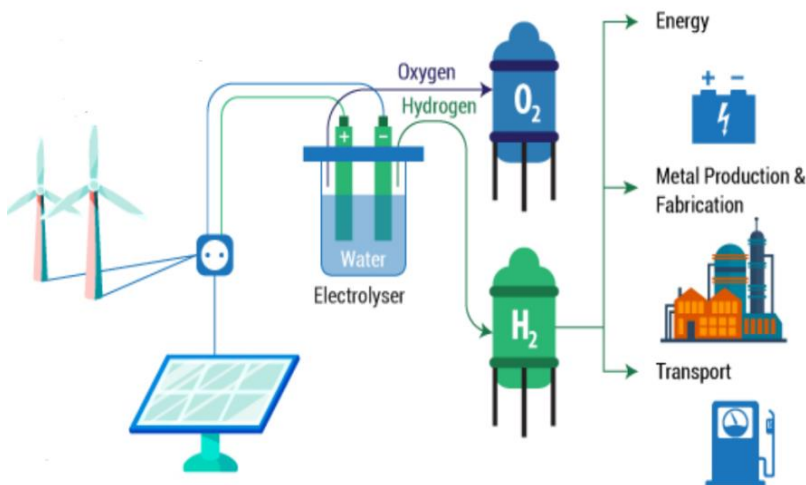


INFORME FINAL

“Construcción de una Estrategia para el desarrollo del mercado de hidrógeno verde en Chile a través de Acuerdos Público Privados”

PARA EL PROGRAMA ESTRATÉGICO NACIONAL INDUSTRIA SOLAR, CÓDIGO 15PEDN-57256-4.



CDT In Data SpA	AUTOR: Nuria Hartmann, Katherine Martinez		REVISADO POR: Cristián Yáñez, Ana María Ruz
	FECHA DE CREACION: 1 de agosto de 2019		FECHA DE REVISIÓN: 12 de Agosto de 2019
	REFERENCIA:		VERSIÓN : 3.0
	ESTADO <input type="checkbox"/> Borrador <input type="checkbox"/> Preliminar <input checked="" type="checkbox"/> Definitivo		DESTINATARIOS: Sra. Ana María Ruz, Comité Solar e Innovación energética CORFO Sr. Angel Caviedes, Ministerio de Energía

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”

PARA EL PROGRAMA ESTRATÉGICO NACIONAL INDUSTRIA SOLAR, CÓDIGO 15PEDN-57256-4.

Corporación de Desarrollo Tecnológico e Investigaciones y Datos SpA

EQUIPO CONSULTOR:

Cristián Yáñez O.

Stephan Franz

Nuria Hartmann

Katherine Martínez

Victor Fernández

Joachim Müller-Kirchenbauer

Contenido

Glosario.....	6
Índice de Gráficos	7
Índice de tablas.....	8
I. RESUMEN EJECUTIVO	9
II. INTRODUCCIÓN	13
<i>Plan de acción y cuadro resumen plan de trabajo estrategia hidrógeno verde</i>	<i>13</i>
<i>Resumen de actividades realizadas</i>	<i>13</i>
III. CAPÍTULO I: DIAGNÓSTICO Y DIMENSIONAMIENTO DE OPORTUNIDAD Y BRECHAS	16
1. Introducción: ¿Por qué hidrógeno verde?.....	16
2. Tecnologías de hidrógeno verde	18
2.1 El gas hidrógeno y sus características	19
2.2 Agua como insumo	20
2.3 Electricidad como insumo	21
2.4 Electrólisis del agua	23
2.5 Compresión y almacenamiento de H ₂	29
2.5.1 Almacenamiento de gas comprimido	29
2.5.2 Almacenamiento en cavernas de sal	30
2.5.3 Crio almacenamiento de hidrógeno licuado	31
2.5.4 Acumulación de hidrógeno en cuerpos sólidos y otros	32
2.6 Celdas de combustible	33
2.7 Producción de derivados de H ₂ : Amoníaco, metano y PtL (Power-to-liquid)	34
2.8 Transporte de hidrógeno y derivados	36
2.9 Reformado con vapor	37
2.10 Principales empresas y centros de investigación	38
3. Estrategias y Políticas de desarrollo de hidrógeno a nivel internacional	42
3.1 Resumen del análisis de países	44
3.2 Principales drivers y APPs destacados	48
3.3 APPs identificados y su aplicabilidad para Chile	55
3.4 Resumen de regulación – Australia, Alemania, California.....	56
4. Dimensionamiento de oportunidad de mercado nacional e internacional	62
4.1 Mercado actual de hidrógeno en Chile.....	62

4.2 Hidrógeno en el sector eléctrico	65
4.3 Hidrógeno en el sector térmico.....	69
4.4 Hidrógeno en el sector de transporte	71
4.4.1 Camiones mineros.....	71
4.4.2 Buses interurbanos y camiones	74
4.4.4 Aviones y barcos.....	74
4.5 Dimensionamiento del mercado nacional	75
4.6 Dimensionamiento del mercado internacional.....	78
4.7 Conclusiones	81
5. Análisis de los desafíos para el mercado eléctrico	83
5.1 Desafíos de los sistemas ongrid para el mercado eléctrico	83
5.2 Desafíos de los sistemas offgrid para el mercado eléctrico.....	85
5.3 Desafíos de operación de plantas duales.....	86
5.3.1 Sistemas duales desalación/producción de hidrógeno.....	86
5.3.2 Sistemas duales eólicos/solares para la producción de hidrógeno	87
6. Identificación de brechas.....	88
7. Conclusiones	93
IV. CAPÍTULO II: PROCESO PARTICIPATIVO.....	95
1. Sobre la realización de los talleres participativos	95
2. Mapa de actores y sociograma.....	95
2.1 Descripción de la técnica.....	96
2.2. Consideraciones para el análisis de datos.....	99
2.3. Análisis	100
2.4. Selección de actores para convocatoria a talleres	107
3. Resultados del proceso participativo	109
VISIÓN COMPARTIDA.....	109
RESULTADOS DE LA CO-CONSTRUCCIÓN DE LA ESTRATEGIA.....	110
V. CAPÍTULO III: PROPUESTA DE ESTRATEGIA PARA EL DESARROLLO DE UN MERCADO DE HIDRÓGENO VERDE Y POTENCIALES ACUERDOS PÚBLICO PRIVADOS	124
1. Propuesta de estrategia.....	125
2. Propuesta de hoja de ruta	130
VI. CAPÍTULO IV: PLAN DE SEGUIMIENTO Y MONITOREO.....	133
1. Introducción al plan de seguimiento y monitoreo.....	133
2. Plan de Seguimiento y desarrollo de indicadores.....	134
3. Indicadores Prioritarios.....	149

4. Plan de difusión de la estrategia en eventos claves internacionales que faciliten el inicio de los acuerdos público privados	149
Bibliografía.....	153

Glosario

AE	Alcaline Electrolyzer, Electrolizador alcalino	P2G / PtG	Power-to-Gas, energía a gas
AUD	Dólar Australiano	PEM	Polymeric Electrolyzer Membrane, electrolito de membrana polimérica
CAEX	Camiones de Extracción (minería)	PPAs	Power Purchase Agreements, Contratos de Compraventa de Energía largo plazo
CAPEX	Capital Expenditures, Costos de Inversión)	PtL	Power to Liquid
CCS	Carbon Capture and Storage, Captura y Almacenamiento de CO2	RAPS	Remote Area Power System, Sistema de Energía para Áreas Remotas
CSP	Concentrated Solar Power, Energía Solar Concentrada	SAE	Society of Automotive Engineers, Sociedad de Ingenieros Automotrices
DC	Direct Current, Corriente Continua (electricidad)	SEN	Sistema Eléctrico Nacional
ERNC/ERNCvar	Energías Renovables No Convencionales / ERNC variables	SMR	Steam methane reforming, Reformado con vapor
GEI	Gases de Efecto Invernadero	t / ton	toneladas
GN (V)	Gas Natural (Vehicular)	TACC	Tasa Anual de Crecimiento Compuesto
GNC	Gas Natural Comprimido	USD / US\$	Dólares Estadounidenses
GNL	Gas Natural Licuado	VCA _s	Vehículos de combustible alternativos
GW / GWh	Gigavatios/ gigavatio-hora	VCEs	Vehículos de celda de combustible
H2	Hidrógeno	wt	Porcentaje en masa
HRS	Hydrogen Refuelling Stations, Hidrolineras		
ISO	International Standardization Organization, Organización Internacional de Estandarización		
kt	Kilotoneladas		
kW / kWh	Kilovatio / kilovatio-hora		
l	Litros		
LCOH	Levelized Cost of Hydrogen, Costo nivelado de hidrógeno		
LHV	Lower heating value (poder calorífico inferior)		
m3	Metros cúbicos		
MM	Millones		
MMBTU	Millones British Thermal Units (unidad de gas)		
Mpa	Megapascal (unidad de presión)		
MW / MWh	Megavatio / megavatio-hora		
Nm3	Norma metro cúbico		
NFPA	National Fire Protection Agency, Agencia de Protección ante incendios		

Índice de Gráficos

Ilustración 1 Potencial de energías renovables disponible en Chile sin superposición	16
Ilustración 2 Diferentes conceptos de definición de hidrógeno según fuente de producción.....	17
Ilustración 3 Cadena de valor de hidrógeno.....	19
Ilustración 4 Eficiencia de la cadena de valor de hidrógeno	19
Ilustración 5 Densidades energéticas gravimétricas (kWh/kg) en comparación (poder calorífico inferior)	20
Ilustración 6 Densidades energéticas volumétricas (kWh/l) en comparación (poder calorífico inferior)	20
Ilustración 7 Comparación de los escenarios del costo de energía para la producción de H2 verde (LHV)	23
Ilustración 8 Principales suministradores de electrolizadores a nivel mundial	24
Ilustración 9 Rango de costos de inversión en electrolizadores (USD/kW).....	26
Ilustración 10 Rango del costo del proceso de electrolisis nivelado a un factor de planta de 30% (USD/kW)	27
Ilustración 11 Costos de producción de hidrógeno mediante electrólisis (con insumos, USD/kg de hidrógeno)	28
Ilustración 12 Tanque H2 de alta compresión con poliamidas.....	30
Ilustración 13 Costos de compresión a 150 bar y almacenamiento de hidrógeno en tanques (USD/kg)	30
Ilustración 14 Costos de compresión y almacenamiento de hidrógeno en cavernas de sal (USD/kg)	31
Ilustración 15 Costo de licuefacción de hidrógeno (USD/kg).....	32
Ilustración 16 Ventas de celdas de combustibles por tipo de aplicación (MW).....	33
Ilustración 17 Costo adicional de la producción de derivados de hidrógeno (USD/kWh)	35
Ilustración 18 Costo de transporte de hidrógeno licuado por buques (USD/kg por cada 1.000 kilómetros (mkm), LHV)	37
Ilustración 19 Costo de transporte de hidrógeno licuado por buques a Tokio y a Los Ángeles (USD/kg, LHV)	37
Ilustración 20 Costo de producción de hidrógeno reformado de vapor (USD/kg)	38
Ilustración 21 Importación de derivados de amoníaco a Chile 2018	64
Ilustración 22 Comparación de los costos de electrólisis con reformado con vapor (USD/kg)	65
Ilustración 23 Energía almacenada en embalses en el sistema eléctrico chileno entre 1985 y 2019.....	67
Ilustración 24 Estimación del costo de H2 versus gas natural para la generación eléctrica (USD/MMBTU)	69
Ilustración 25 Límites de inyección de hidrógeno por países en gasoductos. Fuente: ITM power PLC	70
Ilustración 26 Gasoductos en Chile y Argentina y sus puntos de inyección	71
Ilustración 27 Proyección de costos por kWh efectivos por tipo de tecnología	73
Ilustración 28 Demanda actual de hidrógeno en Chile.....	75
Ilustración 29 Estimación del potencial técnico nacional de hidrógeno verde por sector hasta 2030/35	77
Ilustración 30 Aproximación a una regionalidad de mercados de hidrogeno verde	78
Ilustración 31: Demanda actual de hidrógeno y fuentes a nivel mundial.....	79
Ilustración 32: Estimación del crecimiento del mercado global de hidrógeno (kt)	79
Ilustración 33 Estimación del potencial de exportación de hidrógeno verde hasta 2030/35	80
Ilustración 34 Potencial crecimiento del mercado de hidrógeno verde para Chile al 2035	81
Ilustración 35 Principales brechas transversales	88
Ilustración 36 Principales brechas resumidas por eslabón de cadena de valor producción, almacenamiento y transporte	90
Ilustración 37 Principales brechas por usos finales	92
Ilustración 38 Metodología del ordenamiento de actores en un sociograma.....	96
Ilustración 39 Mapa de actores del mercado de hidrógeno en Chile	98
Ilustración 40 Sociograma de actores actuales en el mercado de hidrógeno en Chile	102
Ilustración 41 Conjuntos de acción en el sociograma de actores del mercado H2 en Chile.....	104
Ilustración 42 Conjuntos de acción en el sociograma de actores del mercado H2 en Chile.....	106
Ilustración 46: Propuesta de visión compartida nacional	110
Ilustración 47 Ejemplo de Matriz de trabajo de Co-construcción de la Estrategia.....	110
Ilustración 48: Esquema de drivers y temporalidad	125
Ilustración 49: Esquema de cadena de valor y ejes de acción transversales.....	126
Ilustración 50: Diagrama de hoja de ruta: Soluciones e iniciativas propuestas para alcanzar la visión definida de desarrollo del mercado de hidrógeno verde en Chile	131
Ilustración 51: Diagrama de hoja de ruta: Recursos habilitantes	131
Ilustración 52	152

Índice de tablas

Tabla 1 Consumo de agua y costos de desalinización.....	21
Tabla 2 Supuestos del costo de energía eléctrica escenario “offgrid”	21
Tabla 3 Supuestos del costo de energía eléctrica escenario “ongrid”	22
Tabla 4 Ventajas y desventajas de electrolizadores AE y PEM	25
Tabla 5 Supuestos de los estudios comparados.....	26
Tabla 6 Condiciones óptimas asumidas por IEA (2019) para plantas híbridas eólicas-FV (Taltal, Calama) y plantas eólicas en la Patagonia chilena y argentina	28
Tabla 7 Empresas proveedoras de tecnologías para la producción de hidrógeno	38
Tabla 8 Lista de centros tecnológicos y de investigación a nivel internacional	40
Tabla 9 Resumen de la regulación e incentivos comerciales según país y ámbito genérico (comercial, funcional)	57
Tabla 10 Plantas de producción de hidrógeno en Chile (“captive”).....	63
Tabla 11 Consumo de hidrógeno nacional (excluyendo refinería, mercado “merchant”).....	63
Tabla 12 Uso de hidrógeno para el almacenamiento de energía eléctrica.....	66
Tabla 13 Estimación del potencial técnico nacional de hidrógeno verde por sector hasta 2030/35	76
Tabla 14 Estimación del potencial de inversiones para cubrir el potencial nacional	77
Tabla 15 Estimación del potencial técnico internacional de hidrógeno verde por sector hasta 2030/35	80
Tabla 16 Estimación del potencial de inversiones para cubrir el potencial internacional.....	81
Tabla 17 Porcentajes y factor de ponderación.....	112

I. RESUMEN EJECUTIVO

Debido a su potencial de energías renovables, en especial de recursos solar y eólico, y los favorables precios de generación de electricidad asociados a estos recursos, Chile es un país donde la producción de hidrógeno (H₂) verde¹ presenta una interesante oportunidad de mercado. La estimación de la dimensión aproximada de esta oportunidad, fue uno de los principales objetivos de este proyecto de consultoría cuyos resultados se incluyen en el presente documento.

Según el análisis llevado a cabo, la actual demanda de hidrógeno nacional de casi 59.000 toneladas/año, proveniente mayoritariamente del sector de refinería, podría incrementarse seis veces hacia el año 2030, llegando a un tamaño de mercado de 326.000 toneladas/año, sin mayores cambios en la infraestructura del país. Para lo anterior, se considera que el hidrógeno producido se utiliza en industrias que pueden incorporarla a sus procesos a costos competitivos, tales como refinерías, producción de derivados del hidrógeno que actualmente se importan (amoniaco), transporte de carga y de pasajeros (interurbano) y otros.

De esta forma, si se asumen costos de 2,3 USD/kg H₂ verde, de acuerdo a proyecciones conservadoras, el valor asociado a este futuro mercado de hidrógeno verde nacional ascendería a casi 750 MMUSD al año 2030.

Si se considera la creciente demanda de fertilizantes de Latinoamérica y la demanda de importación de hidrógeno anunciada por diversos países, en especial por Japón, existe un potencial de exportación de H₂ verde que asciende a los 3.850.000 toneladas/año con un valor de mercado anual asociado de 8.850 MMUSD al año 2030.



Uno de los factores claves para impulsar y escalar este mercado corresponde al costo de producción del hidrógeno verde, el cual depende sobre todo, de los costos de desarrollo de la tecnología, que se irán reduciendo a medida que existan más proveedores de tecnología y equipos electrolizadores a mayor escala, así como del precio de la electricidad que requiere su producción. En este contexto, se estiman precios de producción igual o menor a 2,3 USD/kg H₂ verde, en caso de tratarse de plantas offgrid²; existiendo recientes proyecciones de precios de la Agencia Internacional de Energía (2019) según las que el precio de producción de H₂ verde en Chile podría caer hasta los 2,1 USD/kg H₂, con plantas de producción duales (eólico-solares con ubicación en Taltal). Estos valores hacen hoy el hidrógeno verde competitivo

¹ El término H₂ “verde” se entiende como hidrógeno producido mediante electricidad 100% proveniente de energías renovables.

² Estimaciones basadas en fuentes actuales: FCH-JU (2017), CSIRO, AGORA y TRACTEBEL (2018).

respecto a la producción de hidrógeno mediante procesos convencionales, a partir de gas natural (reforming), y en aplicaciones industriales y de transporte donde se utiliza diesel.

Los principales desafíos en I+D identificados son bajar a menos de 1,2 USD/kg H₂, para lograr sustituir las aplicaciones industriales de gas natural, acelerar las soluciones de motores duales diesel e hidrógeno para los camiones de extracción minera y soluciones con celdas de combustibles para transporte en minería subterránea, y adicionalmente avanzar en evaluación del recurso renovable y soluciones para el sur del país.

El aprovechamiento de esta oportunidad requiere de una visión de desarrollo nacional y un trabajo de todos los actores nacionales interesados sobre las brechas existentes que permita acelerar el desarrollo del mercado. Además de una capacidad de articulación de los sectores público y privado para avanzar en forma articulada.

Es por ello que esta propuesta de Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde, se construyó a través de un proceso participativo presencial llevado a cabo con actores claves identificados a lo largo de la cadena de valor del hidrógeno en Chile. El trabajo realizado en cuatro regiones del país, permite hoy contar con la siguiente propuesta de visión nacional.

“Ser líderes reconocidos a nivel mundial en la producción, uso y exportación de hidrógeno verde y sus derivados, a través del desarrollo tecnológico, la habilitación de un mercado competitivo y utilizando el reconocido potencial de energías renovables del país, a fin de contribuir a alcanzar una sociedad sostenible”

Durante este proceso participativo se formularon ideas e iniciativas necesarias para la realización de esta visión nacional, priorizándolas en corto (2019-2021), mediano (2022-2035) y largo (2036-2050) plazo, considerando los principales *drivers* (factores favorables y razones por actuar), las brechas existentes a lo largo de la cadena de valor de hidrógeno (producción –almacenamiento – transporte- uso final) y los recursos requeridos para su realización, capital humano, regulaciones y financiamiento.

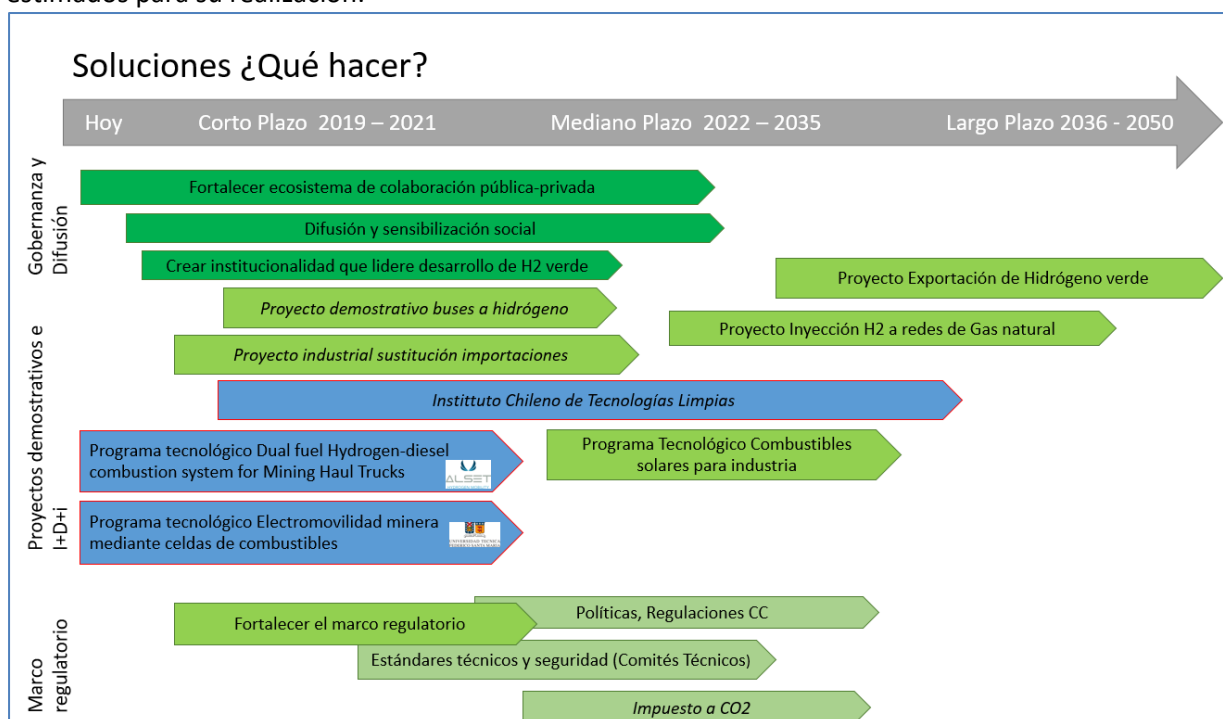
En total durante los talleres regionales, se levantaron 264 ideas, definiendo *drivers*/razones por actuar y posibles soluciones. En resumen,

- Los principales *drivers* formulados se centran en el aprovechamiento del potencial de energías renovables existente, el posicionamiento de Chile en un mercado de hidrógeno verde, el enfrentamiento del cambio climático (reducir las emisiones de gases efecto invernadero), la independencia energética, la diversificación de la economía a través de industrias verdes y el acceso a un mercado internacional de productos verdes con trazabilidad.
- Como soluciones y referido a la gobernanza y el marco institucional, se plantearon la creación de un ecosistema de colaboración (ejemplo mediante Acuerdos Público-Privados); la difusión y sensibilización social acerca del hidrógeno verde; la existencia de una política de estado/nacional en cuanto al desarrollo del mercado de hidrógeno verde. En soluciones específicas se plantearon el desarrollo de proyectos I+D y proyectos demostrativos de escala industrial, una extensión/definición del marco regulatorio a lo largo de la cadena de valor de hidrógeno.
- Como recursos se definieron programas de desarrollo y formación de Capital Humano; estructuración de mecanismos de financiamiento para realizar proyectos revisión de impuesto al CO₂, incentivos tributarios y la atracción de inversión extranjera.

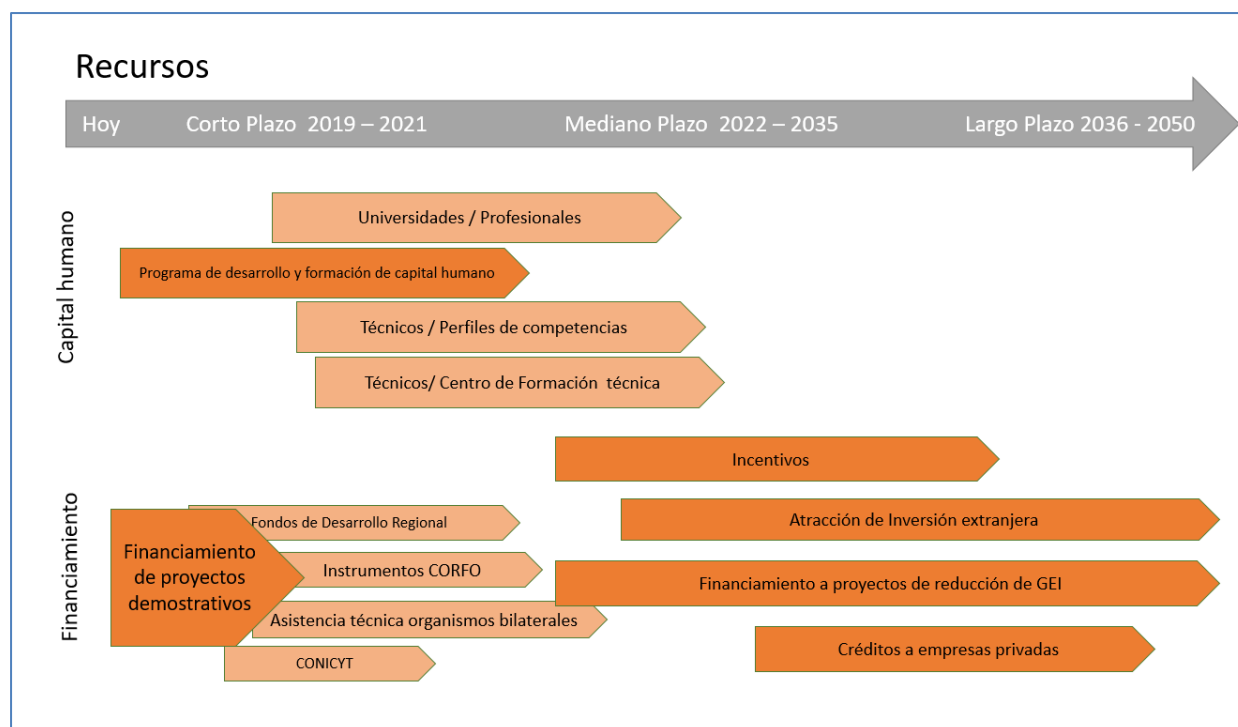
Finalmente como propuesta para una Estrategia de Desarrollo de mercado de H2 verde en Chile, se definieron los siguientes cuatro ejes de acción, basado en los resultados del diagnóstico de la oportunidad de mercado y el proceso participativo llevado a cabo:

- INSTITUCIONALIDAD, GOBERNANZA Y DIFUSIÓN: Articular nuevos proyectos y difundir conocimiento para el desarrollo del mercado
- PROYECTOS DEMOSTRATIVOS e I+D+i /MARCO REGULATORIO: Realizar proyectos demostrativos de escala industrial e investigación tecnológica acompañados por el desarrollo de un marco regulatorio adecuado
- CAPITAL HUMANO: Preparación de técnicos y profesionales para el mercado del H2 verde
- FINANCIAMIENTO: Generar condiciones habilitantes para el desarrollo del mercado a través de diversas fuentes de financiamiento y mecanismos de incentivo.

Las principales soluciones por cada eje de acción, se muestran a continuación, indicando los plazos estimados para su realización:



Los principales recursos habilitantes para la realización de las medidas comprendidas en cada eje de acción se definieron de la siguiente manera:



Un sistema de seguimiento y monitoreo con indicadores y un plan de difusión de la propuesta de estrategia, se incuyen en el informe.

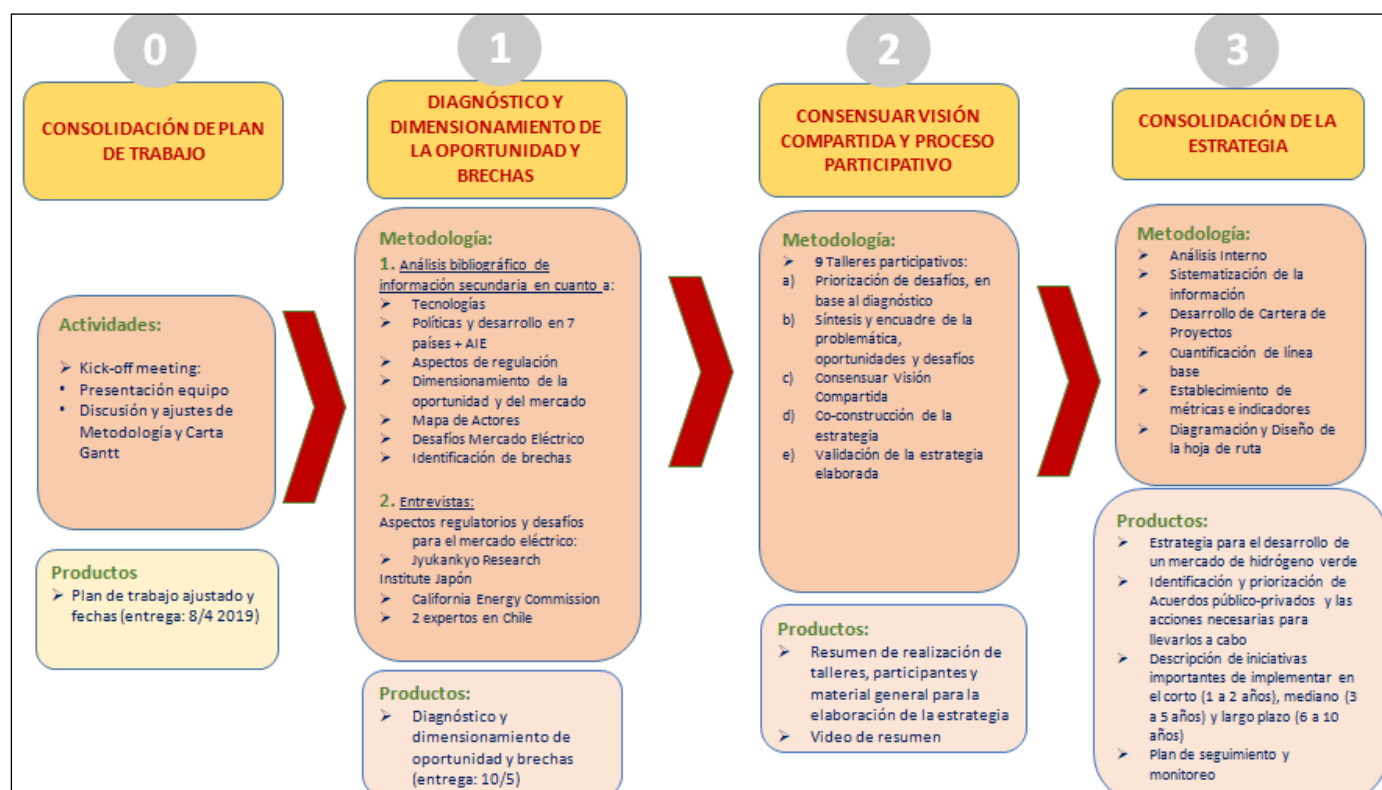
El presente documento servirá como insumo para la definición de una Estrategia Nacional de Desarrollo del mercado de Hidrógeno Verde en Chile que el Comité Solar e Innovación Energética entrega al Ministerio de Energía, la participación de más de 100 personas de empresas privadas, organismos públicos y entidades de investigación y desarrollo respaldan el interés, capacidad nacional y disponibilidad de avanzar en esta oportunidad de capturar el valor para el país. La urgencia del desafío de mitigar los impactos del cambio climático y la oportunidad del recurso de energía renovable disponible en Chile, llaman a actuar con celeridad buscando formas innovadoras de colaboración y sinergias para la creación de iniciativas público-privadas nacionales e internacionales.

II. INTRODUCCIÓN

El Programa Estratégico Nacional para el desarrollo de la industria olar ante Corfo contrató los servicios de consultoría para la **“Construcción de una estrategia para el desarrollo del mercado de hidrógeno verde en Chile a través de Acuerdos Público - Privados”**. Este documento presenta el informe final del trabajo elaborado por la Corporación de Desarrollo Tecnológico (CDT) y la consultora In-Data en alianza con la consultora internacional BüroF, según los objetivos generales y específicos definidos para la respectiva consultoría.

Plan de acción y cuadro resumen plan de trabajo estrategia hidrógeno verde

El siguiente diagrama presenta un resumen de las etapas, la metodología y los productos (outcomes) del proyecto:



Resumen de actividades realizadas

1.1 Coordinación general

Durante la asesoría, se llevó a cabo un trabajo y comunicación constante con la contraparte del proyecto. Adicionalmente, se realizaron una serie de reuniones periódicas con el Comité Técnico del proyecto, a quienes se presentaron avances de la asesoría, para recibir su orientación estratégica:

Sesión	Fecha
Kick off del proyecto	Lunes, 1 de abril 2019

1a sesión	Jueves, 11 de abril 2019
2 da sesión	Miércoles, 24 de abril 2019
3ra sesión	Miércoles, 15 de mayo 2019
4ta sesión	Miércoles, 29 de mayo 2019
5ta sesión	Miércoles, 12 de junio 2019
6ta Sesión	Jueves, 4 de julio 2019

1.2 Etapa 1: Diagnóstico

Como punto de inicio del estudio, se desarrolló un diagnóstico, cuya metodología se centró en un análisis bibliográfico profundo, de diferentes referentes nacionales e internacionales. Esto se realizó en base a fuentes identificadas por el equipo consultor, complementado con sugerencias del Comité Técnico y personas entrevistadas.

Adicionalmente, se llevaron a cabo entrevistas tanto con expertos de otros países con políticas avanzadas en temas de hidrógeno en contexto de los aspectos regulatorios, como con expertos en Chile en contexto de los desafíos para el mercado eléctrico.

Algunas de las entrevistas realizadas fueron:

Internacional:

- California Hydrogen Business Council, persona de contacto: Cory Shumaker, Development Specialist
- Agencia Nacional de Energías Renovables de Australia (ARENA), persona de contacto: Charlotte Rouse, Strategy Officer
- Agencia Alemana de Energías Renovables (DENA), persona de contacto: Toni Reinholz, Especialista Power to Gas
- Instituto Alemán de Investigación aplicada Fraunhofer ISE, persona de contacto: Philipp Kluschke, experto en aplicación de hidrógeno en sector de movilidad

Nacional:

- Eduardo Bitrán, Académico Universidad Adolfo Ibañez y director del Club de Innovación
- Juan Rada y José Ignacio Galindo, Alset Global
- Pedro Adell, Empresa Gas Consult
- Marco Vaccarezza, Director Desarrollo de Negocio de Fraunhofer Chile
- Enrique Sandoval, Jefe de Provisionamiento de Metrogas
- Cristóbal Muñoz, experto en temas de almacenamiento de energía, IE-Storage

De forma complementaria al diagnóstico, y para la identificación de potenciales Acuerdos Público-Privados, se realizaron reuniones con las siguientes entidades:

- Enaex
- Codelco
- ENAP
- Antofagasta Minerals (AMSA)
- Indura/Air Products
- Air Liquide
- GASCO
- CAP Siderurgia
- Engie
- Enel Green Power

- Thenergy
- AES Gener

1.3 Etapa 2: Consenso de la visión compartida y proceso participativo para la construcción de una propuesta de estrategia

Esta etapa consistió en el desarrollo de nueve talleres en total:

- cuatro talleres para el consenso de la visión compartida de Hidrógeno Verde en Chile (un taller por Región, abarcando cuatro Regiones del país) y
- cuatro talleres para el diseño participativo de la propuesta de estrategia y la identificación de potenciales acuerdos público-privados (un taller por Región, abarcando cuatro Regiones del país)
- un seminario de cierre con la presentación de los resultados del trabajo realizado (Santiago con transmisión nacional).

a) Ejecución de talleres de Visión:

- Concepción: 30 de mayo 2019
- Punta Arenas: 4 de junio 2019
- Antofagasta: 6 de junio 2019
- Santiago: 7 de junio 2019

b) Ejecución de talleres de Estrategia:

- Antofagasta: 20 de junio 2019
- Santiago 21 de junio 2019
- Punta Arenas 25 de junio 2019
- Concepción 26 de junio 2019

Las actividades desarrolladas en esta etapa abarcaron:

c) Diseño y preparación de talleres:

- Definición de un listado de participantes mediante la creación de un mapa de actores
- Definición de la locación de talleres, producción y logística
- Invitación y convocatoria (mediante E-mail y seguimiento telefónico)
- Desarrollo de material de preparación para las dos rondas de talleres (resumen ejecutivo, agenda del taller, resumen de la metodología a usar, presentaciones) y previo envío a participantes confirmados.

d) Sistematización de la información

- Análisis y síntesis de la información
- Presentación a Comité técnico para feedback

e) Seminario de presentación de resultados

Se preparó una presentación de la estrategia para ser presentada por la contraparte y el equipo consultor.

III. CAPÍTULO I: DIAGNÓSTICO Y DIMENSIONAMIENTO DE OPORTUNIDAD Y BRECHAS

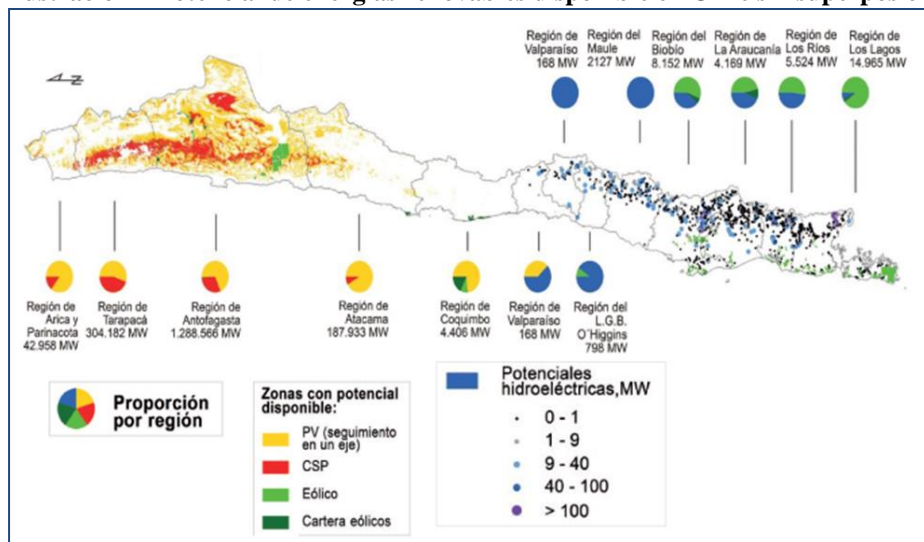
1. Introducción: ¿Por qué hidrógeno verde?

Las emisiones provenientes del sector de energía aportan alrededor de un 77% a las emisiones nacionales de Chile (Ministerio de Energía 2017, p. 8). La descarbonización de este sector es clave para la mitigación de gases de efecto invernadero (GEI) en el país. En la actualidad, la más exitosa transición energética hacia un suministro de energía basado en fuentes renovables y bajo en emisiones de GEI es la del sector eléctrico. La bajada del costo nivelado de electricidad más que nada de plantas fotovoltaicas y eólicas en los últimos años llegó a un aporte de las energías renovables no convencionales a la matriz eléctrica chilena acerca de 20% (CNE 2019, p. 6). Sin embargo, en los sectores térmicos y de transporte, las tecnologías alternativas para un suministro sustentable y de bajas emisiones de GEI no han logrado el mismo éxito hasta ahora.

Un enfoque muy prometedor para enfrentar este problema en los sectores térmicos y de transporte, es aprovechar el éxito y los bajos costos de las fuentes de energías renovables no convencionales de la generación eléctrica. En este ámbito, la conversión con electricidad del agua al gas hidrogeno (H_2) a través de un proceso de electrólisis del agua puede llenar el vacío de la transición energética actual. En muchos países líderes en el tema de las energías renovables, las discusiones sobre combustibles verdes o renovables, y el relacionado acoplamiento de los sectores energéticos está despegando.

Dado el incomparable potencial de Chile de 1.865 GW (GIZ 2014, p. 132) para la generación de electricidad libre de emisiones y de bajo costo, el país tiene ventajas comparativas para liderar este proceso hacia una economía basada en un 100% en energías renovables. La disminución de los costos de la generación de energía fotovoltaica y eólica en los últimos diez años permite aprovechar este potencial y podría poner a Chile a la vanguardia de la transición energética a nivel mundial.

Ilustración 1 Potencial de energías renovables disponible en Chile sin superposición

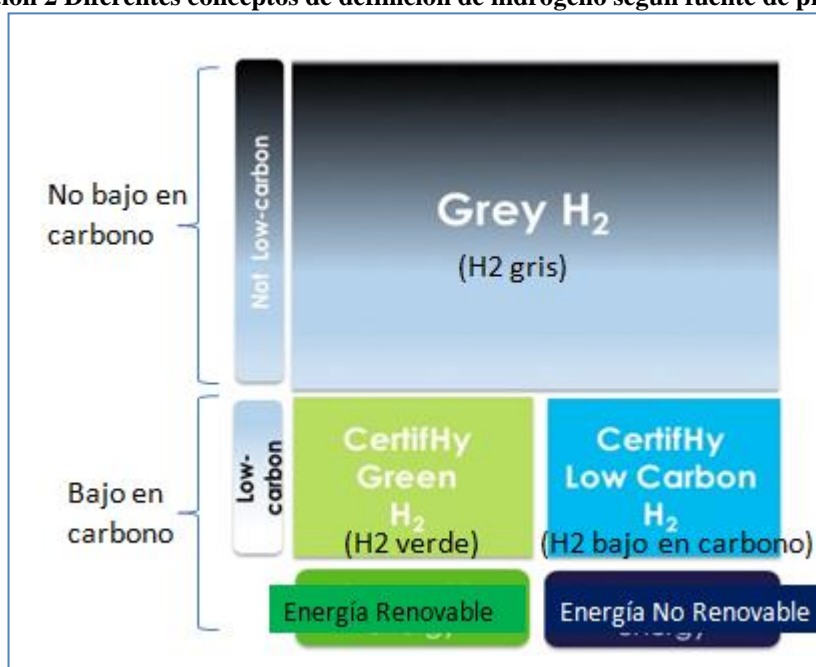


Fuente: GIZ (2014) p. 132.

En este contexto, el presente estudio se enfoca en la **producción de hidrógeno mediante procesos de electrólisis del agua utilizando electricidad, proveniente de fuentes de energía 100% renovables**, que llamaremos “hidrógeno verde”.

Esto a pesar que la definición de hidrógeno verde elaborada por los proyectos de preparación del sistema de garantías de origen CertifHy financiado por la Unión Europea sea la siguiente: “Hidrogeno verde se refiere al hidrógeno generado por energía renovable con emisiones de carbono un 60% por debajo del umbral de intensidad de emisiones de referencia (= emisiones de GEI del hidrógeno producido por el reformado de vapor de gas natural que representan el 95% del mercado comercial actual). Hidrogeno bajo en carbono es hidrógeno creado por energía no renovable con emisiones por debajo del mismo umbral.” (CertifHy, 2019).

Ilustración 2 Diferentes conceptos de definición de hidrógeno según fuente de producción



Fuente: CertifHy (2019).

Un factor importante para el posible desarrollo de mercados de hidrógeno verde es el alto potencial de generar efectos internos positivos como la seguridad energética y económica, la mejora del medioambiente, el aprovechamiento de fuentes de energías renovables y el desarrollo laboral. Existe también una alta probabilidad de fortalecer el papel de Chile en el mercado energético del futuro como exportador de hidrógeno verde.

Este diagnóstico aspira a resumir el estatus actual de la introducción de hidrógeno verde a los mercados de energía y de la producción industrial. Primero, se dará un resumen de las tecnologías de hidrógeno verde y los costos asociados (Punto 2 “*Tecnologías de hidrógeno verde*”). Luego, se analizan las políticas de algunos países líderes en el desarrollo del mercado de hidrógeno (punto 3 “*Estrategias y Políticas de desarrollo de hidrógeno a nivel internacional*”), profundizando los aspectos de regulación para tres países.

En base a los análisis llevados a cabo y la información levantada en las etapas anteriores, se dimensiona la oportunidad de los diferentes mercados de hidrógeno verde a nivel nacional e internacional (punto 4: “*Dimensionamiento de oportunidad de mercado nacional e internacional*”). Un análisis de los desafíos para

el mercado eléctrico en contexto de una introducción del hidrógeno se encuentra en punto 5 (punto 5: “Análisis de los desafíos para el mercado eléctrico”). Como preparación e insumo para las actividades de la etapa dos del proyecto (proceso participativo), se ha elaborado un mapa de actores de carácter de sociograma, así como un listado de brechas a lo largo de la cadena de valor del hidrógeno, incluyendo un resumen específico de la regulación relevante y requerida a lo largo de la cadena de valor de hidrógeno (punto 6: “Identificación de brechas”).

2. Tecnologías de hidrógeno verde

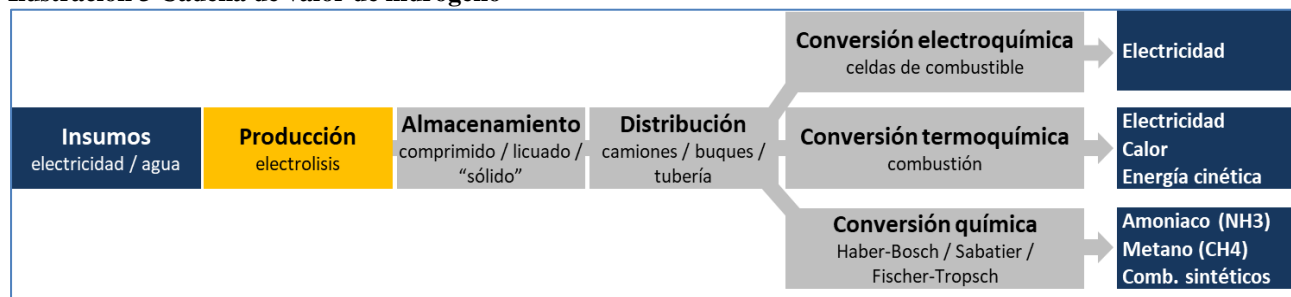
Esta sección resume las tecnologías de producción, almacenamiento y transporte de hidrógeno y sus costos y desarrollo proyectado. Basado en estudios publicados durante los últimos dos años, se trata de indicar los costos actuales de cada paso en la cadena de valor de hidrógeno.

Dado que la mayoría de los electrolizadores actualmente instalados en el mundo son proyectos particulares, con bajo nivel de estandarización, los datos colectados en el marco de este informe permiten una indicación simplificada de los costos de la producción de hidrógeno. La gran variedad de datos en los diferentes estudios considerados indica que todavía no existen estándares industriales. Por esto, el presente estudio trata de simplificar varias estimaciones del desarrollo del costo de la producción de hidrógeno verde, calculando el valor promedio de los LCOH del respectivo escenario intermedio de diferentes estudios. Cálculos en base del promedio de diferentes estudios permite combinar y compensar los lados fuertes y débiles de cada fuente y dar una aproximación simplificada a los costos para la preparación de un discurso sobre el hidrógeno verde en Chile y la toma de decisiones asociada. Como los componentes de la cadena de valor de hidrógeno verde son bienes de inversión de producción tecnológica, y las indicaciones de los precios son gruesos todavía, se puede asumir que los precios internacionales indicados en este estudio aplican a Chile también. Cabe destacar que ejemplos recientes como el desarrollo de los costos de la generación fotovoltaica o la caída de los costos de baterías de litio, indican la posibilidad de un desarrollo más dinámico de lo que fue anticipado anteriormente. Un despegue de las tecnologías de hidrógeno verde debería llevar a una reducción de los costos en cada paso de la cadena de valor.

La primera sección introduce de forma breve a las características del gas hidrógeno en comparación a otros portadores de energía (2.1). Después se analizan los costos de los dos insumos principales para la producción de hidrógeno verde, que son el agua (2.2) y la energía eléctrica (2.3). En el siguiente subcapítulo se introduce al proceso de electrólisis, que está en el centro de la producción de hidrógeno verde (2.4). En siguientes procesos, se puede comprimir y almacenar el mismo hidrógeno (2.5), reconvertirlo a energía eléctrica con celdas de combustible (2.6) o conectar su uso con otros procesos (2.7). Esto puede ser la producción de amoníaco a través del proceso Haber-Bosch, la metanización del hidrógeno con un proceso Sabater o una síntesis Fischer-Tropsch para producir combustibles licuados sintéticos. Todos estos procesos implican costos y pérdidas de energía adicionales, que pueden ser compensados por costos de transporte más bajos.

La siguiente ilustración muestra la cadena de valor del hidrógeno, indicando las etapas de producción, almacenamiento y distribución, pero también las diferentes formas de la conversión del gas. La electrificación con celdas de combustibles, la quema del gas para procesos de combustión y la conversión a amoníaco, metano y combustibles sintéticos destacan la versatilidad de la molécula.

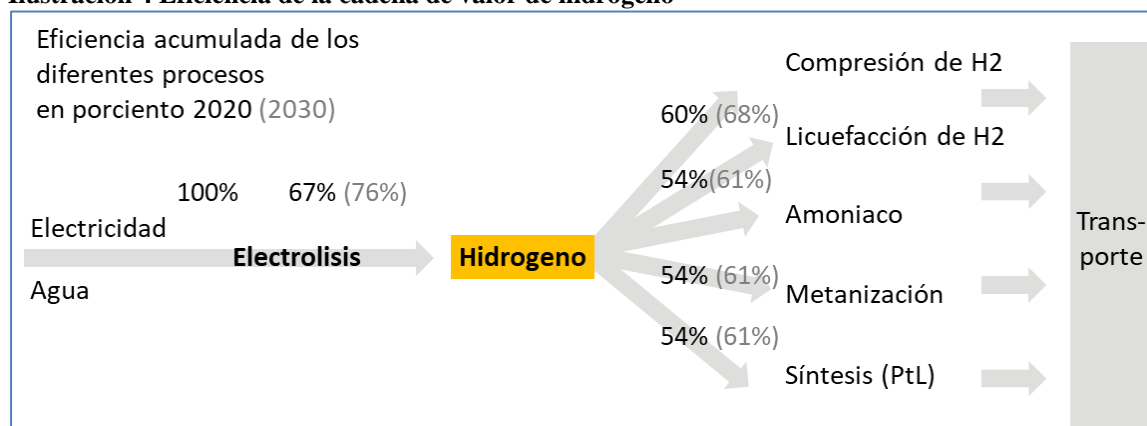
Ilustración 3 Cadena de valor de hidrógeno



Fuente: elaboración propia.

La eficiencia actual de la electrólisis es relativamente baja, con un 67% en promedio basado en los estudios considerados. Sin embargo, basado en diferentes análisis revisados, se puede esperar un aumento a 76% hasta 2030. Los pasos de procesamiento del hidrógeno como su compresión, licuefacción o la producción de metano u otros derivados tienen eficiencias entre 80-90%, liderando a una eficiencia total del proceso de la producción y el procesamiento de 54-60% (actualmente) y 61-68% (2030).

Ilustración 4 Eficiencia de la cadena de valor de hidrógeno

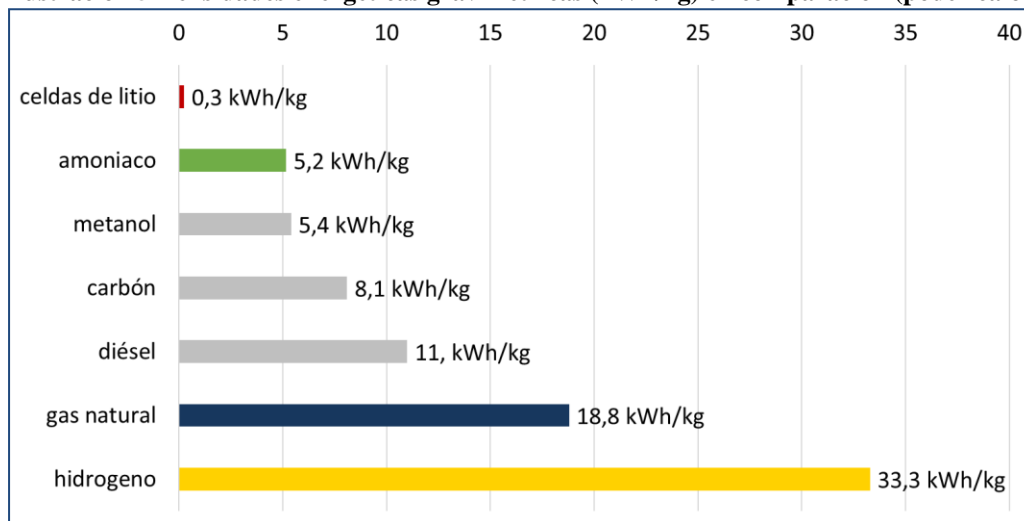


Fuente: elaboración propia.

2.1 El gas hidrógeno y sus características

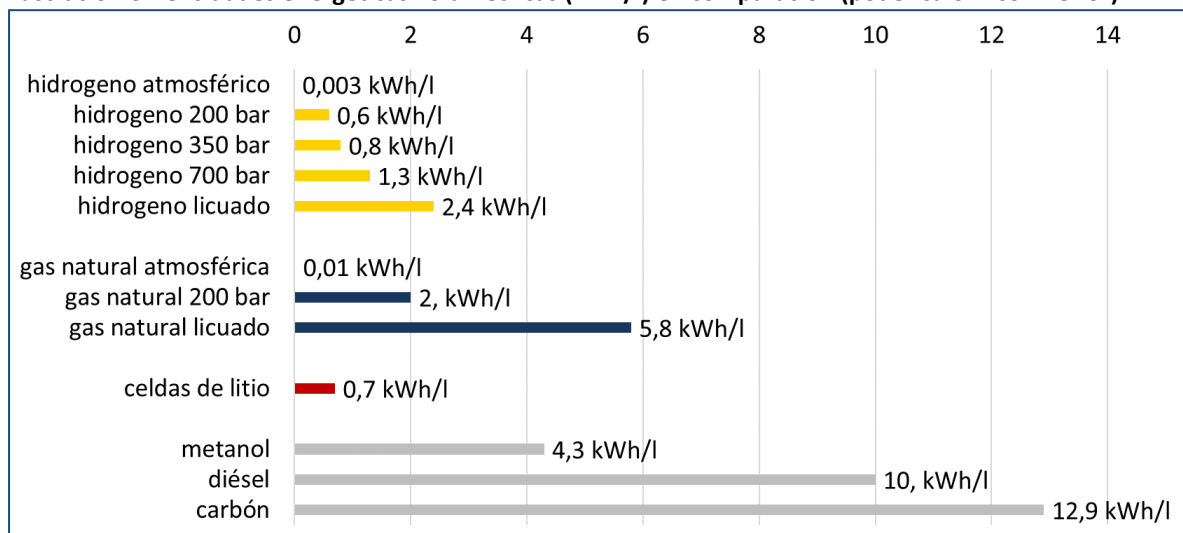
El hidrógeno es un gas incoloro e inodoro que puede ser inhalado sin ser nocivo para la salud. En la tierra, el hidrógeno sólo se encuentra en formas ligadas, en el agua, en los hidrocarburos o en los minerales. Es una sustancia discreta que sólo puede ser detectada por sensores específicos o reacciones típicas. En comparación con otros portadores de energía, la característica principal del hidrógeno es su bajo valor calorífico volumétrico (0,003 kWh/l) y el muy alto valor calorífico gravimétrico (33,33 kWh/kg), aplicando el poder calorífico inferior (LHV por sus siglas en inglés). En resumen, el hidrógeno es muy ligero y necesita mucho espacio para ser almacenado o transportado. Las siguientes figuras comparan la densidad energética del hidrógeno y del gas natural (GN), revelando que el hidrógeno es el elemento más ligero (Lehmann, et al., 2014 p. 74).

Ilustración 5 Densidades energéticas gravimétricas (kWh/kg) en comparación (poder calorífico inferior)



Fuentes: Lehmann 2014, p. 75; Fraunhofer ISI, 2015 p. 11.

Ilustración 6 Densidades energéticas volumétricas (kWh/l) en comparación (poder calorífico inferior)



Fuentes: Lehmann 2014, p. 75; Fraunhofer ISI, 2015 p. 11.

Además, cabe destacar que el hidrógeno es un gas muy volátil, debido a la alta difusividad de sus moléculas, así como de sus átomos y iones. Los compuestos con un 4%-75% de hidrógeno en el aire son inflamables, las pequeñas chispas pueden inflamar el compuesto o provocar una explosión. Este tema y las soluciones ya existentes son discutidos en el informe de la GIZ Chile (2018, p.54-59).

2.2 Agua como insumo

La electrólisis del agua requiere poca agua, el valor de referencia es 8,9 l/kg H₂ (0,266 l/kWh H₂) (Lehmann 2014, p. 87), mucho menor que el circuito de vapor de una planta de concentración solar de potencia (CSP) que requiere 2-8 l por kWh. Esto significaría que un electrolizador de 40 MW con un factor de planta de 30% requeriría 18.640 m³ de agua por año, para una producción de 70,1 GWh de hidrógeno, y 52.812 m³ con un factor de planta de 85% con una producción de 198,5 GWh de H₂. Si la escasez de agua no permite usar agua continental, la desalinización de agua del mar con osmosis inversa puede ser otra opción que se

considera para este estudio. Este proceso añade costos en una escala de 0,05 USD/kg (0,002 USD/kWh) a la electrólisis del agua, incluyendo los costos de inversión y energía para la desalinización. De todas maneras, los costos de agua no son considerados como factor relevante en el proceso para la producción de hidrógeno verde (Agora 2018, p. 84; Corfo/Tractebel 2018, p. 171f).

Tabla 1 Consumo de agua y costos de desalinización

	Unidad	Valor	Fuente
Consumo de agua para electrólisis	l/kg (l/kWh)	8,87 (0,266)	Lehmann, p. 87
Consumo de energía para desalinización	kWh/l	0,003	Lenntech
Consumo de energía para agua desalinizada por H2 producido	kWh/kg H2 (kWh/kWh H2)	0,03 (0,001)	Calculado
Costo del proceso de desalinización de agua (con energía)	USD/kg H2 (USD/kWh H2)	0,05 (0,002)	en base a Corfo/Tractebel, p. 172

2.3 Electricidad como insumo

Una gran parte de los costos de la electrólisis de agua proviene de los costos de la energía eléctrica para el proceso. Se puede estimar que un 40-80% de los costos para la operación de un electrolizador son los costos de electricidad. Para este estudio, se elaboran dos escenarios del suministro de la energía eléctrica para la electrólisis para garantizar la producción de hidrógeno verde. El primer escenario “offgrid” asume que el electrolizador no está conectado a la red eléctrica, siendo suministrado por una planta fotovoltaica in-situ, alcanzando un factor de planta de éste de 30%. En este caso, no aplican costos de conexión a la red eléctrica como el peaje troncal o el cargo por potencia, solo aplican el costo de desarrollo de la central fotovoltaica. Para tal planta fotovoltaica, se estima un costo nivelado de la energía (LCOE, por sus siglas en inglés) de 29,6 USD/MWh en 2020 y 20,8 USD/MWh en 2030 (Fuente: datos internos del Ministerio de Energía, 2019). La siguiente tabla resume los insumos y supuestos de este escenario.

Tabla 2 Supuestos del costo de energía eléctrica escenario “offgrid”

Insumo	2020	2025	2030	Comentario
Potencia del electrolizador (MW)	40	40	40	
Factor de planta del electrolizador	30%	30%	30%	
Consumo energético anual (MWh)	105.120	105.120	105.120	
100% de ERNC en-sitio (MWh)	105.120	105.120	105.120	
Costo electricidad FV en-sitio (USD/MWh)	30	24	21	LCOE FV, Fuente: Ministerio de Energía
Costo de electricidad anual electrolizador (USD)	3.111.552	2.512.368	2.186.496	
Eficiencia proceso electrolisis	67%	71%	76%	
Producción de hidrogeno (MWh)	70.074	74.635	79.494	
Costo de energía proceso electrolisis (USD/kWh H2)	0,04	0,03	0,03	
Costo de energía proceso electrolisis (USD/kg H2)	1,48	1,12	0,92	Calculado con LHV
Costo de energía (USD/kWhel)	0,03	0,02	0,02	

Fuente: Elaboración propia.

En este caso, la producción de hidrógeno verde está prácticamente garantizada, ya que, al ser un proyecto desconectado de la red eléctrica y exclusivamente alimentado por una planta fotovoltaica, el suministro eléctrico es 100% renovable. Sin embargo, los principales desafíos por una solución de este tipo van por, tal

como se expone en la tabla anterior, el bajo factor de planta que tendría el electrolizador producto de un suministro eléctrico solo en las horas que la planta fotovoltaica opere.

El segundo escenario apunta a un aumento del factor de planta del electrolizador a un 85%, producto del abastecimiento de electricidad al electrolizador construido mediante un mix de suministro: 35% proveniente de una planta FV in-situ (equivalente a un factor de planta de 30% como en el escenario “offgrid”) y 65% proveniente de la red eléctrica, ligado a contratos de suministro. Este escenario optimiza el suministro de energía al electrolizador por un aprovechamiento del autoconsumo de la energía proveniente de la planta fotovoltaica, el cual es de bajo costo. Para el resto de la energía, la base es el promedio del valor libre de contratos del año 2018 de 89,1 USD/MWh, y la referencia para 2024 es el precio promedio ofertado para el bloque 1-A (23:00-8:00h) de 48,2 USD/MWh según la licitación del año 2017 (Acera 2017, p. 4, CNE 2017). Los valores para 2025 y 2030 fueron calculados aplicando el TACC de -1,5% del costo de generación FV entre 2024-2030. Los costos de la energía de la red incluyen un peaje de 5% y un valor de potencia de 8,2 USD/kW por mes. Se asume que el contrato de abastecimiento eléctrico de un sistema ongrid será renovable.

Tabla 3 Supuestos del costo de energía eléctrica escenario “ongrid”

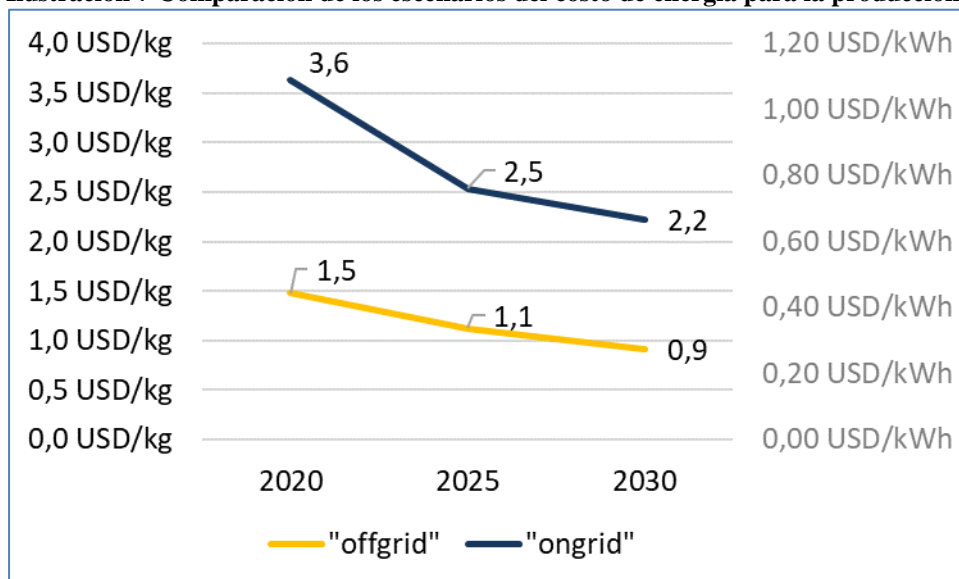
Insumo	antes de 2020	2020	2025	2030	Comentario
Potencia del electrolizador (MW)	40	40	40	40	
Factor de planta del electrolizador	85%	85%	85%	85%	aumento por mejoras en operación y creciente mercado
Consumo energético anual (MWh)	297.840	297.840	297.840	297.840	
64,7% de la red (MWh)	208.488	192.720	192.720	192.720	
Precio electricidad de la red (USD/MWh)	112	96	70	67	Calculado en base de los datos tarifarios abajo
Valor libre (USD/MWh)	89	72	47	44	Valor libre: "2020": 80% del promedio de contratos libres 2018. "2025" y
Peaje 5% (USD/MWh)	4	4	2	2	"2030" en base del promedio del Bloque 1-A de la licitación 2017,
Valor de potencia (USD/MW/año)	3.936.000	3.936.000	3.936.000	3.936.000	aplicando un TACC de -1,5% (50% del TACC del LCOE FV 2024-2030).
35,3% de ERNC en-situ (MWh)	89.352	105.120	105.120	105.120	
Costo electricidad FV en-situ (USD/MWh)	31	30	24	21	LCOE FV, Fuente: Ministerio de Energía
Costo de electricidad anual electrolizador (USD)	26.199.984	21.617.200	16.059.069	15.044.090	
Eficiencia proceso electrolisis	65%	67%	71%	76%	Basado en promedio de los insumos de los estudios considerados
Producción de hidrogeno (MWh)	193.596	198.542	211.466	225.232	
Costo energía proceso electrolisis (USD/kWh H2)	0,14	0,11	0,08	0,07	
Costo de energía proceso electrolisis (USD/kg H2)	4,51	3,63	2,53	2,23	Calculado con LHV
Costo de energía (USD/kWhel)	0,09	0,07	0,05	0,05	

Fuente: Elaboración propia en base de www.energiabierta.cl y datos internos facilitados por el Ministerio de Energía.

Comparación de escenarios

El próximo gráfico presenta los costos de energía para la producción de hidrógeno según los diferentes escenarios. La tendencia de los costos del caso “offgrid” es determinada, por la baja en el LCOE de las plantas fotovoltaicas, y de la creciente eficiencia de los electrolizadores. Además de esto, en el escenario “ongrid” la evolución futura de los precios de los contratos libres, sumado al efecto descrito anteriormente, influyen en la caída de los costos de energía para la producción de hidrógeno.

Ilustración 7 Comparación de los escenarios del costo de energía para la producción de H2 verde (LHV)



Fuente: Elaboración propia.

En el caso “ongrid”, para poder atribuir el hidrógeno producido como “hidrógeno verde”, el suministro de electricidad debería ser asegurado por contratos libres que sean respaldados por generación renovable, para lograr que las emisiones sean 60% por debajo del umbral de intensidad de emisiones del proceso reformado con vapor, el cual es 0,84 kg CO₂/kg H₂ (0,025 kg CO₂/kWh H₂) (CertifHy, 2019). Tales contratos de suministro “renovables”, actualmente están siendo ofrecidos por empresas generadoras que cuentan con un gran portafolio de generación, el cual incluye centrales hidroeléctricas. En base a información interna del consultor, es de conocimiento que el “atributo renovable” de los contratos libres está siendo ofrecido por las empresas generadoras a un costo de 0,5 USD/MWh para el cliente, por sobre el precio de contrato negociado. Por lo que, si este fuese el contrato, la producción de “hidrógeno verde” está garantizada.

Por otro lado, para el caso “ongrid”, si no se pudiese negociar un contrato respaldado enteramente por energía renovable, habría que suponer que la electricidad de la red que suministrará al electrolizador corresponderá a un mix de la generación actual del sistema. Es así como, considerando que en 2018 se requiere 1,5 kWh electricidad para producir 1 kWh de hidrógeno con una eficiencia del electrolizador de 65%, y un factor de emisiones de 0,4187 kg CO₂/kWh en el SEN (CNE, 2019), como máximo solo entre un 1-2% del suministro de electricidad puede provenir del mix del SEN para ser considerado como hidrógeno bajo de carbono. Por lo que, bajo esta situación, habría que considerar una mayor producción solar para el autoconsumo del electrolizador, siendo el principal desafío que se observa en este escenario.

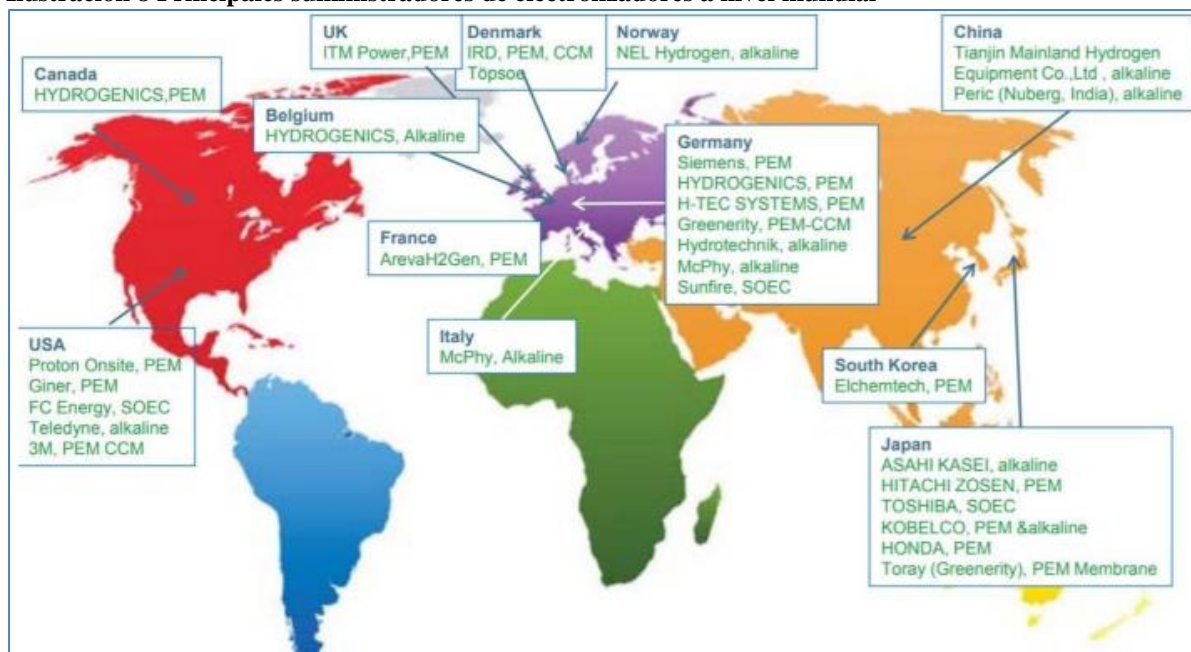
2.4 Electrólisis del agua

La electrólisis es la separación de un compuesto químico a través de una corriente continua (DC por sus siglas en inglés). La electrólisis se utiliza en la industria química para sintetizar diversas sustancias. Una celda de electrólisis consta de dos electrodos (un cátodo con carga negativa y un ánodo con carga positiva), un separador y un electrolito. En el caso de la electrólisis del agua, el agua se descompone en sus componentes hidrógeno y oxígeno. Cabe destacar que, si bien el agua no es la principal fuente de producción de hidrógeno, por el momento se posiciona como la única alternativa para la producción de hidrógeno “verde” o renovable a gran escala. Es una tecnología madura siendo el método más conocido y

limpio para obtener hidrógeno a partir del agua mediante el uso de fuentes renovables. Como ejemplo de lo anterior, grandes plantas de electrólisis han sido construidas cerca de plantas hidroeléctricas para generar ganancias en horas de bajos precios en la red eléctrica, existiendo ejemplos en Aswan (1960, Egipto), Ryukan (1965, Noruega), Cuzco (1958, Perú), Nangal (1958, India), Trail (1939, Canadá) y Alabama (1971, Estados Unidos). Al año 2015 la capacidad global instalada de esta tecnología ascendía a 8 GW. Se puede estimar que unas 50 empresas al nivel mundial fabrican electrolizadores, indicando un bajo grado de concentración del mercado y procesos poco estandarizados o automatizados.

La próxima ilustración mapea los principales proveedores de electrolizadores, entre ellos Hitachi y Toshiba (Japón), Hydrogenics (Canadá), H-Tech Systems/MAN, Siemens y ThyssenKrupp (Alemania), NEL Hydrogen (Noruega) y Tianjin Mainland Hydrogen Equipment Co. (THE), Beijing CEI Technology Co. (China). Detalles acerca de las principales empresas proveedoras de las tecnologías de producción de hidrógeno (electrolizadores) se especifican en subcapítulo 2.10.

Ilustración 8 Principales suministradores de electrolizadores a nivel mundial



Fuente: M. Carmo, Jülich, citado en Corfo/Tractebel (2018), p. 139.

Existen dos formas principales de electrólisis del agua: de baja temperatura y la electrólisis de vapor a alta temperatura. De los procesos de baja temperatura, el proceso más común es la electrólisis alcalina (AE por sus siglas en inglés). El electrolito líquido es una mezcla de lejía de potasa eléctricamente conductora (20-40%) y agua. En el caso de la electrólisis alcalina, el agua se introduce generalmente en el lado del cátodo, en el que se forman los iones hidrógeno y OH. Estos últimos atraviesan la membrana micro porosa o conductora de aniones y se convierten en oxígeno y agua por el lado del ánodo. La electrólisis alcalina es una tecnología probada y madura que se utiliza desde hace unos 100 años.

El segundo proceso que está adquiriendo importancia comercial es la electrólisis de membrana de intercambio de protones (PEM por sus siglas en inglés), en la que el medio de funcionamiento conductor de la electricidad es una membrana conductora de protones entre el ánodo y el cátodo. Este proceso también se conoce como 'electrólisis seca'. En el caso de la electrólisis PEM, el agua se alimenta generalmente al lado del ánodo de la celda de electrólisis y se descompone en sus constituyentes. Por cada molécula de

agua se forma una media molécula de oxígeno, que se elimina por el lado del ánodo. Además, se forman dos protones, que son transportados al lado del cátodo a través de una membrana conductora de protones y se reducen a una molécula de hidrógeno mediante la absorción de dos electrones. En los sistemas comerciales actuales, se aplica 6mg/cm² de iridio o rutenio, y en el cátodo alrededor de 2 mg/cm² de platino. Los electrodos se aplican a menudo directamente sobre la membrana. Ha habido una fuerte tendencia de baja en los costos asociados a la electrólisis de la PEM, lo que implica que la diferencia en los costos de los procesos AEL y PEM siguen disminuyéndose (Agora, 2018, p. 62).

Tabla 4 Ventajas y desventajas de electrolizadores AE y PEM

	Ventajas	Desventajas
AE	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Tecnología establecida ▪ No se exigen metales preciosos ▪ Alta estabilidad a largo plazo ▪ Costos son actualmente los más bajos ▪ Vida útil larga 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Densidades de corriente más bajas ▪ Bajo rango de carga parcial (>20%, se requiere una entrada de potencia continua) ▪ Tamaño y complejidad del sistema
PEM	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Mayor densidad de corriente ▪ Fácil diseño del sistema ▪ Buena capacidad de carga parcial ▪ Existencia de curva de aprendizaje dinámica 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Costos de inversión aún altos debido al alto costo de las componentes

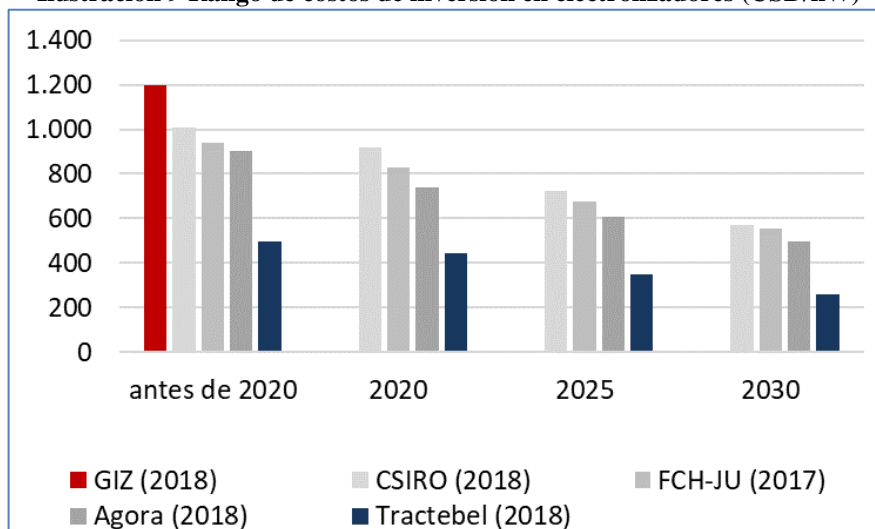
Fuente: elaboración propia.

Partiendo de las ventajas técnicas de la electrólisis PEM, según se describe en la tabla anterior, y la dinámica en el desarrollo de esta tecnología, se puede esperar que alrededor del año 2020 va a ser más económica que la electrólisis AE (CSIRO 2018 p. 79f). En la literatura, se espera un cambio tecnológico hacia una electrólisis PEM (Schmidt 2017, p.30482; Agora 2018, p. 62; DNV-GL 2019, p. 49).

Un tercer método de electrólisis, todavía en proceso de investigación y desarrollo, es la electrólisis por vapor a alta temperatura. El proceso requiere una conexión a una fuente de alta temperatura, ya que su nivel de temperatura es de alrededor de 800-900°C. Sin embargo, el consumo de energía eléctrica es menor en este proceso. El electrolito sólido es una cerámica conductora de oxígeno. Se está investigando para mejorar la ingeniería de procesos y los materiales. En este caso, el enfoque se centra en las tecnologías que ya están en el mercado, y en lo siguiente, el enfoque estará en los procesos AE y PEM.

Para este estudio, se asume como costo de electrólisis la tecnología de baja temperatura más económica, asumiendo, por ejemplo, que esto sea AE hasta los inicios de los años 2020 y PEM a partir de 2025. Según el promedio de los estudios considerados (CSIRO 2018; FCH-JU 2017; Agora, 2018), las inversiones promedias en bienes de capital (CAPEX por sus siglas en inglés) en electrolizadores bajarán de unos 1.000 USD/kW en el año 2017/2018 a unos 500 USD/kW en 2030. Cabe destacar que las variaciones de los costos de inversión inicial (sin reemplazo de componentes) entre los estudios son relativamente bajas, p.ej. actualmente entre 938-1.200 USD/kW, dependiendo mayormente del tamaño del electrolizador. El próximo gráfico visualiza la esperada reducción de los costos de inversión en electrolizadores:

Ilustración 9 Rango de costos de inversión en electrolizadores (USD/kW)



Fuente: Elaboración propia en base de los estudios indicados en el grafico.

Para elaborar una estimación aproximada de los costos del proceso de electrólisis, se tomaron en cuenta las estimaciones del costo nivelado de la producción de hidrógeno (LCOH por sus siglas en inglés) de diferentes estudios internacionalmente reconocidos (CSIRO 2018; FCH-JU, 2017; Agora 2018) o con referencia local (GIZ 2018; Corfo/Tractebel 2018).

Tabla 5 Supuestos de los estudios comparados

	GIZ 2018	CSIRO 2018	FCH-JU 2017	Agora 2018	Tractebel 2018
Capacidad del electrolizador	1,25 MW	2018: 44 MW 2025: 100 MW	5 MW	100 MW	60 MW
Vida útil del sistema	10 años	40 años	20 años	25 años	n/a
Factor de planta	90%	2018: 85% 2025: 95%	2017: 45,7% 2025: 51,4%	27%	83%
Gastos operativos (OPEX)	5%	2%	5,5%	3%	1% (fijo)
Eficiencia del proceso (kWh/kg H2)	65%	2018: 57% (AE) 2025: 75% (PEM)	2017: 65% 2025: 68%	2017: 65% 2025: 69%	n/a
Costo de financiamiento (WACC)	10%	2018: 7% 2025: 5%	5%	6%	7,5% (real)
CAPEX	1.200 USD/Kw	2018: 1.008 USD/kw 2025: 724 USD/kw	2017: 938 USD/kw 2025: 678 USD/kw	2018: 904 USD/kw 2030: 499 USD/kw	2017: 497 USD/kw 2023: 396 USD/kw

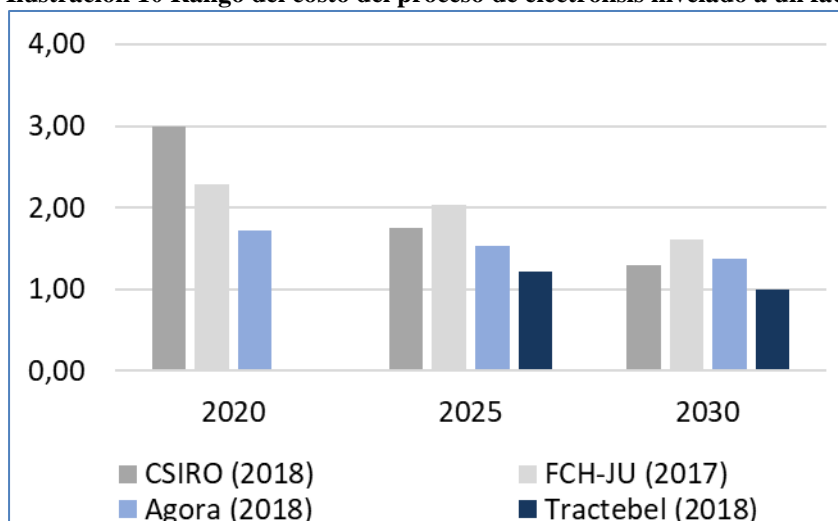
Como primera aproximación a un costo de producción de hidrógeno (LCOH) verde en Chile, se consideró el costo nivelado del proceso según los diferentes estudios considerados, adaptando el respectivo factor de planta según los escenarios “offgrid” (30%) u “ongrid” (85%). Esto significa que los diferentes insumos y

supuestos del costo de inversión, de la operación, del capital, de la vida útil del sistema, de la eficiencia del proceso etc., según indicado en la tabla anterior, influyen en el resultado.

Considerando el hecho de que aún no existe un estándar industrial, este enfoque permite nivelar posibles rangos entre los diferentes estudios.

El rango de diferencias en la estimación de los costos de producción, nivelado a un factor de planta de 30%, actualmente es más alto que en la estimación de los costos de la inversión inicial, siendo éste entre 1,70 – 3,00 USD/kg actualmente y 1,00 – 1,60 USD/kg en el año 2030. Esto se debe a los diferentes supuestos de los estudios relevantes, e indica un bajo nivel de estandarización en esta etapa inicial de la industria.

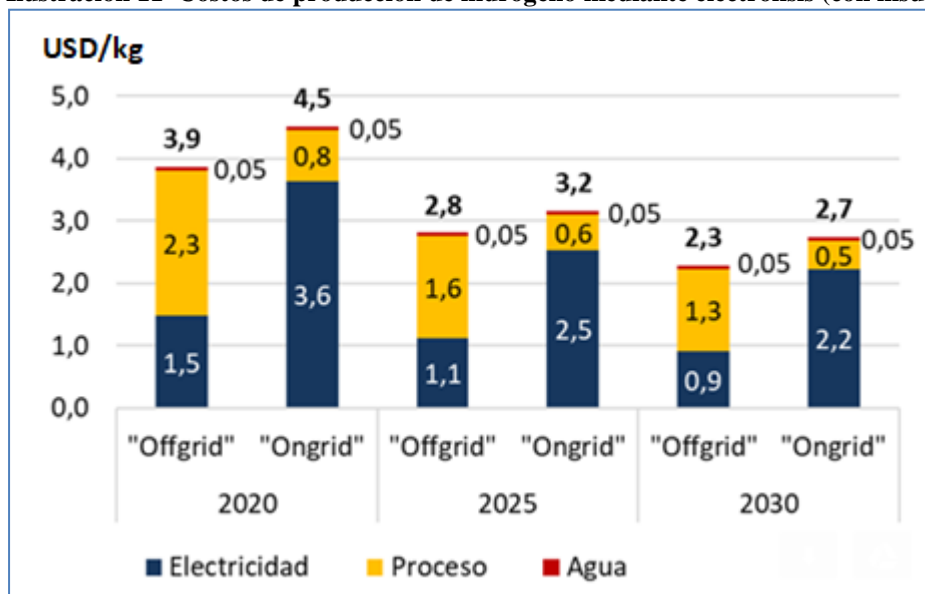
Ilustración 10 Rango del costo del proceso de electrolisis nivelado a un factor de planta de 30% (USD/kW)



Fuente: elaboración propia.

Basado en los promedios del costo del proceso de producción de hidrógeno, incluyendo el precio de electricidad asumido y el costo de agua desalinizada, el siguiente gráfico da una indicación de los costos de producción de hidrógeno mediante electrólisis del agua y un desarrollo esperable hasta 2030. Cabe destacar que esta proyección es una simplificación basada en los insumos elaborados anteriormente, que permite estimar el potencial del desarrollo del precio de hidrógeno verde y el rol clave del precio de electricidad para bajar los costos de la producción. Agregando los costos de agua desalinizada y de electricidad según los diferentes escenarios al costo del proceso de electrólisis, según elaborado en los capítulos anteriores, se pueden estimar los costos actuales de 3,9 USD/kg de hidrógeno en el escenario offgrid, valor que podría bajar a unos 2,3 USD/kg en 2030.

Ilustración 11 Costos de producción de hidrógeno mediante electrólisis (con insumos, USD/kg de hidrógeno)



Fuente: Elaboración propia en base a los datos de los estudios considerados en los pasos anteriores.

Según los supuestos elaborados para esta aproximación de los costos de producción de hidrógeno verde, el escenario "offgrid" sigue siendo más económico que el escenario "ongrid" a un mediano plazo. El driver más importante es el precio de contratos libres basados en ERNC. Si estos precios bajan más que lo pronosticado, es esperable que soluciones ongrid sean más factibles antes de 2030. Esto también, porque traerán otras ventajas como seguridad ante fallas de la planta fotovoltaica dedicada. Para poner los valores del costo de producción de H₂ en contexto, IRENA estima costos actuales de 5-6 USD/kg H₂ verde como promedio internacional (IRENA 2018), y el objetivo de Japón es un precio de H₂ verde importado de aproximadamente 3,2 USD/kg (¥30/Nm³) incluyendo CIF (cost, insurance and freight) en el año 2030.³ Un reciente estudio publicado por la IEA⁴ basado en simulaciones de una planta híbrida FV-eólica con ubicación en Taltal, calculó un costo de producción de H₂ verde (LCOH) de 2.1 USD/kg alcanzable bajo las siguientes condiciones óptimas, calculadas en base a análisis llevados a cabo:

Tabla 6 Condiciones óptimas asumidas por IEA (2019) para plantas híbridas eólicas-FV (Taltal, Calama) y plantas eólicas en la Patagonia chilena y argentina

³ The Strategic Road Map for Hydrogen and Fuel Cells p.3. Online: <https://www.meti.go.jp/press/2018/03/20190312001/20190312001-3.pdf>

⁴ Armijo, Julien: Flexible production of green hydrogen and ammonia from variable solar and wind energy. Case study of Chile and Argentina. Publicado por IEA (2019).

	Taltal	Calama	Pat. Chile	Pat. Arg.
Capacity factor solar (%)	33.9	32.9	15.1	22.5
Capacity factor wind (%)	43.8	35.6	51.8	52.7
LCOE solar (USD/MWh)	25.9	26.7	58.4	48.4
LCOE wind (USD/MWh)	35.8	44.1	28	33.8
Capacity solar a_s^*	1.21	1.27	0	0
Capacity wind a_w^*	0.082	0	1.19	1.18
Hybrid load CF [*] (%)	44.3	41.4	61.5	62.2
curt [*] (%)	0.58	1.3	0.35	0.18
hybridisation cost reduction (%)	0.21	0	0	0
LCOH [*] (USD/kg)	2.1	2.16	1.96	2.35

Fuente: IEA (2019).

2.5 Compresión y almacenamiento de H₂

El hidrógeno puede almacenarse, transportarse y distribuirse en estado gaseoso o líquido, como el gas natural. También existe la posibilidad de almacenar hidrógeno en materiales sólidos, principalmente metales, una solución que todavía se encuentra en fase de investigación y desarrollo. Actualmente establecido en el mercado está el almacenamiento de hidrógeno comprimido en tanques o estructuras sólidas de acero inoxidable (2.5.1). Otras opciones incluyen el almacenamiento en cavernas (2.5.2) y la licuefacción (2.5.3). Un enfoque que actualmente se encuentra en estatus de desarrollo e investigación, es la acumulación de hidrógeno en cuerpos sólidos y otros (2.5.4.)

2.5.1 Almacenamiento de gas comprimido

El hidrógeno que se produce en un electrolizador a presión viene con una presión de, por ejemplo, 30 bar. La presión típica del sistema para el almacenamiento de gases a escala industrial o de servicios públicos es de unos 80-150 bar, ya sea en recipientes a presión industriales o en tuberías de alta presión. Por lo tanto, para un uso industrial del hidrógeno y para mejorar la densidad de energía volumétrica para el transporte en camiones es necesario un compresor de hidrógeno. En el proceso de una compresión de 30 a 100 bar, se gasta alrededor del 7% de la energía almacenada en hidrógeno. Este valor aumenta al 12% para la compresión habitual hasta 700 bar para tanques de aluminio para aplicaciones en la automoción. Las unidades de almacenamiento estacionarias pueden ser las botellas de gas industriales habituales con una capacidad de 50 l cada una, a menudo agrupadas en grupos de varias botellas.

Sin embargo, lo más moderno en este contexto son los recipientes a presión más grandes con un volumen entre 10-100 Nm³. Para aplicaciones móviles con mayores requerimientos de compresión de volumen y seguridad, se utilizan tanques de material compuesto. Estos "liners" metálicos de pared delgada están envueltos y cubiertos con material compuesto fibroso (Lehmann, et al., 2014 p. 89f). Varias empresas están desarrollando sistemas y compuestos para el almacenamiento de alta compresión. Avances en los materiales como poliamidas permiten nuevos tanques de almacenamiento de hidrógeno de bajo peso y alta barrera de escape del gas. Un ejemplo es desarrollo de un tanque de alta compresión de la empresa holandesa DSM.

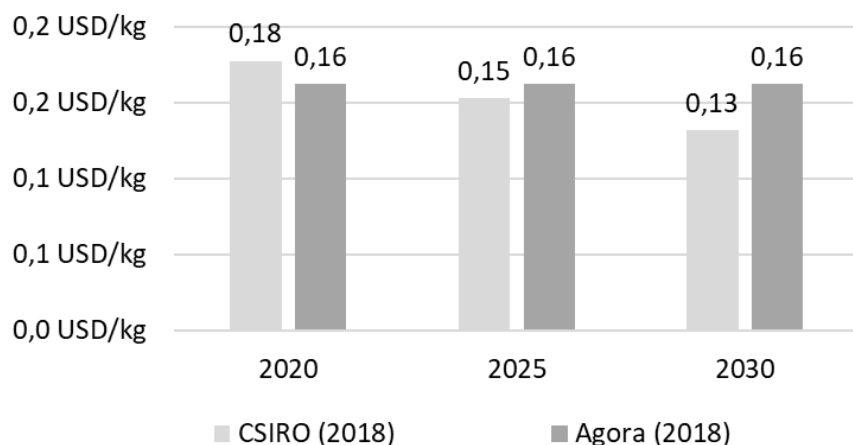
Ilustración 12 Tanque H2 de alta compresión con poliamidas



Fuente: Green Car Congress (2017).

Tomando en cuenta la solución actualmente más extendida, los costos de la compresión hasta 150 bar y el embotellamiento a cilindros de gas, estos tienen un costo menor en comparación con el proceso de electrólisis. Un acercamiento basado en la literatura existente revela costos del proceso entre de 0,16 USD/kg (Agora) y 0,18 USD/kg (CSIRO) con un potencial de llegar hasta 0,13 USD/kg según CSIRO hasta 2030. Con una asumida eficiencia de 90% del proceso de la compresión, se tienen que agregar costos de electricidad de 0,1 USD/kg H₂ (2020) y 0,07 USD/kg H₂ (2030) según el escenario “offgrid”.

Ilustración 13 Costos de compresión a 150 bar y almacenamiento de hidrógeno en tanques (USD/kg)



Fuente: Elaboración propia en base de los estudios indicados en el gráfico.

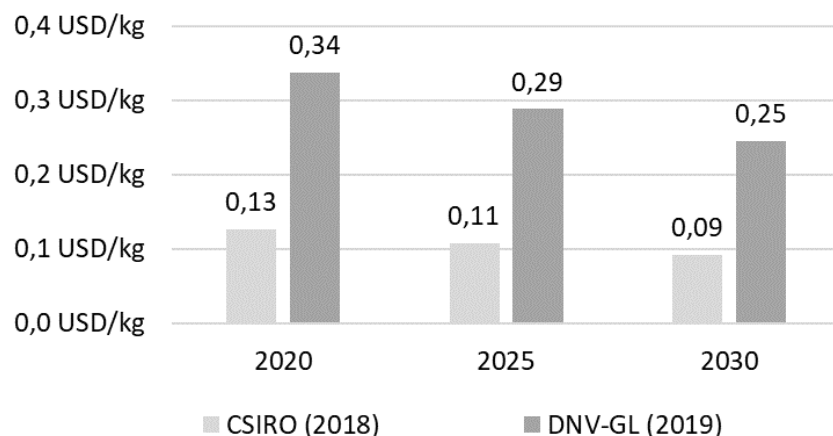
2.5.2 Almacenamiento en cavernas de sal

Otra posibilidad es el almacenamiento de hidrógeno presurizado a 60-180 bar en cavernas de sal u otras estructuras bajo tierra a gran escala como faenas mineras abandonadas. Se pueden usar cavernas que actualmente se ocupadas para el almacenamiento de gas natural, como normalmente son adecuadas para otros portadores de energía. Una inyección de hidrógeno en las cavernas permite el almacenamiento estacional de energía. En Argentina, la empresa Hychico está desarrollando un proyecto de

almacenamiento de hidrógeno en forma subterránea en la provincia patagónica de Chubut (Hychico 2019). Otro proyecto relevante es la caverna de almacenamiento subterráneo de hidrógeno para usos industriales de la empresa Praxair en Texas (Praxair, 2007) y varias demostraciones en Reino Unido, Francia, Russia y otros países.

Respecto los costos de almacenamiento de hidrógeno en cavernas de sal o también en faenas mineras, se encuentran diferentes datos en la literatura. Dependiendo de la necesidad de preparar la caverna para el almacenamiento de gas, y del consiguiente bajo grado de estandarización del desarrollo de dichos proyectos, se puede asumir que los costos actuales para la compresión y la preparación de las cavernas pueden ser más elevados que el almacenamiento en tanques. En la literatura se encuentran valores actuales para el costo de almacenamiento de entre 0,13 USD/kg (según CSIRO) y 0,34 USD/kg (según DNV-GL), como demuestra la siguiente ilustración. A mediano o largo plazo, el almacenamiento de hidrógeno en cavernas para gas natural abandonadas debería volver a ser la opción más económica. Con una eficiencia del proceso de la compresión de 90% se tienen que agregar costos de electricidad de 0,1 USD/kg H₂ (2020) y 0,07 USD/kg H₂ (2030) según el escenario offgrid.

Ilustración 14 Costos de compresión y almacenamiento de hidrógeno en cavernas de sal (USD/kg)



Fuente: Elaboración propia en base de los estudios indicados en el gráfico.

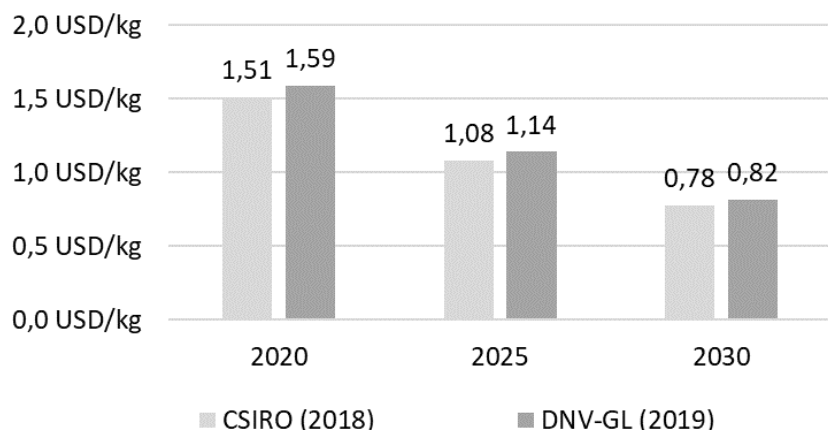
2.5.3 Crio almacenamiento de hidrógeno licuado

El hidrógeno se licua a -253 grados Celsius, a presión atmosférica. De ello se deduce que los tanques de almacenamiento de hidrógeno licuado necesitan ser aislados, mientras que la resistencia a la presión no es un tema crucial. Alrededor del 20-35% de la energía almacenada en hidrógeno debe gastarse en el proceso de licuefacción, lo que lleva a una eficiencia del proceso sustancialmente menor en comparación con el almacenamiento a presión. La densidad de energía se incrementa en un factor de 100, lo que equivale a 2,4 kWh/l. Esto hace que el hidrógeno licuado sea una opción interesante para aplicaciones en el sector de la movilidad, especialmente en el sector aeroespacial (Lehmann, et al., 2014 p. 91f). Basándose en el éxito del transporte transcontinental de gas natural licuado (GNL), un posible transporte de hidrógeno licuado a grandes distancias podría ser factible en el futuro.

La siguiente ilustración compara los costos de licuefacción, almacenamiento y regasificación de hidrógeno como indicados en dos diferentes estudios. Con un costo promedio de 1,55 USD/kg, el costo es mayor en comparación a otras formas de almacenamiento. Se puede esperar una reducción de los precios de hasta 0,8 USD/kg según el promedio de los estudios de CSIRO (2019) y DNV-GL (2018) considerados, excluyendo

costos de energía. El valor objetivo según la estrategia de hidrógeno de Japón es reducir los costos de licuefacción a 0,93 USD/kg (9,4 Yen/nm³) hasta 2030 (METI 2019). Los costos más elevados pueden ser nivelados por la más alta densidad de energía volumétrica que baja los costos del transporte de hidrógeno (vea subcapítulo 2.7 “Transporte de hidrógeno y derivados”). Con una eficiencia de 80% del proceso de la licuefacción se tienen que agregar costos de electricidad de 0,2 USD/kg H₂ (2020) y 0,14 USD/kg H₂ (2030) según el escenario “offgrid”.

Ilustración 15 Costo de licuefacción de hidrógeno (USD/kg)



Fuente: Elaboración propia en base de los estudios indicados en el gráfico.

2.5.4 Acumulación de hidrógeno en cuerpos sólidos y otros

Una característica del hidrógeno en comparación con otros gases es su absorción en materiales sólidos, principalmente metales. La forma más común de almacenamiento de hidrógeno "sólido" son las conexiones híbridas de metal en las que el hidrógeno y un metal o una aleación de metal forman un compuesto químico. Son adecuados el níquel, el magnesio, el aluminio e incluso el litio. Los materiales híbridos metálicos invierten las características habituales del hidrógeno gaseoso: su densidad de energía volumétrica es muy alta (5 kWh/l) mientras que la densidad de energía gravimétrica es bastante baja (1,4kWh/kg). Sin embargo, este valor sigue estando muy por encima de la densidad de energía gravimétrica de las baterías de iones de litio (0,3 kWh/kg). Las desventajas del almacenamiento de hidrógeno híbrido metálico son la lenta carga y la susceptibilidad a la temperatura. Se está investigando para mejorar el almacenamiento de hidrógeno en cuerpos sólidos.

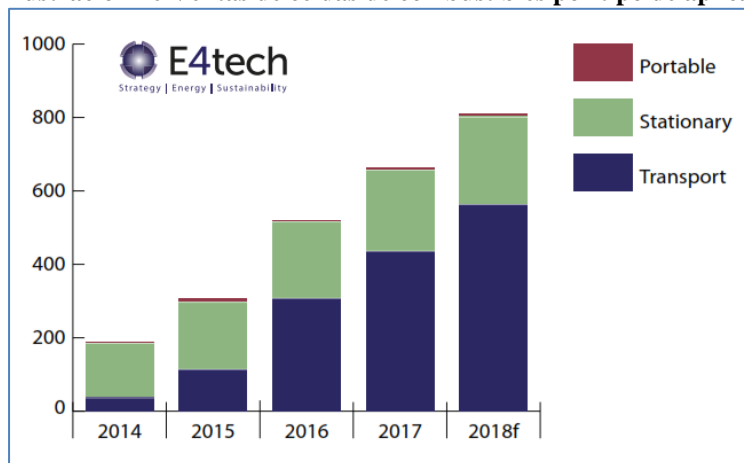
Además de las posibilidades de almacenamiento de hidrógeno molecular, existen varias posibilidades de transporte y almacenamiento en forma químicamente ligada. Estas posibilidades no forman parte del almacenamiento de hidrógeno en sentido estricto, que se refiere al proceso técnico de almacenamiento de hidrógeno molecular. En el contexto de una economía del hidrógeno, sin embargo, esta posibilidad se cuenta como tal porque el almacenamiento y la extracción de hidrógeno es el objeto del proceso productivo. Dado que los portadores de hidrógeno son en su mayoría sustancias orgánicas, también se denominan “Liquid Organic Hydrogen Carriers” (LOHC). Considerando estas opciones de almacenar hidrógeno, existe la posibilidad de que aparezca un “game changer” que permite almacenar hidrógeno de gran escala de bajo costo y volumen.

2.6 Celdas de combustible

Las celdas de combustible o fuel cells convierten el hidrógeno en energía eléctrica. El proceso se describe a veces como electrólisis inversa y se ha investigado desde el siglo XIX (Lehmann 2014, p. 25). En una celda de combustible, la energía de reacción química de un combustible inyectado continuamente (hidrógeno) con oxígeno del aire ambiental se convierte en energía eléctrica. Los posibles combustibles son el hidrógeno, casi todos los hidrocarburos conocidos y teóricamente el carbono. Como un electrolizador, las celdas de combustible consisten en un cátodo y un ánodo que están separados por un electrolito. Este electrolito conduce los iones y bloquea los electrones. Las diferentes pilas de combustible difieren en cuanto al electrolito utilizado y a la temperatura de funcionamiento resultante de las pilas. La única emisión del proceso de celdas de combustible es agua (vapor) que podría ocurrir en el ánodo y/o cátodo, dependiendo del tipo de celda de combustible. El tipo más común de pilas de combustible son las pilas de combustible de membrana de intercambio de protones (PEM o PEMFC). Otros tipos son las pilas de combustible alcalinas (AFC) y las pilas de combustible de ácido fosfórico (PAFC), entre otros. Estos requieren tiempos de precalentamiento más largos y, por lo tanto, sólo son adecuados para un uso estacionario o permanente. Las celdas de combustible PEM son las más adecuadas para aplicaciones móviles, en las que se centra la mayor parte de la actividad de investigación y desarrollo. Las pilas de combustible PEM llevan a cabo una reacción oxigenada que se ralentiza y se lleva a cabo en dos pasos parciales, utilizando catalizadores especiales y un nivel de temperatura inferior a 80°C. El electrolito entre el ánodo y el cátodo es una membrana conductora de protones (película de polímero), que previene reacciones no deseadas. Las celdas de combustible individuales están conectadas en serie a stacks, lo que hace que las celdas de combustible sean flexibles y escalables y una opción interesante no sólo para aplicaciones móviles sino también para aplicaciones estacionarias más grandes de hasta 1 MW (Jörissen 2014, p. 276). La eficiencia de la conversión de hidrógeno a energía eléctrica con celdas de combustible es actualmente de 60%, se puede esperar una eficiencia de 70% hasta 2030 (Acatech 2017a). El precio de una planta de celdas de combustibles de 1 MW para generación en horas de demanda punta es alrededor de 1.500 USD/kW, costo CAPEX que se espera bajar hasta 500 USD/kW hasta 2025 (CSIRO 2018, p. 89).

En 2018, el mercado mundial de las celdas de combustibles era alrededor de 800 MW, 560 MW de esto para usos en el sector de transporte. La gran parte de los sistemas para un uso estacionario proviene del uso de sistemas de cogeneración con celdas de combustible en Japón (E4Tech, 2018, S. 24). El próximo gráfico resume el desarrollo del mercado de las celdas de combustible en los últimos años por aplicación.

Ilustración 16 Ventas de celdas de combustibles por tipo de aplicación (MW)



Fuente: E4Tech (2018) p. 24.

Importantes proveedores de celdas de combustible en este contexto son Bloom Energy (EE.UU.), Hydrogenics (Canadá, enlaces a Air Liquide), Ballard, Bosch, Sunfire, Plug Power, FuelCell Energy, Blue World Technologies y Sunrise Power, Shanghai Shen-Li y Wuhan de China (para detalles, ver subcapítulo 2.10).

2.7 Producción de derivados de H₂: Amoníaco, metano y PtL (Power-to-liquid)

Una transición hacia un uso directo de hidrógeno requiere cambios en la infraestructura y las aplicaciones existentes. Para evitar estos costos, puede que valga la pena agregar otro proceso de conversión de hidrógeno a derivados que permiten sustituir combustibles convencionales de manera directa. Esto incluye la producción de amoníaco (a), la metanización de hidrógeno para sustituir gas natural (b), y la síntesis de hidrógeno para reemplazar combustibles líquidos derivados del petróleo (c).

a) Amoníaco

La gran parte de la actual demanda de hidrógeno a nivel mundial proviene de la producción de amoníaco (NH₃) a través del proceso Haber-Bosch. El paso central del proceso es la síntesis de amoníaco a partir de nitrógeno atmosférico e hidrógeno a temperaturas de entre 400 y 500 °C. **Para la producción de una tonelada de amoníaco se requiere 1.974m³ de hidrogeno, equivalente a 178 kg de H₂.**

El amoníaco es el producto de partida para la mayoría de los fertilizantes nitrogenados y también para la fabricación de explosivos. Amoníaco es un gas incoloro y penetrante que se puede licuar a -33°C, bajando el requerimiento de energía para la licuefacción en comparación a la licuefacción de hidrogeno a -253°C. La densidad energética volumétrica es de 4,25 kWh/l y la gravimétrica es 5-6 kWh/kg. Los costos nivelados para producir amoníaco (LCONH₃) a través de hidrógeno verde ascienden a alrededor de 0,19 USD/kg, incluyendo costos de inversión, excluyendo costos de electricidad para este proceso adicional (CSIRO 2018, p. 86).

b) Metano

En un proceso químico adicional tras la electrólisis de agua, el hidrógeno puede ser convertido a metano (CH₄) mediante la adición de dióxido de carbono (CO₂). El método más establecido es la metanización catalítica a través del proceso de Sabatier que se descubrió en 1902. En este proceso el monóxido de carbono reacciona con el hidrógeno a temperaturas de 300 a 500 °C para formar metano y agua (y calor de proceso). **Para la producción de 1 kWh de metano a través de hidrógeno, se requiere 0,198 kg CO₂.**

Como fuente de CO₂ para la metanización se está discutiendo usar las emisiones de las industrias pesadas o de las centrales eléctricas convencionales. Esto conlleva dos aspectos críticos: primero, la limitación de producción de hidrógeno y subsecuente de metano sintético en sitios industriales. Segundo, una inversión en una planta de metanización lleva el peligro de un efecto “lock-in” o de bloqueo que puede prolongar la vida útil del emisor de CO₂, evitando inversiones en nuevas tecnologías que permitan bajar las emisiones de GEI. Otra solución recientemente surgida que permite la provisión de CO₂ independientemente de la ubicación y en un ciclo cerrado de CO₂, es la extracción de CO₂ del aire (*direct air capture*).

La metanización del hidrógeno permite una sustitución completa del gas natural que consiste en un 85-98% de metano. Debido a la mayor densidad energética volumétrica del gas natural, se pueden almacenar y transportar grandes cantidades de energía, y se puede pensar en una sustitución gradual por metano sintético, siguiendo el uso de infraestructura existente.

Sin embargo, el requerimiento de energía para el proceso adicional disminuye la eficiencia del contenido de energía del hidrógeno en un 20%. Los costos de la metanización catalítica del hidrógeno (incluyendo los

costos de inversión) corresponden a 0,05 USD/kWh, 65% de estos costos por la provisión de CO₂ por *direct air capture* (vea grafico abajo; Agora 2018). Aplicaciones interesantes pueden ser la exportación de metano sintético por la infraestructura gas natural licuado (GNL) existente o el reemplazo de gas natural más allá de una adición de hidrógeno puro al gas natural (vea capítulo “adición de hidrogeno a gas natural” bajo capítulo 4).

c) Combustibles líquidos sintéticos

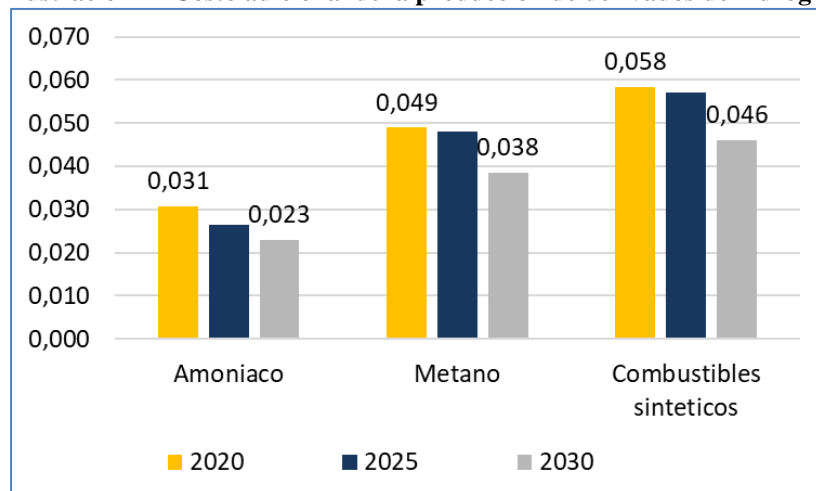
Los combustibles líquidos sintéticos se producen a partir de hidrógeno y CO₂ o CO (monóxido de carbono) mediante síntesis de metanol o síntesis de Fischer-Tropsch. En la síntesis de metanol, el metanol se produce inicialmente a partir de hidrógeno y CO₂. El metanol puede ser utilizado directamente o convertido en gasolina sintética o diésel. En la síntesis Fischer-Tropsch, el CO y el hidrógeno se utilizan para producir un combustible líquido crudo, que luego se refina.

El CO se obtiene a partir del dióxido de carbono a través de un proceso de desplazamiento de gas de agua inversa. En principio, el proceso Fischer-Tropsch es una tecnología relativamente antigua que ya se ha utilizado en un formato mayor para producir combustibles sintéticos a partir del carbón. Según una comparación de la literatura existente por Frontier Economics/Agora, los costos de la síntesis de metanol o síntesis de Fischer-Tropsch son muy similares. Se pueden asumir costos del proceso de 0,05 USD/kWh (incluyendo la inversión), 69% de estos costos correspondientes a la provisión de CO₂ por *direct air capture* (vea grafico abajo; Agora 2018). Parecido a los casos de uso para el metano sintético, combustibles líquidos sintéticos pueden ser relevantes para la exportación o el reemplazo de combustibles en el sector de transporte, p.ej. en la aviación. La síntesis de hidrógeno a gasolina sintética cuenta con una eficiencia de 80%.

d) Comparación de costos de los derivados

Comparando el costo adicional de la producción de los derivados de hidrógeno, la *low-hanging fruit* (fruta colgada bajo) puede ser el amoníaco (vea el siguiente gráfico). Sin embargo, el aporte de 65% del costo de la provisión de CO₂ en los costos de la producción de metano y de 69% de la producción de combustibles sintéticos, factor que puede ser bajado si se puede aprovechar de una fuente de CO₂ más barata que el *direct air capture*.

Ilustración 17 Costo adicional de la producción de derivados de hidrógeno (USD/kWh)



Fuentes: CSIRO (2018); Agora (2018).

2.8 Transporte de hidrógeno y derivados

Para llegar a estimaciones de los costos del transporte de hidrogeno, se analiza el transporte de cilindros por camiones (a), se entregan datos para el transporte en tuberías (b) y se analizan, con un poco más de profundidad, los costos de transporte transcontinental de hidrógeno, amoníaco, metano y combustibles sintéticos por buques (c).

a) Camiones

Actualmente, los mercados de hidrogeno son mercados locales y/o regionales. Se transportan cilindros con hidrógeno comprimido, p.ej. a 150 bar, usualmente con camiones con una capacidad de 800 kg de hidrógeno (DoE 2017, p. 20). Típicas distancias para un despacho por camiones varían entre 50-250km. En la literatura, existen fórmulas para el cálculo de costos de distancia (FCH-JU 2017, p. 182) y también estimaciones (CSIRO 2018, p. 88). La formula de FCH-JU para calcular los costos de transporte incluyendo la amortización del equipo, la entrega y el almacenamiento en el sitio del usuario final en Europa es 0,007 USD x cantidad de kilometros + 1,59 USD/ kg H₂ (0,0062 EUR x cantidad de kilometros + 1,408 EUR/kg, tasa de cambio promedio 2017 1 USD = 1,13 EUR). Aplicando esta formula, se puede estimar **los costos de transporte en camión de 2,29 USD/kg por 100 km, y 2,99 USD/kg para 200 km**. Se tiene que agregar los costos de la compresión y el embotellamiento en cilindros de gas alrededor de 0,17 USD/kg. Como estos valores son aproximaciones, aplican para diferentes tipos de cilindros y camiones. Para el transporte de hidrógeno licuado, se usan camiones cisterna. Un camión puede transportar unos 10.000 Nm³ (841 kg) de H₂ gaseoso comprimido o 40.000 Nm³ (3.364 kg) de H₂ licuado (Linde 2017).

b) Tubería

Para el suministro de plantas industriales con alta demanda de hidrógeno, se transporta el gas por tuberías, p.ej. en Texas. Los costos de transporte de hidrógeno por tuberías, incluyendo la compresión y excluyendo los costos de electricidad, se encuentran dentro de **un rango de 0,003 USD/kWh para 50km y 0,006 USD/kWh para 100km**, incluyendo CAPEX and OPEX (DNV-GL 2019, p. 53). Esto indica que la longitud de la tubería es el parámetro más influyente para en este ámbito. Según indica Linde (2017), la capacidad de transporte de una tubería es alrededor de 10.000 Nm³/h.

c) Buques

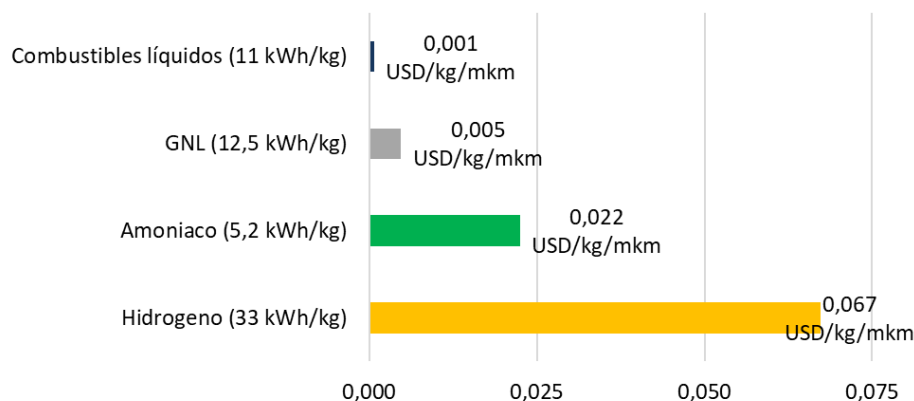
Para el transporte de hidrógeno por largas distancias, se están considerando buques de hidrógeno licuado. La referencia es el transporte de gas natural licuado (GNL) con costos alrededor de 1 USD/MMBTU para el transporte por una distancia de 9.000 km (Hendersen 2016, p. 7). Esto equivale a 0,01 USD/kg por cada 1.000 km.

El transporte ultramarino de hidrógeno está en fase de investigación y desarrollo, primeras actividades se concentran en la importación de hidrógeno como por ejemplo de Australia a Japón.

La empresa japonesa Kawasaki está desarrollando un buque para el transporte marítimo de hidrógeno licuado con una capacidad de carga de 2.500 m³, y para el futuro se están planificando buques con una capacidad de 160.000 m³. Según la empresa, uno de los desafíos es el hecho que el hidrógeno licuado se evapora a una velocidad 10 veces mayor que el GNL. Para enfrentar esto, la empresa desarrolla un sistema de contención de carga de una estructura de doble capa para el aislamiento al vacío (Kawasaki 2015). Esta estructura aporta también a mejorar el aislamiento, considerando que hidrógeno se licua a -253 Grado Celsius (gas natural a -161°C).

El siguiente grafico compara estimaciones actuales de los costos de transporte de hidrógeno (0,067 USD/kg/mkm) y amoníaco (CSIRO 2018, p. 88) con costos actuales del transporte de GNL (Hendersen 2016, p. 7; Rogers 2018) y combustibles (Agora 2018, p. 75). Estos dos últimos valores para GNL y combustibles líquidos aplican también para los respectivos combustibles sintéticos, derivados de hidrógeno.

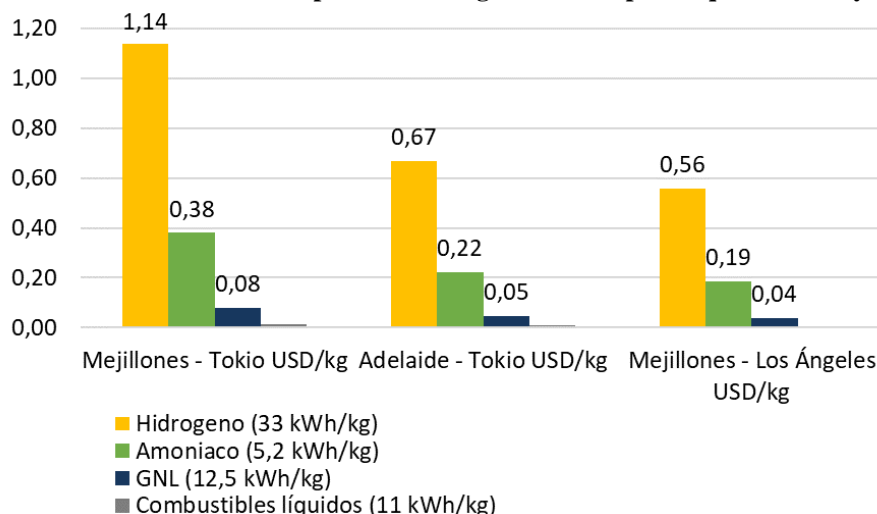
Ilustración 18 Costo de transporte de hidrógeno licuado por buques (USD/kg por cada 1.000 kilómetros (mkm), LHV)



Fuentes: elaboración propia en base de CSIRO (2018); Agora (2018); Hendersen (2016); Rogers (2018).

Asumiendo una distancia de 16916 km a Tokio y 8304 km a Los Ángeles, se añade como costos adicionales para el transporte de hidrógeno licuado 1,14 USD/kg a Japón y 0,56 USD/kg a California. Estos costos son más bajos en el caso de amoníaco y aún más con los combustibles sintéticos, como muestra el próximo gráfico:

Ilustración 19 Costo de transporte de hidrógeno licuado por buques a Tokio y a Los Ángeles (USD/kg, LHV)



Fuente: elaboración propia basada en cálculos basados en la ilustración previa y Searates (2019).

2.9 Reformado con vapor

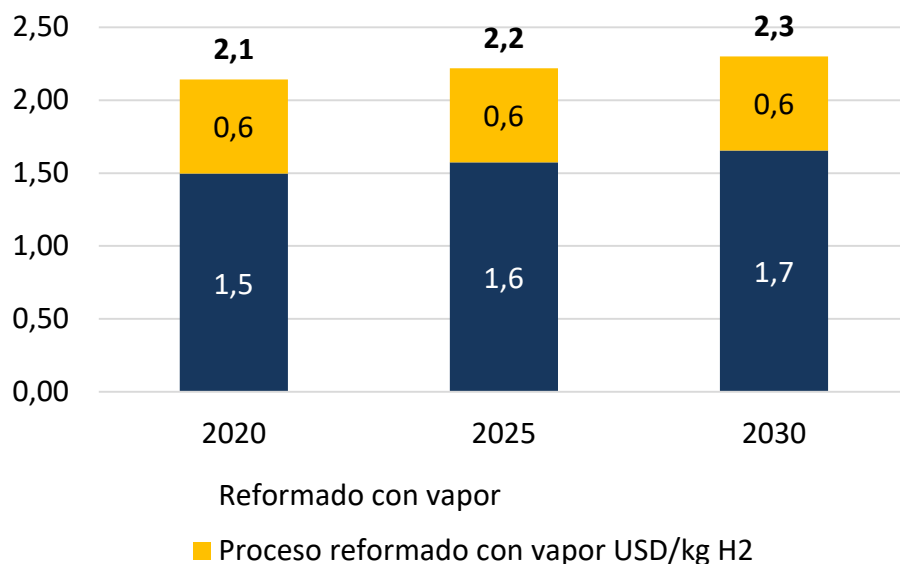
La reformación de gas metano con vapor (*Steam Methane Reformer, SMR*) es el proceso mediante el cual el metano (CH_4) es sometido a un tratamiento térmico y luego mezclado con vapor a alta temperatura y presión para la obtención de gas de síntesis e hidrógeno principalmente, para luego ser separado a través de membranas selectivas.

Alrededor del 50% del consumo de hidrógeno se genera por reformado de vapor de gas natural. Debido a que actualmente este es el proceso más económico para producir esta molécula a gran escala, siendo

catalogada como una tecnología bien desarrollada, no se esperan efectos de aprendizaje (DNV-GL 2019, p. 46). En la literatura, se encuentran costos del proceso de reformado con vapor entre 0,5 USD/kg – 1 USD/kg, sin insumos, y sin considerar un precio al carbono o costos para la captura y almacenamiento de carbono (*Carbon Capture and Storage*, CCS por sus siglas en inglés).

Para este estudio, se asume un costo promedio de estos valores de 0,6 USD/kg (0,019 USD/kWh) para el proceso de reformado con vapor. Asumiendo una eficiencia de la conversión de gas natural a hidrógeno de 70%, se consumen 1,43 kWh de gas natural para la producción del equivalente de 1 kWh de hidrógeno. Como aproximación al precio de gas para clientes industriales en Chile, se estima hoy en 9,1 USD/MMBTU (equivalente a 0,031 USD/kWh). Para la proyección de este precio hasta 2030, se aplicó un TACC anual al precio de gas natural de 1%, de acuerdo a pronósticos del precio de gas mayorista internos del Ministerio de Energía.

Ilustración 20 Costo de producción de hidrógeno reformado de vapor (USD/kg)



Fuente: Elaboración propia en base a CSIRO (2018), DNV-GL (2019) y aproximación de precios de gases para clientes industriales en Chile.

2.10 Principales empresas y centros de investigación

Este subcapítulo entrega detalles sobre las empresas proveedoras de tecnologías de producción de hidrógeno (electrolizadores, celdas de combustible) mencionadas a lo largo de este segundo capítulo.

La siguiente tabla entrega detalles acerca de las principales empresas proveedoras de celdas de combustible y electrolizadores:

Tabla 7 Empresas proveedoras de tecnologías para la producción de hidrógeno

Empresa	Sede	Oferta	Especificaciones/ puntos destacables
Hitachi	Japón	Electrolizadores Hydrogen Dispenser	Gran variedad de líneas de electrolizadores, desde 1 kg / h a 1000 kg / h. Dispensadores de H2 para celdas de combustible.

Toshiba	Japón	Electrolizadores	Generador de H2 a partir de energías renovables más una fuel cell, todo integrado, permitiendo poder suministrar energía a la red. Equipos desde 700W a 100kW
Hydrogenics	Canadá	Electrolizadores, Celdas de Combustible	Con enlaces a Air Liquide. Equipos electrolizadores con mejor relación precio calidad y eficiencia de producción, ofrecen soluciones de almacenamiento y compresión de H2, también ofrecen ayuda con la instalación y puesta en marcha del equipo.
H-Tech Systems/MAN	Alemania	Electrolizadores	Electrolizadores de uso industrial y otros a pequeña potencia, pero ambos con alta densidad de potencia y eficiencia.
Siemens	Alemania	Electrolizadores	Electrolizadores que utilicen energía del sol o el viento. Ayuda desde la planificación y la puesta en marcha hasta la operación.
ThyssenKrupp	Alemania	Electrolizadores	Diferentes tamaños de electrolizadores.
NEL Hydrogen	Noruega	Electrolizadores y dispensadores	Sistemas generadores de H2 de distintas escalas de potencia, sistemas de almacenamiento de alta capacidad hasta 1500 kg al día en una estación de servicio y sistemas dispensadores de H2.
Tianjin Mainland Hydrogen Equipment (THE)	China	Electrolizadores	Actor en el mercado global de electrolizadores alcalinos, trabajando en conjunto con grandes corporaciones.
Beijing CEI Technology	China	Electrolizadores	Producción de electrolizadores PEM; uno de los principales actores en el mercado chino para el desarrollo de electrolizadores PEM.
Bloom Energy	EE.UU.	Celdas de Combustible	Soluciones de celdas de combustible para gran demanda y de uso continuo.
Ballard	Canadá	Celdas de combustible, Almacenadores de H2, dispensadores	Celdas de combustible de baja potencia pensadas para automóviles y de alta potencia para buses, almacenamiento de H2 a baja temperatura para uso en automóviles y buses, dispensadores de H2 para estaciones de servicio.

Bosch	Alemania	Celdas de combustible y almacenadores de H2	En desarrollo: tecnologías de celdas de combustible para automóviles y buses, desarrollo y producción de almacenadores de H2.
Sunfire	Alemania	Celdas de combustible	Fabrican celdas de oxido sólido (SOC), permiten mayor eficiencia y menor costo en la producción de H2.
Plug Power	EE.UU	Celdas de combustible	Desarrollando celdas de combustible de gran versatilidad.
Fuel Cell Energy	EE.UU.	Producción de H2	Producen H2 para su distribución a diferentes industrias.
Blue World Technologies	Dinamarca	Celdas de combustible	Fabricantes de celdas de combustible de etanol.
Shanghai Shen-Li	China	Celdas de combustible	Estantes hasta 40 kW, establecido en 1998.
Horizon Fuel Cell Technologies	China	Celdas de combustible	Productor de PEMFC hasta 100 kW, basado en Singapur, activo a nivel mundial.

Fuente: elaboración propia.

Además, a continuación se muestra una tabla de resumen de los centros tecnológicos I+D relacionados al hidrógeno:

Tabla 8 Lista de centros tecnológicos y de investigación a nivel internacional

Centro tecnológico	Sede	Descripción actividades/ proyectos relevantes
Arcadis	Holanda	Hoja de ruta "urban mobility for smarter cities".
Berenschot	Holanda	Gran variedad de servicios en estudios, entre ellos estudios de energía, tienen la fuerte creencia de que el hidrogeno es el futuro.
Universidad de Ciencias Aplicadas Arnhem Nijmegen	Holanda	Cuentan con una licenciatura en energías renovables, en la cual se imparten cursos de tecnologías de hidrógeno y fuel cells, con sus respectivas investigaciones de estos temas.
Korea Institute of Energy Research	Corea del sur	Llevar a cabo estudios de mejora de rendimiento y durabilidad de fuel cells y de dispositivos electroquímicos, generación de energía, vehículos en base a fuel cells, entre otros.
Korean Institute of Science and Technology	Corea del sur	Realizan estudios en almacenamiento de H2, fuel cells de alta y baja temperatura y en producción de H2.
Fuel Cell Association	Japón	Estudios sobre celdas de combustible, generación de H2, estudios y fabricación de vehículos.
Fuel Cell Cutting-Edge Research Center Technology Research Association	Japón	Estudios sobre electrolizadores y análisis de celdas de combustible.
The Institute of Applied Energy	Japón	Estudios referentes a la producción de H2 libre de emisiones de CO2.

National Institute of Advanced Industrial Science and Technology	Japón	Estudios en producción de H2 por electrólisis, también en tecnologías básicas como la producción de portadores de energía de H2, catalizadores y motores a gran escala.
Future fuels CRC	Australia	Estudios en procesos de producción y planificación de industrias de H2.
The University of Melbourne	Australia	Anunciaron inicio de proyecto de investigación de motores recíprocos de alta eficiencia.
DLR	Alemania	Electrólisis usando energía solar térmica en procesos de temperaturas superiores a 750°C.
Fraunhofer	Alemania	Estudio sobre electrolizadores, celdas de combustible, síntesis de productos químicos a partir de H2, generación eléctrica a partir de H2, sistemas de baterías de H2.
The hydrogen and fuel cell center ZBT	Alemania	Estudios en general sobre H2, celdas de combustible, baterías y generación de H2.
University of Birmingham: Birmingham Centre for Fuel Cell and Hydrogen Research	Reino Unido	Impulsan investigaciones sobre celdas de combustible, producción sostenible y almacenamiento de H2, para su utilización comercial.
UCL Energy Institute	Reino Unido	Están estudiando la utilización de H2 como energía en sector de transporte, electricidad y calor, examinando la producción y el suministro de H2.
Fuel Cells and Hydrogen	Bélgica	Estudios relacionados al H2, como celdas de combustible, producción y distribución de H2, sistemas de almacenamiento, entre otros.
Institute for Energy and Transport	Bélgica	Realizan pruebas de almacenamiento en estado sólido del H2, estudiando distintos materiales.
Israel Institute of Technology: Department of Materials Science and Engineering	Israel	Realizan estudios sobre materiales para el almacenamiento de H2 con mayor durabilidad, electroquímica de los materiales; síntesis, almacenamiento y transporte de H2.
Ben-Gurion University of the Negev Y Technion-Israel Institute of Technology	Israel	Estudios respecto al diseño de autos eléctricos en base a celdas de combustible de H2.
Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne	Suiza	Recientemente investigan la producción de H2 mediante sistemas de concentración solar de alta temperatura.
VTT	Finlandia	Diseños de celdas de combustible y electrolizadores, investigación por modelos para resolución de problemas industriales.
The University of British Columbia	Canadá	Estudian la producción de H2 mediante energías renovables como solar y eólica, almacenamiento, transporte y distribución.
CEA	Francia	Trayectoria de 30 años de investigación en temas de hidrogeno, enfocado en el uso de H2 para vehículos

		y el almacenamiento de H ₂ .
ETH Zurich	Suiza	Departamento de electroquímica con actividades de materiales (polímeros) y procesos (electrolisis y celdas de combustible) para la conversión de energías renovables a combustibles químicos. Bancos de prueba de motores a difernetes combustibles incluyendo hidrógeno.
Dalian Institute of Chemical Physics (DICP)	China	Investigación sobre celdas de combustible desde 1950.
Tsinghua University	China	Instituto I+D receptor de fondos del programa gubernamental “973 Program” (5.6 MMUSD) para investigación sobre aplicaciones de hidrógeno.

Fuente: elaboración propia.

3. Estrategias y Políticas de desarrollo de hidrógeno a nivel internacional

Ya existen algunos países a nivel global que han adoptado políticas públicas y estrategias para fomentar un mercado de hidrógeno. Una revisión detallada y análisis de éstas puede aportar alcances relevantes para la formulación de políticas y estrategias para la cadena de valor del hidrógeno en Chile.

Con el objetivo de identificar estos aspectos claves, se sistematizó la información disponible acerca de las políticas, planes y estrategias de desarrollo del mercado de hidrógeno de los siguientes ocho países, que ya cuentan con un mercado de H₂ incipiente y/o en estado activo de desarrollo:

- EE.UU. (con especial enfoque en el Estado de California)
- Australia
- Holanda
- Japón
- Francia
- Alemania
- Corea del Sur
- China

Además, se resumen las actividades de desarrollo y visión del mercado de hidrógeno de la Agencia Internacional de Energía (*International Energy Agency*, IEA), ya que es un importante referente e impulsor del desarrollo del hidrógeno (verde) a nivel global.

Como metodología, se llevó a cabo un análisis de las fuentes primarias de documentación de organismos públicos relevantes de cada país (Ministerios y Agencias de Energía, Comités gubernamentales encargados, Centros Nacionales de Investigación, Bibliotecas de Leyes y Normativas, entre otros) así como fuentes secundarias (artículos en periódicos y principales revistas de investigación; páginas web de Universidades y empresas).

Además, se llevaron a cabo entrevistas personales por teleconferencia:

- en el caso de California, se llevó a cabo una entrevista con un representante del California Hydrogen Business Council, cuyos resultados están incluidos en el análisis del país.

- en el caso de Australia, se llevó a cabo una entrevista con la Agencia Gubernamental de Energías Renovables de Australia, ARENA, que financia y promueve proyectos piloto en el ámbito del hidrógeno, entre otros, cuyos resultados están incluidos en el análisis del país.
- en el caso de Alemania, se llevaron a cabo dos entrevistas, una con un experto en temas de Power-to-Gas de la Agencia Alemana para Energías Renovables (DENA), y otra con el Instituto Fraunhofer ISE de Karlsruhe, con un experto en la aplicación de hidrógeno en el sector de transporte e infraestructura asociada.

Los casos de Australia y California se analizan con mayor grado de detalle, según el punto c) en la propuesta de consultoría. El caso de California, debido a que es el país más avanzado a nivel global en políticas de fomento de hidrógeno para descarbonizar el sector de transporte y ya cuenta con una considerable cantidad de vehículos de celda de combustible circulando y red de estaciones de carga.

El caso de Australia, debido a que con su potencial de ERNC aproximado de 25.000 GW tiene un relevante potencial de generar hidrógeno verde, y tiene una estrategia nacional de desarrollo del hidrógeno ya relativamente avanzada que abarca toda la cadena de valor. Además, CSIRO está presente en Chile, promoviendo la colaboración entre Chile y Australia para entregar investigación aplicada en las áreas minera, marino costera y gestión de agua, por lo cual ya existe una colaboración entre ambos países que podría ser profundizada.

Debido a que Australia aún no cuenta con políticas y estándares de seguridad avanzados en mayor grado en la temática, sino que éstos recién se encuentran en fase de desarrollo - aspecto que se validó en marco de una entrevista con la Agencia Gubernamental de Energías Renovables de Australia, ARENA⁵ - se suma, según lo acordado con la contraparte, un análisis detallado de la regulación en temas de seguridad a lo largo de la cadena de valor de hidrógeno en Alemania.

Estos tres análisis detallados se suman a los respectivos análisis generales de los países correspondientes a este capítulo, con el fin de mantener una línea lógica y no disruptiva en el análisis de los países.

Los análisis detallados de las estrategias de cada país, incluyendo la Agencia Internacional de Energía, se encuentran en Anexos, dejando en este cuerpo de informe

- una tabla de resumen con los puntos claves de cada estrategia (principales focos o lineamientos, metas, inversión actual y proyectada, aspectos regulatorios) (3.1)
- una tabla que indica los *drivers* e instrumentos de desarrollo adoptados por cada país (3.2)
- un resumen de los principales APPs identificados en todos los países analizados y su aplicabilidad para Chile (3.3)
- una tabla que resume las regulaciones existentes en estos tres países analizados en detalle en el ámbito comercial, de seguridad y funcional (3.4).

⁵ Entrevista con Charlotte Rouse, Strategy Officer ARENA, el 28.05.2019

3.1 Resumen del análisis de países

	Holanda	Francia	Corea del Sur	Japón	California	Australia	Alemania	China
								
Producción Actual	N/I	900 M t/año 5% de fuentes renovables (refinerías 60%, fertilizantes 25%)	N/I	N/I	EE.UU. produce 10 MMt/año de H ₂ , 95% mediante fuentes fósiles (principalmente para refinación y amoníaco)	N/I	N/I	N/I
Existencia de Hoja de Ruta o Estrategia de H₂	Si, desarrollado el año 2017	Existencia de estrategia a partir del 2018 > foco en ser líder mundial en este sector. Se observa como un potencial proveedor de hidrógeno a nivel mundial	Si, desde una década se viene trabajando y a partir del 2019 existe una Hoja de ruta para el desarrollo del mercado del H ₂	Si, desde el 2012. Es el país que presenta una estrategia más clara y robusta, generando una "sociedad del H ₂ "	No existe hoja de ruta para H ₂ , sino es parte de su estrategia de aumento de ERNC (y complementario a baterías)	Sí, tanto a nivel nacional (de 2018) como del Estado de Australia de Sur (desde 2017), donde existe un fuerte enfoque en producción y exportación de H ₂ verde.	Existencia de programas coordinados de gobierno desde 2007. Estrategia actualmente en proceso de elaboración.	Existencia de Hoja de Ruta de desarrollo del mercado automóvil basado en celdas de combustible (fabricación local de vehículos para exportación e inserción en propio sector de transporte)
Principales Focos o lineamientos	<ul style="list-style-type: none"> - Desarrollo de la industria del transporte con H₂ (inicios de etapa comercial) - Transición de la producción de H₂ fósil a hidrógeno verde en forma progresiva a partir del 2025 	<ul style="list-style-type: none"> - Producción de H₂ por electrolisis para la industria - H₂ como tecnología complementaria a las baterías para el transporte - elemento estabilizador de las redes energéticas (eléctricas y de gas) a medio largo 	<ul style="list-style-type: none"> - Producción de H₂ mediante fuentes energéticas fósiles (no existe un foco a las ERNC) - Aplicación sector transporte y suministro de energía - Producción de fuel cells y vehículos a H₂ - Infraestructura de 	<ul style="list-style-type: none"> - Disminución costo de producción y aplicaciones - Desarrollo de cadena de suministro internacional - Aplicación del H₂ en el sector energía y movilidad (FCV, buses, forklifts, camiones, 	<ul style="list-style-type: none"> - Todas las políticas y estrategias identificadas están focalizadas el sector transporte (automóviles, buses, camiones) 	<ul style="list-style-type: none"> - Producción de H₂ verde basado en ERNC (solar y eólica) sobre todo en zonas costeras y en el sur del país. Exportación de H₂ verde a Asia (Japón, China y otros); decarbonización de la matriz energética: 0 GEI hasta 2050. 	<ul style="list-style-type: none"> - Co-financiamiento para inversiones en vehículos de celdas de combustible de gran escala como parte de la política industrial del país - Proyectos piloto para el acoplamiento de los sectores 	<ul style="list-style-type: none"> - Aumento de la cantidad de producción de vehículos con celdas de combustible y su cantidad de circulación a nivel nacional - Creación de infraestructura de hidrolíneas progresiva, meta: >1.000 estaciones hasta 2030. Desarrollo de este mercado a través de Planes Quinquenales y

		plazo	transporte y almacenamiento - Foco en exportación de hidrógeno y tecnología	buques) Esto se desarrolla en 3 fases: 1- expansión del uso de H2 (fuel cells estacionarias y móviles) 2.- establecimiento de suministro a gran escala 3- establecimiento de suministro de H2 verde (captura de C y ERNC)			energéticos con H2, incluyendo el uso de excedentes de generación eólica	altas subvenciones estatales dirigidas a empresas y Universidades.
Metas	No existen metas concretas	-10% de consumo de H2 verde en la industria al 2023, 20%-40% al 2028 - Introducción de 5.000 vehículos ligeros y 200 pesados a flotas al 2023 - Contar con 20.000 – 50.000 vehículos ligeros / 800 a 2000 vehículos pesado circulando y 400 – 1.000 estaciones al 2028	Para el año 2040 - 6,2 MM de vehículos con fuel cells - aumentar a 1.500 hidrolineras (existen 15 actualmente) - Aumento de capacidad de fuel cells a 15 GW a nivel industrial y 2,1 GW residencial Para el 2022 contar con 2.000 buses y para el 2040 con 41.000 - al 2040 alcanzar producción de 5,2 MMt de H2	Suministro: - 2030 > 300 Mt/año mediante ERNC y CCS - 2050 > 5-10 MMt/año mediante CCS y ERNC Movilidad: <u>Estaciones de carga:</u> Presente: 100 160 al 2020 900 al 2030 Todas al 2050 <u>Vehículos</u> Presente: 2.000 2020 > 40.000 2030 > 800.000 2050 > todos los autos Viviendas (calefacción): Presente: 220.000 2030 > 5,3 MM de viviendas con fuel cells 2050 reemplazo de 53 MM de viviendas	- contar con 5 MM de vehículos 0 emisiones, de los cuales 1 MM en base a hidrógeno al 2030 - Para lo anterior, contar con 33% de hidrógeno verde -	No cuantificadas: Reemplazar GN por H2 en suministro de calor - Descarbonizar redes de GN - H2 para almacenamiento de ERNC - Bajar costos de producción de H2 a 2-3 USD/kg de H2 (excluyendo almacenamiento y transporte) - Atraer inversiones en plantas de producción de H2 verde	No existen metas concretas.	>1.000 hidrolineras hasta 2030 con suministro de >50% de H2 verde. > 1 millón de vehículos fuel cell producidos hasta 2030 y 100.000 vehículos circulando a nivel nacional hasta 2025. Hasta el 2030, > 50% del H2 debe provenir de fuentes renovables.

Inversión Actual y Proyectada⁶	13,2 M ⁷ M€ para pilotos, I+D y estudios (nacional) 15 MM€ en subvenciones europeas para proyectos de desarrollo	100 MM€ destinados desde el 2019 para: - apoyo a adquisición de electrolizadores en la industria - apoyo en proyectos piloto de movilidad - ayuda en proyectos híbridos -	-Planean invertir en colaboración público – privada 169 MMUS el 2019 y 374 MMUS\$ el 2020 - Creación de empresa HyNet en conjunto con 13 empresas, para la generación de infraestructura de estaciones - La empresa Korea Gas (pública) anunció la inversión de 4.000 MMUS para la producción de H2 al 2030	- desde el 2014 han destinado más de 1.500 MMUS\$ en programas de hidrógeno. Dentro de esto: 2018 > 272 MMUS en subsidios e investigación NEDO (institución gubernamental de investigación) ha gastado 213 MMUS En I+D de transporte, producción y aplicación - 120 MMUS ha gastado en estudio de amoniaco como portador	- Existen en la actualidad: 64 hidrolineras (39 operativas) 6.012 vehículos 25 buses - se han invertido más de 180 MMUS en infraestructura de hidrógeno a nivel nacional - La CEC posee un presupuesto anual de 100 MMUS, para proyectos de tecnologías de transporte de bajas emisiones. De estos, 20 MMUS se invierten en infraestructura de transporte de H2 y celdas combustibles	Actual: 160 MMUSD en I+D > 17 MMUSD para 4 proyectos piloto 8,2 MMUSD para H2 en transporte 4.7 MMUSD para planta piloto producción amoniaco verde	Sector transporte: 2007-2016: 500 MM Euros público, 900 millones de Euros de empresas 2017-2019: 250 MM Euros público Sector de energía 2019-2022: 100 MM de Euros público	Gobierno entrega subvenciones a empresas privadas y Universidades, basadas en Planes Quinquenales de desarrollo de este mercado. Plan Quinquenal 2016-2020: 70,08 MMUSD invertidos en 2018, entregados a seis destinatarios, de ellos 5 empresas y 1 Universidad. BNEF proyecta 17.000 MMUSD Inversión en la Industria hasta 2023.
Aspectos Regulatorios	- No existe un mayor avance, y lo que existe se orienta a vehículos. Las actividades relacionadas al H2 están reguladas bajo la ley de gas holandesa	- Existe normativa del hidrógeno emitido por la asoc. Francesa de H2 y pilas combustibles - Desarrollo de textos específicos para componentes de vehículos de H2 y para la instalación de estos.	- No se puede identificar legislación específica, sin embargo si anunciaron la intención de aflojar la regulación para la construcción de hidrolineras como mecanismo de incentivo	Visión global sobre la estandarización del H2, y participa activamente en propuestas para la norma ISO/TC19729	- estándar de calidad “Hydrogen Fuel Quality for Fuel Cell vehicles J2719_201511” - Código de tecnologías de hidrógeno (en términos de seguridad) - especificaciones detalladas de tanques ductos y otras formas de almacenamiento	El país está en proceso de revisar los estándares internacionales (ISO, SAE, NFPA) para su aplicación en contexto nacional; Existencia de un grupo para este motivo: <i>South Australian Hydrogen Regulatory Working Group</i> .	- Nueva normativa para permitir hasta 20% H2 en los gasoductos de GN en elaboración (actualmente 10%) - Quitar barreras para la inversión en proyectos de almacenamiento en el sector energético	- Promover tecnologías “Made in China” (Plan Oficial de Desarrollo) - Faltan nuevos reglamentos, códigos y normas asociadas al manejo y transporte de H2 - Vicepresidente del Estado en noviembre 2018 propuso clasificar H2 como combustible energético en vez de producto químico peligroso para facilitar

⁶ Se refiere a inversiones tanto del sector público como privado


⁷ MM = Millones, M= miles.

					de H2 se encuentran en el Electronic Code Federal Regulations - celdas combustibles deben cumplir con los estándares de seguridad de la Society of Automotive Engineers (SAE) Otros en detalle en el documento de regulaciones	Septiembre: Conferencia Internacional de Seguridad H2!		su inclusión en reglamentos (pendiente).
Principales proyectos	<p>- NUON: cambio de planta térmica a H2 con captura de CO2 al 2023 y posteriormente de ERNC</p> <p>- Akzonobel: planta electroquímica que está reorientando su estrategia de venta de H2 verde que actualmente es subproducto</p> <p>- Planta de amoniaco verde: construcción planta piloto en Goeree-Overflakkee</p> <p>- Simbiosis de H2: proyecto de interconexión e intercambio de hidrogeno en plantas industriales (3) en Terneuzen</p>	<p>JUPITER 100: proyecto industrial de transformación de Gas (power to gas), y validar tecnologías (electrolizadores, metanización, captura de CO2)/inyectar H2 a la red/ validar modelos de negocios</p> <p>GRHYD:proyecto público privado (Engie y otras 10 empresas) evaluar y validar tecnologías en la zona de Dunkerque (buses a GN e H2, e inyección de H2 a la red)</p> <p>SAFRAN (PIPA): reducción de las emisiones de GEI del sector aviación y Aero</p>	<p>Hyundai: desarrolló de vehículos comerciales desde el 2013.</p> <p>KIER: el Korean Institute of Energy research el 2017 otorgó financiamiento para un programa de investigación de amoniaco con electrólisis</p> <p>Doosan Green Energy: planta térmica a base de fuel cells de 50 MW el 2018. Ya construyo Iksan Factory de capacidad de 63 MW</p>	<p>FH2R: proyecto público privado de planta de generación de H2 de 10.000 kW el 2020 para alimentar la villa olímpica</p> <p>Planta de amoniaco verde FREA: planta de generación de amoniaco a partir de hidrógeno verde que funciona desde el 2018</p>	<p>-- TRI-GEN planta de producción de H2 como combustible de camiones de Toyota basado en Biogás</p> <p>- H2€@Scale (31 MMUS para inversión en I+D en tecnologías de almacenamiento avanzadas, conceptos innovadores de producción y aplicación de H2</p> <p>- Leasing de vehículos de celdas combustibles en California (2014)</p> <p>- Primer barco de pasajeros con fuel cells (Golden Gate Zero Emmisions)</p>	<p>Electrolizadores: Samuel Griffith Center: electrolizador escala menor</p> <p>Port Lincoln: electrolizador H2 verde 5 MW</p> <p>Hydrogen Super Hub de Neoen AUS: 50 MW</p> <p>Hydrogen Park of South Australia: 1.25 MW</p> <p>Anunciado: - Toyota informó compra de electrolizador PEM 0,25 MW - Engie y Yara en febrero 2019 acordaron estudio factibilidad reemplazo planta amoniaco en Pilgara de GN por H2 verde</p>	<p>Dos proyectos de electrolizadores de 100 MW en fase de planificación:</p> <p>Hybridge TSO y operador de la red de transmisión de gas quieren construir una infraestructura de hidrógeno en la región de Emsland para mejor aprovechar de energía eólica offshore.</p> <p>Proyecto parecido de otros actores unos 150 km más al norte.</p> <p>Energiepark Mainz, suministro para industrias en un parque industrial</p> <p>Investigación y</p>	<p>Ciudad de Foshan: Parque de Transferencia Industrial Foshan; primera fábrica de chimeneas de fuel cells; - 70 autobuses a hidrógeno circulando.</p> <p>Shanghai: - Parque Industrial de Energía del Hidrógeno (Investigación por Universidades, empresas, gremios automovilísticos; - Plan de desarrollo de FCVs, meta: 20.000 al 2025</p> <p>I+D tecnológico por empresas Toyota, Foton Motor Group, Beijing SinoHytec, First Automobile Work, entre otros.</p> <p>Desde febrero 2018: Alianza Nacional China de Hidrógeno y Celdas de Combustible</p>



		espacial mediante fuel cells (2035 – 2050)					pilotos sobre el uso de H2 en barcos, aviones.	(Beijing).
Grado de Importancia de Desarrollo de H2	★★★★★ - Apuesta reciente y aún con pocos recursos	★★★★★★	★★★★★★ - Apuesta estratégica por H2, pero no se enfoca a fuentes renovables	★★★★★★★ ★ - Política y apuesta robusta por H2 - Muchos años de desarrollo	★★★★★ - Importancia compartida con baterías - foco principalmente transporte	★★★★★★★ ★	★★★★★★	★★★★★★★ Fuerte enfoque en desarrollo tecnológico de vehículos con celda de combustible.


3.2 Principales drivers y APPs destacados


Los alcances resumidos en la tabla anterior permiten identificar los **drivers principales de las estrategias de desarrollo de mercado de hidrógeno** de cada país:


País	Driver del desarrollo	Modelo principal de desarrollo	Instrumentos aplicados	APPs destacados
Holanda 	<ul style="list-style-type: none"> Logro de objetivos climáticos: 0% emisiones CO2 al 2050; Procesos industriales más sostenibles. 	<p><u>Holístico</u>: Aplicación sectorialmente transversal: Sectores Movilidad, Electricidad, Industria.</p> <p><u>Progresivo y gradual</u>: Transición de H2 gris sobre H2 azul a H2 verde; aplicación partiendo por sectores más avanzados.</p> <p><u>Dos fases</u>: fase 1: desarrollo tecnológico mediante I+D y preparación de mercado; fase 2: introducción al mercado y comercialización, variando según complejidad de sectores.</p>	<ul style="list-style-type: none"> Inversión estatal en proyectos piloto de demostración e I+D Inversión en estudios de viabilidad Inversión en I+D para almacenamiento de H2 	<ul style="list-style-type: none"> Empresa AkzoNobel, productor de cloro y lejía con by-product H2, trabaja con empresa Gasunie y autoridad del puerto marítimo de Groningen para desarrollo de Cluster H2 abarcando cadena de valor: producción y transporte.⁸
Francia	<ul style="list-style-type: none"> Descarbonización 	<u>Holístico</u> :	Apoyo estatal:	<ul style="list-style-type: none"> Iniciativa GRHYD: ADEME



⁸ <https://bioenergyinternational.com/biogas/akzonobel-gasunie-investigate-feasibility-20-mw-power-gas-project>

	<p>de industria: producir H2 “más limpio” mediante metano y CCS o ERNC.</p> <ul style="list-style-type: none"> Disminuir dependencia de importación de combustibles Desarrollo de H2 = “activo para independencia energética” 	<ul style="list-style-type: none"> Impulsos a la oferta = <u>producción</u> de H2 mediante electrólisis Impulsos a <u>aplicación en movilidad</u> (foco transporte pesado, comercial y de larga distancia) Inyección de H2 en <u>redes de gas</u> (almacenamiento) Creación de demanda de H2 y destrabar inversiones en producción y distribución. 	<ul style="list-style-type: none"> <u>(co-)financiamiento de proyectos piloto</u> en ámbito de producción y aplicación, ej. convocatoria para entrega de fondos a empresas privadas para <u>adquisición de electrolizadores o ejecución proyectos piloto de movilidad</u> Programas de I+D estatales de carácter PPP (Public-Private-Partnership) 	<p>(Agencia Francesa de Medio Ambiente y Gestión Energética) con ENGIE y otras empresas: 2 proyectos de demostración: 1. piloto de uso de combustible híbrido H2-GN nivel industrial; 2. inyección H2 a red GN <20% para suministro a viviendas (financiamiento parcial de ADEME).</p> <ul style="list-style-type: none"> Proyecto PIPAA: desarrollo de celdas de combustible para aviones: APP entre empresas SAFRAN, CGI y Gobierno Francés a través del Banco Público de Inversiones BPI France (Investments for the Future Program (PIA))
<p>Corea del Sur</p> 	<ul style="list-style-type: none"> Reducir dependencia de importación de energía Convertirse en líder tecnológico mundial de producción masiva de celdas de combustible y vehículos y exportarlos Reducir precios de producción de H2 	<ul style="list-style-type: none"> <u>Sectorialmente integrado</u>: actualmente desarrollando Hoja de Ruta de forma <u>interministerial</u> (Economía, Hacienda, Energía, Medio Ambiente, Transporte y Océanos) <u>Sectorialmente enfocado</u>: prioridad del transporte debido a ambiciones comerciales de producción y exportación de vehículos y celdas combustible <u>Foco de independencia</u>: Despliegue de ERNC para una producción nacional de energía para producir H2 más limpio 	<ul style="list-style-type: none"> Inversiones estatales en plantas de producción de vehículos con celda de combustible junto con empresas privadas para crear mercado de producción masiva Promoción de la colaboración entre empresas a lo largo de cadena de valor H2 para creación de infraestructura sector aplicativo transporte 	<ul style="list-style-type: none"> APP entre Gobierno y empresas privadas Hyundai, Hyosung Heavy Industries y SK Gas anunciado en ámbito de la creación de plantas de producción de vehículos con celdas combustible (alta inversión estatal) Ministerio de Comercio creó SPC HyNet = 13 empresas relacionadas con H2, con subsidios del MMA deben crear infraestructura para transporte con celdas combustible

		<p>(actualmente gris) mediante fuentes energéticas propias</p> <ul style="list-style-type: none"> • Fuerte enfoque comercial: generación de ingresos; apoyo de la industria nacional de producción de tecnologías asociadas al H2 mediante inversión en programas I+D; lograr reducción de precio de producción de H2 mediante economías de escala, incluyendo plantas de producción nacionales y en extranjero 		
<p>Japón</p> 	<ul style="list-style-type: none"> • Convertirse en “Sociedad del Hidrógeno” sectorialmente transversal • Liderar mercado de celdas de combustible a nivel mundial (líder de patentes en el campo) 	<p>Desarrollo del mercado <u>trifásico</u>:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Expansión del uso de tecnologías H2 (creación de demanda) • Creación de oferta/sistema de suministro de H2 a gran escala • Producción de H2 bajo en carbono (mediante CCS o ERNC) <p>Destaca la ambición del Gobierno de <u>desarrollar una cadena de suministro de H2 internacional</u>.</p> <p><u>Metas</u> establecidas de forma <u>progresiva</u>: 2020, 2030 y 2050.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • <u>Altos subsidios</u> para la creación de infraestructura de carga • <u>Alta inversión</u> estatal en I+D • <u>Information sharing</u>: política de compartir información relevante entre actores involucrados en el desarrollo • Creación de relaciones gubernamentales con otros países ricos en recursos para suministrar H2 para asegurar amplia cadena de suministro a futuro • Participación en propuestas a la definición de estándares 	<ul style="list-style-type: none"> • FH2R: Entidad gubernamental de desarrollo industrial y energético NEDO Japón junto con empresas Toshiba, Tohoku e Iwani Corp. están construyendo campo de investigación de energía de H2 en Fukushima; además, construyendo planta de producción de H2 verde de 10 MW para alimentar energéticamente la Villa Olímpica de JJ.OO. en 2020

			de seguridad en la ISO	
<p>California</p> 	<ul style="list-style-type: none"> • Reducción de dependencia de importaciones de petróleo (meta nacional de EE.UU.) • Reducción de consumo de petróleo • Reducción de GEI y <u>mejoramiento de calidad del aire</u> 	<ul style="list-style-type: none"> • Modelo de desarrollo enfocado en <u>sector de transporte basado en incentivos económicos</u> para su descarbonización con el fin de mejorar calidad de aire en California • Modelo <u>no discriminatorio</u>: se fomenta tanto electro movilidad basada en baterías de litio como celdas de combustible; se apoyan tecnologías de transporte limpias • Foco tanto en transporte de carga pesada y liviana como en flotas de transporte público y vehículos privados. • Modelo de desarrollo está basado en <u>creación de infraestructura requerida para aumentar penetración del mercado.</u> 	<ul style="list-style-type: none"> • Múltiples <u>programas de subsidio estatal</u> (de California) regional para adquisición y reemplazo de vehículos contaminantes por tecnologías con celdas de combustible y/o electro movilidad como: • <u>Exclusión de impuestos</u> para tecnologías de transporte avanzadas • <u>Generación de recursos</u> para incentivos a nivel regional: <u>Impuestos</u> a vehículos motorizados convencionales para financiar proyectos que benefician mejora de calidad de aire • Programas de capacitación acerca de nuevas tecnologías basadas en celdas de combustible • Bonificaciones por adquisición de Vehículos celdas combustible • Programas de financiamiento amplio 	<ul style="list-style-type: none"> • Departamento de Energía de EE.UU. a través de Iniciativa H2@scale entrega co-financiamiento para proyectos piloto asociados a H2 a empresas privadas • CEC y Departamento de Energía de EE.UU. subsidian proyecto de construcción de planta de producción de H2 para camiones mediante biogás, proyecto junto con la empresa TOYOTA. Colaboración de Universidad California Irvine y California Air Resources Board.

			para empresas y fabricantes de autos para incentivar desarrollo de mercado	
Alemania 	<ul style="list-style-type: none"> • Metas de reducción de CO2 del país • Mayor integración de ERNC en sistemas energéticos (mediante P2G entre otros) • Descarbonización del sector de transporte (ejemplo buses en ciudades) • Mantener y promover la competitividad y capacidad de innovación de la industria alemana • Adquirir experiencia sobre electrólisis a escala industrial (mediante proyecto piloto) 	<ul style="list-style-type: none"> • Modelo consiste en iniciativas e inversiones enfocadas en ciertos sectores específicos - no existe estrategia/Roadmap holística/transversal aún: • Política industrial automotriz para desarrollar medios sustentables de transporte • Líneas de financiamiento gubernamental para I+D y proyectos piloto sobre todo en ámbito Power-to-Gas; también pilotos en producción mediante electrólisis • Actitud: activación del mercado para productos tecnológicamente maduros (sin factibilidad económica aún), enfoque en sector de transporte. • Promoción de asociaciones y nivel central y regional (en Estados Federales, ejemplo Red de Movilidad Eléctrica de H2 y Celdas Combustible de la Agencia Energética del Estado Federal NRW con 450 miembros) 	<ul style="list-style-type: none"> • Inversiones estatales para proyectos piloto. • <u>Enfoque colaborativo multi actor</u>: Programa Nacional de Innovación en Tecnologías del Hidrógeno y Celdas de Combustible (NIP), agrupa desde 2007 actores de diferentes sectores públicos y privados para promover market readiness, entre otros mediante diversas altas inversiones en proyectos de demostración e I+D. Programa específicamente destinado al desarrollo del mercado H2 que entrega fondos concursables a empresas privadas. • Inversiones entregadas por NIP enfocadas en sector de transporte público y flotas, trenes, buques, camiones industriales, hidrolinerías 	<ul style="list-style-type: none"> • Proyecto Hybridge: <u>Colaboración del Operador del Sistema Eléctrico de Transmisión Amprion con Operador de red de gas Open Grid Europe</u> en adquisición de electrolizador gran escala de 100 MW para conexión de redes de electricidad y gas (anunciado).

			así como sistemas de celdas combustible para suministro en infraestructuras aisladas.	
Australia 	<ul style="list-style-type: none"> Reemplazar consumo de GN por hidrógeno Aprovechar gran potencial de ERNC para producir H2 verde (sobre todo South Australia) Exportar H2 (verde) a países en Asia 	<ul style="list-style-type: none"> Mirada amplia, <u>sectorialmente transversal</u> <u>Metas progresivas claramente definidas</u>. Corto plazo: 2018-2025; mediano plazo: 2025-2030. Creación de mercado de demanda y de oferta en paralelo; producción de H2 tanto gris como azul como verde <u>4 pilares estratégicos</u> de desarrollo: comercial (viabilidad económica), regulatorio (normativas en desarrollo), I+D (a lo largo de cadena de valor), social (stakeholder engagement) 	<ul style="list-style-type: none"> <u>Financiamiento estatal</u> de proyectos piloto, por ejemplo a través de ARENA <u>Colaboración</u> entre actores, ejemplo Hydrogen Hub en Adelaide – cooperación en temas de exportación con <i>International Maritime Association</i>. Colaboración con otros países, ejemplo CSIRO presencia en Chile o proyecto piloto con Japón 	Proyecto Hydrogen Super Hub: colaboración entre empresa Neoen Australia y Gobierno de South Australia, que co-financiaron planta de producción de H2 de 50 MW capacidad, basado en ERNC.
China 	<ul style="list-style-type: none"> Ser líder mundial en producción de vehículos con celdas de combustible, promoviendo marca “Made in China” Ser competitivos en cuanto a precios de tecnologías 	<ul style="list-style-type: none"> Mirada enfocada en producción y optimización de tecnología de vehículos con celdas de combustible e infraestructura relacionada I+D en clusters tecnológicos (ejemplo Parque de Transferencia Industrial Fosha, Parque Industrial de energía de hidrógeno de Shanghai) 	<ul style="list-style-type: none"> Subsidios estatales relativamente altos dirigidos a empresas y Centros de Investigación/Universidades así como Planes Quinquenales de desarrollo del mercado Existencia de Reglamento que prohíbe entrada de vehículos de reparto de gasolina en algunas ciudades y de 	<ul style="list-style-type: none"> Colaboración privada internacional: Empresa japonesa Toyota colabora en China con empresas Foton Motor Group y Beijing SinoHytec en I+D de motores con celdas de combustible Desde 02/2018 existe la Alianza Nacional China de Hidrógeno y Celdas de Combustible con sede Beijing: agrupación compuesta por 19 miembros, sobre todo

			<p>normativa dirigida a empresas de logística que exige cambio de vehículos por equipos con combustión alternativa tras cierto tiempo/su depreciación.</p>	<p>empresas de diferentes sectores industriales y Universidades, promocionando desarrollo del mercado de hidrógeno en China.</p>
--	--	--	--	--

3.3 APPs identificados y su aplicabilidad para Chile

A partir de la experiencia internacional, se demuestra la existencia de diversos programas de cooperación entre el sector público y privado para desarrollar desde pilotos hasta empresas para el desarrollo de infraestructura.

a) Cooperación de industria química con autoridades operadores de puertos: aplicabilidad media

Existe industria química y varios puertos a lo largo de Chile, los cuales son concesiones a privados sujetos a contratos de mediano y largo plazo, que podrían cooperar para integrar los procesos de la cadena de valor de la producción y el transporte, especialmente relevante al querer exportar hidrógeno al extranjero. En este contexto, se presentan como atractivos los puertos de Antofagasta y Mejillones, debido a su ubicación estratégica cerca de Perú y ruta más cercana a países del hemisferio norte. El rol del Gobierno en este contexto podría ser el de un facilitador de diálogo (generación de instancia de conversación) para iniciar el contacto de empresas productoras de H₂ (tanto como producto principal como by-product) con operadores de puertos, con el fin de identificar posibles puntos de cooperación para facilitar procesos de transporte. Sobre todo los aspectos de seguridad asociados deberían ser definidos en conjunto, con insumos de información tanto de productores como de los actores de transporte, con el fin de evitar vacíos y puntos débiles en este tema relevante. Este tipo de asociación no tiene costo de inversión mayor, simplemente se trata de generar un espacio de colaboración que puede beneficiar a todos los actores a lo largo de la cadena de valor del hidrógeno en cuanto a la formulación de aspectos de seguridad y posibles métodos de exportación de H₂.

b) Colaboración entre agencia promotora de temas de energía y medio ambiente con empresas privadas: aplicabilidad alta

En Chile existen tanto el Comité Solar e Innovación Energética de CORFO, como otras dos agencias estatales muy relevantes en el ámbito del medio ambiente y energía: la Agencia de Sustentabilidad y Cambio Climático así como la Agencia de Sostenibilidad Energética (Ex-AchEE). En caso del desarrollo de un mercado del hidrógeno, por ejemplo la AchEE podría apoyar, mediante fondos estatales entregados por el Ministerio de Energía o Transporte, a empresas privadas in situ en la realización de proyectos piloto que aporten al desarrollo del mercado según la visión/estrategia nacional. De esta forma, las actividades de I+D de empresas privadas con intereses comerciales se logran alinear a las estrategias estatales de desarrollo. Casos ejemplares se han visto recientemente en el ámbito del transporte (inserción de 200 buses eléctricos en un proyecto colaborativo del Ministerio de Energía y Transporte, Enel y operador de flotas de buses del Transantiago Metbus, en alineación a la Estrategia de Electromovilidad nacional).

c) Entrega de fondos de banco público de inversión a consorcio de empresas privadas para I+D específico (fuel cells para aeronaves): aplicabilidad nula

La aplicabilidad de este tipo de APP se estima nula para Chile, por el hecho de que Chile no posee ninguna industria de aeronaves; además de que el monto de inversión es elevado: el Banco de Inversión Pública francés BPI invierte 19.3 millones de euros en este proyecto de desarrollo tecnológico. Este es solo el primer paso, para que este desarrollo se pueda comprobar se requieren aplicaciones de testeo y pilotaje, donde se requiere incluir una línea aérea en los próximos pasos. Se trata de un proyecto complejo con alta intensidad de inversiones y varias fases de testeo requeridas, y está ubicado en un ámbito de aplicación de tecnología basada en H₂ que – a pesar de ser sumamente relevante para ser desarrollado – es muy alto en

inversiones y se encuentra al inicio de desarrollo. Además, requiere contar con un proveedor/centro de investigación tecnológico en el ámbito de aeronáutica que en Chile no existe.

Considerando la geografía del país y alta intensidad de movilización mediante avión, así como la alta vulnerabilidad a los efectos del cambio climático hoy día ya notorios, sin embargo el fomento de actividades I+D para encontrar soluciones sostenibles en el ámbito aeronáutico, serían muy relevantes para la descarbonización de este sector y mejoramiento de calidad medioambiental en Chile.

d) Cooperación entre Gobierno y empresas privadas para creación de plantas de producción de vehículos y celdas de combustible: aplicabilidad baja

La aplicabilidad de este tipo de APP se estima baja para Chile, ya que se trata de una alta inversión estatal en procesos de producción realizados por empresas privadas sobre todo del sector automovilístico. Éste no tiene presencia productiva en Chile.

e) Colaboración entre Gobierno y empresa privada para realizar planta piloto de producción de H2 verde: aplicabilidad media

La realización de un proyecto piloto a nivel nacional que demuestre la factibilidad técnica de producir hidrógeno verde a través de ERNC sin subsidios, es esencial para dar, por parte del Gobierno, una señal de intención de querer desarrollar este mercado a nivel nacional. Su aplicabilidad depende de los fondos estatales disponibles para invertir y del hecho de encontrar una empresa interesada en realizar este tipo de proyecto, donde idealmente se debiese incluir un desarrollador/operador de una planta de energía solar o eólica que pueda generar un suministro de input relativamente estable.

Cabe destacar que la **asociatividad en sí**, siendo entre entes público y privados, o solamente entre varios entes gubernamentales (ministerios) o entre varias empresas, es beneficiosa para avanzar más rápido en un desarrollo del mercado íntegro con mirada holística y evitar perder potenciales sinergias existentes entre las actividades de los actores a lo largo de la cadena de valor del hidrógeno. El valor puesto en la asociatividad se ve reflejado en todas las estrategias de los países analizados, sienta el caso de Japón de un desarrollo de una hoja de ruta interministerial o el caso ejemplar de la Red de Movilidad Eléctrica de Hidrógeno y Celdas de Combustible del Estado Federal alemán NRW con más de 450 empresas miembros.

3.4 Resumen de regulación – Australia, Alemania, California

A continuación se resume la regulación a lo largo de la cadena de valor de hidrógeno existente en Alemania, Australia y California, los tres países analizados en detalle. Para esto, se orienta en el esquema de la Hoja de Ruta Australiana (CSIRO 2018), la que diferencia la regulación en tres ámbitos temáticos:

1. Comercial: regulación que provee un marco comercial para el uso de hidrógeno. Se añade en este punto la certificación de la producción de hidrógeno (estándares de calidad).

2. Seguridad: regulación que asegure que la producción, el transporte, almacenamiento y uso de hidrógeno sean seguros (transversal a la cadena de valor).

3. Funcional: regulaciones de carácter técnico, medioambiental y seguridad que definan y codifiquen el uso de estándares específicos que deben ser aplicados al tratar/manejar hidrógeno

Debido a que el ítem “seguridad” es transversal en su funcionalidad y puede tener tanto atributos de carácter comercial como funcional, se opta por categorizar el resumen de regulación en los dos conceptos elementales “comercial” y “funcional”.

Cabe mencionar, como se verá a continuación y según se ha detallado en los respectivos análisis de los países, que en la mayoría de los ámbitos, la regulación específica para hidrógeno está en desarrollo. A continuación se indican las leyes que son mencionadas como relevantes, y en las que o ya se incluye, o se debiese incluir el hidrógeno.

Tabla 9 Resumen de la regulación e incentivos comerciales según país y ámbito genérico (comercial, funcional)

Ámbito	Australia	Alemania	California
Comercial	<ul style="list-style-type: none"> Impuesto al Carbono (Carbon Tax) introducido mediante el “Clean Energy Act 2011” a partir de julio 2012; revocado en julio 2014 y transformado en <i>Emission Reduction Fund</i>, fondo gubernamental gestionado por entidades “Department of the Environment and Energy” y el “Clean Energy Regulator” que apoya empresas, agricultores y administradores de tierras a implementar medidas para reducir emisiones; medidas generan <i>Australian carbon credit units (ACCUs)</i> que pueden ser vendidas a Gobierno o empresas como certificados de reducción Hoja de Ruta de Hidrógeno de CSIRO (2018) aspira incentivar al sector industrial a realizar proyectos demostrativos e industriales definiendo medidas gubernamentales para desarrollar mercado, incluyendo el desarrollo de regulación pendiente 	<ul style="list-style-type: none"> EU Emission Trading System (EU ETS), instrumento principal para reducción de emisiones en UE desde 2005, implementado en Alemania; tercer período de transacción de certificados de reducción de emisiones desde 2013-2020 incluye tránsito aéreo intra-europeo. Precios de certificados con alta fluctuación sobre los últimos años, se proyecta precio promedio de 23€/tonelada para 2019-2030. Cap (cantidad máxima de emisiones CO2 permitida a nivel europeo) con estructura regresiva, es decir con una cantidad disminuyente. El cuarto período será de 2021-2030. Impuesto al Carbono actualmente en discusión Mecanismo de incentivo: para 2017-2019 Gobierno proporcionó 250 MMeuros financiamiento aplicable a vehículos (de carretera, ferroviarios, acuáticos) y vehículos especiales en la 	<ul style="list-style-type: none"> California Air Resources Board: entidad del Gobierno de California encargada de mejorar calidad del aire en el Estado, mediante múltiples mecanismos de incentivo: 37 programas relacionados al hidrógeno publicados en página del US Department of Energy – Alternative Fuels Data Center. Driver principal: mejorar calidad del aire mediante introducción de diferentes tipos de vehículos de tecnologías alternativas (tanto celdas de combustible como baterías eléctricas). Inversión de 31 MMUSD por Departamento de Energía de EE.UU. para su Iniciativa H2@Scale para actividades I+D, 9MMUSD del total para tecnologías de almacenamiento avanzadas, 12MMUSD para conceptos innovadores de

	<ul style="list-style-type: none"> • Hoja de Ruta “Gas Vision 2050” (2017) desarrollada por empresas industriales claves para definir métodos de descarbonización de la infraestructura de gas, incluyendo H2 verde como una opción (al lado de biogás y CCS); desarrollo progresivo: proyectos pilotos hasta 2022; escalación de inyección H2 en redes distribución de gas en 5-20 años; 20-40 años: potencial conversión de red entera a biogás e hidrógeno verde. • Mapa interactivo de hidrógeno desarrollado por Gobierno de Australia del Sur: brinda apoyo a inversionistas y desarrolladores de proyectos a identificar lugares potencialmente aptos para infraestructuras de hidrógeno en Australia del Sur. • Instituto de Investigación australiano Future Fuels Cooperative Research Centre (FFCRC) anunció inversión de más que 90 MMUSD en I+D para apoyar transición de la infraestructura energética de Australia hacia combustibles bajos en carbono, como biogás e hidrógeno. • Agencia de ERNC gubernamental ARENA otorga financiamiento a proyectos demostrativos 	<p>logística, así como la infraestructura de carga de hidrógeno asociada. Además, plantas de electrólisis para la producción de hidrógeno y plantas de cogeneración no estacionarias, y suministro de energía para infraestructuras críticas o aisladas de la red eléctrica.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Iniciativa "Reallabore der Energiewende" (laboratorios reales de transformación del sistema energético): centrado en "tecnologías de acoplamiento de sectores y tecnologías del hidrógeno" y el "almacenamiento de energía a gran escala en el sector eléctrico"; objetivo: acelerar la transferencia de tecnología e innovación de la investigación a la práctica. Financiamiento previsto hasta 100 MM€ anuales para 2019-2022. • Ley europea AFID (2014/94/EU): creación de infraestructura de carga para vehículos de combustible alternativo; no solo H2, también biocombustibles. • Regulación específica para el uso de H2 en desarrollo mediante iniciativa de la Asociación de Operadores de redes de gas y de agua (DVGW). 	<p>producción y aplicación de H2, y 10MMUSD para proyectos piloto en el ámbito de sistemas de combustible.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Hasta el momento, según la persona del CHBC entrevistada, no existe una regulación o estándar relevante en California o EE.UU. en cuanto a electrolizadores para la producción de H2.
--	---	---	--

	tanto de ERNC como de H2 verde.		
Funcional	<ul style="list-style-type: none"> <u>Regulación de Salud y Seguridad Laboral</u> (<i>Workplace Health and Safety Regulation 2012</i>) <p>Objetivo: Protección de empleados ante riesgos de salud, seguridad y bienestar en lugares de trabajo. Pantas/operaciones de mayor riesgo requieren licencias y estudios de seguridad específicos para operación segura.</p> <ul style="list-style-type: none"> <u>Ley de Substancias Peligrosas</u> (<i>Dangerous Substances Act 2017</i>) <u>Regulación del Transporte de Sustancias Peligrosas</u> (<i>Australian Dangerous Goods Code, ADG, basado en Regulaciones Ejemplares de las Naciones Unidas sobre el Transporte de Bienes Peligrosos</i>) <p>Objetivo: definen los requerimientos técnicos para el transporte terrestre de bienes peligrosos por ferrovías o calles</p> <ul style="list-style-type: none"> AS 2885 sobre ductos de gas y petróleo líquido AS 4645 sobre redes de distribución de gas AS 4041 sobre transporte por ductos a presión AS 1210 sobre estanques a presión <p>(Brecha: H2 se incluye dentro de categoría de gases inflamables, no se hace mención específica.)</p>	<ul style="list-style-type: none"> Normativa europea <u>ADR: Criterios a cumplir para el transporte internacional de bienes peligrosos por vía terrestre</u>; H2 regulado en anexos de ADR, actualmente en actualización, <u>se espera hasta 2021.</u> <u>Transporte de gas H2 en botellas/cilindros</u>: regulado mediante <u>ISO 11119-1</u> hasta -3 (cilindros hasta 450 l) + ISO 11515 para cilindros de tamaño grande (hasta 3.000 l). ISO/FDIS 17519: regulación de la <u>construcción, producción y revisión de cilindros grandes fijos para transporte con volumen hasta 10.000 l y presión hasta 100 Mpa.</u> Normas técnicas de seguridad alemanas <u>TRBS</u> para operación de equipos con hidrógeno segura: <ul style="list-style-type: none"> TRBS 1111: Evaluación de riesgos; TRBS 1112: Mantenición; TRBS 1122 y 1123: Modificación de equipos; TRBS 1201: Medios de operación para equipos/plantas que requieren supervisión continua; TRBS 2141: Manejo de situaciones de peligro por vapor y presión; TRBS 2152: Atmosferas con peligro de explosión; TRBS 2153: Evasión de peligros de incendio debido a tensiones 	<ul style="list-style-type: none"> <u>Generación, instalación, almacenamiento, transporte vía ductos, uso y manejo de hidrógeno en forma de gas comprimido o forma líquida:</u> <ul style="list-style-type: none"> Código de Tecnologías de Hidrógeno <u>NFPA 2</u> (publicado por la National Fire Protection Association (NFPA)). NFPA 2 (2011): Código de Tecnologías del Hidrógeno NFPA 55 (2013): Código de gases comprimidos y fluidos criogénicos NFPA 70 (2014): Código Eléctrico Nacional (NEC) NFPA 853 (2015): Estándares para la instalación de sistemas de celda de combustible estacionarios <u>Fabricantes de vehículos de celdas de combustible deben cumplir con estándares de seguridad de la Society of Automotive Engineers (SAE); SAE tiene diversos estándares:</u> <ul style="list-style-type: none"> <u>Para vehículos con celdas de combustible:</u>Hydrogen Fuel Quality for Fuel Cell Vehicles J2719-201511 <u>Prácticas recomendadas para tests de choques de vehículos de celdas de combustible y</u>

<p><i>Standards Australia</i> recomienda adoptar normas internacionales ISO 11114-4:2017 (sobre cilindros de transporte de gas)</p> <ul style="list-style-type: none"> • <u>Ley de oferta de gas</u> (<i>Gas Supply Act</i>) + <u>Ley Nacional de Gas</u> (<i>National Gas Law, 1997</i>) <p>Objetivo: proveer oferta de gas eficiente y económica; protección de consumidores</p> <p><u>Guía de Calidad de Gas</u> (<i>AEMO GAS QUALITY GUIDELINES</i>)</p> <p>(Brecha: Hidrógeno no es mencionado específicamente en estas leyes, está pendiente incluirlo de forma específica.)</p> <p><u>Estándares existentes que podrían incluir regulación de H₂:</u></p> <p>AS 2885: Pipelines – Gas y petróleo líquido</p> <p>AS4645: redes de distribución de gas</p> <p>AS 4568: Preparación de un plan de seguridad para redes de gas</p> <p>AS4564: Especificación para el uso general de gas natural</p> <p>AS/NZS 5263.0: requerimientos generales para aplicaciones de gas</p> <p>AS/NZS 5601.1: instalaciones de gas generales</p> <p>AS 3814: aplicación de gases en área industrial y comercial</p> <p><i>Standards Australia</i> recomienda aplicar estándares internacionales</p>	<p>electroestáticas;</p> <p>TRBS 3145: manejo de envases de presión móviles;</p> <p>TRBS 3146: manejo de envases de presión fijos;</p> <p>TRBS 3151: Evasión de peligros de incendio, explosión y presión en hidrolineras y plantas de carga de gas para vehículos terrestres.</p> <p>GTR (Global Technical Regulation) 13 “fase II”: adopta normativa internacional UNECER134 que regula requerimientos para vehículos con celdas de combustible, en desarrollo (se espera vigencia con alcance europeo en 2020). GTR 13 reemplazará normas europeas EC/79/2009 y EU/406/2010.</p>	<p>vehículos eléctricos híbridos : SAE J1766:</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ <u>Prácticas recomendadas para medir el consumo de combustible de vehículos de celda de combustible:</u> SAE J2572 ○ <u>Prácticas generales recomendadas para la seguridad de vehículos de celda de combustible:</u> SAE J2378 ○ <u>Estándar para sistemas de combustible en vehículos de celda de combustible:</u> SAE J2579 ○ <u>Dispositivos de conexión de abastecimiento de vehículos con H₂ comprimido:</u> SAE J2600 ○ <u>Protocolos de abastecimiento para vehículos livianos con hidrógeno gasificado:</u> SAE J2610 ○ <u>Prácticas recomendadas para el testeo de subsistemas de apilamiento de celdas de combustible PEM (<i>PEM Fuel Cell Stack Sub-systems</i>⁹ para aplicaciones automotivas:</u> SAE J2617 ○ <u>Calidad de Hidrógeno para vehículos de celda de combustible:</u> SAE J2719 ○ <u>Sistemas de comunicación y Software para vehículos de celdas</u>
--	---	--

⁹ Un subsistema de apilamiento de celdas de combustible (inglés *fuel cell stack sub-system*) es definido como el conjunto de membranas de electrodos conjuntos (*membrane electrode assemblies, MEA*), colectores de corriente, placas separadoras y de enfriamiento, válvulas y estructura de apoyo; ésta incluye los medios de enfriamiento, gases inertes y de escape y oxidantes; conexiones eléctricas para la propulsión; equipos de monitoreo de las cargas eléctricas y del voltaje de celdas; equipos de humidificación; instrumentos de medición del funcionamiento de condiciones operativas; sistemas de ventilación.

	<ul style="list-style-type: none"> - IEC 62282-3-200 y -300 (Fuel cell technologies) - ISO/DIS 19880 (Gaseous hydrogen – fuelling stations). - ISO 22734: Hydrogen generators using water electrolysis process - Part 1: Industrial and commercial applications; Part 2: Residential Applications; ISO/FDIS 14687: Hydrogen Fuel Quality, en desarrollo. 		<p><u>de combustible H2: SAE J2799</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • <u>Relevante en contexto de seguridad en vehículos de celda combustible en EEUU: Reglamento FEDERAL MOTOR VEHICLE SAFETY STANDARDS AND REGULATIONS del Ministerio de Transporte de EE.UU.</u> • <u>Regulaciones federales para las inyecciones de gas natural “y otros gases” a ductos así como sus requerimientos de construcción: TRANSPORTATION OF NATURAL AND OTHER GAS BY PIPELINE: MINIMUM FEDERAL SAFETY STANDARDS (§192.12)</u> • H2 en hidrolineras/ aplicación en sector transporte: SAE “Hydrogen Fueling Standarization” <p>Especificaciones detalladas de tanques, ductos y otras formas de almacenamiento de H2, incluyendo normas de presión y materiales: Electronic Code of Federal Regulations (EE.UU.).</p>
--	--	--	---

Fuente: elaboración propia.

4. Dimensionamiento de oportunidad de mercado nacional e internacional

Con el fin de dimensionar las oportunidades de mercado, se analiza el mercado actual de hidrógeno en el país (4.1), y resume usos de hidrógeno en el mercado eléctrico (4.2), en el sector térmico (4.3) y en el sector de transporte (4.4). Basado en el potencial técnico del uso de hidrógeno y su factibilidad económica en comparación con las soluciones convencionales, se estima un potencial del mercado nacional hasta 2030-35 (4.5). Al respecto del mercado internacional, se estima volúmenes de mercado 2030-35 basado en estudios internacionales, estimando un porcentaje de una posible cuota de mercado de hidrógeno verde chileno (4.6).

En el siguiente análisis se distingue entre el hidrógeno de mercado (“merchant”) que se genera en un lugar y se vende a clientes mediante ductos, estanques contenedores o camiones de cilindros; y el hidrógeno cautivo (“captive”) que es producido para el propio consumo en el mismo lugar de producción. Otra categoría, que está fuera del alcance de este informe, es el hidrógeno generado como by-product de procesos industriales como en la industria de celulosa, de sales, metanol y otros (“by-product”).

4.1 Mercado actual de hidrógeno en Chile

En Chile los principales consumidores de hidrógeno actuales son las refinerías de petróleo, estas utilizan el hidrógeno en sus procesos de hidro-tratamiento con el objetivo de producir combustibles libres de azufre. Identificamos dos grandes refinerías que incluyen H₂ como insumo en su proceso de forma intensiva, el cual es producido a partir de gas natural, por medio de la tecnología SMR en el mismo lugar (“captive”). Otra planta industrial en-sitio es el electrolizador de la empresa Indura para la productora de vidrios Lirquen.

Refinería Aconcagua

Esta unidad cuenta con un reformador de H₂ con una capacidad de 46.000 Nm³/h, la tecnología utilizada es SMR, con un sistema de purificación de H₂. El hidrógeno generado es mayoritariamente entregado a la refinería, en un contrato con la empresa Linde que partió en el año 2006. Los excedentes generados son comercializados en el mercado de cilindros o grandes tubos en alta presión, los cuales son llenados en una estación de envasado. Linde diseñó, construyó y opera la planta para suministrar el hidrógeno en una modalidad de OTF (*Over the Fence*) a la Refinería.

Refinería Bío Bío

Esta unidad cuenta con dos plantas generadoras de H₂, con una capacidad de 25.000 Nm³/h la más moderna. Su puesta en marcha fue en el 2004, fue construida por Sigdo Koppers y entregada a ENAP bajo una modalidad BOT (*Building Own Transfer*) al cabo de 15 años; la operación corresponde a ENAP. No cuenta con estación de envasado de hidrógeno para el mercado. La otra planta posee capacidad de 6.000 Nm³/h y funciona en forma intermitente.

Vidrios Planos Lirquen

Esta planta productora de vidrios planos requiere H₂ en su proceso productivo. Actualmente la empresa Indura (Air Products) le suministra el H₂ a partir de una planta de electrólisis. La producción de esta unidad productora es de 200 Nm³/h y su producción es exclusiva para Vidrios Lirquen.

Tabla 10 Plantas de producción de hidrógeno en Chile (“captive”)

Ubicación	Tecnología	Capacidad	Construcción	Operación	Uso
Refinería Aconcagua de ENAP	SMR	46.700 Nm ³ /h	2006 por Linde	Por Linde, modalidad “over the fence”	Hidrotratamiento de combustibles
Refinería Bío-Bío de ENAP	SMR	25.000 Nm ³ /h	2005 por Sigdo Koppers	Por ENAP, modalidad “building own transfer”	
Refinería Biobío de ENAP	SMR	6.000 Nm ³ /h	1995 por Foster Wheeler	En forma intermitente	
Planta vidrios Lirquén (Bío-Bío)	Electrolisis	200 Nm ³ /h	1996 por Indura	Indura	Vidrio plano
Campamento Cerro Pabellón	Electrolisis	n/a	2017 por Electro Power Systems	ENEL/EPS	
Planta Indura Graneros (O’Higgins)	Electrolisis	n/a	n/a	Indura	
Nestlé	Electrolisis	n/a	n/a	n/a	Hidrogenación de aceites

Fuentes: GIZ 2018, p. 70f, Corfo/Tractebel 2018, p. 147ff, fuentes industriales.

Asumiendo un factor de planta de 95% de las plantas de reformado de vapor (*steam methane reforming*, SMR) y el electrolizador en la planta de vidrios Lirquén, se puede estimar que la producción de hidrógeno en Chile asciende a unos **58.500 t H₂ (1.950 GWh) por año**.

El mercado del hidrógeno en cilindros (“merchant”) es liderado por Linde, quien distribuye en *tube trailer* o cilindros este gas. Se puede estimar que un 5% de la producción de la planta Linde instalada en la Refinería de Aconcagua se utiliza para el mercado de hidrógeno en Chile, para el suministro en diferentes aplicaciones. En total, el mercado de las aplicaciones en alimentos y metalurgia no llega al 1% en Chile.

Tabla 11 Consumo de hidrógeno nacional (excluyendo refinería, mercado “merchant”)

Consumidores Actuales	Nm ³ /mes	GWh/año	t/año	Usos
Watts	125.000	4,5	135	Hidrogenación de aceites
Lever	80.000	2,9	87	Hidrogenación de aceites
Cilindros Air Products	30.000	1,1	33	Varios
Linde	30.000	1,1	33	Varios
Molymet	3.000	0,1	3	Desoxidación
Air Liquide	2.000	0,1	3	Varios
Tratamientos térmicos	2.000	0,1	3	Recocido brillante
TOTAL	272.000	10	300	

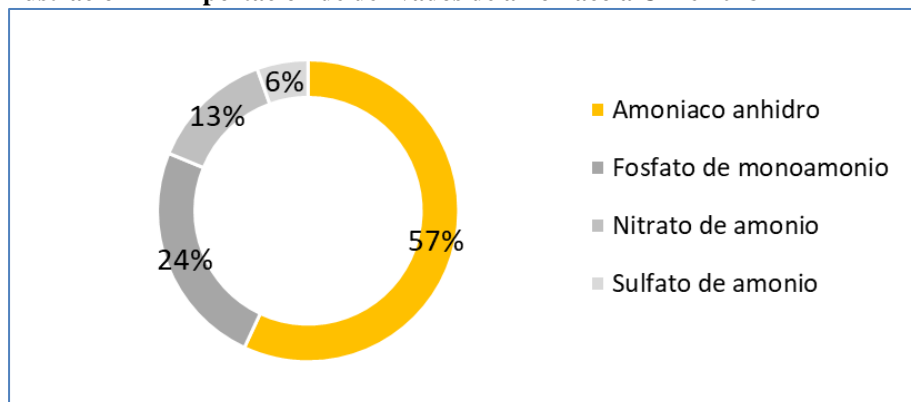
Fuente: estimaciones basadas en diferentes fuentes industriales.

Existen otras fuentes de hidrógeno en el país que se genera como subproductos de distintos procesos, y que en algunos casos se vende a la atmósfera al no tener un uso interno (“captive”). A continuación se presentan dos casos que fueron levantados en el marco de este estudio:

- Eka Chile (Talcahuano), empresa productora de Clorato de Sodio para la industria de la celulosa, genera hidrógeno como subproducto en las piscinas de electrólisis que forman parte de su proceso. Se estima a partir de su producción de Clorato (70.000 t/año), que la cantidad de H₂ producida está en el rango de 2.800 – 3.000 kg de H₂/año. De acuerdo a información de la empresa, este volumen se utiliza tanto en procesos propios como venta a industrias del sector.
- Methanex (Punta Arenas), empresa de capitales canadienses líder mundial en la producción de metanol, posee una de sus plantas en Punta Arenas para abastecer el mercado latinoamericano. El metanol se produce a partir de GN, y en su proceso de producción existe una cantidad de hidrógeno como subproducto¹⁰. No ha sido posible averiguar los volúmenes de H₂ generado ni tampoco si es utilizado en algún proceso interno.

El resto del consumo de hidrógeno y sus derivados se importa. Una primera indicación da los datos de importación por peso de los derivados del amoníaco, que sumaron 532 kt en el año 2018 (Aduanas de Chile, 2019). La próxima ilustración muestra los aportes de los diferentes derivados del hidrógeno.

Ilustración 21 Importación de derivados de amoníaco a Chile 2018



Fuente: Aduanas de Chile 2019.

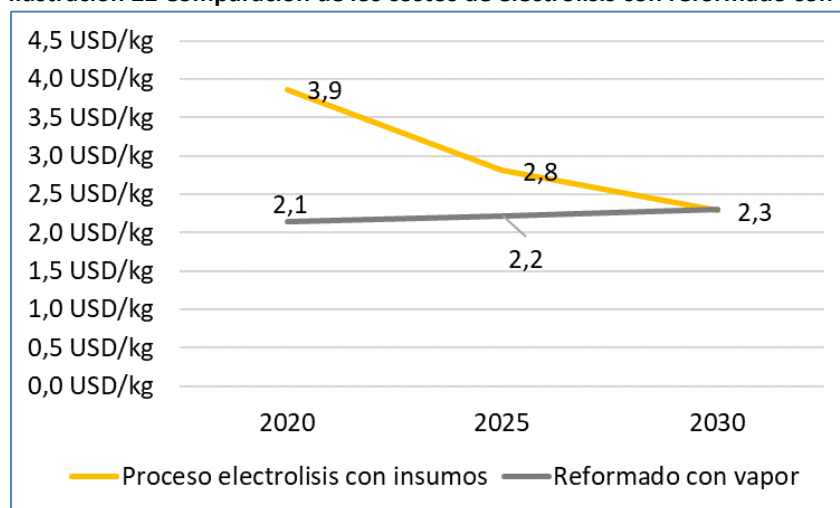
Relacionado con la producción de amoníaco anhidro, que p.ej. se usa para explosivos para la minería, se requieren 0,4 t de amoníaco para producir 1 tonelada de nitrato de amonio. Si se requieren 0,18 t de hidrógeno para producir 1 t de amoníaco, una primera estimación de la demanda de hidrógeno para reemplazar las importaciones de derivados de amoníaco se ubica en el rango de **90.000 t de H₂ por año**.

Una comparación de los costos de producción de hidrógeno a través de procesos de electrólisis con aquellos de procesos de reformado con vapor, según lo elaborado anteriormente, revela que se puede esperar una factibilidad de primeros proyectos específicos con condiciones ideales para un uso de hidrógeno verde a partir del año 2025. Estos podrían ser sitios con alta demanda de hidrógeno en regiones con alto potencial solar que son lejanos de la infraestructura de distribución de gas natural.

¹⁰ Información obtenida de los reportes anuales de Methanex
(http://www.annualreports.com/HostedData/AnnualReports/PDF/NASDAQ_MEOH_2018.pdf)

Para una aproximación al precio de gas de clientes industriales en Chile, se estima un precio actual de gas para clientes industriales de 9,1 USD/MMBTU, el precio actual promedio de la empresa Metrogas. Se estima un alza del precio de gas natural por 1% por año, de acuerdo con la tasa presumida del Ministerio de Energía para el costo del combustible.

Ilustración 22 Comparación de los costos de electrólisis con reformado con vapor (USD/kg)



Fuente: Elaboración propia.

Un proyecto de la empresa Enaex, uno de los mayores productores de explosivos en el país, tiene como objetivo reemplazar la importación de amoníaco anhidro mediante la producción de amoníaco a nivel local, basada en hidrógeno verde producido mediante energía solar en el norte de Chile. Para poder producir unas 350.000 mt por año, la empresa, en colaboración con Engie Chile, planifica construir una planta fotovoltaica de 940 MWp y un electrolizador de 771 MW. La empresa espera una factibilidad económica de este proyecto denominado “Green Ammonia” después del año 2025, dado que los costos de inversión en electrolizadores de agua aún son muy altos. Actualmente (Julio 2019), las empresas Enaex y Engie están iniciando estudios de factibilidad técnica para este proyecto.

Cabe destacar que otro *driver* importante para este proyecto, es la descarbonización del proceso de producción, factor que es cada vez más relevante para el sector de la minería.

4.2 Hidrógeno en el sector eléctrico

En el sector eléctrico, se están discutiendo dos opciones principales para una futura utilización de hidrógeno verde: el almacenamiento de energía de gran escala y de largo plazo (a) y la combustión conjunta con gas natural en centrales eléctricas (b).

a) Almacenamiento

En países con alta penetración de energías renovables como p.ej. Australia, Alemania y algunas regiones de los EE. UU., las inversiones en sistemas de almacenamiento de energía eléctrica como *driver* para aumentar la penetración de generación renovable, postergar inversiones en transmisión y aumentar la seguridad del sistema, están en auge. Por ejemplo, el sistema de almacenamiento de energía en base a baterías de litio más grande del mundo, es de 100 MW / 129 MWh y se encuentra en Australia (Neoen 2019). En Alemania, unos 50 proyectos de baterías con capacidad mayor a 1 MWh de energía almacenada fueron concretados entre 2014-2018, la mayoría para la participación en los mercados de ajuste de frecuencia (FZ Jülich 2018).

Con costos de almacenamiento de baterías de litio de 0,10 USD/kWh a escala industrial, se puede esperar que se almacenen cada vez más grandes cantidades de energía en baterías de litio.

En este entorno de competencia, las características del hidrógeno indican que las tecnologías “power to gas” (PtG), basado en procesos de electrólisis de agua, pueden tener un rol relevante para el almacenamiento de grandes volúmenes de energía para largos plazos con pocos ciclos de carga y descarga (DNV-GL 2019, p. 31). En Europa, se está discutiendo el uso de hidrógeno en tiempos de “dark doldrums”¹¹ en el invierno, con muy baja generación fotovoltaica y eólica. Para Chile, casos de uso de hidrógeno interesantes en el sector eléctrico pueden abrirse a través de un almacenamiento en p.ej. en faenas mineras abandonadas, para complementar el almacenamiento estacional en embalses o aportar al desplazamiento de grandes bloques de energía renovable solar o eólica hacia las horas de punta de demanda eléctrica. La siguiente tabla resume las áreas de aplicabilidad de hidrógeno como almacenamiento en el sector eléctrico como complemento a las baterías de litio.

Tabla 12 Uso de hidrógeno para el almacenamiento de energía eléctrica

	Ventajas	Desventajas	Áreas de aplicación	Costos (2018, 2 MW)
Baterías de litio	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Eficiencia >90% (según datos de fabricantes) ▪ Competitivo en términos de costos ▪ Rápida implementación de proyectos 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Baja densidad gravimétrica (0,3 kWh/kg) ▪ Almacenamiento muy intensivo en material 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Almacenamiento de corto plazo, p.ej. para servicios complementarios ▪ Almacenamiento de volúmenes <200 MWh 	CAPEX: 900 USD/kW OPEX: 24 USD/kW/año (Fuente: GreenCity Energy, licitación 2018)
Hidrógeno verde	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Alta densidad gravimétrica (33,33 kWh/kg) ▪ Almacenamiento bajo tierra posible 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Baja eficiencia del proceso de electrólisis (aprox. 65% actualmente) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Almacenamiento de largo plazo (p.ej. estacional) ▪ Almacenamiento de grandes volúmenes (>200 MWh) 	CAPEX: 800-1.000 USD/kW OPEX: 40-50 USD/kW/año (estudios analizados, ver capítulos anteriores).

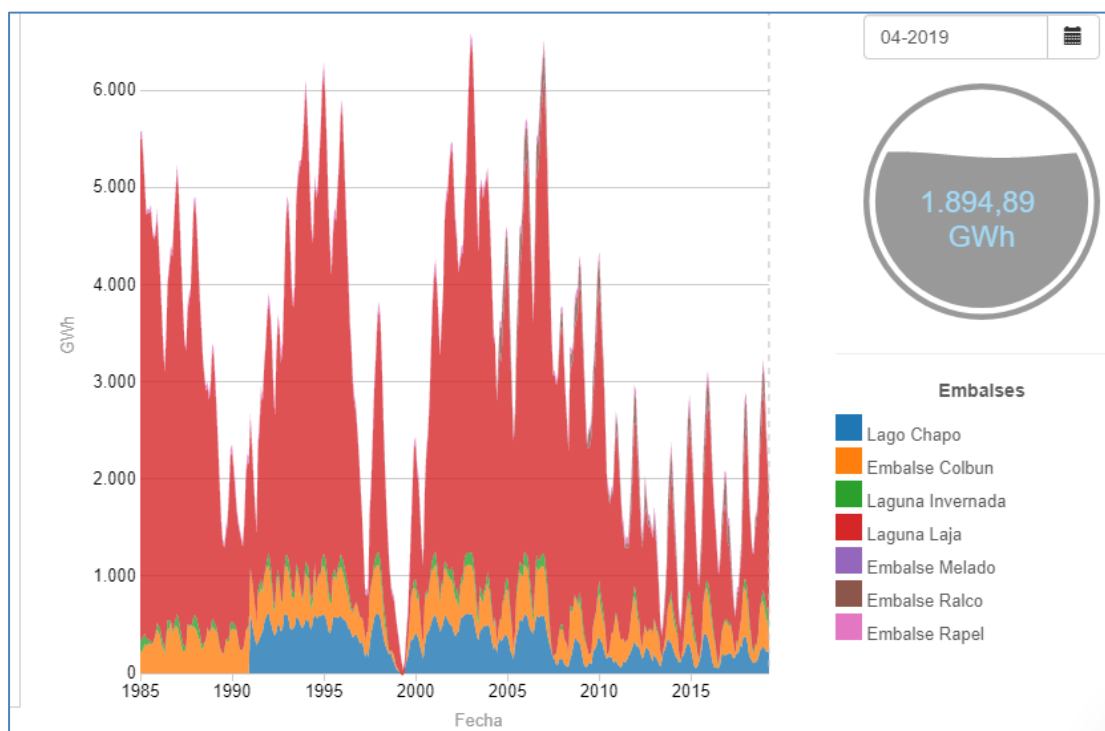
Históricamente, desde la construcción de los grandes embalses de la zona centro-sur del país, Chile ha contado con una gran capacidad de almacenamiento de energía disponible para que distintas centrales hidroeléctricas aporten al sistema eléctrico. La capacidad de almacenamiento de los 7 principales embalses existentes para producción de energía eléctrica supera los 6.500 GWh, en donde algunos de ellos tienen la capacidad de almacenar energía por meses e incluso de forma interanual (embalse Laja). La capacidad de embalse en el sistema eléctrico chileno es un gran aporte a su operación económica y a la seguridad de suministro, siendo una fuente de flexibilidad y suficiencia energética para este.

No obstante, en la última década, tal como se observa en la siguiente figura, se ha observado un decrecimiento de la energía embalsada promedio, el cual va más allá de fluctuaciones estacionales habituales o episodios de sequía puntuales, llegando a tener solo 1.894 GWh embalsados a abril de 2019

¹¹ Tiempos con poca o nula producción de energía solar y eólica debido a falta de irradiación/viento.

(fuente: CEN, 2019). Esta caída se explica, en gran parte, por la extensa sequía que ha sufrido la zona centro-sur de nuestro país, en donde están ubicados la gran mayoría de estos embalses.

Ilustración 23 Energía almacenada en embalses en el sistema eléctrico chileno entre 1985 y 2019



Fuente: Energía Abierta (2019).

Lo anterior, representa un enorme desafío para el sistema eléctrico en términos de seguridad, costos y suficiencia energética, debido a que su capacidad de almacenamiento energético se ha visto reducida. Asimismo, esta situación con respecto a los niveles de embalses podría persistir en el tiempo, si es que se presentan nuevos escenarios de bajas precipitaciones que no permitan recuperar la energía embalsada que se tenía a inicios de la década del 2000. Esto podría ser una gran oportunidad para la implementación de otras formas de almacenamiento energético de mediano-largo plazo en el sistema eléctrico chileno, que aporten suficiencia y flexibilidad a un bajo costo operacional, tal como lo pueden ser las centrales solares de concentración de potencia (CSP), baterías de larga duración y la producción de hidrógeno.

Tal como se ha mencionado a lo largo del presente informe, la producción de hidrógeno y su posterior uso para la generación eléctrica (Power to Gas) representa una buena alternativa para el almacenamiento de energía en grandes volúmenes y por lapsos de tiempos similares con los que cuentan los embalses hidroeléctricos, aportando con suficiencia y flexibilidad al Sistema Eléctrico Nacional. A su vez, si aquel hidrógeno es producido de forma renovable, según las alternativas presentadas anteriormente, presentará las mismas características bajas en emisiones que tienen las centrales hidroeléctricas de embalse en la actualidad.

En este sentido, se deberían llevar a cabo análisis más detallados de como diversos proyectos de PtG pueden aportar a la flexibilidad y suficiencia del sistema eléctrico, en vista de la problemática de una menor

capacidad de embalse aquí descrita junto con otros desafíos, que también presentan una oportunidad para el hidrógeno en el sistema eléctrico, tales como: aumento de la penetración de generación variable, salida de centrales en base a carbón, entre otros. Esto requiere la realización de estudios de planificación eléctrica y proyección de la nueva capacidad instalada (tal como los realizados en el proceso de Planificación Energética de Largo Plazo del Ministerio de Energía).

b) Combustión conjunta con gas natural

Hasta ahora, la reintroducción de hidrógeno en las turbinas de gas se discute principalmente como un aditivo de hidrógeno para el gas natural y en forma de amoníaco como combustible. Por ejemplo, Siemens ha introducido una capacidad de co-combustión de hidrógeno de hasta el 40% para varias turbinas de gas (Siemens 2017). Según Mitsubishi Hitachi Power Systems, en turbinas existentes, una combustión conjunta con gas natural hasta 20% es posible, hasta 30% con adaptaciones (MHPS, 2018). Para una quema de 100% de hidrógeno en turbinas de gas natural de ciclo simple existentes, la cámara de combustión requiere un retrofit mayor (Alessandro Cappelletti 2017). Otra tecnología para la generación eléctrica basada en hidrógeno es la re-electrificación del hidrógeno en celdas de combustible en un proceso que a veces se denomina ‘electrólisis reversa’. Sin embargo, la baja eficiencia actual de las celdas de combustible alrededor de 60% (70% esperado hasta 2030) retrasa la competitividad de esta aplicación a mediano plazo.

Un posible modelo de negocio para hidrógeno es la generación eléctrica en horas de demanda *peak*. Recientemente se hizo un cálculo de los costos nivelados de capacidad *peak* para Europa en el año 2050, indicando que las generadoras fósiles podrían seguir siendo la opción más económica para la capacidad máxima con un número bajo de horas de funcionamiento (por debajo de aproximadamente 380 horas): “Para instalaciones que operan entre 250 y 380 horas al año, turbinas de gas de ciclo simple de gas natural se convierten en la mejor opción, ya que los CAPEX más altos ahora se ven compensados por un menor costo de combustible y costo operativo. Para las unidades que se espera que funcionen más de 380 horas de operación equivalentes por año, la celda de combustible se convierte en la opción aparentemente más económica. Después de 800 horas, la turbina de gas de ciclo combinado (CCGT) tiene el costo de producción nivelado más bajo” (DNV-GL 2019, p. 38).

Para el caso chileno, es de especial relevancia contar con nueva capacidad de generación eléctrica flexible, capaz de abastecer la demanda *peak* del sistema y que sea baja en emisiones de contaminantes locales y de gases de efecto invernadero. Esto será una necesidad creciente en el futuro debido al incremento de la demanda eléctrica en el país, el cierre de centrales a carbón recientemente anunciado y el fuerte incremento de generación variable y que no es capaz estar presente en las horas *peak* del sistema.

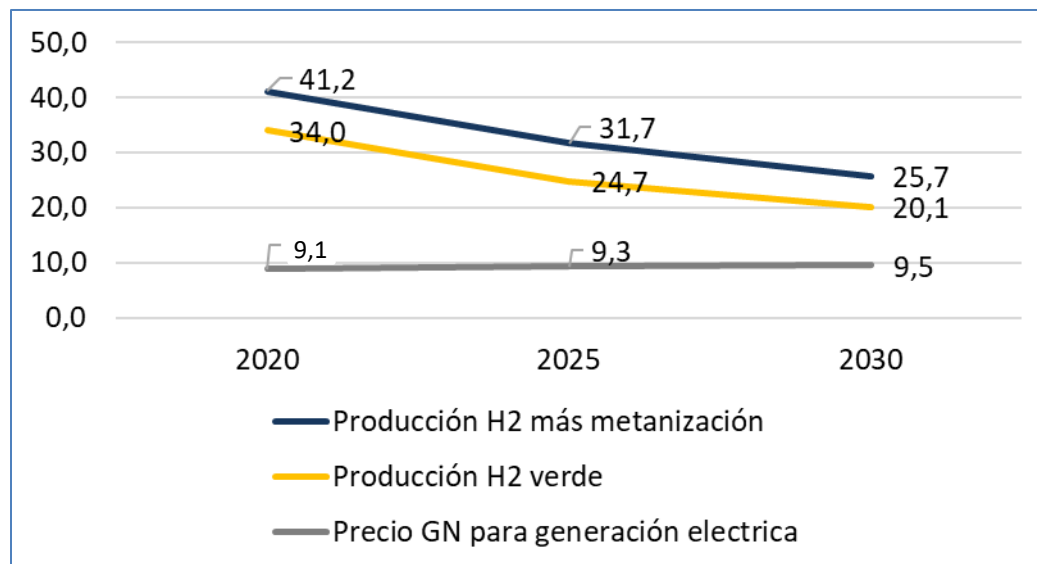
Basado en estas consideraciones, se identifica un posible caso de uso de hidrógeno en el sistema eléctrico en el mediano plazo, mediante la combustión conjunta con gas natural, implicando menores cambios en la infraestructura existente. Se estima de manera conservadora que el 6% del gas natural utilizado para la generación eléctrica (CNE 2017) podría ser reemplazado por hidrógeno, equivalente a un potencial **de 53.000 t de H₂ por año**.

Para los costos de hidrógeno aplican los costos del proceso de electrólisis con insumos y un costo adicional para la inyección a la infraestructura de gas natural, el cual se asume que se ubica en el mismo rango del costo de la compresión de hidrógeno.

Para el precio de gas natural para la generación eléctrica, se asume un costo **de 9,1 USD/MMBTU (2020, datos internos del Ministerio de Energía)**, y una subida del precio de gas natural hasta 2030 con un TACC de

1% por año según proyecciones del Ministerio de Energía. Considerando la reducción de los costos de producción de hidrógeno verde en Chile y los costos de una posible metanización como elaborado anteriormente, se puede esperar una factibilidad económica del sustituto de gas natural por hidrógeno verde no antes del año 2030. Cabe destacar, nuevamente, que estas son estimaciones gruesas que permiten indicar un horizonte aproximado hacia una factibilidad económica del uso de hidrógeno verde como reemplazo de gas natural.

Ilustración 24 Estimación del costo de H2 versus gas natural para la generación eléctrica (USD/MMBTU)



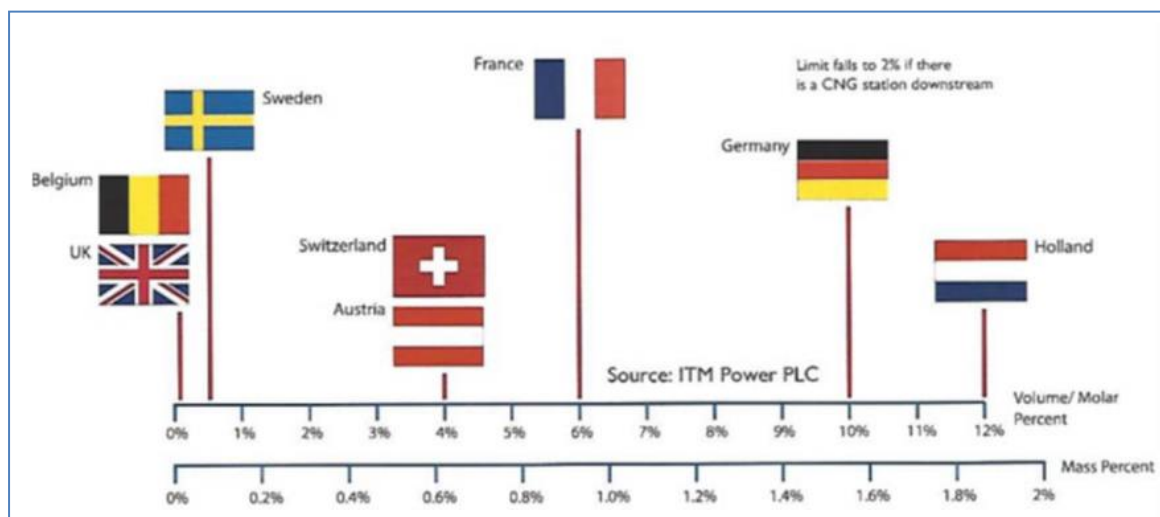
Fuente: Elaboración propia en base del precio promedio de electrólisis del agua y compresión de hidrógeno, fuentes industriales del precio de gas para la generación eléctrica 2019, y un TACC 2019-2030 del precio de gas de 1%.

Por último, si se mira más allá de la factibilidad económica, otros co-beneficios como la descarbonización de la matriz eléctrica, la disminución de importaciones de gas natural y la disminución de emisiones de contaminantes atmosféricos en las zonas donde se emplazan las centrales eléctricas en base a gas natural, pueden ser factores que impulsen la producción de hidrógeno “verde” para ser utilizado en una combustión conjunta con gas natural.

4.3 Hidrógeno en el sector térmico

Una alternativa del uso de hidrógeno es la inyección de éste a redes de gas. Esta es una alternativa que está siendo estudiada en diversos países, en especial como una alternativa de utilización de los excedentes de ERNC que no pueden ser transportadas o que en general no son utilizados por diversas razones. Una de las ventajas de esta aplicación, es que requiere, hasta ciertos porcentajes de inyección, inversiones marginales (ej. conexión a gasoducto), y puede ser utilizada la infraestructura actual de gasoductos para su transporte, de la misma forma que el biogás. De lo anterior, nace la discusión sobre qué porcentajes máximos de H2 pueden ser inyectados a las redes, y cuáles son los porcentajes aplicados ya hoy en día en otros países, dependiendo de las respectivas normativas de cada país. A continuación, se presenta un diagrama que muestra esta situación:

Ilustración 25 Límites de inyección de hidrógeno por países en gasoductos. Fuente: ITM power PLC



Fuente: ITM Power PLC.

En esta figura se observan países de muy baja tolerancia a la inyección de hidrógeno a la red de gas natural, debido, especialmente, a su uso en aplicaciones donde el contenido de H₂ es fuertemente restringido (e.g. Inglaterra, Bélgica, Suecia), tales como el uso de GNV (Gas Natural Vehicular)¹². Por otro lado, países que no tienen restricciones de usos y aplicaciones de GN, los límites llegan a 12% (Holanda) y 10% (Alemania). De hecho, en este último, como señal para el desarrollo de la industria del hidrógeno, se está trabajando en estudios y normativas para ampliar este límite hasta no menos de 20%.¹³

A nivel de la normativa europea, el Comité Europeo para la Estandarización (CEN) en cooperación con la European Association for the Streamlining of Energy Exchange (EASEE-gas), está trabajando en un estándar para el gas en la UE. En este caso, y debido al GNV, la base de discusión es un aditivo de 2% de hidrógeno tolerado. En el caso chileno, es probable que la discusión gire en torno a los valores de la UE (2%), como resultado del uso de redes para GNV.

Potencial Nacional:

De acuerdo a lo anterior, existe un potencial dado por las tolerancias de hidrógeno que, en caso de ser competitivas en términos de costos energéticos, puede ser inyectado a la red sin ninguna inversión adicional. Lo anterior tiene un mayor sentido económico si se resuelven las siguientes dos restricciones:

Costos menores de hidrógeno respecto al precio actual de compra del GN por las distribuidoras: como se observa en la proyección en el capítulo anterior, el precio por MMBTU de hidrógeno verde aún está lejos de los precios de compra del GN. Si bien se pueden hacer cálculos más precisos respecto a descuentos por transporte, en caso de que el hidrógeno sea inyectado cerca de los centros de consumo, las diferencias de precios aún son - y serían - considerables en los escenarios actuales. Esto puede ser modificado en escenarios donde existen impuestos al carbono, o incentivos para el desarrollo del mercado de hidrógeno, tales como *feed-in tariffs* a la inyección en gasoductos.

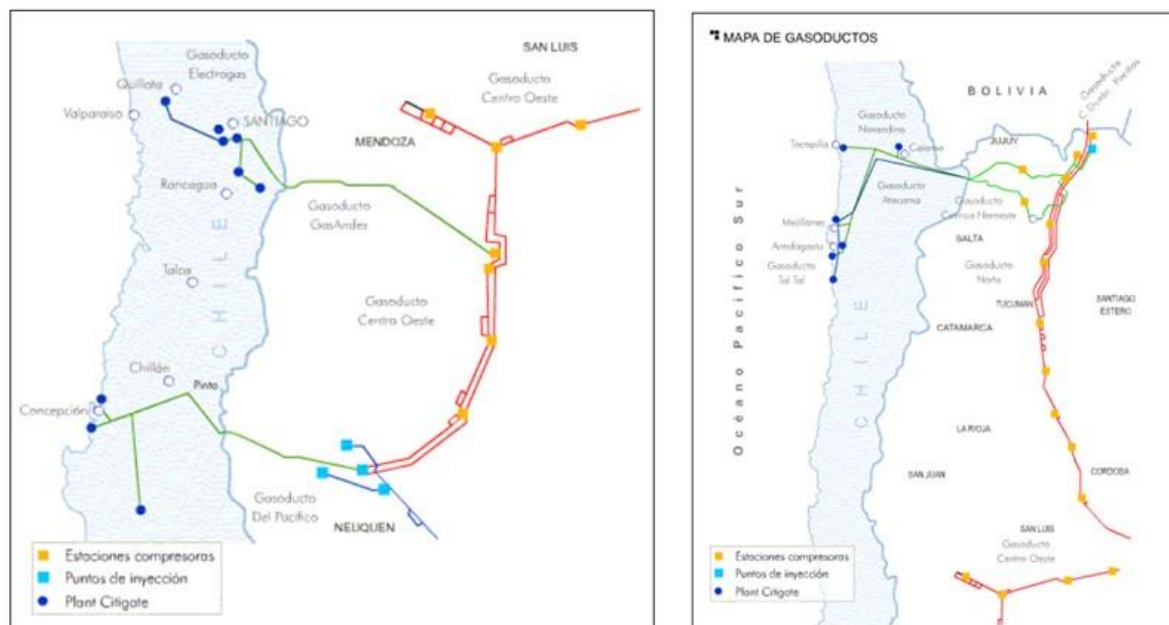
Generación de hidrógeno en locaciones cercanas a gasoductos: debido a los altos costos de transporte actuales del hidrógeno, en etapas iniciales de desarrollo de proyectos de inyección de hidrógeno, tiene sentido el desarrollo de proyectos de electrolización en las cercanías de gasoductos donde se puedan

¹² ITM Power PLC.

¹³ Deutscher Verein für Gas- und Wasser (DVGW).

inyectar excedentes de hidrógeno a redes existentes. A continuación, se presentan los principales gasoductos posibles:

Ilustración 26 Gasoductos en Chile y Argentina y sus puntos de inyección



Fuente: UC, Estudio “Dependencia del Sector eléctrico chileno del GN importado desde Argentina”.

Si bien existen redes de GN en otras ciudades como Rancagua, Puerto Montt y Temuco (zonas urbanas), en la zona centro, sur y norte que podrían presentar ventajas para la instalación de plantas de generación de hidrógeno, donde los excedentes podrían ser inyectados a la red.

Para dimensionar el mercado, si se consideran los consumos residenciales, industrial (ubicado principalmente en zonas urbanas) y comercial, existe un volumen de consumo de GN de aproximadamente 1.573 MMm³ de GN al año 2017 (SEC). Si es posible inyectar un 6% de hidrógeno a las redes de gas natural, el potencial nacional es del orden de 31.000 t H₂ /año.

4.4 Hidrógeno en el sector de transporte

4.4.1 Camiones mineros

En el sector minero, existen importantes potenciales de uso de hidrógeno, sobre todo en la mirada de una disminución de su huella de carbono, y para generar, de esta forma, una “minería verde”. Dentro de ‘las actividades más demandantes de energía, se encuentra el transporte, es decir el consumo de combustible diésel de los camiones de extracción (CAEX) dentro de las faenas, que son operados las 24 horas del día, con consumos de diésel que superan los 3.000 litros diarios. En este contexto, el uso de hidrógeno se constituye en una alternativa atractiva de reemplazo de combustibles fósiles, al poseer las siguientes características:

- Alta densidad energética (sobre 33 kWh/kg)
- Rápida recarga (similar a la carga de GN)

Esto hace que el hidrógeno sea una alternativa interesante frente a otras opciones sustentables, como las baterías de litio, donde el requerimiento de infraestructura está limitado a las dimensiones de la faena minera (a diferencia de la necesidad de infraestructura más extensa que se requiere en el caso de vehículos livianos).

Este potencial ya ha sido detectado en Chile y existen diversos esfuerzos de testeo y desarrollo de tecnología a nivel comercial que actualmente se están desarrollando en consorcios público-privados realizados mediante programas tecnológicos licitados y cofinanciados por Corfo, tales como el proyecto “Dual Fuel Hydrogen-Diesel combustion system for Mining Haul Trucks” de la empresa Alset, las empresas mineras CAP, BHPBilliton y Anglo American y las Universidades Católica y de Santiago, y el proyecto “Electromovilidad minera mediante celdas de combustible” de la Universidad Técnica Federico Santa María con la participación de las empresas Ballard y Linde, y diversas instituciones como Fraunhofer y el centro nacional del hidrógeno de España.

En términos ideales, el hidrógeno debería usarse como único combustible, como es el caso de los motores Otto que tienen baja eficiencia con respecto a los motores diésel. Sin embargo, en términos reales y al menos en el momento actual, se puede aprovechar el alto límite de inflamabilidad del hidrógeno para combinarlo en diferentes proporciones con combustibles fósiles convencionales y así mejorar la eficiencia de la combustión. Las tecnologías de motores de combustible dual comprenden las mezclas de combustibles líquidos (diésel, biodiesel, gasolina, etanol) con hidrógeno.

En este caso, si bien existen tecnologías de combustión dual, se requiere el testeo de prototipos y la generación de adaptaciones a motores existentes, o la fabricación de nuevos camiones con estas características. Por otro lado, y en una etapa posterior, es importante el desarrollo de proyectos de producción de hidrógeno “in situ” que pueda abastecer la demanda de hidrógeno de una faena. Lo anterior, debido a los altos costos de transporte de hidrógeno, que hacen menos viable su uso.

El potencial nacional está compuesto por el consumo de diésel del parque de camiones mineros, que se estima en aproximadamente 1.500 camiones, que consumen cerca de 1.200 m³ de diésel /año/camión¹⁴, lo que da un consumo aproximado de 1,8 MMm³ de diésel. De acuerdo a entrevistas llevadas a cabo con profesionales del sector minero involucrados en proyectos de innovación, se estima que una meta alcanzable es reemplazar un 10% de las flotas por hidrógeno verde al 2030, equivalente energético a 55.440 t H₂ por_año (1.848 GWh), sea por celdas de combustible, o por combustión dual. Esto, ya que compite con otras tecnologías sustentables, tales como baterías de litio o una electrificación directa con tendido eléctrico aéreo.

Es importante mencionar la existencia de otras alternativas sustentables que se encuentran en etapas piloto, tales como CAEX con baterías de litio, como las desarrollados por la empresa Kuhn Schweiz AG para camiones Komatsu. Aunque estos camiones aún posean menores capacidades (60 t de carga) y mayor peso (111 t), ya existen planes de convertir 8 camiones a estas características en la mina de Cimients Vigier en Suiza, por lo que se espera también un incremento en las capacidades y prestaciones de este tipo de vehículos.

Finalmente, se deberían considerar las restricciones económicas que hacen viable la masificación de esta tecnología que tiene que ver con los costos variables de las distintas alternativas tecnológicas. Para lo anterior, se lleva a cabo una proyección de la variación del costo efectivo de cada alternativa tecnológica, es decir, el costo de la energía que efectivamente llega al movimiento del vehículo, una vez consideradas las eficiencias del tipo de tecnología y de transmisión. Para lo anterior, se consideran los siguientes supuestos:

¹⁴ Fuente: Alset (2019).

Fuel Cells (celdas de combustible) en base a hidrógeno

- Eficiencia de conversión fuel cell (H2 => electricidad): 60¹⁵% que aumenta hasta un 70% al 2030.
- Eficiencia motor eléctrico: 85%, que aumenta hasta un 88% al 2030 como resultado de la masificación de la tecnología y los desarrollos

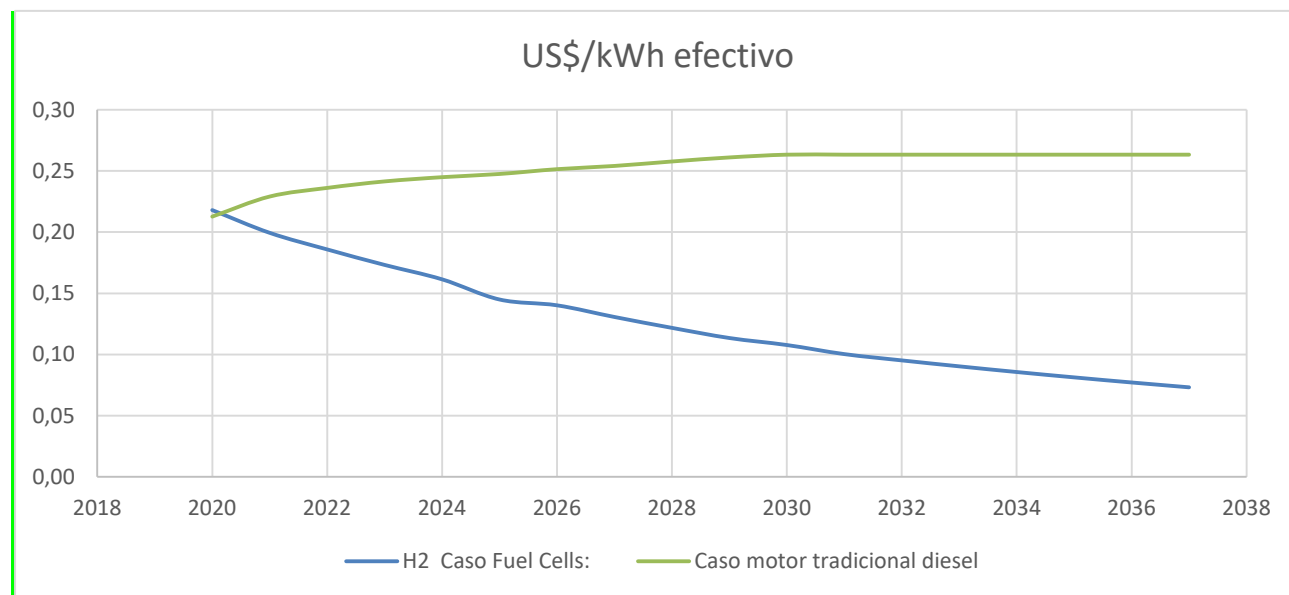
Motor a combustión interna diésel:

- Eficiencia motor de combustión interna: 30%¹⁶ que se mantiene en ese valor al ser una tecnología madura
- Costo de transporte y comercialización: se mantiene en los valores actuales de 55 \$/litro
- Proyección de precios de diésel: aumenta de 559 USD/m3 al 2020 hasta 712 USD/m3 al 2030 (0,053 USD/kWh a 0,067 USD/kWh).¹⁷

Supuestos generales:

- Proyección del precio del hidrógeno: se considera comprimido en el lugar de carga (instalación in situ), de acuerdo a las proyecciones antes descritas
- Sólo se consideran los costos variables. No se considera el costo anualizado de la sobreinversión de la tecnología en este análisis.

Ilustración 27 Proyección de costos por kWh efectivos por tipo de tecnología



Fuente: Elaboración propia en base a información del Minenergía.

De acuerdo al gráfico anterior, se observa que en términos de costos variables por kWh efectivos¹⁸ se pronostica una disminución del costo variable efectivo en el transporte de camiones mineros, como resultado tanto de la disminución del precio del hidrógeno, como también del aumento de la eficiencia de

¹⁵ Fuente: Acatech (et al) (2017a)

¹⁶ Fuente: Acatech (et al) (2017a)

¹⁷ Fuente: Proyecciones Minenergía.

¹⁸ Costo Variable por kWh efectivo, se refiere al costo final de cada kWh que efectivamente llega a las "ruedas" del vehículo

la tecnología de fuel cells. De esta forma, con los supuestos antes considerados, ya a partir del año 2020 los costos variables por kWh efectivos de hidrógeno con fuel cells resultan competitivos frente al diésel.

4.4.2 Buses interurbanos y camiones

Otro sector interesante a analizar corresponde al de buses interurbanos y camiones (en ruta), que se presentan de la misma forma que los camiones mineros, como un mercado importante a analizar. En este sentido, comparten las ventajas que presenta el hidrógeno frente a alternativas sustentables tales como las baterías de litio, ya que posee una mayor densidad energética gravimétrica (33,3 kWh/kg versus 0,25 kWh/kg de las baterías de litio) lo que permite mayores autonomías de viaje sin recarga y tiempos de carga rápidos.

En la actualidad, buses con tecnología de celdas de combustible se encuentran en etapa comercial e ingresando a mercados de la mano de políticas públicas de distintos países. Por ejemplo, en el caso de la comunidad europea, al 2020 ingresarán 600 buses a hidrógeno (de ellos 200 en Dinamarca¹⁹), y en el caso de California, ya existen 34 buses en circulación, y 37 nuevos serán incorporados en los próximos meses²⁰.

En el caso de camiones de ruta, estos se encuentran en etapas más tempranas (prototipo), a través de diversos proyectos desarrollados por las marcas. Uno de estos ha sido el proyecto desarrollado por Toyota y Kenworth que considera 10 camiones para el transporte de bienes entre California y los puertos de Long Beach.

Uno de los desafíos que presenta la tecnología de fuel cells, es su alto costo en comparación con otras alternativas. Por ejemplo, en el caso de buses urbanos, buses eléctricos con baterías de litio se encuentran en el orden de 100.000 USD, versus buses con *fuel cells*, cuyo costo es alrededor de 400.000 USD según la página web alibaba.com. Por otro lado, si bien resulta competitivo en términos de costo variable respecto a opciones tradicionales (diésel) a partir del año 2024-2025²¹, las baterías de litio también resultan una alternativa muy competitiva, pero que requiere una mayor infraestructura y mayores tiempos de carga.

En términos del potencial nacional, de acuerdo a las cifras entregadas por el Ministerio de Energía, el potencial teórico del transporte de carga interurbano es de 5.850 teracalorías (o 6.802 GWh/año) y de 5.092 teracalorías (o 5.920 GWh/año) para el caso del transporte de pasajeros interurbano, lo que da un potencial total teórico de 12.722 GWh/año. Se estima que se puede penetrar en un 10% del mercado de transporte interurbano, pero que compite con otras opciones sustentables. Con esto, posee un potencial de **38.000 t/año (1.272 GWh)**.

4.4.4 Aviones y barcos

Otros sectores de movilidad que podrían ser adecuados para las propulsiones impulsadas por hidrógeno, son la aviación y la industria marítima. Desde los años 60, el hidrógeno se utiliza como combustible para la propulsión de cohetes, por ejemplo en los programas Apollo. Otra área de investigación es el uso del hidrógeno como combustible para la industria de la aviación. Ya se han desarrollado diferentes prototipos, primero para el uso militar durante la guerra fría. En 2002 se detuvo un proyecto germano-ruso destinado a desarrollar un reactor ecológico basado en un Airbus A 310 (Lehmann, et al., 2014 p. 104ff). Un consorcio de compañías e instituciones de investigación alrededor del Centro Aeroespacial Alemán DLR desarrolló un prototipo de un avión de pasajeros que es conducido por un sistema híbrido de celda de combustible. El avión que cuenta con cuatro asientos contiene cuatro sistemas PEMFC (celdas de combustible PEM) con

¹⁹ H2BusEurope programme (2018) <https://www.electrive.com/2018/10/14/600-fuel-cell-buses-and-h2-infrastructure-for-europe/>

²⁰ US Department of Energy (DOE) (2018) <https://www.greencarcongress.com/2018/10/20181027-doe/ceeb.html>

²¹ Ver ilustración 23, donde se pueden usar los valores usados en caso de camiones mineros, al poseer las mismas eficiencias

una potencia de 45 kW, así como baterías de litio de la misma dimensión y una capacidad de almacenamiento de 21 kWh.

El objetivo a largo plazo es desarrollar taxis aéreos eléctricos con hasta 19 asientos para pasajeros. Aún en fase de evaluación económica está el uso de combustibles sintéticos para la aviación, p.ej. el procesamiento de hidrógeno a través del proceso Fischer Tropsch. El camino hacia una descarbonización del sector aeronáutico todavía no está definido, pero hidrógeno o sus derivados tienen un alto potencial a mediano y largo plazo (Cerulogy 2018).

Con respecto al sector marítimo, también existen dos caminos para una descarbonización mediante hidrógeno. Uno es el uso de celdas de combustible, y el otro el uso de combustibles sintéticos. Sin embargo, como menciona la asociación europea de hidrógeno: “Hasta la fecha, la única opción relevante para la industria naviera es el uso de gas natural licuado (GNL) o gas natural comprimido (GNC) como combustible para los buques. En el sector marítimo, celdas de combustible están en fase de testeo como proveedores de energía para el suministro de energía a bordo” (Hydrogen Europe, 2019).

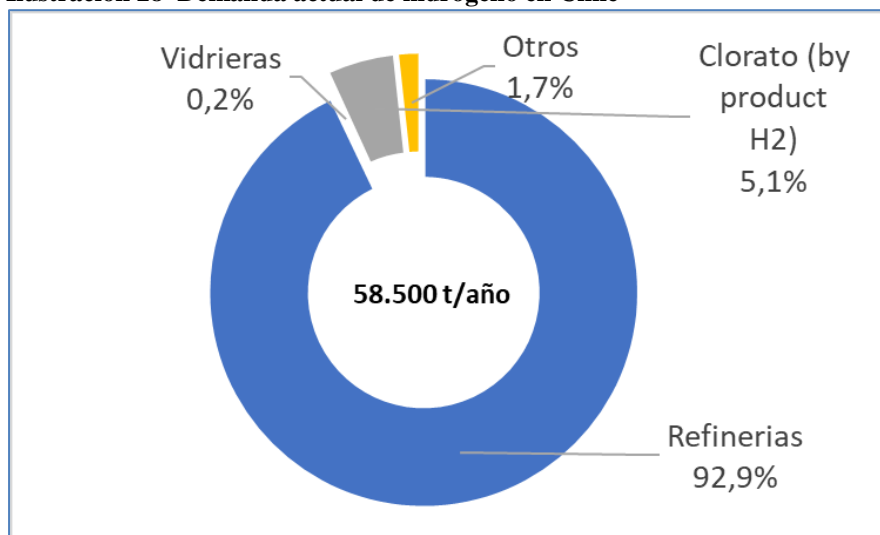
En el marco del proyecto E4Ships se están desarrollando proyectos piloto y normativas técnicas para el uso marítimo de celdas de combustible (E4Ships 2019). Un reciente estudio de la Agencia Europea de Seguridad Marítima (EMSA) analizó los resultados de 12 proyectos de pilas de combustible que se han llevado a cabo en los últimos años (EMSA 2017). En cuanto a un reemplazo del bunker marítimo por combustibles sintéticos, se está considerando soluciones bioenergéticas también, debido a que los requisitos de la calidad de combustible y de la densidad energética son mucho más bajos que en el sector aeronáutico/de aviación.

4.5 Dimensionamiento del mercado nacional

El dimensionamiento del mercado nacional de hidrógeno se efectuó en los capítulos anteriores. El criterio de la definición es la factibilidad técnica a mediano plazo que no requiere cambios fundamentales en la infraestructura básica del país.

Previo a esto, y de acuerdo a lo descrito antes, la línea base de la demanda actual de hidrógeno al año 2019, y los sectores donde se encuentra principalmente:

Ilustración 28 Demanda actual de hidrógeno en Chile



Fuente: elaboración propia

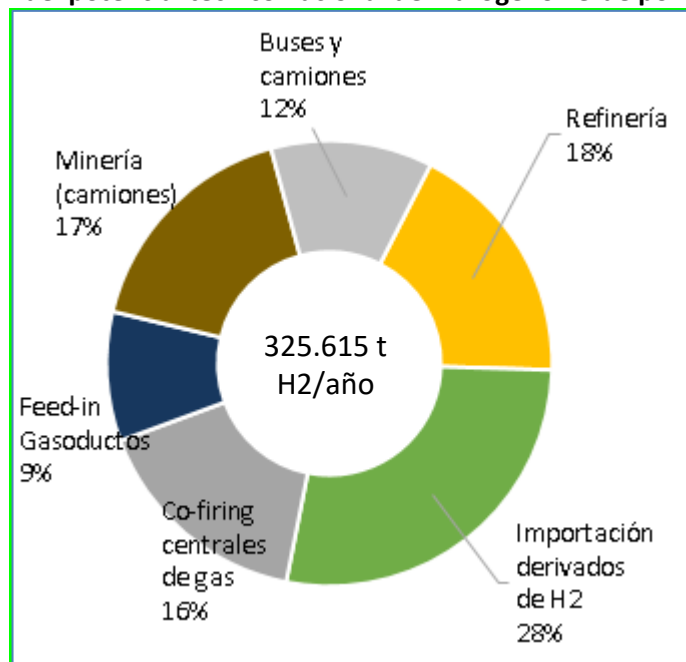
Partiendo de esto, y con el propósito de proyectar un crecimiento potencial, se estima que el 100% del requerimiento actual de hidrógeno en la refinería y de la importación de los derivados de hidrógeno como amoníaco podrían ser reemplazados por hidrógeno producido mediante procesos de electrólisis de agua, usando mayormente fuentes de energía renovables. Un 6% del reemplazo del gas natural usado para la generación eléctrica usando una combustión conjunta, y una inyección de hidrógeno a las tuberías de distribución de gas natural para un uso térmico hasta 6% parecen realistas, ya que implican menores cambios en la infraestructura existente.

En el sector de transporte, se asume que un 10% del consumo de combustibles de buses interurbanos y de camiones, y del consumo de camiones mineros podrían ser reemplazados por hidrógeno (ya sea por combustión dual y/o por celdas de combustibles), teniendo en mente que existen otras opciones para la descarbonización de estos sectores (electromovilidad basada en baterías de litio, sistemas eléctricos para camiones de extracción minera (CAEX) parecidos al sistema de “Trollys”). Todo este potencial nacional del sector de transporte, energía e industrial suma un valor energético del hidrógeno de 11 TWh por año equivalente a 326 kt de hidrogeno. Este potencial es equivalente a unos 18% del consumo actual de hidrogeno en Alemania de 1.800 kT. Asumiendo un costo de producción de hidrógeno verde de 2,3 USD/kg H₂ en 2030, el volumen del mercado puede llegar a casi 750 MMUSD por año:

Tabla 13 Estimación del potencial técnico nacional de hidrógeno verde por sector hasta 2030/35

	Total Mercado Nacional	Penetración Estimada				
Aplicaciones	GWh/ano	aporte H2 2030	GWH/ano	t/año	MMUS\$	
Refinería	1.950	100%	1.950	58.506	135	
Importación derivados de H2	3.000	100%	3.000	90.009	207	NH3 para fertilizantes y nitrato de amonio
Co-firing centrales de gas	29.379	6%	1.763	52.887	122	se consideran límites dados por gasoductos sin mayor inversión
Feed-in Gasoductos	17.000	6%	1.020	30.603	70	se consideran límites dados por gasoductos sin mayor inversión
Minería (camiones)	18.478	10%	1.848	55.440	128	Considera un 10% de penetración (combustión dual y/o celdas de combustible)
Buses y camiones	12.722	10%	1.272	38.170	88	Considera un 10% de penetración
	82.529		10.853	325.615	749	

Ilustración 29 Estimación del potencial técnico nacional de hidrógeno verde por sector hasta 2030/35



Fuente: Elaboración propia.

Asumiendo una eficiencia de los electrolizadores de 76% y un costo de inversión de plantas fotovoltaicas de 657,20 USD/kWp en 2030, y un factor de planta de 2000 kWh/kWp por año, se pueden aproximar unas inversiones en 7,1 GWp de plantas fotovoltaicas equivalentes a 4,7 mil millones de USD para cubrir la demanda eléctrica de la producción de esta cantidad de hidrógeno verde. Con un factor de planta de 30% según el escenario "offgrid" (vea arriba), se requiere una capacidad de 4,1 GW de electrolizadores, equivalente a una inversión de 1,9 mil millones USD.

En resumen, se puede estimar un volumen de inversiones de 6,6 mil millones USD para cubrir la demanda potencial nacional de hidrogeno verde en el año 2030/35:

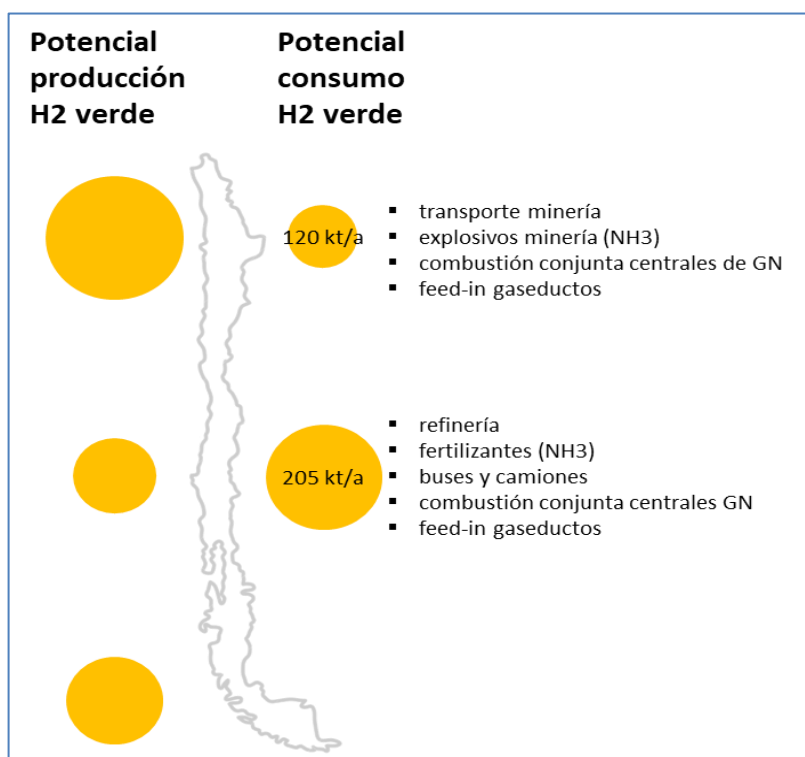
Tabla 14 Estimación del potencial de inversiones para cubrir el potencial nacional

	nacional
Producción de H2 (GWh/año)	10.853
Demanda energía eléctrica relacionada (GWh/ año)	14.280
Factor FV Chile (GWh año / GWp)	2.000
GWp FV requerido para producción de H2	7,1
CAPEX Solar FV USD/kWp	657
Costo inversión FV mil millones USD	4,7
CAPEX Electrolizador USD/kW	472
GWh ano /GW con fp 30%	2.628
GW electrolizadores requerido ("offgrid")	4,1
Costo inversión electrolizadores mil millones USD	1,9
Inversión FV y electrolizadores mil millones USD ("offgrid")	6,6

Fuente: elaboración propia.

Una primera aproximación de una distribución regional en cuanto a la producción de hidrógeno verde a través de energías renovables y los potenciales centros de consumo, según elaborado anteriormente, indica que el polo de producción más relevante se encuentra en el norte del país, donde también podría surgir una demanda relevante del sector minero, y también por la combustión conjunta en centrales de gas natural a mediano plazo. Sin embargo, la demanda más relevante de hidrógeno actual y también futuro se encuentra en la zona central, en orden de magnitud por la refinería, el uso de fertilizantes (NH₃), en buses y camiones interurbanos, y a mediano-largo plazo para la combustión conjunta en centrales de gas y la inyección a gaseoductos. Sin embargo, debido al alto grado de urbanización en la zona central, el potencial de energías renovables – debido a disponibilidad limitada de terreno - es más bajo que en regiones.

Ilustración 30 Aproximación a una regionalidad de mercados de hidrógeno verde

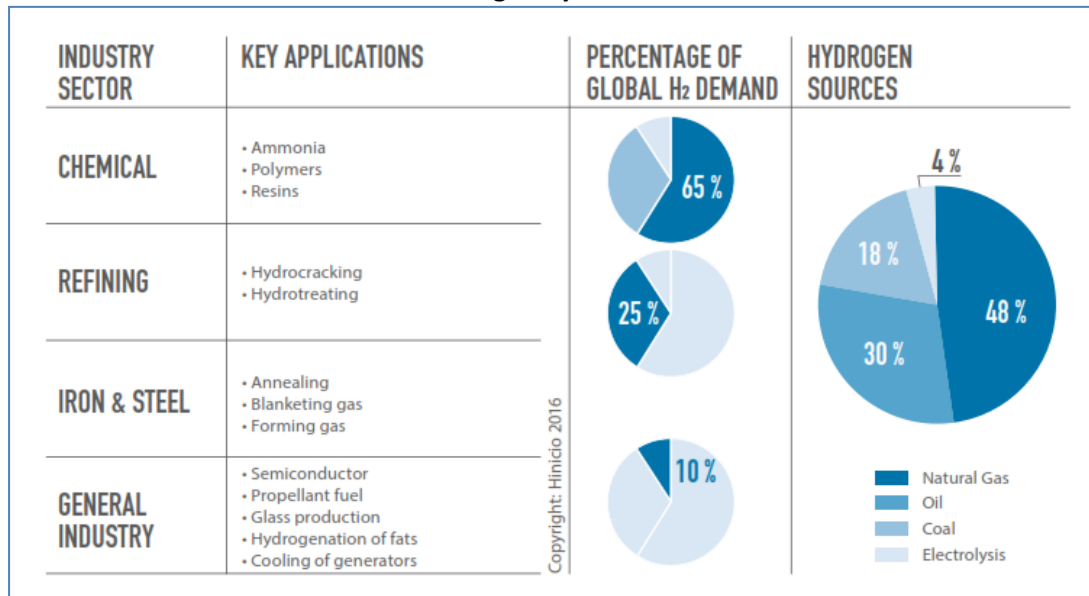


Fuente: elaboración propia

4.6 Dimensionamiento del mercado internacional

La gran parte de la demanda actual de hidrógeno a nivel mundial proviene de la industria de químicos, más que nada para la producción de amoníaco. Otros 25% de la demanda actual provienen de la refinería, mayormente para el hidrocrackeo de combustibles fósiles. Otras industrias como de acero o de la producción de vidrios consumen otros 10% del hidrógeno al nivel mundial. Esta demanda está cubierta por 96% de fuentes fósiles, mayormente el reformado con vapor. La siguiente ilustración resume la demanda y la producción actual de hidrógeno a nivel mundial (IRENA 2018, p. 13f). Valores similares se encuentra en otras fuentes (p.ej. Corfo/Tractebel 2018, p. 122, Dechema 2019).

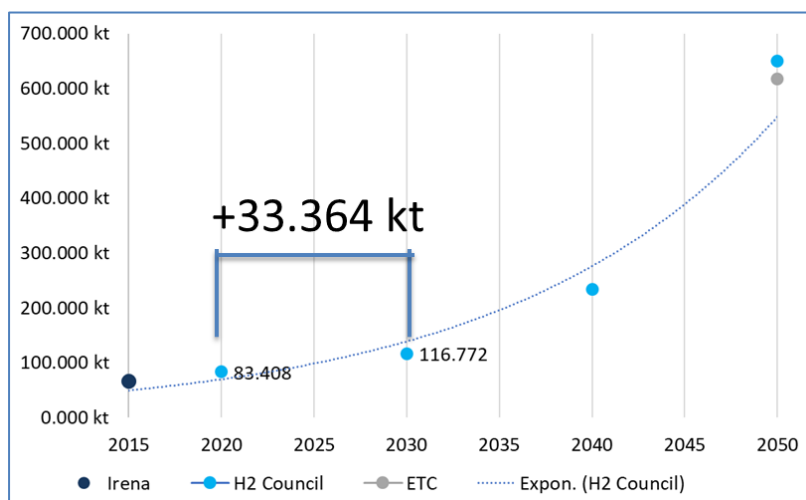
Ilustración 31: Demanda actual de hidrógeno y fuentes a nivel mundial



Fuente: IRENA 2018, p. 13f.

En 2015, la demanda de hidrógeno mundial era alrededor de 8 EJ (IRENA 2018, p. 31), equivalente a aprox. 2.200 TWh o 66.000 kt. Según estimaciones del Hydrogen Council, asociación que agrupa empresas que tienen interés en el desarrollo de mercados de hidrógeno, la demanda de H₂ puede crecer por 33.364 kt entre 2020 y 2030. Hasta ahora, existen pocas estimaciones sumando el uso de hidrógeno en la industria y en los diferentes sectores energéticos a nivel mundial.

Ilustración 32: Estimación del crecimiento del mercado global de hidrógeno (kt)



Fuentes: IRENA 2018, p. 31; Hydrogen Council 2017, p. 20; ETC 2018, p. 22.

Para dimensionar el potencial de mercado para el país, se asume que 10% de la demanda adicional hasta 2030 puede ser suministrado por hidrógeno verde desde Chile. Adicionalmente, se estima que un 35% de la demanda de Japón de suministro de hidrógeno (300.000 t/año) podría ser cubierto por Chile, y 20% de la

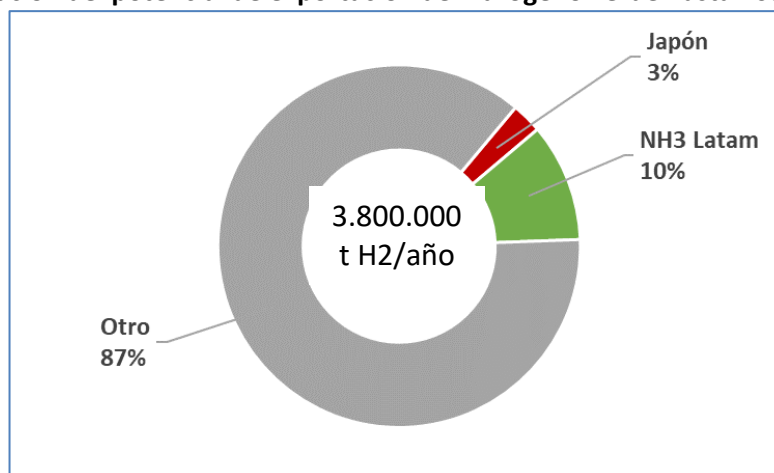
demanda de amoníaco de Latinoamérica (11.453 kt NH₃, con un requerimiento de H₂ de 2.035 kt H₂), dado que la región es un importador de amoníaco de otras regiones (p.ej. Asia). En base de estas consideraciones se puede estimar que exista un potencial de una producción de 3.800.000 t de producción chilena de hidrógeno y derivados para la exportación hasta 2030/35. Esto equivale a 3% a la demanda proyectada de hidrógeno a nivel mundial en este año.

En unidades monetarias el volumen de ventas de hidrógeno estimado sería 10 mil millones de USD/año, asumiendo un costo de producción de hidrógeno verde de 2,3 USD/kg H₂ en 2030 (LCOH como se elaboró en el capítulo 2).

Tabla 15 Estimación del potencial técnico internacional de hidrógeno verde por sector hasta 2030/35

Aplicaciones	Total Mercado	Penetración Estimada			
	t/año	%	t/año	MMUS\$	
Japón	300.000	35%	105.000	273	35% de la meta 2030 (300.000 t)
NH ₃ LATAM	2.034.740	20%	406.948	1.058	20% de la demanda NH ₃ de Latino América
Resto	33.363.336	10%	3.336.334	8.674	10% de la demanda adicional mundial 2030 en comparación a 2020
			3.848.282	10.006	

Ilustración 33 Estimación del potencial de exportación de hidrógeno verde hasta 2030/35



Fuente: elaboración propia.

Asumiendo una eficiencia de los electrolizadores de un 76% y un costo de inversión de plantas fotovoltaicas de 657,20 USD/kWp en 2030, y un factor de planta de 2000 kWh/kWp por año, se pueden aproximar unas inversiones en 84,4 GWp de plantas fotovoltaicas, equivalentes a 55,5 mil millones USD para cubrir la demanda eléctrica de la producción de esta cantidad de hidrógeno verde. Con un factor de planta de 30% según el escenario "offgrid" (vea arriba), se requiere una capacidad de 48,8 GW de electrolizadores, equivalente a una inversión de 23 mil millones USD.

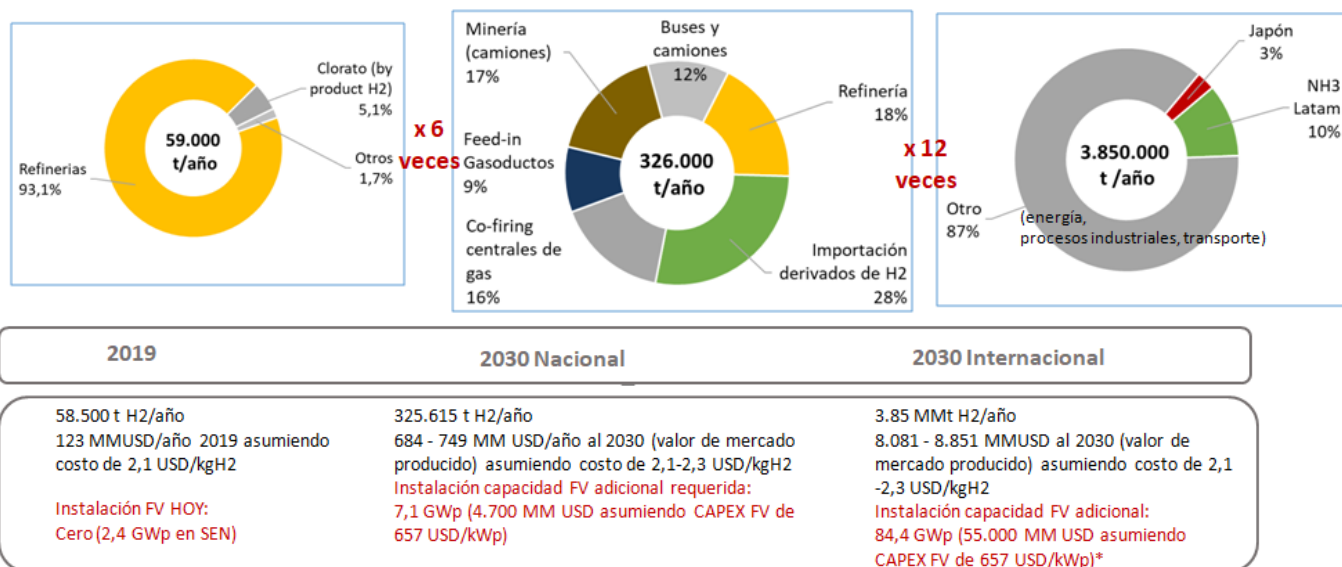
Para concluir, se puede estimar un volumen de 78,5 mil millones USD para cubrir la demanda potencial de hidrógeno verde de Chile a nivel internacional en el año 2030/35. Esto serían 26 por ciento de la inversión actual anual en plantas de generación renovable a nivel mundial, que está alrededor de 300 mil millones USD por año (BNEF Global Clean Energy Investment).

Tabla 16 Estimación del potencial de inversiones para cubrir el potencial internacional

Item	Valores
GWh/ano producción H2	128.263
Demanda energía eléctrica relacionada GWh/ano	168.767
Factor FV Chile GWh año / GWp	2.000
GWp FV requerido para producción H2	84,4
CAPEX Solar FV USD/kWp	657
Costo inversión FV mil millones USD	55,5
CAPEX Electrolizador USD/kW	472
GWh ano /GW con fp 30%	2.628
GW electrolizadores requerido ("offgrid")	48,8
Costo inversión electrolizadores mil millones USD	23,0
Inversión FV y electrolizadores mil millones USD ("offgrid")	78,5

Fuente: elaboración propia.

Ilustración 34 Potencial crecimiento del mercado de hidrógeno verde para Chile al 2035



*Comparación / dimensión con minería: cartera de proyectos con inversión de **65.747 millones de USD** de 2018 hasta 2027 (fuente: Ministerio de Minería)

Fuente: elaboración propia.

4.7 Conclusiones

- En la actualidad, en Chile se producen y consumen del orden de 58.500 t de H2/ año.

- Si se considera sólo el mercado nacional (y considerando pasar a producir amoníaco a nivel nacional), se obtiene un potencial de mercado nacional de 325.615 t / año sólo en Chile, lo cual equivale a un aumento del mercado actual chileno de más de 6 veces.
- Si Chile aspira proveer parte de la demanda de hidrógeno de otros países como Japón y suplir parte de la demanda regional de amoníaco (NH₃) y de otros sectores de aplicación emergente a nivel internacional, mediante la exportación de hidrógeno verde o vectores energéticos/carriers como NH₃, este mercado al 2030-2035 puede aumentar aproximadamente 12 veces más aún, llegando a cifras de producción alrededor de 3,85 MMt de H₂ verde/año.
- Sectores interesantes son aquellos que actualmente ya consumen H₂ (refinerías, empresas que demandan amoníaco), así como sectores con potenciales demandas en nuevas aplicaciones (transporte, sector térmico, inyección a redes de gas).
- Para la próxima década, se puede esperar una competitividad económica del hidrógeno verde con hidrógeno SMR, como los precios de la producción de H₂ verde de 3,9 USD/kg puedan bajar a 2,3 USD/kg hasta 2030, el mismo nivel de costos de la producción de hidrógeno gris.
- Con una aproximación de los costos de hidrógeno verde con hidrógeno convencional, aumenta la atracción de producir amoníaco verde como derivado del hidrógeno producido por fuentes de energías renovables.
- El crecimiento mundial del mercado de H₂ en gran medida está basado en la apuesta de reducir las emisiones de CO₂ de diversos procesos industriales y sectores como el transporte, y al desarrollo de una nueva industria de transporte basada en H₂.
- Por la baja eficiencia de los motores de combustión interna y el alto costo de diésel, se puede esperar un reemplazo de motores de diésel por motores eléctricos con celdas de combustibles en los próximos años. De esta forma, como se observa en la ilustración 27, de acuerdo a análisis realizados en base a proyecciones de precios de diésel e hidrógeno²², se tiene un costo de 0,24 US\$/kWh efectivo²³ en el caso de motor tradicional diésel, y 0,18 USD/kWh en el año 2022 para celdas de combustible. Esto se explica en parte por la eficiencia de la conversión de hidrógeno a energía eléctrica con celdas de combustible, que en la actualidad llega al 60% y se puede esperar una eficiencia de hasta 70% al 2030 (Acatech 2017a), a diferencia de los motores diésel, que no superan el 30%.
- De esta forma, existen aplicaciones del hidrógeno, ya competitivas o que se encuentran a poco tiempo de alcanzar tecnologías o procesos convencionales. Este es el caso del transporte de carga antes descrito, donde el uso de fuel cells es competitivo con motores diésel en términos de costos variables. Sin embargo, existen otras aplicaciones donde aún se debe avanzar, como es el caso de su uso como mezcla con GN para generación eléctrica o también energía térmica, donde aún existe una brecha importante para que alcance la competitividad del GN, como se observa en la ilustración 24.

²² Proyecciones de precios de diésel estimadas a partir de información entregada por Minenergiya. Estimaciones de precios de hidrógeno utilizados en las gráficas anteriores.

²³ Costo por kWh efectivo, se refiere al costo final de cada kWh que efectivamente llega a las "ruedas" del vehículo

5. Análisis de los desafíos para el mercado eléctrico

Un despliegue de la demanda de hidrógeno generado por electrólisis del agua puede traer enormes desafíos para el mercado eléctrico más allá de la posible entrega de capacidad de almacenamiento estacional de gran escala o de la combustión conjunta con gas natural, que fueron discutidas en extenso anteriormente.

Primero, si se considera el caso de sistemas “ongrid” para la producción de hidrógeno, según lo descrito anteriormente, la demanda de electricidad en el sistema aumenta con la conexión de electrolizadores a las redes eléctricas. Si bien, todo aumento de demanda eléctrica en el sistema presenta un desafío desde el punto de vista operacional y de que oferta permitirá abastecer tales requerimientos, un mayor consumo eléctrico producto de la operación de electrolizadores debiese ser visto como una oportunidad por el Coordinador Eléctrico Nacional. Lo anterior debido a que estos nuevos consumidores cuentan con una curva de carga “flexible”, es decir son consumidores que podrían estar sujetos a la operación que requiera el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN). Esto podría representar una nueva herramienta para el CEN que le permita garantizar una operación eficiente del sistema, por ejemplo, aprovechando de forma óptima la generación renovable en caso de que haya exceso de ella. No obstante, esta oportunidad presenta enormes desafíos para lograr un aprovechamiento completo de ella desde el punto de vista del mercado eléctrico, los cuales se describen a continuación. Cabe señalar que estos desafíos, fueron desarrollados en base a la experiencia del equipo consultor en las temáticas de mercado y operación del sistema eléctrico, además de que todas ellas corresponden a desafíos para el caso chileno.

5.1 Desafíos de los sistemas ongrid para el mercado eléctrico

Los sistemas “ongrid” considerados en el estudio, corresponden a aquellos proyectos de producción de hidrógeno verde, mediante electrólisis del agua, que cuentan con abastecimiento de electricidad proveniente de una planta fotovoltaica propia y retiros del Sistema Eléctrico Nacional. Estos presentan diversos desafíos desde el punto de vista de operación del sistema eléctrico:

- **Creación de reglamentos y normas de operación eléctrica de plantas de producción de hidrógeno.** Según lo planteado anteriormente, las plantas de hidrógeno “ongrid” corresponden a demandantes de electricidad, conllevando las mismas normas y reglamentos a los que están sujetos los consumidores del sistema. Sin embargo, pueden pasar a ser consumidores activos o flexibles, con una alta capacidad de respuesta a las necesidades que posea el operador del sistema. Este rol, si bien existe en la actualidad en el sistema eléctrico chileno (por ej. Esquema de Desconexión Automática de Cargas – EDAC), se requiere una redefinición de este, para acoger consumidores con una alta flexibilidad (ej. segundos, minutos) como lo es el caso de plantas de hidrógeno “ongrid”. En este aspecto, el Ministerio de Energía ha anunciado que durante lo que queda del año 2019 ingresará al Congreso un proyecto de Ley de Flexibilidad en el Sistema Eléctrico, con tal de fomentar y promover los proyectos que proporcionen flexibilidad en el mercado eléctrico, ante lo cual las plantas de producción de hidrógeno podrían tener un importante rol, según lo detallado en este punto.

El rol de las plantas de producción de hidrógeno, como proveedores de flexibilidad del sistema eléctrico, internacionalmente solo se encuentra documentado desde una base teórica, debido a que aún no existen grandes proyectos que tengan un impacto en el mercado eléctrico respectivo. No obstante, los grandes proyectos de electrolizadores en desarrollo que existen en otros países dan cuenta que, entre sus potenciales beneficios, se encuentra que son capaces de proveer de flexibilidad a la operación del sistema eléctrico.

Específicamente en el proyecto Refhyne, el cual corresponde a un electrolizador de 10 MW para la producción de hidrógeno verde que se encuentra actualmente en desarrollo en Alemania, se señala que uno de sus potenciales beneficios es del “Balance de la red” (*Grid Balancing*). En los antecedentes del proyecto se menciona que un electrolizador puede proveer de servicios a la red, mediante una operación flexible capaz de facilitar el balance entre oferta y demanda eléctrica (ej. regulación de frecuencia). Esto último se ve como una posible herramienta para alcanzar los objetivos de eficiencia económica y seguridad eléctrica en la red alemana²⁴.

- **Compatibilidad entre una operación económica del electrolizador óptima para el sistema eléctrico versus una operación óptima desde el punto de vista financiero del propietario de la instalación.**

Tal como fue planteado anteriormente, una planta de producción de hidrógeno “ongrid” puede representar un consumidor flexible para el coordinador eléctrico, pudiendo ser operada bajo los criterios de operación óptima del sistema que estime convenientes el Coordinador Eléctrico Nacional. Estos últimos pueden diferir enormemente de los criterios deseados por el propietario de la instalación, el cual siempre apuntará a una utilización plena del electrolizador y no a una subutilización bajo el diseño que este predispuso. Dado que, según lo que se desarrolló en capítulos anteriores, es esencial que una planta de producción de hidrógeno cuente con una alta utilización del electrolizador, para que asegure su viabilidad económica. Esta dualidad entre la operación eficiente para el sistema eléctrico versus la conveniente para el propietario del proyecto, corresponde a uno de los grandes desafíos que están enfrentando los sistemas que proveen de flexibilidad al mercado eléctrico, tales como el almacenamiento de energía y la gestión activa de demanda eléctrica.

Cabe señalar que, a nivel internacional, en los mercados eléctricos en donde se encuentra incorporado masivamente el almacenamiento de energía, el tema expuesto anteriormente se encuentra resuelto dada la regulación implementada en cada caso. Por ejemplo, en California durante el año 2018, se estableció que el almacenamiento de energía o los recursos flexibles²⁵, pueden proveer servicios en cualquier segmento del mercado, no obstante, no pueden participar de segmentos de transmisión y distribución al mismo tiempo. Esto último, dado que entorpecería el calce entre los beneficios para el propietario del proyecto de almacenamiento de energía, con los beneficios que ve el operador del sistema eléctrico.

- **Reconocimiento económico de la gestión de demanda que podrían realizar los electrolizadores como servicio complementario.**

El consumo eléctrico de los electrolizadores, al tener cierto grado de flexibilidad, la gestión de demanda que se pueda realizar con esta instalación de un sistema de producción de hidrógeno “ongrid”, debiese ser reconocida como un servicio al sistema eléctrico, el cual tendría que ser remunerado. Este desafío va en línea con la pronta entrada en operación del reglamento de Servicios Complementarios en el Sistema Eléctrico Nacional, en donde un servicio así deberá ser reconocido por el CEN.

Este aspecto podría representar una mejora a la rentabilidad de los sistemas de producción de hidrógeno ongrid, debido a que la producción de este ya no solo significará un costo para el proyecto, sino que también podría tener un potencial ingreso económico.

²⁴ Fuente: <https://refhyne.eu/>

²⁵ Fuente: <https://www.utilitydive.com/news/california-regulators-broaden-rules-for-energy-storage/514916/>

En otros mercados eléctricos, tal como sucede en el caso alemán²⁶, la gestión de demanda en el sistema es vista como un beneficio para la operación de este y como otra fuente de flexibilidad, siendo remunerada por el Operador Independiente de la Red. En este sentido, se remunera la gestión de demanda independiente del tamaño del consumidor o del prestador de tal servicio complementario.

- **Producción de hidrógeno verde en plantas que utilizan electricidad proveniente del Sistema Eléctrico Nacional**

El principal desafío de los sistemas “ongrid” para contar con la característica “verde” del hidrógeno, tiene relación con poder concretar contratos de suministro eléctrico que tengan la capacidad de proveer energía durante las horas que no opera la planta fotovoltaica respectiva y que además posean el atributo renovable. Tal como fue mencionado en el presente documento, en la actualidad un contrato de este tipo solo es capaz de entregarlo directamente una empresa generadora que posea un amplio portafolio de generación eléctrica renovable, incluyendo centrales hidroeléctricas y/o eólicas. En los próximos años se espera que un mayor número de empresas sean capaces de proveer contratos de este tipo, conforme nuevos actores vayan desarrollando proyectos y ampliando sus portafolios de energía renovable. Mayor detalle de este aspecto fue desarrollado en el capítulo 2.3.

5.2 Desafíos de los sistemas offgrid para el mercado eléctrico

Los sistemas offgrid descritos en el presente estudio, corresponderían a plantas de producción de hidrógeno mediante electrólisis, en donde la fuente de energía eléctrica es la energía solar fotovoltaica que alimenta al electrolizador. Tal como se describió anteriormente, estos sistemas no están conectados al Sistema Eléctrico Nacional.

Los proyectos “offgrid” al estar desconectados de la red eléctrica, no presentan desafíos directos para el sistema eléctrico desde el punto de vista de la producción de hidrógeno verde y la operación de los respectivos electrolizadores, ya que el hidrógeno será producido solamente cuando exista generación solar de la planta fotovoltaica respectiva. Sin embargo, si el hidrógeno verde producido por sistemas “offgrid” será empleado para la generación eléctrica, existe un problema para el operador del sistema eléctrico producto de que no conoce la disponibilidad de este energético y por ende como puede operar las centrales eléctricas que empleen hidrógeno como insumo. Esto acarrea los siguientes desafíos:

- **Creación de sistemas de pronóstico de producción hidrógeno verde proveniente de sistemas “offgrid”.**

Al igual como el Coordinador Eléctrico Nacional posee pronósticos de la producción de las centrales renovables del sistema, dado que aquellos le permiten operar de forma segura el sistema, esta entidad debiese contar con pronósticos de la disponibilidad de hidrógeno verde producido por plantas “offgrid” y que será empleado para la generación eléctrica. Lo anterior dado que su producción no será continua en el tiempo y estará sujeta a la variabilidad de la planta FV respectiva. Esto, al igual como ocurre en el caso de centrales térmicas tradicionales (ej. ciclo combinado en base a gas natural), deberá ser responsabilidad del operador de la central que utilice el hidrógeno verde, indicando pronósticos de la disponibilidad y stock del energético, para que el CEN determine si es posible despacharla en caso de que se requiera y así incluirla en su cronograma

²⁶ Fuente: <https://www.dena.de/en/topics-projects/energy-systems/flexibility-and-storage/demand-side-management/>

de operación del sistema. Asimismo, la frecuencia y el horizonte de tiempo bajo los cuales se realicen estos pronósticos de stock de hidrógeno para centrales que operen con este energético, deberá ser determinado en la normativa eléctrica respectiva.

- **Cálculo de la indisponibilidad de centrales eléctricas que operen con hidrógeno verde de sistemas “offgrid”.**

Muy relacionado con el desafío anterior es que, como parte de sus labores, el Coordinador Eléctrico Nacional identifica que centrales eléctricas no estarán disponibles para ser operadas en un cierto lapso de tiempo, debido a programas de mantenimiento, fallas e incluso escasez en el energético primario, como en el caso de algunas centrales en base a GNL. En este sentido, el Coordinador deberá conocer a priori la producción y stock del hidrógeno verde producido mediante sistemas “offgrid” y que será empleado para la producción de energía eléctrica.

- **Compatibilidad con otros usos del hidrógeno verde producidos en sistemas “offgrid”.**

En línea con el desafío descrito anteriormente, una planta de producción de hidrógeno verde “offgrid” debería informar claramente y con antelación cuanto hidrógeno será destinado a la producción de electricidad y a otros usos, como por ejemplo en su consumo en transporte o fabricación de amoníaco. Para aquello, se debiesen contar con reglamentos o procedimientos del Coordinador Eléctrico Nacional que lo regulen, para que así esta entidad pueda conocer la disponibilidad de despacho de una central que opere con este energético, así como el costo variable declarado del hidrógeno para efectos de la operación del sistema eléctrico.

- **Análisis de la flexibilidad de las centrales eléctricas que operen con hidrógeno verde proveniente de sistemas “offgrid”.**

Una central eléctrica que opere con hidrógeno verde producido en un único sistema “offgrid”, presenta el desafío de determinar correctamente cuan flexible es su generación eléctrica, dado que el suministro de este energético puede sufrir interrupciones dada las características ya descritas de una instalación del tipo “offgrid”. Esto conlleva desafíos en la correcta determinación de los pagos o remuneración efectiva que tenga por los servicios que entrega una central térmica que opere con hidrógeno producido por un sistema de este tipo. Por ejemplo, si cuenta con una baja disponibilidad de hidrógeno y no puede ser despachada en horas de demanda punta del sistema, a esta central se le reconocería una baja potencia de suficiencia y por ende vería disminuidos sus respectivos pagos por capacidad.

5.3 Desafíos de operación de plantas duales

Para el caso de los sistemas offgrid y ongrid para la producción de hidrógeno verde, también se pueden presentar configuraciones de plantas duales, las cuales también presentan desafíos desde el punto de vista del mercado eléctrico. Las consideradas para el análisis del estudio son dos: sistemas de producción de hidrógeno en operación conjunta con plantas desaladoras y sistemas que operan con plantas eólicas y solares.

5.3.1 Sistemas duales desalación/producción de hidrógeno

Una configuración que pueden presentar las plantas de producción de hidrógeno verde, corresponde a la de contar con un suministro propio de agua, mediante un sistema de desalación de agua de mar, y electricidad de una fuente renovable (según las configuraciones “ongrid” u “offgrid” descritas

anteriormente). A continuación se analizan los principales desafíos para el mercado eléctrico de estos sistemas duales:

- **Suministro eléctrico renovable para abastecer la planta de desalación de agua**

Uno de los desafíos que, a juicio del equipo consultor, se tiene al contar con una configuración dual de producción de hidrógeno acompañado de una planta de desalación de agua, es que esta instalación demandará una gran cantidad de energía eléctrica. Por una parte, se requiere electricidad para operar la planta desaladora de agua y por otra para operar el electrolizador respectivo, siendo ambas componentes grandes demandas de energía.

Dada la gran cantidad de energía eléctrica requerida, una planta dual de desalación/producción de hidrógeno deberá tener garantizado el suministro ya sea a través de contratos de compra de energía (caso “ongrid”) y/o de un sistema de autoproducción de energía adecuadamente dimensionado para satisfacer tales requerimientos (caso “offgrid”). A su vez, no solo basta con garantizar un contrato de compra de energía, sino que, tal como fue mencionado anteriormente, este debe ser competitivo en términos del precio acordado, para así garantizar su rentabilidad económica.

- **Consideraciones técnicas, desde el punto de vista eléctrico, de la conexión del sistema**

Un desafío que va en línea con lo planteado anteriormente, en cuanto a la alta demanda de energía eléctrica de la planta dual, corresponde a las instalaciones eléctricas requeridas para la conexión de un sistema que tendrá una alta potencia conectada al sistema eléctrico. Estas corresponden a transformadores, inversores, subestaciones, entre otros, para así conectar la planta dual al sistema eléctrico nacional y satisfacer sus requerimientos de energía adecuadamente.

Estas instalaciones que deben estar diseñadas correctamente dada la gran potencia conectada que tendría un sistema dual de este tipo, también deben ser considerados en el momento de la evaluación económica del proyecto, lo cual podría afectar la rentabilidad del sistema de producción de hidrógeno. Asimismo, se deberá contrastar el sistema dual con la opción de contar con un suministro externo de agua para la producción de hidrógeno, bajo las condiciones detalladas en capítulos anteriores.

5.3.2 Sistemas duales eólicos/solares para la producción de hidrógeno

Otra configuración que puede presentar un sistema de producción de hidrógeno dual, es mediante el abastecimiento eléctrico de este mediante plantas “offgrid” eólicas y solares. La finalidad de contar con una planta híbrida solar combinada con otra eólica, apunta a tener una mayor continuidad en el abastecimiento eléctrico del electrolizador, mejorando su factor de planta o tiempo de utilización, dados los desafíos abordados anteriormente. A continuación se analizan los desafíos desde el punto de vista del mercado eléctrico para este tipo de sistemas duales, además de los ya descritos para sistemas “offgrid”:

- **Determinación de la localización de la planta de producción de hidrógeno**

Dado que un sistema dual de producción de hidrógeno con la configuración descrita, deberá contemplar dos fuentes de energía para el abastecimiento de electricidad del electrolizador, el principal desafío consiste en encontrar un punto geográfico que presente tanto buenas condiciones de radiación como de viento. Si bien en regiones del norte de Chile se presentan tales condiciones, esto se debe alinear con la disponibilidad de terrenos y la accesibilidad de ellos (cercanía a caminos por ejemplo).

Asimismo, al desafío de encontrar zonas aptas desde el punto de vista solar y eólico, también se le debe sumar la consideración de que la localización escogida debe encontrarse cercana a la demanda de hidrógeno (producción de amoníaco, transporte, power to gas, etc.), con tal de disminuir los costos de transporte de este, y también debe contar con disponibilidad de agua para la producción de hidrógeno.

Estas condiciones hacen aún más restrictiva la elección de una ubicación óptima para un sistema dual de estas características.

- **Diseño óptimo para la potencia conectada del electrolizador**

Tal como fue descrito, el abastecimiento eléctrico de un sistema dual de estas características estará compuesto por una planta solar y otra eólica, las que deberán estar correctamente dimensionadas con tal de maximizar la rentabilidad del proyecto. Tal como se señaló en capítulos previos, la capacidad del electrolizador debe estar adecuadamente diseñada para satisfacer los requerimientos de demanda y contar un alto factor de utilización, por lo que en base a tal diseño debe ser adecuadamente dimensionado el módulo fotovoltaico y eólico de abastecimiento de electricidad. Un mal diseño de la capacidad de ambos sistemas, podría repercutir en un alto capex de tales componentes o en subutilización del electrolizador por falta de suministro eléctrico.

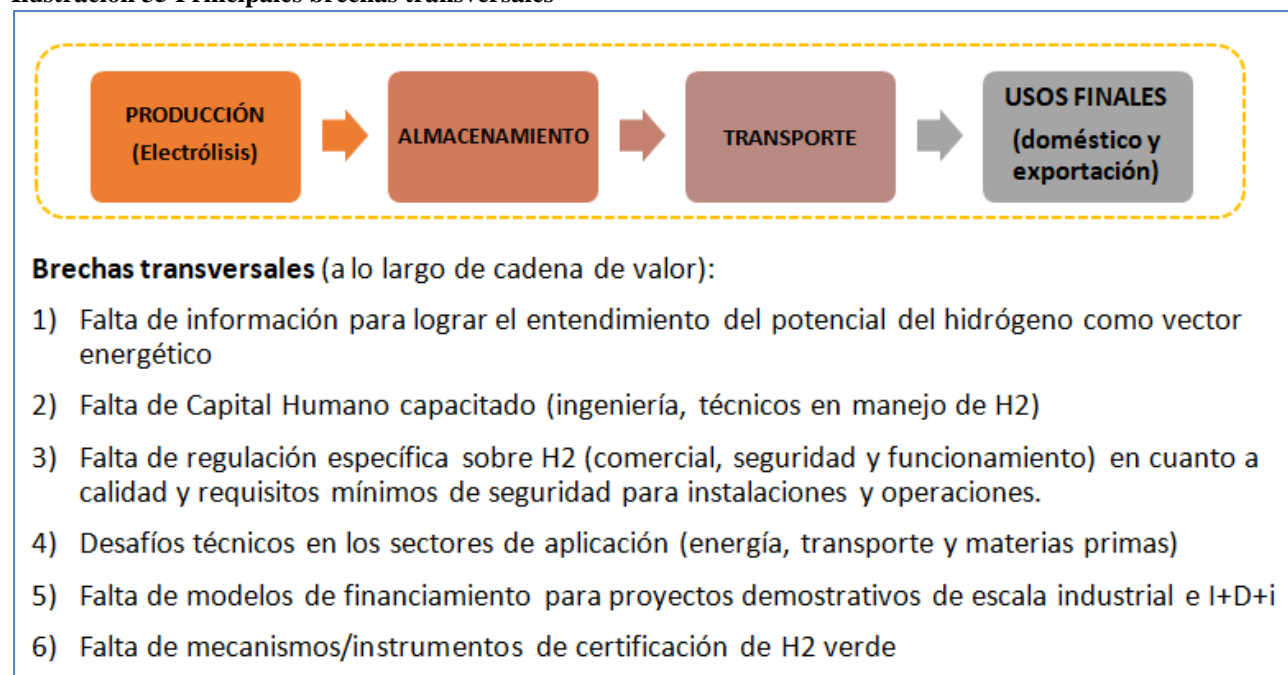
6. Identificación de brechas

A partir del diagnóstico y fuentes como la IEA, es posible identificar y resumir una serie de brechas asociadas al desarrollo del mercado de hidrógeno, las cuales se analizan y asocian al eslabón de la cadena de valor relacionada.

El detalle de las brechas por cada eslabón se muestra en el respectivo anexo, presentando a continuación un resumen de las más relevantes.

Resumen de brechas presentadas en los talleres

Ilustración 35 Principales brechas transversales



Fuente: elaboración propia.

1.- La primera brecha transversal “Falta de información para lograr el entendimiento del potencial del hidrógeno como vector energético” hace mención a una falta de educación, sensibilización y difusión de información acerca del tema del hidrógeno y sus posibles aplicaciones y beneficios a los actores de todos aquellos sectores donde el hidrógeno podría aplicarse. Así, por ejemplo existen actores del sector minero que ya están al tanto acerca de los beneficios y soluciones tecnológicas para aplicar hidrógeno en el sector de transporte minero, lo cual no necesariamente es el caso de refinerías, empresas industriales, empresas de logística, transporte de carga y operadores de buses interurbanos, todos ellos hoy consumidores de diesel.

2.- La segunda brecha “Falta de capital humano capacitado” hace mención a la necesidad de contar con profesionales capacitados en el manejo de hidrógeno a lo largo de la cadena de valor, es decir en la etapa de su producción, almacenamiento, transporte y aplicación específica. Esto, cumpliendo criterios de eficiencia, evitando fugas, y de seguridad, debido a las características que tiene el hidrógeno al ser un gas inflamable.

3.- La tercera brecha transversal “Falta de regulación específica sobre H₂” se refiere a que este gas hoy clasificado como gas industrial necesita ser reconocido regulatoriamente como combustible. Esto aplica al hidrógeno pero también a los materiales o firmas en que se transporte, como por ejemplo amoníaco, metanol u otro. Además, al ser una sustancia peligrosa, requiere una regulación específica en cuanto a su manejo.

4.- La cuarta brecha transversal “Desafíos técnicos en los sectores de aplicación” se refiere a que al aplicar hidrógeno como forma de combustible en algún sector industrial específico o en el sector de transporte, surgen desafíos técnicos a resolver en los equipos. Por ejemplo, una caldera que regularmente funciona a gas natural, al introducirle hidrógeno en vez de gas natural – o mezclar ambos gases – requieren algunas adaptaciones tecnológicas. En caso de una aplicación como combustible en el sector de transporte, esto exige cambios tecnológicos a los motores de los respectivos vehículos, en forma de celdas de combustible o motores duales.

5.- La quinta brecha transversal “Falta de modelos de financiamiento para proyectos demostrativos de escala industrial e I+D+i” describe el hecho de que aún no existen modelos de financiamiento específicos para poder realizar proyectos de escala industrial e I+D+i, más allá que, en caso de algunos casos de otros países como Japón o Australia, donde el Gobierno es el actor que invierte montos económicos significativos en tales proyectos. Para poder realizar este tipo de proyectos en Chile, se requieren modelos de financiamiento sólidos que respondan a los respectivos riesgos asociados.

6.- Como última brecha transversal se menciona la “Falta de mecanismos/instrumentos de certificación de H₂ verde”, pues este aspecto es muy relevante para generar incentivos para un desarrollo de la demanda y oferta de hidrógeno verde y para entregarles un instrumento comercial a las empresas/sectores que transiten hacia un combustible 100% renovable en forma de H₂ verde.

Además, la IEA, en cuanto a las barreras transversales y generales para el despliegue del hidrógeno, nombra:

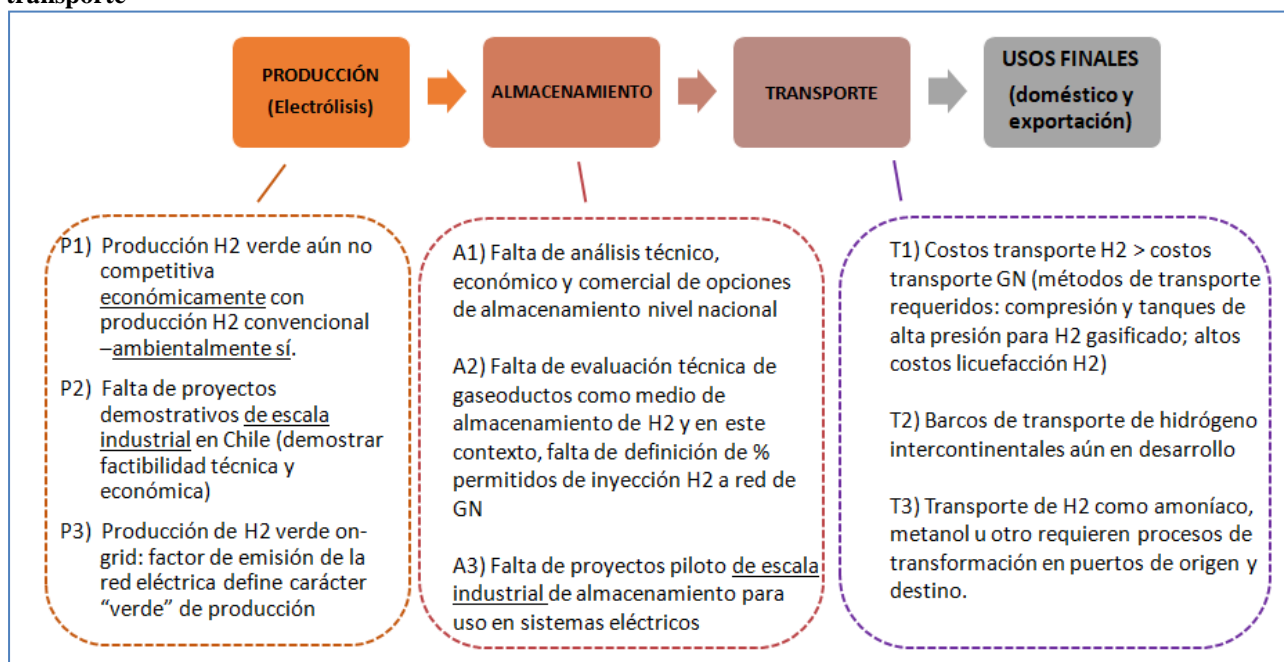
- Falta de entendimiento sobre el potencial que tiene H₂ como vector energético debido a una brecha de información que hay que cerrar – por ejemplo, existen mercados nicho para su aplicación, como en elevadores de horquilla y en el sector de construcción/vivienda donde H₂

puede aportar calor y electricidad, pero este conocimiento no ha permeado a todos los tomadores de decisión relevantes

- Desafíos técnicos en todos sus sectores de aplicación, siento el sector de energía el mercado más masivo para su aplicación
- Se requieren electrolizadores de diferentes tamaños/capacidades.

En cuanto a los ámbitos específicos de la cadena de valor de hidrógeno, se resumen las siguientes brechas:

Ilustración 36 Principales brechas resumidas por eslabón de cadena de valor producción, almacenamiento y transporte



Fuente: elaboración propia.

La brecha P1) se refiere a que los costos de producción de hidrógeno verde (mediante electrólisis con electricidad proveniente 100% de energías renovables) actuales aún son mayores a los precios de producción de hidrógeno con gas natural (“producción convencional”). Sin embargo, desde la perspectiva medioambiental la producción de hidrógeno verde sí sería competitiva, debido a que la producción mediante electrólisis con electricidad proveniente de fuentes de energías renovables no genera emisiones de CO2.

La brecha P2) hace mención a que a pesar que las tecnologías de producción de hidrógeno están probadas en el mercado, aún no existen proyectos demostrativos a escala industrial en Chile para demostrar la factibilidad técnica y económica de la producción de hidrógeno verde mediante electrólisis en condiciones locales y con ello reducir el riesgo tecnológico y de las inversiones.

La brecha P3) se refiere a que en caso de producir H2 verde con plantas de energía renovable conectadas a la red eléctrica nacional (on-grid), el factor de emisión actualmente no es 100% verde, ya que la electricidad proveniente de la red eléctrica surge de un mix eléctrico que actualmente en Chile aún no es 100%

renovable; esto versus una producción de H₂ verde mediante plantas de generación eléctrica renovable off-grid (no-conectadas a la red), donde la electricidad utilizada como insumo en el proceso de electrólisis proviene 100% de una planta de energía renovable dedicada.

Para el eslabón de la cadena de valor de almacenamiento se resumen las brechas:

A1) que hace mención a la necesidad de contar con análisis técnicos, económicos y comerciales de diferentes opciones de almacenamiento de hidrógeno a nivel nacional, con el fin de detectar las más eficientes y factibles.

A2) describe el hecho de que en Chile aún no existen evaluaciones técnicas de los gaseoductos como medio de almacenamiento de hidrógeno, lo cual es un requerimiento para poder estimar las potenciales reinversiones, evaluaciones y modelos de negocio en cuanto a las dimensiones y potenciales de almacenar en la infraestructura de gaseoductos actualmente existente.

A3) se refiere a la necesidad de contar con proyectos demostrativos a escala industrial para almacenar hidrógeno para su uso en sistemas eléctricos, en grandes cantidades y a plazos medianos y largos, con el fin de aumentar la capacidad de suministro constante del sistema eléctrico en marco de una cantidad creciente de energías renovables variables en la matriz energética del país.

Las brechas asociadas al ámbito del transporte del hidrógeno, abarcan:

T1): los costos de transporte de hidrógeno actualmente son mayores a los costos de transporte de gas natural debido a su baja densidad energética volumétrica, la cual requiere almacenar y transportar el hidrógeno o mediante estanques de alta presión, reduciendo su volumen, o en estado líquido, siendo la conversión de hidrógeno en estado gasificado a un estado líquido energéticamente intenso, debido a que H₂ se licuefacta a temperaturas de 252°C bajo cero.

T2) En caso de querer exportar hidrógeno verde a lugares de consumo lejanos – a países con demanda en Asia, por ejemplo- se requieren buques específicos que cumplan todos los criterios de seguridad relevantes y equipos requeridos para poder transportar el hidrógeno en estado gasificado o líquido. Estas naves actualmente se encuentran en fase de desarrollo a nivel global, a la fecha aún no existe una disponibilidad ni oferta amplia.

T3) En caso de transportar hidrógeno transformado en amoníaco o metanol, “carriers” energéticos que son atractivos debido a una licuefacción a menos grados bajo cero que el H₂, éstas sustancias en el lugar de destino del hidrógeno necesitan ser transformados. Esto implica un costo adicional a sumar al primer proceso de conversión de H₂ en amoníaco o metanol. En cuanto a los costos de transporte, éstos aumentan de forma correlativa con la distancia.

En el ámbito de los usos finales del hidrógeno, se pudo identificar una gran cantidad de brechas, debido a la gran cantidad de opciones de su aplicación, según detallado en el anexo a este informe. A continuación se describen las brechas más relevantes según sector de aplicación:

Ilustración 37 Principales brechas por usos finales



Fuente: elaboración propia.

La brecha U1) hace mención a que las tecnologías de aplicación de hidrógeno en el ámbito de movilidad en forma de motores duales (para el uso de hidrógeno junto con combustible diésel), o motores con celdas de combustible (que permiten el uso de un 100% de hidrógeno). Actualmente estas tecnologías están en etapa de desarrollo y optimización y se estima que estén disponibles a mediano plazo. Estas tecnologías abarcan tanto buses urbanos e interurbanos, como camiones de extracción minera (CAEX) y vehículos para minas subterráneas.

Asociado a la brecha U1), la brecha U2) resume el requerimiento de una definición de regulaciones específicas y normativas de seguridad para la aplicación de estas tecnologías, con el fin de obtener eficiencias, evitar accidentes y formas de manejo de estas tecnologías erróneas. Aquí pueden servir como insumo regulaciones y normativas internacionales como aquellas de la SAE, aplicadas en California, entre otros.

U3): Además de una regulación específica en términos de seguridad, se requeriría un marco regulatorio específico sobre el uso de hidrógeno verde en el sector de transporte, con el fin de estimular su aplicación.

U4): Al considerar una aplicación de hidrógeno como combustible, en algunos ámbitos específicos, como es el del suministro de hidrolineras, aún faltan sistemas logísticos de abastecimiento.

En cuanto a un uso del hidrógeno como medio de almacenamiento de energía, se requieren estudios técnicos de gaseoductos y una definición de porcentajes máximos para la inyección de H2 a redes de GN o mezclas con otros combustibles fósiles, según resume la brecha U5).

Brecha U6) hace mención a la falta de incentivos de utilizar hidrógeno verde como materia prima industrial, requerido para la producción de alimentos, vidrio, metales y amoníaco, entre otros, con el fin de aportar, a nivel industrial, a la realización de las metas y compromisos de carbono-neutralidad adoptados por Chile, es decir, realizar estas metas y compromisos.

Conclusiones sobre las brechas

- Las brechas identificadas para Chile en lo general coinciden con las brechas nombradas por entidades referentes en la temática de otros países; las acciones de los países analizados en este contexto pueden servir como buenos ejemplos para Chile.
- Apoyo público a proyectos demostrativos de escala industrial son cruciales para demostrar una factibilidad técnica y económica del uso de hidrógeno y escalar su aplicación, lo cual a su vez tendría un efecto positivo en la reducción de riesgos, y reducción de costos de producción y tecnologías.
- El desarrollo de un Plan para la construcción de regulaciones en Chile debe ir de la mano con las empresas privadas quienes identificarán cuales son los proyectos que primero se desarrollarán. Debe tenerse presente que el desarrollo de normas y estándares parte de iniciativas privadas sobre proyectos priorizados por las empresas.
- Llevar/bajar las políticas y metas nacionales de carbono-neutralidad a un nivel práctico/a realización, puede ser una guía útil a los privados para la definición de los proyectos prioritarios antes mencionados.

7. Conclusiones

Como meta nacional, Chile aspira ser carbono-neutral al año 2050, meta que requiere la adopción de tecnologías limpias, sin emisiones de CO₂, tanto en los sectores térmicos como eléctricos y de transporte. Una posibilidad prometedora para descarbonizar estos sectores y aprovechar el gran potencial de energía renovable que existe en el país, que permite producir electricidad renovable a costos muy bajos, es la conversión de electricidad y agua al gas hidrógeno (H₂) a través del proceso de electrólisis, tratándose de hidrógeno “verde” al ocupar como insumo electricidad 100% proveniente de fuentes de energía renovable.

Muchos países líderes en tecnologías de energías renovables e I+D, están considerando la producción de gases verdes o renovables, y el relacionado acoplamiento de los sectores energéticos está despegando. El análisis de las políticas nacionales de desarrollo de un mercado de hidrógeno verde de Australia, California, Corea del Sur, Japón, China, Francia, Alemania y Holanda ha demostrado que hoy día ya existen estrategias nacionales de desarrollo de este mercado a largo plazo, abarcando o todos los posibles sectores de aplicación del hidrógeno, como es el caso de Japón, Holanda, Francia y Australia, o sectores específicos, como el sector de transporte en caso de California, Alemania, Corea del Sur y China, teniendo estos dos últimos países ambiciosas metas de producción de tecnologías de celdas de combustible y vehículos asociados.

Debido a estos desarrollos a nivel global, se proyectan efectos de escala y por ende reducciones de los costos de las tecnologías asociadas (electrolizadores y celdas de combustible), dinámicas que según los análisis llevados a cabo en este estudio, harán posible producir hidrógeno verde en Chile a unos costos alrededor de los 2 USD/kg de H₂ verde al año 2030. Estas estimaciones son compartidas por la Agencia

Internacional de Energía (IEA por sus siglas en inglés), la que proyecta precios hasta por debajo de los 2 USD/kg de H₂ verde bajo condiciones óptimas, aprovechando el recurso eólico y solar existente en Chile.

Estas proyecciones, junto con la necesidad de descarbonizar diversos sectores industriales del país, abren una amplia gama de posibles aplicaciones del hidrógeno verde en diferentes ámbitos, sobre todo en la industria petroquímica (refinerías), la industria de producción de amoníaco para fertilizantes y explosivos - la cual tiene una demanda significativa tanto nacional como en la región latinoamericana-, la industria metalúrgica, de vidrio y en el sector de transporte, donde el hidrógeno como combustible tiende a ser considerado como una tecnología complementaria a otras opciones de movilización limpia como la electro movilidad basada en baterías de litio, y puede ser una opción factible de reemplazar el combustible diésel sobre todo en medios de transporte de carga pesada – como es el caso de los camiones de extracción (CAEX) en la minería - y transporte de largas distancias (buses interurbanos, por ejemplo).

En este contexto, existen aplicaciones del hidrógeno, ya competitivas o se encuentra a poco tiempo de alcanzar tecnologías o procesos convencionales. Este es el caso del transporte de carga, donde el uso de fuel cells es competitivo con motores diésel en términos de costos variables. Sin embargo, existen otras aplicaciones donde aún se debe avanzar, como es el caso de su uso como energía térmica para reemplazo del GN.

Tomando en cuenta estas posibles aplicaciones, se llevó a cabo el presentado análisis para estimar el potencial de mercado asociado en Chile, cuyo tamaño podría aumentar unas seis veces más que la demanda actual de hidrógeno del país de 59.000 toneladas anuales, llegando a unos 325.6 kg H₂ al año. Esto a su vez tiene un valor de mercado asociado que – asumiendo costos de H₂ entre 2.1-2.3 USD/Kg H₂ al año 2030 - asciende a 684-749 MMUSD anuales.

Si Chile tomara la decisión de exportar hidrógeno verde a mercados con demanda como Japón o la Región Latinoamericana, este potencial mercado podría crecer unas 12 veces más, alcanzando una producción de 3.8 MM toneladas anuales al año 2030, con un valor de mercado asociado de 8,081-8,851 MMUSD anuales (asumiendo costos de H₂ entre 2.1-2.3 USD/kg H₂). Un factor que favorece esta opción, es la infraestructura de puertos existentes a lo largo del país.

El análisis de brechas existentes para el desarrollo del mercado de hidrógeno verde ha demostrado que existen diversas brechas tanto en cuanto a la demanda de hidrógeno, como en cuanto a su oferta. Para ordenar estas brechas, éstas se organizaron a lo largo de la cadena de valor, diferenciando entre brechas asociadas a la producción de hidrógeno verde, su almacenamiento, transporte y aplicación. Esta última etapa de la cadena de valor contiene diversas brechas específicas según el ámbito de aplicación del hidrógeno. Cabe destacar en este contexto que una cantidad de brechas significativa es de carácter regulatorio: falta regulación específica en cuanto a los porcentajes de inyección de hidrógeno a las redes de gas permitidos, en cuanto a aspectos de seguridad en el manejo y aplicación de hidrógeno como gas, entre otros. La mayoría de las brechas identificadas no solamente se observa en Chile sino a nivel internacional, donde algunos países – sobre todo los países analizados dentro de este diagnóstico – recién están elaborando reglamentos y normativas específicas, tomando en cuenta normativas internacionales de instituciones como la ISO. Al momento de desarrollar la regulación nacional, éstas pueden ser un insumo importante a considerar.

IV. CAPÍTULO II: PROCESO PARTICIPATIVO

1. Sobre la realización de los talleres participativos

Para la co-construcción de la Propuesta de Estrategia para el desarrollo del mercado de Hidrógeno Verde en Chile, se consideró importante la participación de actores relevantes desde el inicio del proceso. Para ello, se realizó un mapeo de actores y, basado en éste:

- se contactaron las empresas/personas más relevantes para la realización de entrevistas como insumo al diagnóstico, y
- se invitaron los actores claves identificados, a una serie de talleres de trabajo participativos.

Esta serie de talleres consistió en dos etapas/rondas:

- a) Ronda de talleres 1: para la definición de una “Visión Compartida” del desarrollo del mercado de hidrógeno verde en Chile.
- b) Ronda de talleres 2: para la identificación de iniciativas y posibles proyectos demostrativos a desarrollar a futuro, basado en Acuerdos Público-Privados.

En la primera ronda de talleres se presentó el diagnóstico y las oportunidades de mercado en torno al hidrógeno verde en Chile elaborados durante la primera etapa. El objetivo fue desarrollar - basado en diagnóstico - por medio de análisis grupales y con participación de distintos sectores del ámbito académico, público y privado, una propuesta de visión de desarrollo del mercado por cada región seleccionada, de los cuales se derivó una visión compartida consolidada nacional.

La segunda ronda de talleres buscó trabajar en torno a la creación de propuestas de distintas iniciativas que permitan conformar una estrategia para el desarrollo de oferta y demanda del hidrógeno verde en Chile. Estos talleres también tuvieron como objetivo motivar a los asistentes a identificar iniciativas en las que ellos pudieran comprometer su participación concreta y, de esta forma, materializar acuerdos público-privados para implementar una estrategia de desarrollo de mercado.

Detalles acerca de la metodología de trabajo aplicada en los diferentes talleres, así como su preparación, se encuentran en el respectivo Anexo a este informe. En el presente informe se muestran los resultados levantados en los ocho talleres realizados a nivel nacional, específicamente en las ciudades de Santiago, Concepción, Antofagasta y Punta Arenas, los que incluyen:

- las cuatro propuestas regionales de visión de desarrollo de mercado
- la versión nacional consolidada
- las distintas iniciativas identificadas para la realización de la estrategia de desarrollo de mercado, con propuestas en el corto, mediano y largo plazo.

Los acuerdos público-privados específicos identificados, son de carácter confidencial.

2. Mapa de actores y sociograma

Durante el desarrollo del diagnóstico, ha sido posible identificar una serie de actores relacionados a la industria del hidrógeno, ya sea que participan en alguna de las etapas de la cadena de valor, o representan potencial de ser parte de la oferta y demanda. Dichos actores, del mercado nacional e internacional, se analizan a continuación.

2.1 Descripción de la técnica

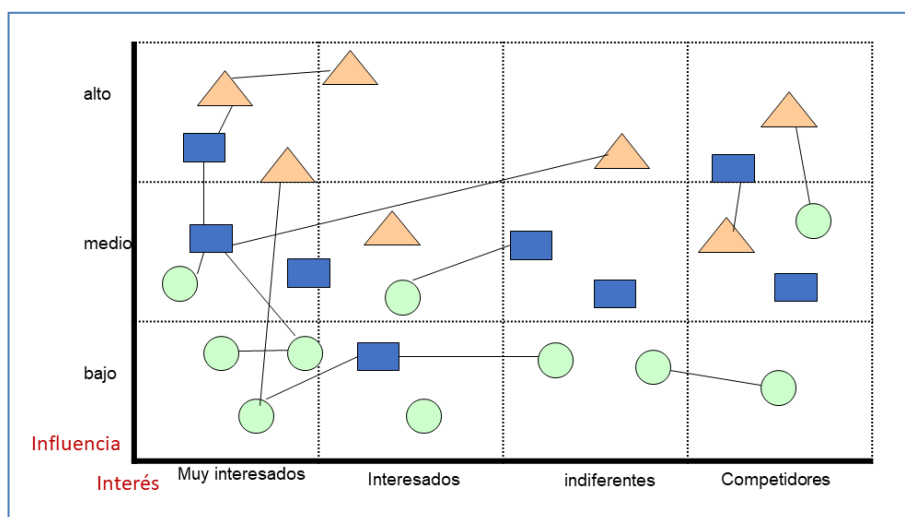
El sociograma es la representación gráfica de las relaciones entre nodos o entre actores. Es tanto una técnica de representación como una herramienta de análisis, debido a que permite explorar aspecto como la ubicación de cada actor, sus interrelaciones y las características generales de la red, posibilitando visualizar la estructura de las relaciones (Reynoso, 2011).

Actualmente existen varias técnicas para representar redes. En esta oportunidad hemos optado por un mapeo de actores que es una adaptación de la técnica del sociograma utilizada en la Investigación Acción Participativa (IAP) donde su uso ha sido fundamentado y discutido desde hace tiempo (Gutiérrez, 1999; Villasante, 1994).

Presentamos brevemente la forma en que se producen los datos y la manera en que se interpretan.

En primer lugar, los actores se ordenan en torno a dos ejes, según el siguiente esquema:

Ilustración 38 Metodología del ordenamiento de actores en un sociograma



Fuente: Elaboración propia, basado en Ganuza, Paño, Olivari, Buitrago y Lorenzana, 2010

El eje de interés se ordena de izquierda a derecha y el eje de influencia o importancia se estructura de arriba abajo. Así el mapeo presenta 12 cuadrantes, que dan cuenta de las posiciones posibles. A su vez, los distintos tipos de actores se representan con figuras de formas distintas (como en esquema) o de colores diferentes (como en nuestro caso).

Los actores se ubican en relación al tema sobre el cual se está realizando el sociograma. Este tema central es aquello respecto de lo cual los actores toman posición y se ubica simbólicamente en el vértice inferior izquierdo del plano. En nuestro caso, el vértice es desarrollo del mercado de hidrógeno verde en Chile.





En el sociograma se representan también las relaciones entre los actores. Estas relaciones pueden ser de distinto tipo (colaboración, conflicto, competencia, etc.) lo que se representa mediante distintos tipos de trazos.

De esta manera, el sociograma permite ver de manera simultánea la cantidad de actores, su distribución en cuanto al tema de nuestro interés y las relaciones entre ellos, lo que permite diferentes posibilidades de análisis, como veremos a continuación.

En nuestro caso, hemos definido las posiciones en el mapa de la siguiente manera:



- **Muy interesados:** Actores que tienen interés explícito en desarrollo del H2 verde y han desarrollado acciones al respecto o lo han incorporado en sus estrategias institucionales
- **Interesados:** Actores que tienen interés, pero no han desplegado acciones significativas al respecto
- **Indiferentes:** No tienen interés manifiesto en el tema, sin embargo se estima que podrían manifestar interés eventual al respecto o han sido señalados por otros actores como posibles interesados
- **Competidores:** Actores que pudieran verse perjudicados por el desarrollo del H2 verde en Chile y se perciban como probables antagonistas para el despliegue de la estrategia.

Como “actores” denominamos genéricamente a empresas, centros de estudio, organismos reguladores, etc. Usamos la siguiente simbología para representarlos:

	Oferentes: actores que proveen H2
	Clientes: Actores que consumen o demandan H2
	Asociaciones: organizaciones que regulan, promueven o investigan sobre H2
	Proveedores: Actores que proveen soluciones tecnológicas relacionadas

Como se verá, algunos de estos actores son potenciales participantes en el mercado del H2 verde. En ese caso al cuadro a color se le añade un borde rojo.

Por último, hemos definido dos tipos de relación:

	Relación de mercado: se refiere a actores que forman parte de un mismo espacio comercial. Tienen relaciones de competencia entre ellos, pero también tienen intereses comunes que puede facilitar el despliegue de acciones complementarias
	Relación de colaboración: se refiere a actores que despliegan acciones en conjunto.

Los datos, tanto de los actores como de las relaciones, han sido levantados mediante la revisión documental y las entrevistas realizadas en el marco del proceso de diagnóstico y han sido analizadas por el equipo consultor.²⁷

²⁷ La manera en que se obtuvo información de los actores fue variada. En general se recopiló información de los actores como parte de la revisión realizada para el diagnóstico. También se recurrió a la información de las diferentes entrevistas preliminares y a la información de actores otorgada por la misma Mesa Técnica. Dicha información fue contrastada con los datos disponibles en la red sobre cada uno de los actores.

Ilustración 39 Mapa de actores del mercado de hidrógeno en Chile



2.2. Consideraciones para el análisis de datos

La interpretación de los datos del sociograma considera tres niveles de análisis: un nivel descriptivo, un nivel relacional y un nivel estratégico.

Análisis descriptivo

Consiste en dar cuenta de los elementos que componen el sociograma. Se revisan los siguientes aspectos:

- **Cantidad de actores o nodos que se representan.** Consiste en contabilizar los actores que aparecen.
- **Tipos de actores.** Se trata de revisar ver el tipo de actores que predomina, pues esto indica las características de la red. Habitualmente una mayor presencia de instituciones señala coordinaciones verticales y centralizadas, mientras que una mayor presencia de organizaciones apunta a coordinaciones horizontales y negociaciones entre actores.
- **Nivel de poder.** Contabilizar cuantos actores y de qué tipo son las que se ubican en los diferentes niveles de poder. Entrega información de las posibilidades que existen de desplegar acciones para el logro de los objetivos y también de nivel de importancia que se atribuye a determinados actores.
- **Cercanía o afinidad.** El dato respecto a la cantidad de actores que se ubican en cada columna de cercanía es importante para el diseño de estrategias, pero también para la descripción del desarrollo del campo analizado. Es importante analizarla en conjunto con el nivel de poder. No es lo mismo un mapa en el que hay muchos actores afines, pero con poco poder que enfrentan a pocos actores contrarios, pero ubicados en el cuadrante superior derecho.

Con estos cuatro elementos, la red queda suficientemente descrita en cuanto a los actores que la componen.

Análisis relacional

El análisis relacional consiste en interpretar la forma en que los actores se vinculan. En general, se trata de observar tres cosas: 1) el efecto de la posición en la red del actor en su conducta; 2) la identificación de subgrupos en la estructura y 3) la naturaleza de las relaciones entre los actores (Red CIMAS, 2015).

El principal concepto utilizado en este análisis es el de “Conjuntos de Acción”. Un conjunto de acción son subredes o grupos de actores que actúan en conjunto de manera más o menos estable. Pueden ser más continuadas en el tiempo o bien articularse en torno a tareas comunes de manera coyuntural (Ganuza et al., 2010). Como recalcan Villasante y Martín (2006) los conjuntos de acción no están delimitados por características o por sus temas, sino por sus vínculos, la densidad de sus relaciones y la confianza.

Eventualmente pueden utilizarse otros conceptos propios del Análisis de Redes Sociales, como los de centralidad, intermediación, clausura o vínculos débiles, si contribuyen a la interpretación del sociograma.

Análisis estratégico

Como puede advertirse el análisis de los datos del sociograma están impregnados de un fuerte componente estratégico. Se trata de observar como la manera en que se estructura la red entrega pistas para lograr la acción conjunta. Puede resumirse en intentar lograr que “los de mayor confianza entre sí puedan ganar a los indiferentes para enfrentar a los antagónicos” (Martín, 1999, p. 137).

2.3. Análisis

A nivel *descriptivo*, se observa la siguiente distribución de actores:

Tipo de actor	Cantidad
Oferentes	34
Clientes	44
Asociaciones	29
Proveedores	13
Total	120

La mayoría de la red está formada por los clientes o posibles consumidores de H2 y los oferentes. Asimismo, la mayoría de los actores reconocidos se ubican en la mitad superior del sociograma, de forma que podemos decir que se trata de actores con un nivel de influencia medio-alto.

Adicionalmente, la mayoría de los actores se ubica en las posiciones afines, ya sea interesados o muy interesados. No se registran actores opuestos.

Si bien en una primera instancia, se identificó a SQM y los productores de baterías de litio como potenciales competidores, el análisis del Comité Técnico los definió como tecnologías complementarias. Por ello en los esquemas no se identifican actores específicos como competidores.

Sin embargo, al examinar con detalle la manera en que los actores se ubican en el plano, se advierten varios elementos que tienden a matizar esta primera impresión positiva.

El sector de los actores que muestran un alto nivel de interés está constituido con un segmento de cuatro oferentes y por una serie de asociaciones y actores públicos o privados que son promotores del H2, pero la presencia de clientes o actores que demanden es casi inexistente en ese sector. La presencia de proveedores de soluciones tecnológicas también es escasa en el sector de actores muy interesados.

De hecho, la mayoría de los actores calificados como demanda se ubican en el cuadrante de indiferentes y con un bajo nivel de influencia.

Esto puede ser leído de manera negativa, como la ausencia de un mercado del H2 o de manera positiva, como una oportunidad de desarrollo de un mercado incipiente.

Los actores tienden a presentarse de manera homogénea en cada cuadrante: En el cuadrante superior izquierdo (muy interesado y muy influyente) existe un grupo de oferentes. En el cuadrante de actores muy interesados y con menor influencia, predominan asociaciones y organizaciones promotoras. El cuadrante de los actores indiferentes se concentran potenciales demandantes.

Solamente en el sector de los actores interesados y con alto nivel de influencia hay mayor heterogeneidad. Es el sector del mapa que presenta mayor complejidad y mayor número de vinculaciones. Son embargo oferta/demanda tienden a estar desconectados aun en ese espacio específico.

El espacio de los potenciales competidores tiene pocos actores, fundamentalmente vinculados a las baterías de litio. Es posible suponer que se deba aun refinar el análisis respecto a cuáles competidores verían como amenaza el desarrollo del hidrógeno verde.

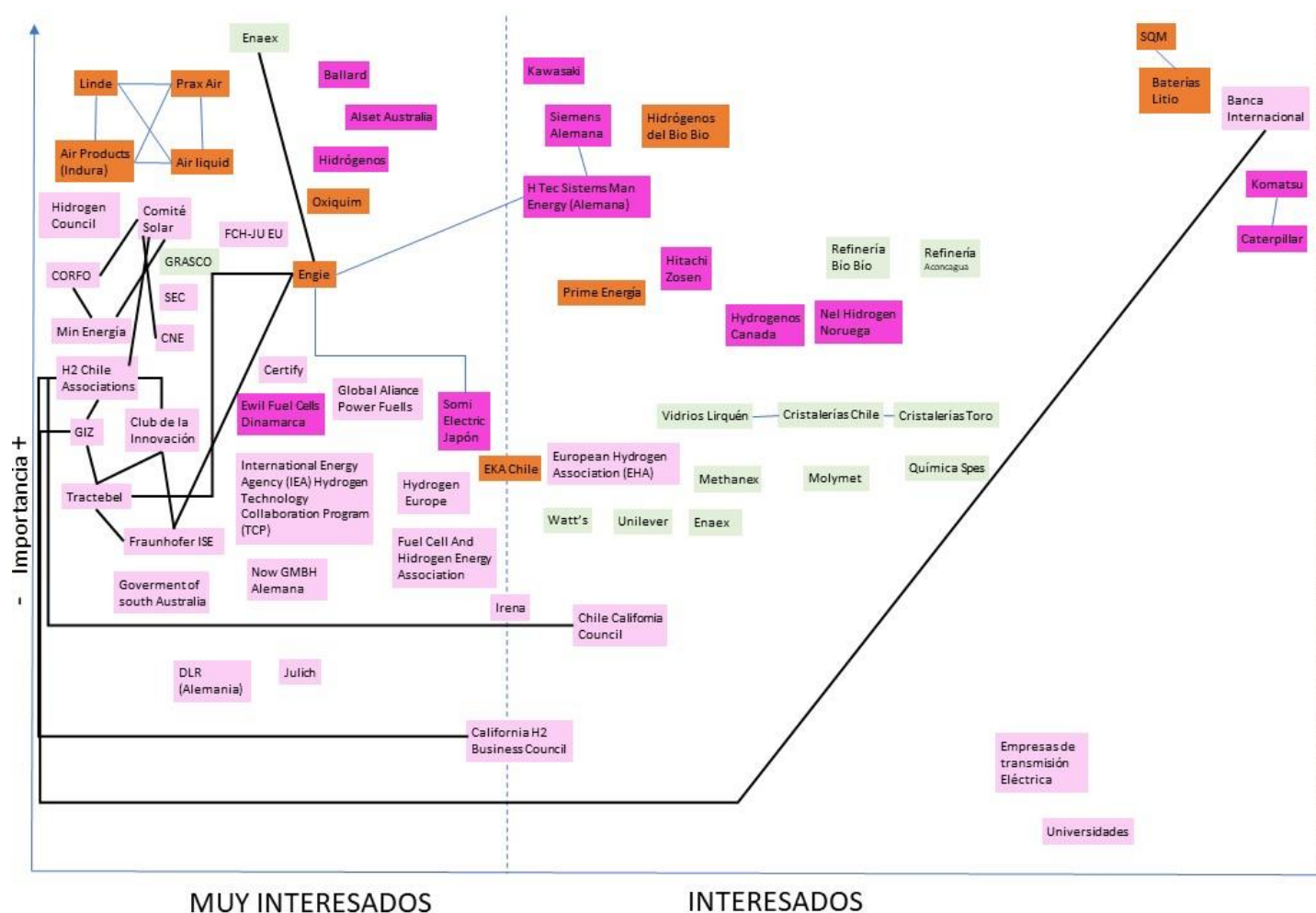
En general, la distribución de los actores es coherente con la idea de un mercado que se encuentra en una fase muy temprana de desarrollo.

Cabe mencionar que una cantidad significativa de los actores mapeados son actores potenciales que no necesariamente participan actualmente de los circuitos relacionados al H2. Forman parte del mapeo justamente por la necesidad de construir una hoja de ruta que considere a los actores potenciales.

Una imagen del sociograma solo considerando a los actores actuales, es decir, excluyendo a los actores potenciales, se presenta en la siguiente ilustración.

Ilustración 40 Sociograma de actores actuales en el mercado de hidrógeno en

Chile



Fuente: elaboración propia.

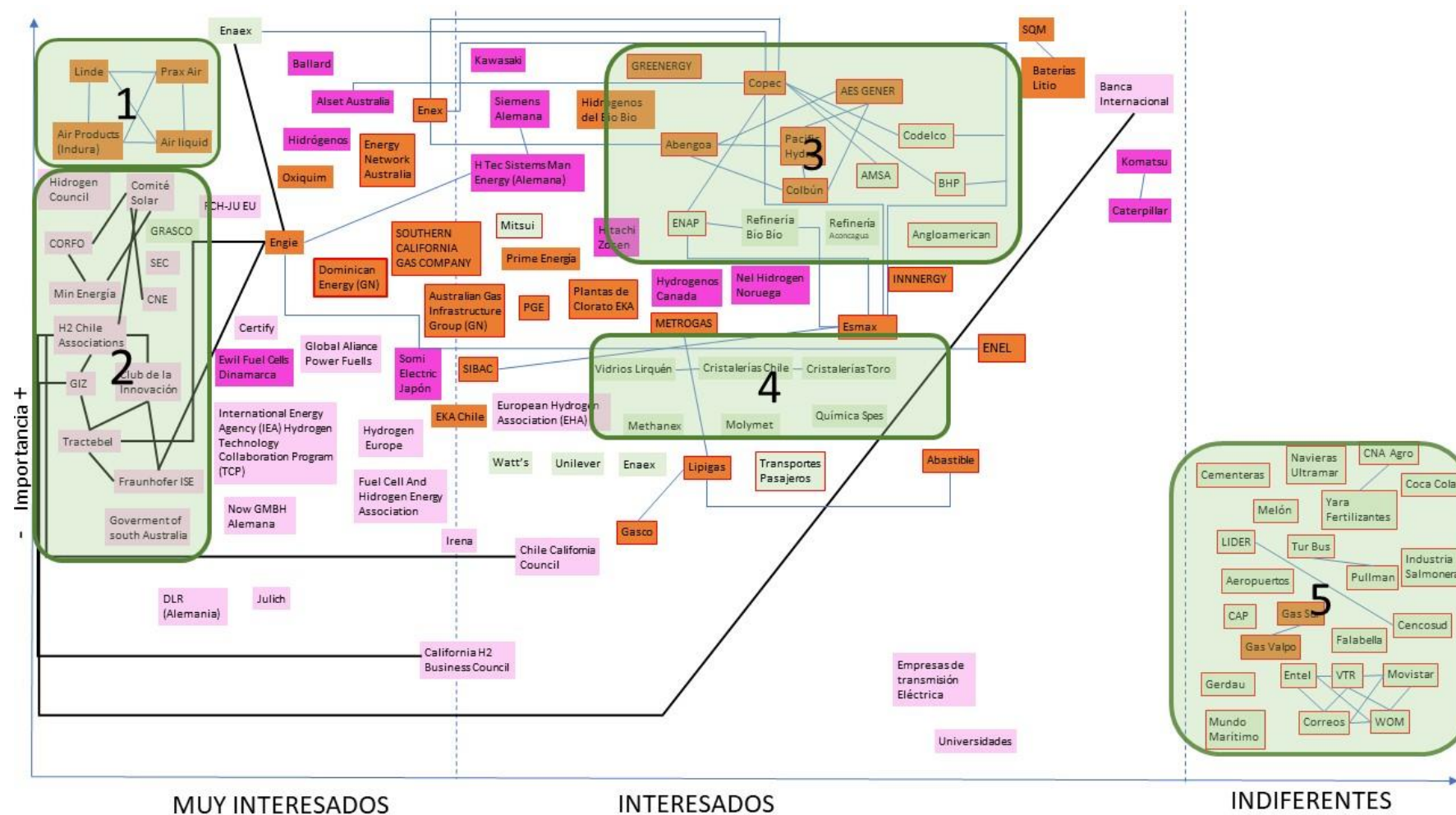
Como puede observarse, desaparecen una cantidad importante de oferentes y demandantes, mientras las asociaciones y proveedores permanecen prácticamente igual. Este ejercicio sugiere que la constitución de un mercado del H2 pasa por construir la demanda.

El análisis de las *relaciones* entre los nodos deja ver algunos elementos interesantes.

El primero es la escasa red de vinculaciones en comparación con la cantidad de actores identificados. Se trata de una red de baja densidad de contactos o, dicho de otra manera, una red “poco conectada”. Si bien esto puede variar en la medida en que el proceso avance y se conozca con mayor detalle los contactos entre los actores (y, prontamente, por el mismo proceso de construcción de la estrategia) la escasez de vínculos apunta en la dirección de un mercado que aún no se constituye como tal.

De todas maneras, los vínculos existentes si permiten visualizar algunos subconjuntos de actores o “conjuntos de acción”.

Ilustración 41 Conjuntos de acción en el sociograma de actores del mercado H2 en Chile



Fuente: elaboración propia.

El conjunto de acción 1 son los actuales oferentes de H2. En principio aparecen como un grupo que tiene entre sí relaciones de mercado y que no se encuentra muy relacionado con otros actores. Es posible explorar hasta qué punto se puede dar un efecto de “clausura” es decir, un grupo de actores de visiones homogéneas que tiende a tener dificultades para desplegar acciones en conjunto con otros grupos que aparecen como ajenos.

El conjunto de acción 2 son las asociaciones privadas o agencias gubernamentales que promueven el uso de H2 y que tienen presencia en Chile. Aparece como el grupo mejor conectado tanto internamente como con otros actores de la red, incluso internacionales. Probablemente serán claves en el proceso posterior. Es necesario indagar hasta qué punto pueden darse dinámicas de competencia entre ellos.

El conjunto de acción 3 aparece constituido por la relación entre mineras, empresas de energía y empresas de combustible. Es posible que sea un campo apropiado para la generación de acuerdos o experiencias demostrativas. Parece ser el único subgrupo que conecta actores de distinto tipo.

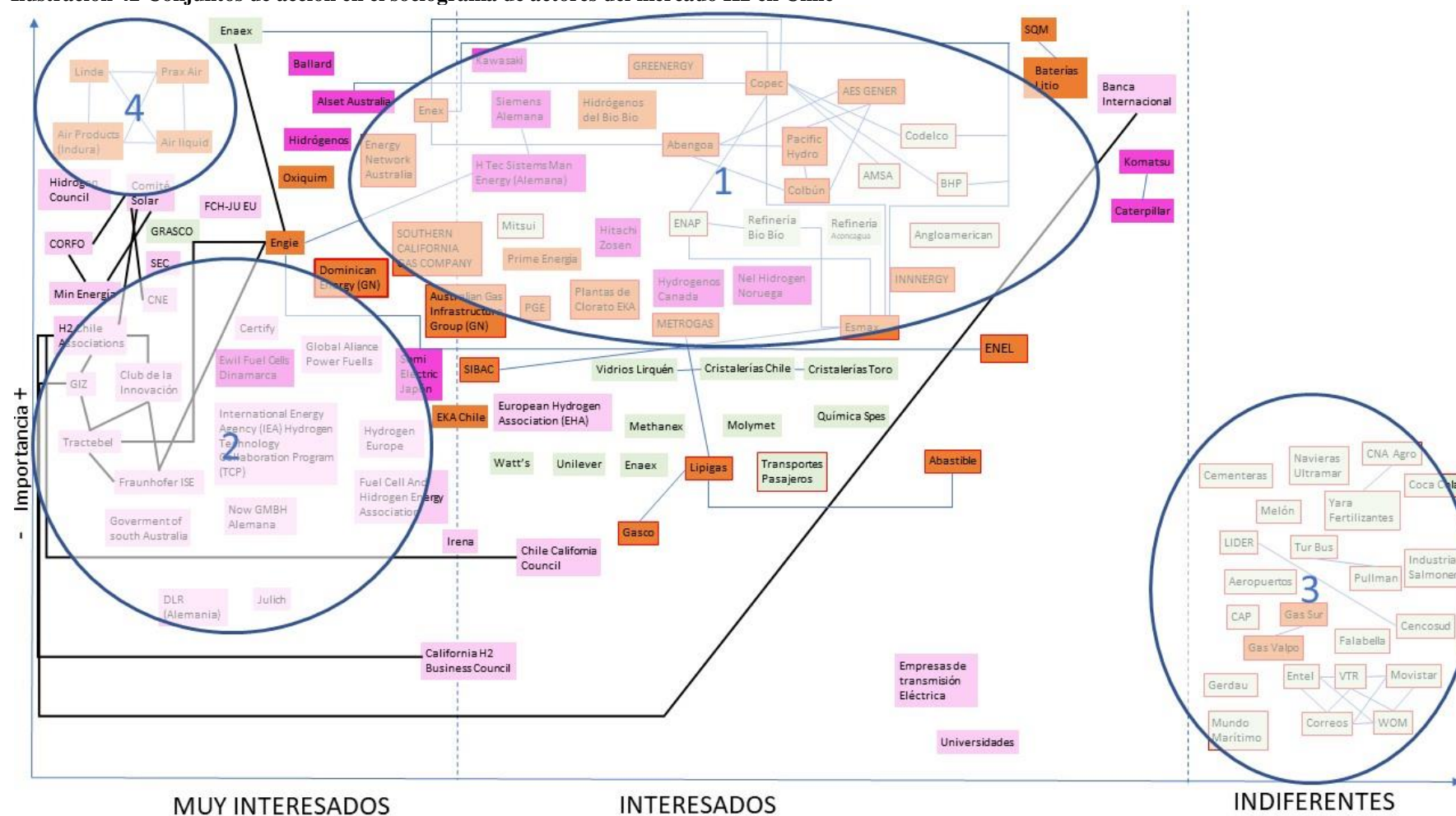
El conjunto de acción 4 si bien son pocos actores, es importante porque agrupa a las empresas que demandan actualmente H2.

El conjunto de acción 5 es una agrupación de diferentes empresas que eventualmente pueden demandar H2. Son clientes potenciales, por lo que probablemente sea aconsejable intentar perfilar demandas específicas que puedan ser satisfechas de manera eficiente. Como veremos, se trata de informar y difundir en ese campo las ventajas del H2 verde.

Estos datos del mapeo permiten ya considerar como grupos identificables para la convocatoria a las fases posteriores del proceso a las mineras, las empresas de generación eléctrica, el retail, las empresas de gas y las empresas de combustibles además de empresas que actualmente producen H2.

Por último, a nivel estratégico, se pueden realizar algunas sugerencias basadas en el análisis de redes, si bien será el propio proceso posterior el que irá dando las claves de las decisiones y prioridades estratégicas.

Ilustración 42 Conjuntos de acción en el sociograma de actores del mercado H2 en Chile



Fuente: elaboración propia.

En general desde el sociograma se puede sugerir el despliegue de 4 estrategias diferenciadas:

- Se debe vincular oferentes y demandantes (actuales o potenciales) del sector **(1)**. Son el mercado potencial más cercano.
- Hay que desarrollar acciones de organización con las asociaciones de sector **(2)**. La influencia de estas puede aumentar si cuentan con puntos de desarrollo en común. Es posible que la misma Hoja de Ruta sirva para eso.
- Hay que desplegar acciones de difusión sobre los potenciales clientes del sector **(3)**.
- La construcción de la estrategia debe asegurar con estos actores **(4)** su presencia es central para organizar la estrategia.

Por último, valga una advertencia. Si bien el sociograma entrega mucha información, debemos cuidar no sobre interpretar los datos. El mapeo, entendido como identificación de actores potenciales, intereses y vinculaciones, irá todavía perfeccionándose hasta las primeras convocatorias para el proceso participativo. Y las estrategias, si bien pueden derivarse de la cartografía de actores, serán construidas de manera colectiva con los mismos participantes.

El análisis presentado es útil en cuanto nos da una primera cartografía del campo de trabajo y de la situación del mercado potencial del H2 verde y cumple su objetivo operativo en el marco de ese proceso, en tanto permite orientar las acciones posteriores.

2.4. Selección de actores para convocatoria a talleres

Tomando como base el mapa de actores, se conformó una base de datos específica para cada una de las regiones, con el fin de convocar a profesionales de empresas e instituciones que sean representativas de los distintos grupos identificados.

Las categorías de actores son:

- Demanda H2 (clientes actuales, actores “interesados”)
- Potencial Demanda H2 (posibles clientes, actores “indiferentes”)
- Proveedor ERNC
- Proceso Electrólisis
- Vendedor de gases industriales
- Proceso H2 (p.ej. electrolisis/celda combustible/storage)
- Vendedor de gas natural
- Otro proveedor tecnología
- Actor sociedad civil relevante (incluyendo asociaciones gremiales)
- Actor público relevante (Ministerios, gobiernos regionales, Corfo)
- Investigación (Universidades y Centros tecnológicos)

Por cada una de estas categorías, se realizó la búsqueda de actores específicos a convocar.

Se distinguió entre empresas nacionales y aquellas internacionales, identificándose empresas y centros de investigación de los siguientes países:

- Alemania

- Argentina
- Australia
- Austria
- Canadá
- Dinamarca
- Estados Unidos
- Francia
- Japón
- Korea
- Noruega
- Suiza
- Reino Unido

A las entidades internacionales se les envió invitación el día 9 de mayo, informando de las fechas de la serie de talleres. Sólo se recibió respuesta de la Asociación de hidrógeno de Argentina.

El listado de actores convocados, se encuentra en anexo del presente informe.

De los actores a nivel nacional, se convocó a empresas proveedores de tecnología, mineras, generadoras y retail. Sin embargo, probablemente por una percepción de distancia respecto al tema, desconocimiento de su relación con potenciales oportunidades o indiferencia, dichos actores no asistieron a los talleres. Algunos de los actores relevantes invitados son:

Santiago:

Mineras: Collahuasi, Codelco, BHP Billiton, Antofagasta Minerals, Anglo American.

Generadoras: AES Gener, Enel Green Power, Colbun, ECOPOWER SA, Transelec, Generadoras de Chile AG.

Retail: Walmart

Concepción:

ENEL (central eólica), Colbun, AES Gener (central eólica)

Antofagasta:

Generadoras; Enel Green Power,

Mineras: Antofagasta Minerals, BHP Billiton (Minera Escondida y Cerro Colorado), Codelco (Chuquibambilla)

Se recomienda fortalecer sensibilización a estos grupos a futuro, con el fin de mostrar las oportunidades que para ellos existen en torno al Hidrógeno verde.

3. Resultados del proceso participativo

El proceso de desarrollo de la propuesta de Estrategia implicó una serie de actividades participativas con actores relevantes de múltiples disciplinas que interactúan con la industria, involucrando a más de 200 profesionales, lo cual permitió rescatar distintas visiones respecto a las potenciales soluciones a incorporar para fomentar el desarrollo del mercado de hidrógeno verde en Chile.

Las actividades realizadas se indican a continuación:

- 6 sesiones con Comité Técnico de Hidrógeno verde en Chile
- Entrevistas a 4 expertos internacionales (Alemania, Australia, Estados Unidos)
- Entrevistas a 6 expertos nacionales
- Entrevistas a 12 empresas
- 4 talleres de visión compartida (zonas norte, centro sur y sur Austral)
- 4 talleres de co-construcción de estrategia (zonas norte, centro sur y sur Austral)
- 1 seminario de socialización de propuesta de estrategia preliminar

VISIÓN COMPARTIDA

A partir de una primera ronda de talleres, se elaboró una visión general consensuando las cuatro visiones obtenidas en cada una de las ciudades.

La visión compartida nacional es la siguiente:

“Ser líderes reconocidos a nivel mundial en la **producción, uso y exportación** de hidrógeno verde y sus derivados, a través del **desarrollo tecnológico**, la habilitación de un **mercado competitivo** y utilizando el reconocido **potencial de energías renovables** del país, a fin de contribuir a alcanzar una sociedad sostenible”.

De esta visión se desprende:

- Área clave de desarrollo priorizado: procesos de **producción para el uso nacional y exportación** incluyendo el desarrollo y adaptación tecnológica e investigación.
- Esto lleva a la **consideración prioritaria** de las **brechas** asociadas a la **producción y almacenamiento** en la cadena de valor, sin dejar de considerar brechas asociadas a la demanda y las diversas aplicaciones de H2 verde.
- Además, se deben considerar las brechas identificadas para el proceso de **transporte** de H2, tanto como condición habilitante para la **exportación**, como para el **uso doméstico**.

Esta visión sirve como base para el trabajo de Co-Construcción de una propuesta de Estrategia Nacional.

CONSTRUYENDO UNA VISIÓN COMPARTIDA



*“Ser líderes reconocidos a nivel mundial en la **producción, uso y exportación** de hidrógeno verde y sus derivados, a través del **desarrollo tecnológico**, la habilitación de un **mercado competitivo** y utilizando el reconocido **potencial de energías renovables** del país, a fin de contribuir a alcanzar una sociedad sostenible”*



Ilustración 43: Propuesta de visión compartida nacional

RESULTADOS DE LA CO-CONSTRUCCIÓN DE LA ESTRATEGIA

Durante los talleres de co-construcción de la estrategia, se levantaron distintas ideas e iniciativas que pudieran identificar las razones para actuar (drivers), qué hacer al respecto (soluciones u oferta de valor) y los recursos para actuar (cómo hacer y quiénes), todas éstas para el corto, mediano y largo plazo. La siguiente imagen esquematiza la matriz con la que se trabajó lo largo de los talleres y sobre la cual los asistentes pudieron ordenar sus ideas.

Posteriormente, todas las ideas plasmadas en la matriz fueron priorizadas entre todos los asistentes, donde cada participante contaba con seis votos a ser distribuidos entre todas las ideas según su preferencia.

	HOY	CORTO PLAZO 2019 - 2021	MEDIANO PLAZO 2022-2035	LARGO PLAZO 2036-2050
DRIVERS				
SOLUCIONES				
RECURSOS				

Ilustración 44 Ejemplo de Matriz de trabajo de Co-construcción de la Estrategia

a. Resultados Compilados

En total, se levantaron 264 ideas, agrupadas en el corto y mediano plazo (hasta 2035), centradas en soluciones y drivers. Esto significa que se visualizan razones para actuar e ideas para implementar con sentido de urgencia. El número total de ideas por dimensión (i.e. driver, solución, recursos) y el número de ideas por plazo (corto, mediano, largo) para cada una de las ciudades se muestran en las siguientes gráficas.

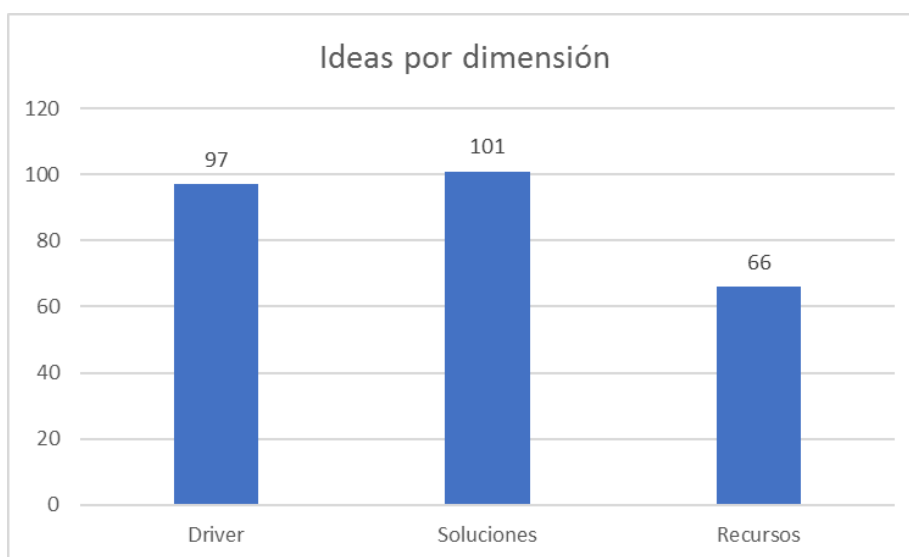


Gráfico 1 Número de ideas totales por dimensión

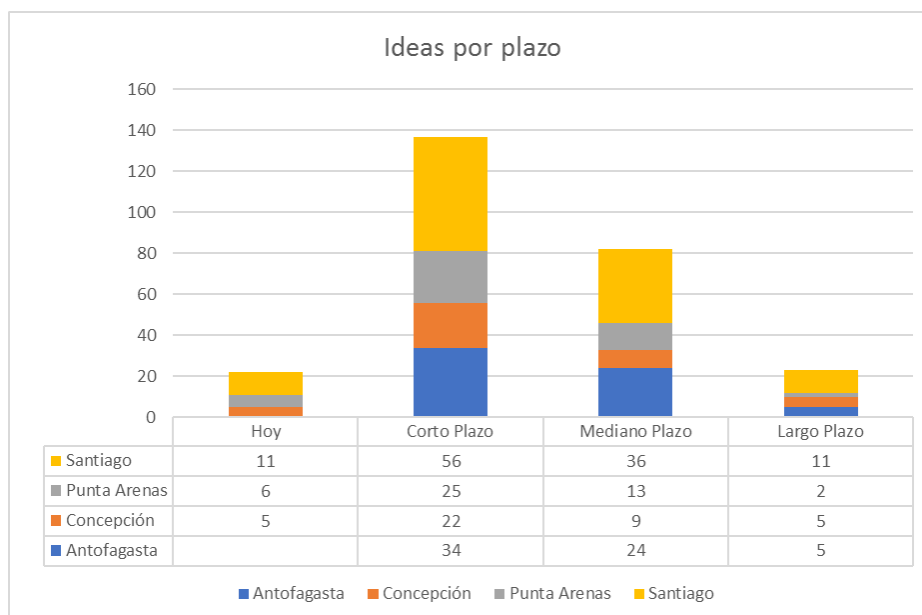


Gráfico 2 Número de ideas por plazo para cada una de las ciudades

b. Procesamiento de datos

El método utilizado para el procesamiento de datos fue el siguiente:

- i. Contabilización de las ideas y los votos
- ii. Ponderación de las votaciones considerando como factores las ideas generadas en el taller v/s el total de ideas generadas en los talleres. El puntaje se corrige con este factor, de forma tal que su votación total sea igual al % de ideas que generó. En la siguiente tabla se resumen los porcentajes y factores para cada una de las ciudades.

Ciudad	Ideas	%	Votos	Factor
Antofagasta	63	24%	142	1,27
Concepción	41	16%	118	1,02
Punta Arenas	46	17%	123	1,04
Santiago	114	43%	367	0,88
TOTAL	264	100%		

Tabla 17 Porcentajes y factor de ponderación

- iii. Análisis de las diferentes ideas, juntando las ideas similares, agrupando o reubicándolas en caso de ser necesario (ej.: drivers que son soluciones).

c. Observaciones generales sobre el proceso participativo

- Participación activa de los asistentes.
- Tanto el tema como el proceso logran despertar interés. Sin embargo, se demandan resultados.
- La devolución de la visión es bien recibida. Los participantes sienten que se recogió la diversidad de visiones.
- El Plan de Acción preliminar se asume con seriedad. Hay disposición a colaborar, asociarse y continuar.
- Se requiere liderazgo y continuidad.
- Se valora y demanda la presencia de las regiones.

d. Propuestas de DRIVERS, SOLUCIONES Y RECURSOS levantados en las cuatro ciudades

A continuación se presenta un listado de los drivers, soluciones y recursos propuestos en las distintas ciudades, como insumo para la construcción e estrategia.

SIMBOLOGÍA	Santiago
	Concepción
	Antofagasta
	Punta Arenas

DRIVERS

INDEPENDENCIA ENERGÉTICA

Largo Plazo	Independencia Energética económica: costo- efectivo
Largo Plazo	Independencia energética
Largo Plazo	Autonomía energética de Chile
Largo Plazo	Desarrollo acelerado del país a través de la independencia energética
Largo Plazo	Independiente energética
Mediano Plazo	Independencia energética (mediano largo plazo)
Largo Plazo	Independencia energética

Aprovechar el Potencial de ER

Corto Plazo	Potencial solar + eólico (Energías renovables)
Mediano Plazo	Recurso estratégico del país aprovechando el potencial
Corto Plazo	Potencial de ER
Corto Plazo	Condiciones de recursos renovables para producir H2
Corto Plazo	Bajo costo generación energías renovables
Mediano Plazo	Producción de energía barata
Corto Plazo	Mejor aprovechamiento de los recursos renovables
Corto Plazo	Potencial de energías renovables en Chile
Largo Plazo	Aprovechamiento de la cadena de valor de generación renovable

Posicionar a Chile en mercado de H2 verde

Hoy	Sentido urgencia: es una carrera mundial
Corto Plazo	Oportunidad de posicionamiento de Chile ahora en H2
Mediano Plazo	Ser referente internacional en cadena de valor H2

Cambio Climático

Hoy	Cambio Climático Señal País (COP 25?)
Mediano Plazo	Mitigar cambio climático
Mediano Plazo	Cambio climático (corto-mediano)
Mediano Plazo	Calentamiento global y cambio climático
Corto Plazo	Emergencia climática
Corto Plazo	Cambio Climático

Acceder a un mercado internacional de productos verdes con trazabilidad

Mediano Plazo	Producto "verde" con trazabilidad desde a Chile al mundo
Mediano Plazo	Energía Renovable, made in Chile para el mundo

Diversificación económica a través de industrias verdes

Mediano Plazo	Diversificación
Mediano Plazo	Diversificación económica (industrial)
Mediano Plazo	Necesidades de diversificar fuentes base Energía por costo o fuente actual
Corto Plazo	Oportunidad de desarrollo económico para industrias verdes

SOLUCIONES	Desarrollo de pilotos	
	Mediano Plazo	Desarrollo de pilotos asociados a regulación por cada etapa/nicho/mercado potencial
	Corto Plazo	Pilotaje H2: generación, almacenaje, transporte (transmisión) y distribución
	Corto Plazo	Desarrollo de pilotos acompañados de regulación con miras a observar requerimientos o posibles modificaciones normativas, esto es= Colaboración público-privada.
	Corto Plazo	Pilotear tecnologías (conexión solar- H2, electrolizadores). Ej.: consorcios
	Corto Plazo	Desarrollar planes pilotos de usos de H2 en distintos ámbitos de mediana escala (transporte, industria)
	Mediano Plazo	Proyectos pilotos para demanda local (fertilizantes...)
	Corto Plazo	Piloto de generación de H2, sus posibles usos y transportes.
	Corto Plazo	H2B2 piloto + confianza
	Corto Plazo	Planta piloto
	Corto Plazo	Realizar pilotos: producción H2 y usos
	Corto Plazo	Operación piloto para generación de H2 y almacenamiento
	Mediano Plazo	Desarrollar proyectos pilotos a nivel regional
	Mediano Plazo	Pilotos industriales: producción, almacenamiento, transporte y uso (Mediano y corto plazo)
	Corto Plazo	Realizar pilotos H2
	Mediano Plazo	Desarrollar pilotos tecnológicos escala industrial
	Corto Plazo	Desarrollo de pilotos
	Marco Regulatorio	
	Corto Plazo	Marco regulatorio claro. Def. Seguridad y directrices
	Corto Plazo	Crear marco regulatorio claro para fomentar inversión
	Corto Plazo	Normativa (estándar)
	Corto Plazo	Elaborar un marco regulatorio flexible, capaz de viabilizar la industria de H2
	Corto Plazo	Marco regulatorio (soluciones y recursos)
	Corto Plazo	Marco regulatorio. Resguardar el recurso
	Corto Plazo	Marco regulatorio: legal, técnico y tributario
	Mediano Plazo	Normativa legal: clara, precisa y que desarrolle mercado laboral (corto-mediano)
	Corto Plazo	Crear marco regulatorio habilitante
	Corto Plazo	Crear marco regulatorio
	Corto Plazo	Desarrollar legislación
	Mediano Plazo	Marco regulatorio
	Corto Plazo	Regularización estándar Fiscalización SEC
	Capital Humano	
	Corto Plazo	Desarrollo de conocimiento y masa crítica (especialistas)
	Corto Plazo	Capital humano técnicos chilenos CFT+IP
	Corto Plazo	Capital humano
	Mediano Plazo	Fortalecer capacidades técnicas
	Hoy	Generar capacidades técnicas (RRHH): pasantías, convenios internacionales, posgrados especializados.
	Corto Plazo	Capital humano especializado
	Corto Plazo	Capacitar C.H
	Corto Plazo	Identificar competencias necesarias del k.h en toda la cadena. Programas de formación a técnico/ pre y pos grado
	Corto Plazo	Desarrollar y formar capital humano
	Corto Plazo	Capacitación
	Ecosistema de colaboración	
	Corto Plazo	Acuerdos públicos-privados

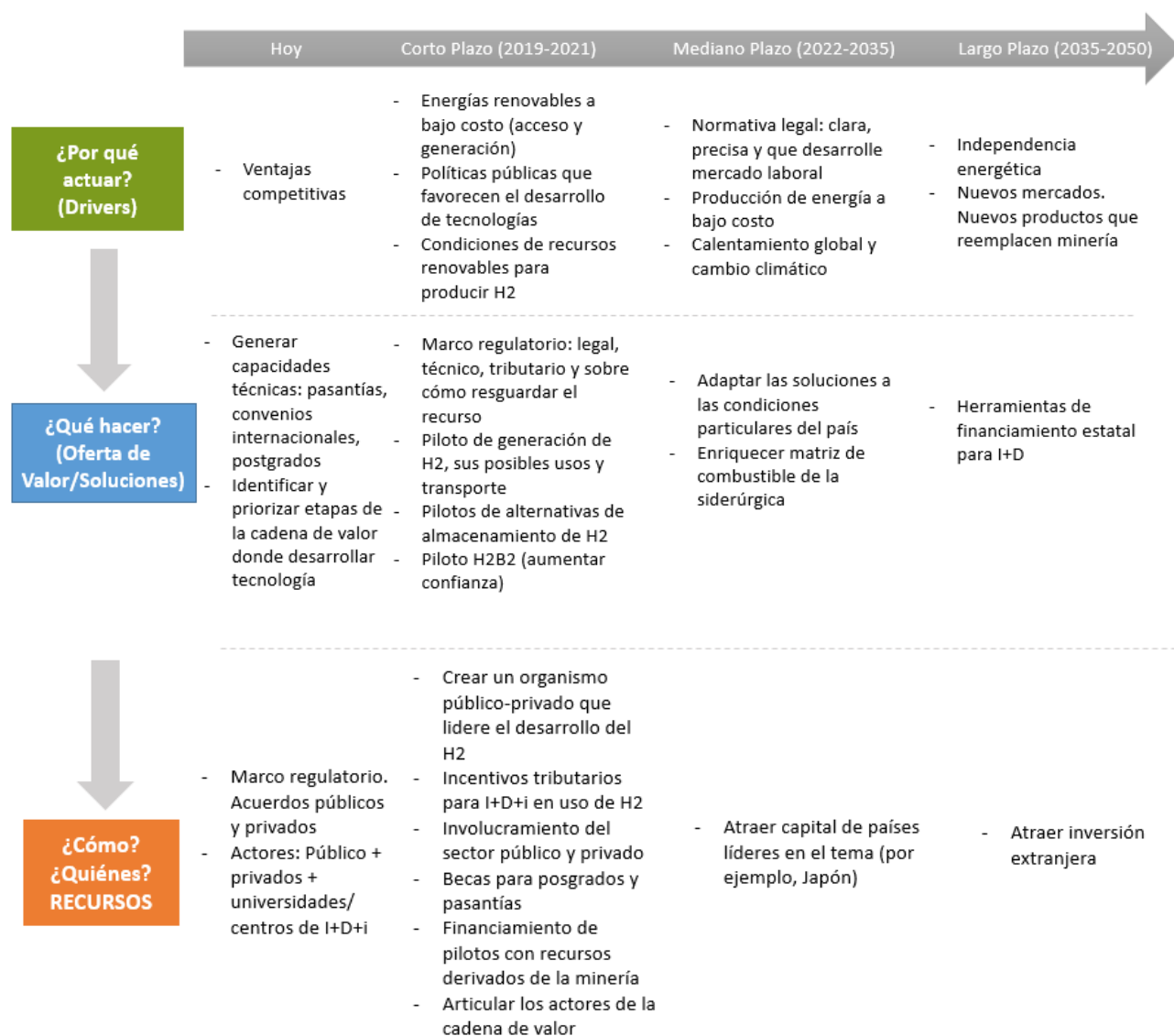
Corto Plazo	Crear un ecosistema colaborativo privado-público- academia para realizar I+D+i
Corto Plazo	Alianza: academia, Gobierno y privados
Corto Plazo	Generaciones de redes de confianza entre los actores y la cadena de valor
Corto Plazo	Crear gobernanza público, privada y academia
Corto Plazo	Crear grupos de trabajos multidisciplinarios (permanente)
Corto Plazo	Sensibilizar al gobierno regional en proyectos.
Promover I+D	
Corto Plazo	Subsidio estatal I+D (soluciones y recursos)
Mediano Plazo	Desarrollo de I+D en seguridad
Largo Plazo	Herramientas de financiamiento estatal para I+D
Corto Plazo	Promover investigación y desarrollo aplicado
Corto Plazo	Investigación aplicada
Corto Plazo	Investigación y desarrollo aplicado (TRL>3)
Difusión y sensibilización social	
Hoy	Comunicación
Corto Plazo	H2: Comunicación/ difusión. Popularización. Información
Corto Plazo	Concientizar sociedad
Corto Plazo	Transmitir a la sociedad los beneficios del H2 verde
Corto Plazo	Sensibilización de las energías renovables e hidrógeno verde a la sociedad
Mediano Plazo	Promover el H2 sociedad
Hoy	Educar a la sociedad sobre el H2 verde
Almacenamiento y transporte	
Mediano Plazo	Almacenamiento y transporte
Mediano Plazo	Fomentar la industria local a través del desarrollo de mercado en transporte y procesos industriales
Largo Plazo	Integración e infraestructura en transporte
Corto Plazo	Alternativa de almacenamiento de H2 (piloto)
Corto Plazo	Iniciar investigaciones de nuevos almacenamientos
Política de estado sobre H2	
Corto Plazo	Incentivo estado (señal clara)
Mediano Plazo	Política estado
Corto Plazo	Generar política Regional H2
Mediano Plazo	Generar política Regional H2
Desarrollo Tecnológico	
Corto Plazo	Desarrollo y tecnología para alcanzar la factibilidad técnica y económica

RECURSOS	
RECURSOS	Asociatividad Publico-Privado Academia
	Hoy Promover acuerdos público-privados. Minimizando riesgos: económicos, tecnológico y legal.
	Hoy Creación de comités de discusión público y privados
	Hoy Estado, academia y empresa
	Corto Plazo Crear un centro autónomo para el desarrollo de la industria del H2 que articule: pública, privada y academia
	Corto Plazo Mesas técnicas: sociedad, industria y academia. Portafolio de tecnología y normas.
	Hoy Marco regulatorio. Acuerdos públicos y privados
	Hoy Actores: Público privados + universidades/centros de I+D+i
	Corto Plazo Involucramiento del sector público y privado regularizado por
	Hoy Conformar equipo de trabajo público-privado, para que se desarrolle la tecnología
	Hoy Fortalecer relación: Gore, sectorial, empresas y academia = CORFO (hoy)
	Corto Plazo \$: Gobierno regional , SSPP y empresas de energía
	Programa Desarrollo y formación Capital Humano
	Corto Plazo Formación de competencias, capacidades y habilidades
	Corto Plazo Financiar cursos de capacitación en el exterior para desarrollar especialistas
	Corto Plazo Elaborar seminarios, workshop con expertos internacionales
	Mediano Plazo Formación: Atracción de capacidades y desarrollo de programas formativos
	Corto Plazo Universidades en capacitación
	Corto Plazo Becas para posgrados y pasantías.
	Corto Plazo Programa de desarrollo y formación de capital humano
	Corto Plazo Capital humano: SSPP, academia y empresas
	Financiamiento para inversión
	Corto Plazo Apoyo financiero del estado para proyectos.
	Mediano Plazo Financiamiento inversión en I+D+i
	Mediano Plazo Financiamiento en Infraestructura
	Mediano Plazo Acceso y facilidad a financiamiento inversión I+D+i
	Hoy Crear un fondo nacional de cambio climático en el que sea elegible el apoyo al H2 verde
	Corto Plazo Financiamiento I+D+i
	Impuesto CO2
	Mediano Plazo Obligatoriedad regulatoria emisiones Co2/Nox
	Mediano Plazo Reforma mecanismo de cobro de impto a CO2 por faena a planta. No por tecnología
	Corto Plazo Impuesto al CO2, favorecer inversión H2
	Incentivos tributarios y subsidios
	Corto Plazo Incentivos económicos: públicos y privados

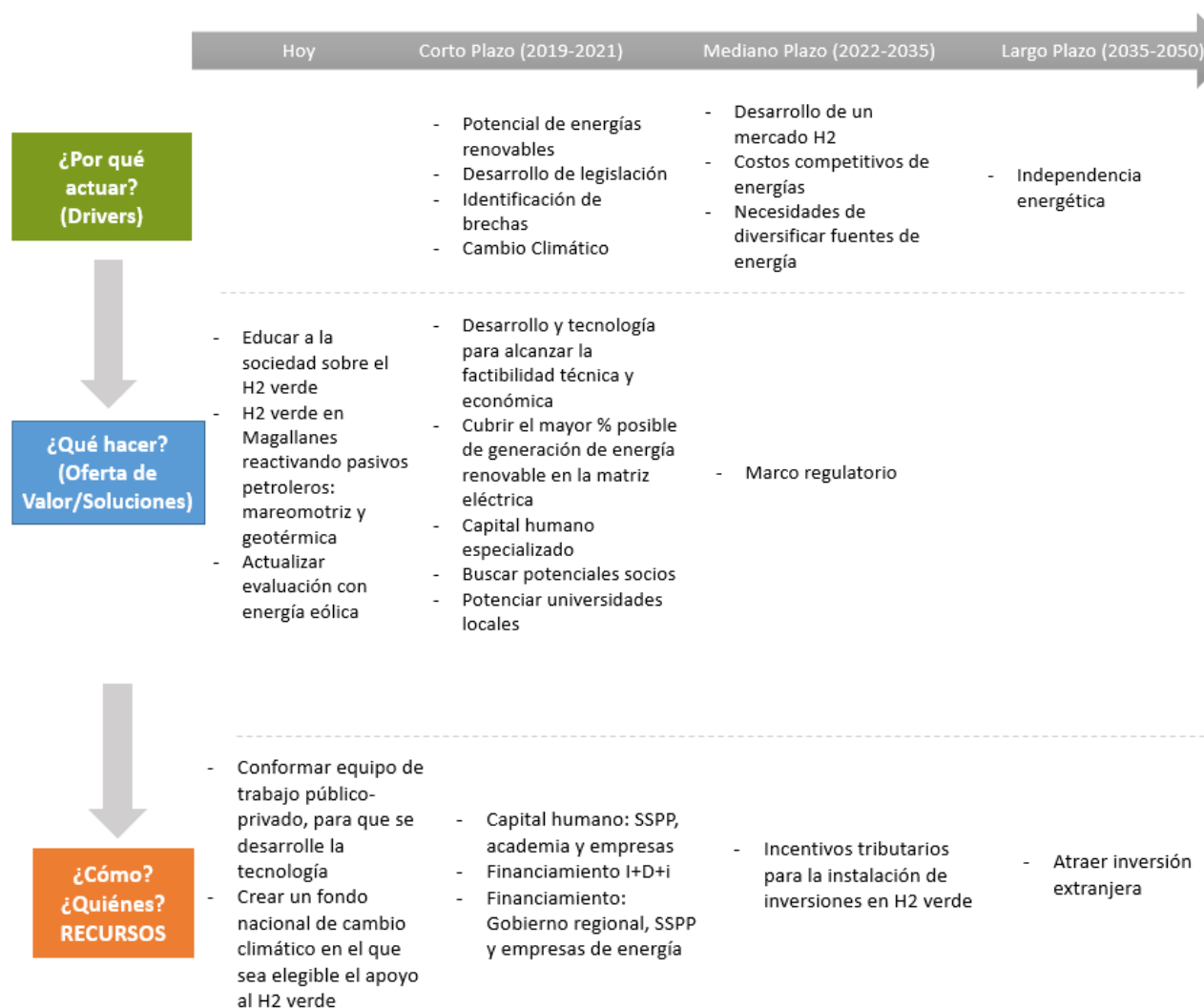
Corto Plazo	Subsidios: instrumentos regulatorios nuevos (ej. Programas integrales de desarrollo) y créditos
Corto Plazo	Incentivos tributarios a la adopción y desarrollo del H2
Mediano Plazo	Capital: riesgo, empresa y Corfo
Mediano Plazo	Eliminación de exención al impto. específico
Corto Plazo	Incentivos tributarios para I+D+i en uso de H2.
Mediano Plazo	Incentivos tributarios para la instalación de inversiones en H2 verde (corto-mediano plazo)
Crear institucionalidad pública que lidere	
Hoy	Ente coordinador
Corto Plazo	Institucionalidad H2
Corto Plazo	Crear un organismo público-privado que lidere el desarrollo del H2.
Corto Plazo	Implementar un Ministerio de Energía independiente.
Corto Plazo	Implementar una institucionalidad pública-privada-académica.
Corto Plazo	Fortalecer pro Chile o similar (mercado)
Atraer inversión extranjera	
Hoy	Ente coordinador
Corto Plazo	Institucionalidad H2
Corto Plazo	Crear un organismo público-privado que lidere el desarrollo del H2.
Corto Plazo	Implementar un Ministerio de Energía independiente.
Corto Plazo	Implementar una institucionalidad pública-privada-académica.
Corto Plazo	Fortalecer pro Chile o similar (mercado)
Financiamiento de Pilotos	
Corto Plazo	Financiar planes pilotos con recursos públicos y privados para usos de H2 a mediana escala
Corto Plazo	Generar los espacios de pilotaje
Corto Plazo	Financiamiento de pilotos con recursos derivados de la minería.

e. Principales resultados (ideas) para cada ciudad, con temporalidad

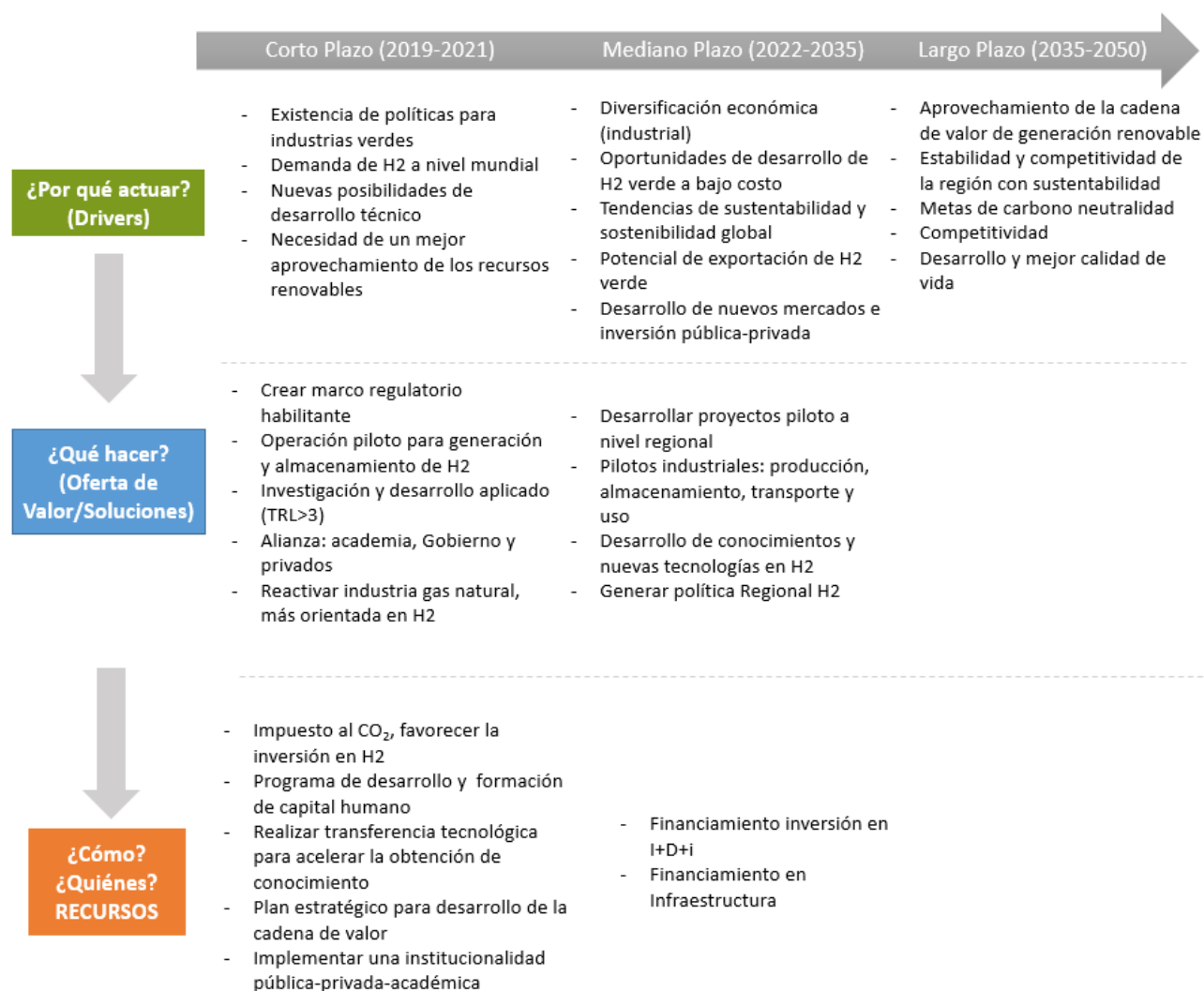
i. CONCEPCIÓN

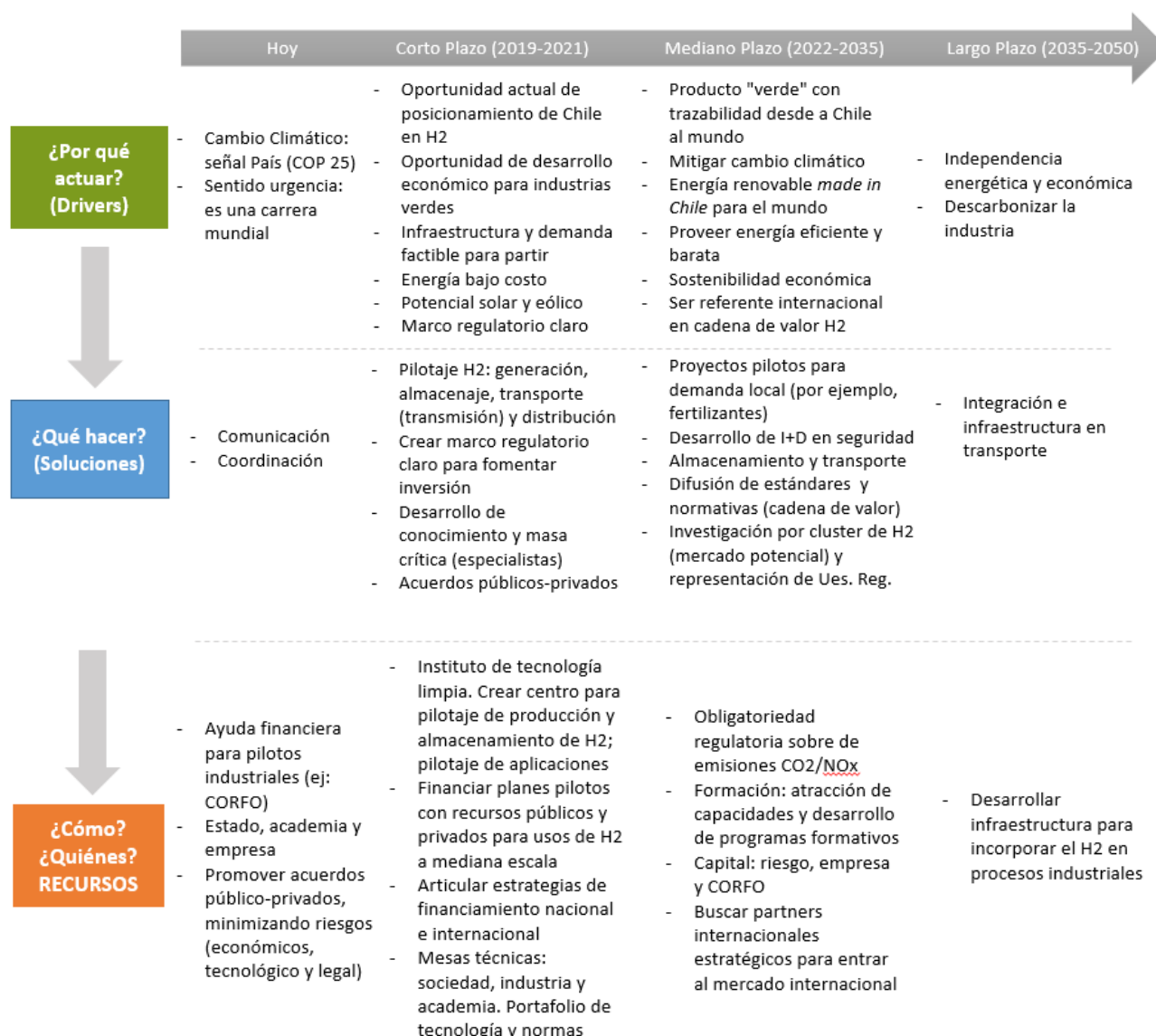


ii. PUNTA ARENAS



iii. ANTOFAGASTA





PROCESO PARTICIPATIVO Y RED DE ACTORES

Es importante señalar que la información respecto del mapeo de actores fue levantada al inicio del proceso de la consultoría, principalmente como un insumo para describir la situación inicial y facilitar la convocatoria al proceso participativo.

Asimismo, la ubicación inicial de los actores en el sociograma, como ha sido señalado, se realizó en base a la información temprana levantada en las entrevistas iniciales, al conocimiento del campo empresarial con que cuentan los equipos profesionales de la CDT y la información secundaria disponible. Así, por ejemplo, uno de los criterios para ubicar a las empresas fue la existencia de información disponible respecto a iniciativas específicas en el tema de H2 verde.

Si bien la consultoría no involucraba la realización de un segundo mapeo de actores, la información disponible permite señalar fundadamente algunos cambios respecto a este mapeo inicial.

En primer lugar, tanto las entrevistas posteriores como el propio trabajo desarrollado en los talleres mostró que en algunos casos, si bien no se habían desarrollado iniciativas específicas o dicha información no estaba disponible de manera pública, existían actores que si tenían interés en el tema y que habían estudiado la posibilidad de realizar iniciativas en torno a ellos.

En segundo lugar, el propio proceso de realización de los talleres y el intercambio de opiniones, ideas e información que ahí se produjo despertó el interés de varios de los participantes. La metodología de los talleres consideraba facilitar este tipo de encuentros y buscaba la ampliación de la red.

Es por eso que en la encuesta de evaluación de la primera ronda de talleres se pedía a los asistentes que entregaran referencias de otras instituciones o empresas que consideraran relevantes para el tema tratado. Estos contacto fueron usados en la convocatoria de la segunda ronda de talleres.

En el segundo taller, se consultó a los asistentes por la disposición a seguir involucrados en las actividades que el desarrollo posterior de la estrategia demandara, utilizando una escala de colaboración que definía cuatro formas de involucramiento de diferente intensidad, siendo la más débil el recibir información de la estrategia y la más fuerte el involucrarse directamente en proyectos o acciones específicas.

Los resultados de esta consulta son los siguientes:

Modalidad de colaboración	N	%
Recibir información del avance de la estrategia	97	94%
Asistir a reuniones de trabajo	81	84%
Colaborar en Mesas de Trabajo	81	84%
Implicarse activamente en proyectos o acciones específicas	75	74%

Tabla 18: resultados encuesta de colaboración

Del total de quienes respondieron la encuesta, el 94%, que equivale a 97 personas, está disponible para recibir información del avance de la Estrategia de Hidrógeno, el 84% está dispuesto a asistir a reuniones de trabajo.

Una cantidad similar está disponible para involucrarse en Mesas de Trabajo y el 74% está dispuesto a implicarse en proyectos o acciones específicas relacionadas con el H2 verde.

Estos resultados muestran que el proceso permitió un cambio en la relación entre los actores, generando nuevas conexiones entre ellos y dibuja un escenario favorable a la colaboración, que pudiera ser aprovechado, en primera instancia, como una red de difusión de las actividades, desafíos y logros que la estrategia logre y, eventualmente, como la constitución de nodos de trabajo en cada una de las regiones en las cuales se implementaron los talleres, recurriendo a los mismos actores que ya señalaron su disposición a colaborar con esta tarea.

El análisis inicial del sociograma sugería desplegar cuatro estrategias, las que fueron abordadas, al menos de manera inicial, por el proceso participativo:

La vinculación de oferentes y demandantes se verifica por la participación activa de las empresas de distintos segmentos de la cadena productiva en el proceso.

La organización de las asociaciones del sector queda relfejada en la importancia dada a la constitución de un espacio de gobernanza y también en el surgimiento de una visión y una estrategia común que tiene la capacidad de aunar esfuerzos, con el liderazgo claro del Comité Solar.

Las acciones de difusión planteadas en un inicio es probablemente uno de los resultados más visibles. No solo se logró posicionar el tema del H2 verde, sino que se dispone de una red de actores dispuestos a recibir información y difundirla en sus espacios.

Por último, la convocatoria a actores señalados inicialmente como claves es algo que también fue conseguido de manera exitosa. Adicionalmente, se visualizan otros actores que muestran una red más amplia de la visualizada inicialmente.

3.7 CONCLUSIONES

- En las distintas ciudades existe participación activa de los asistentes, sin embargo, se advierten diferencias en la cantidad de personas que asisten, predominando la asistencia en la ciudad de Santiago.
- El proceso participativo es bienvenido, especialmente en regiones. El tema logra despertar el interés de las personas y empresas. Sin embargo, se demandan resultados que permitan dar continuidad al desarrollo de implementación de la estrategia.
- La visión nacional consensuada es bien recibida por los participantes de las regiones, quienes se sienten interpretados y representados en la visión común. Se percibe alto interés en aprovechar la oportunidad para Chile.
- Las propuestas para el plan de acción y estrategia preliminar se centran en acciones que permitan contar con efecto demostrativo, y gatillar nuevas iniciativas en la industria. Se percibe disposición para la creación de alianzas y colaboración para el avance.
- La experiencia de rápido crecimiento de la industria solar nacional, resulta inspiradora respecto a las posibilidades que el hidrógeno verde podría ofrecer para Chile, donde se asume que pudiese existir una figura de liderazgo mundial. Para ello, se requiere de un modelo de gobernanza que lidere el tema y facilite la continuidad de la creación e implementación de la estrategia.
- La información disponible muestra que el proceso logró levantar un renovado interés en el tema del H2 verde, existiendo disposición a colaborar con las acciones que se desplieguen posteriormente y sugiere que se logró crear vínculos entre actores diverso, los cuales debieran considerarse un activo para el desarrollo posterior de la estrategia.

V. CAPÍTULO III: PROPUESTA DE ESTRATEGIA PARA EL DESARROLLO DE UN MERCADO DE HIDRÓGENO VERDE Y POTENCIALES ACUERDOS PÚBLICO PRIVADOS

1. Propuesta de estrategia

DRIVERS

De acuerdo a la información levantada en los talleres, se priorizan distintos drivers que son claves para la construcción de una estrategia, por cuanto son elementos que movilizan a la acción de los actores.

Como driver inmediato o de corto plazo, se encuentra el gran potencial de energías renovables a nivel nacional, el cual se correlaciona con la oportunidad que ofrece este potencial, para la generación de hidrógeno verde. Es así como surge el driver *“Posicionar a Chile en el mercado de H2 verde”*, lo que vincula el potencial de generación de energías renovables, con la posibilidad de captar nuevas oportunidades de negocio.

La adaptación y mitigación del cambio climático, surge como driver de corto y mediano plazo, y se asocia a la posibilidad de potenciar el uso de energía limpia y de menores emisiones. Esto a su vez es visto como una oportunidad de aportar a diferentes industrias, con energéticos de bajas emisiones. Adicionalmente, como un driver en el largo plazo, se encuentra la *“Independencia energética”*, que se asocia a la oportunidad de desarrollo económico detrás del uso de energías renovables.

La tendencia mundial de desarrollo de productos verdes, se recoge en el driver *“Acceder a un mercado internacional de productos verdes con trazabilidad”*, que refleja la oportunidad para Chile de participar de un nuevo mercado. Este driver se relaciona con *“Diversificación económica a través de industrias verdes”*, como una posibilidad para Chile de generar nuevos mercados basados en atributos de sustentabilidad, tal como, la energía renovable.

Adicionalmente, un driver que se reconoce importante es el bajo costo de la energía, sin embargo, este driver se percibe como un elemento importante en el mediano plazo.

DRIVERS ¿Por qué actuar?

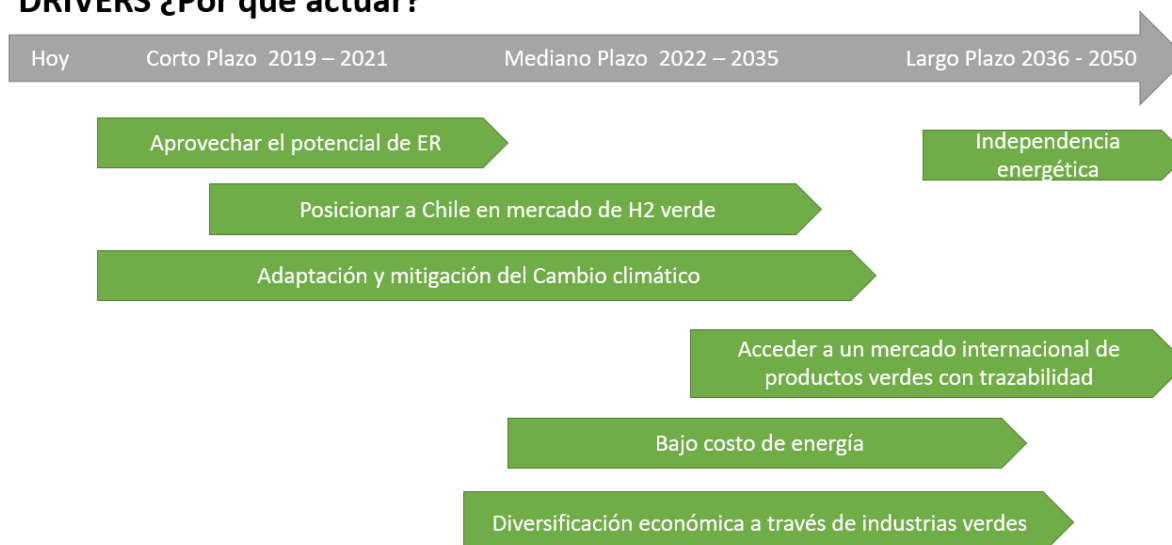


Ilustración 45: Esquema de drivers y temporalidad

VISIÓN NACIONAL

Durante el proceso participativo, se consolidó la siguiente visión nacional:

*“Ser líderes a nivel mundial en la **producción, uso y exportación** de hidrógeno verde y sus derivados, a través del **desarrollo tecnológico**, la **habilitación de un mercado competitivo** y utilizando el reconocido **potencial de energías renovables** del país, a fin de contribuir a alcanzar una sociedad sostenible”.*

CADENA DE VALOR Y EJES DE ACCIÓN

Para poder alcanzar esta visión, se requiere abordar distintos ejes de acción de forma transversal a los eslabones de la cadena de valor del hidrógeno verde, desde la etapa de producción, almacenamiento, transporte y usos finales, considerando tanto un uso doméstico de hidrógeno, como su exportación.

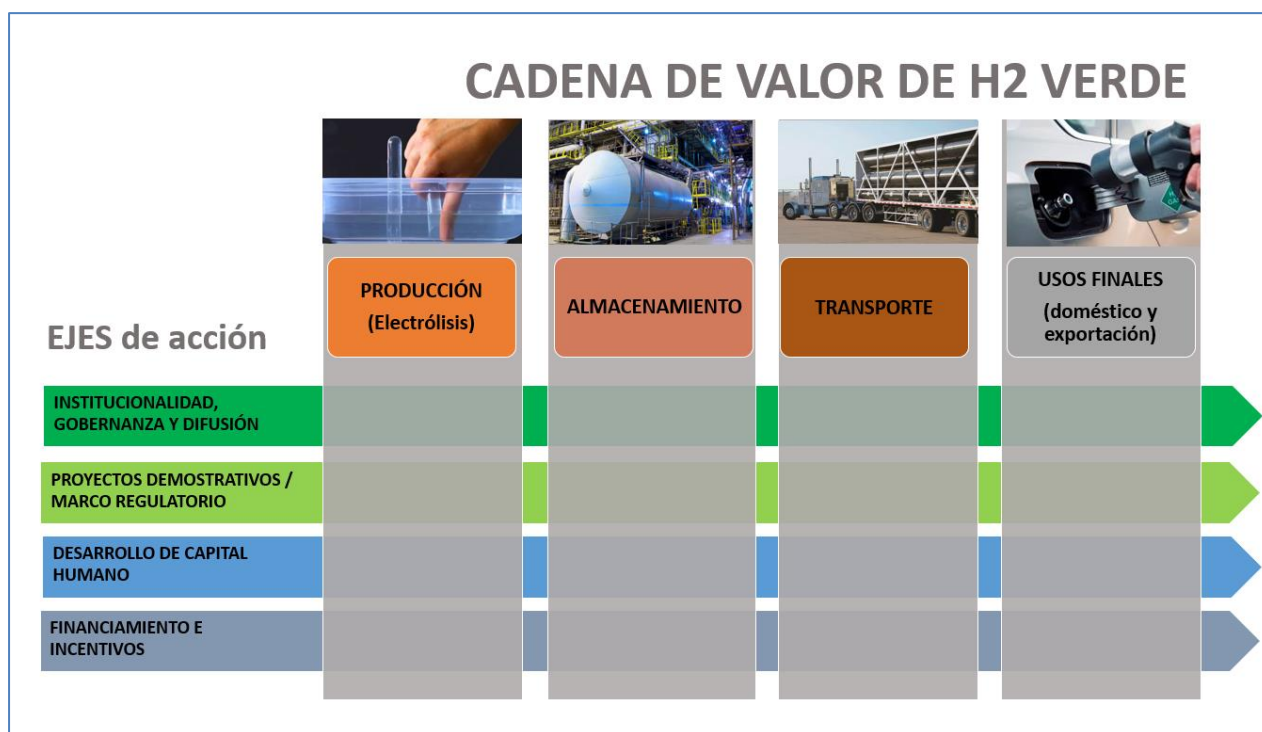


Ilustración 46: Esquema de cadena de valor y ejes de acción transversales

De acuerdo a los drivers, las brechas identificadas en el diagnóstico y las soluciones propuestas durante el proceso participativo, se identifican cuatro ejes/pilares transversales de acción, que se resumen en:

- INSTITUCIONALIDAD, GOBERNANZA Y DIFUSIÓN: Articular nuevos proyectos y difundir conocimiento para el desarrollo del mercado.
- PROYECTOS DEMOSTRATIVOS e I+D+i /MARCO REGULATORIO: Realizar proyectos demostrativos de hidrógeno verde e investigación tecnológica acompañado por el desarrollo de un marco regulatorio específico

- DESARROLLO DE CAPITAL HUMANO: Preparación de técnicos y profesionales para el mercado del H2 verde
- FINANCIAMIENTO E INCENTIVOS: Generar condiciones habilitantes para el desarrollo del mercado a través de diversas fuentes de financiamiento y mecanismos de incentivo

A continuación se detallan las actividades o acciones por cada eje estratégico:

EJE 1. INSTITUCIONALIDAD, GOBERNANZA Y DIFUSIÓN

DESAFÍO (extracto de la visión):

“Ser líderes a nivel mundial... utilizando el reconocido potencial de energías renovables del país”.

BRECHAS transversales (a lo largo de cadena de valor):

T1. “Falta de información para lograr el entendimiento del potencial del hidrógeno como vector energético” a la sociedad y tomadores de decisión del mundo público y privado (incluyendo la banca).

BRECHAS IDENTIFICADAS DURANTE PROCESO PARTICIPATIVO:

- Falta articulación a lo largo de la cadena de valor
- Falta de institucionalidad que fortalezca articulación público – privado – academia.
- Falta de difusión acerca de los beneficios y el potencial de hidrógeno verde como vector energético

ACCIONES:

- Fortalecer ecosistema de colaboración público-privada, vinculando a academia.
- Difusión y sensibilización social, mediante instancias de información y comunicación respecto a hidrógeno verde. Realizar seminarios y talleres de difusión de información relacionada a soluciones y aplicaciones basadas en hidrógeno verde.
- Crear institucionalidad que lidere desarrollo de hidrogeno verde

EJE 2. PROYECTOS DEMOSTRATIVOS E I+D+i / MARCO REGULATORIO

DESAFÍO (extracto de la visión):

*“Ser líderes reconocidos a nivel mundial en la **producción, uso y exportación ...**”mercado competitivo”...*

BRECHAS:

- **ETAPA PRODUCCIÓN (Electrólisis)**
 - (P1) Producción de H2 verde aún no competitiva económicamente con producción de H2 convencional.

- (P2) Falta de pilotos de escala industrial de producción de H2 verde en Chile para demostrar su factibilidad técnica y económica
- (P3) Producción de hidrógeno verde on grid: factor de emisión de la red eléctrica define el carácter “verde” de producción (dependiendo mix eléctrico que no es 100% renovable)
- **ETAPA ALMACENAMIENTO**
 - (A1) Falta análisis técnico económico y comercial de opciones de almacenamiento a nivel nacional
 - (A2) Falta de proyectos piloto de escala industrial de almacenamiento para uso en sistemas eléctricos
- **TRANSPORTE**
 - (T1) Costos de transporte de H2 tienden a ser mayores que costos de transporte de gas natural.
 - (T2) Barcos de transporte de H2 intercontinentales están aún en desarrollo.
 - (T3) Transporte de H2 como amoníaco, metanol u otro requieren procesos de transformación en puertos de origen y destino; costos aumentan en correlación con distancias.
- **USOS FINALES (doméstico y exportación)**
 - (U1) Tecnologías disponibles para camiones mineros en desarrollo I+D
 - (U2) Se requiere regulaciones específicas y normativas de seguridad
 - (U3) Falta de marco regulatorio (tributario) específico sobre hidrógeno verde en transporte.
 - (U4) Logística de abastecimiento aún no disponible
 - (U5) Falta definición de porcentajes máximos de inyección permitidos en redes de gas natural

ACCIONES:

Proyectos demostrativos e I+D+i:

- Programa Tecnológicos I+D Combustibles duales y celdas de combustibles
- Programa Tecnológico I+D combustibles solares para la industria
- Línea de I+D de hidrógeno en Instituto Chileno de Tecnologías Limpias
- Proyecto I+D producción de hidrógeno a alta temperatura
- Proyecto industrial sustitución de importaciones de químicos
- Proyecto demostrativo buses a hidrógeno
- Proyecto inyección de hidrógeno a red de gas natural
- Proyecto producción y exportación de hidrógeno verde
- Proyecto de producción de hidrógeno verde y cadena logística de abastecimiento a la industria y minería

Marco regulatorio

- Políticas y regulaciones de cambio climático
- Estándares técnicos y de seguridad (Comité Técnico)
- Impuesto a CO2

EJE 3 DESARROLLO DE CAPITAL HUMANO

DESAFÍO (extracto de la visión):

*...” la habilitación de un **mercado competitivo**”...*

BRECHAS transversales (a lo largo de cadena de valor):

- Falta de Capital humano capacitado (ingeniería, técnicos, operadores, especialistas en seguridad, etc.)

ACCIONES:

- Programa de formación de capital humano
- Desarrollo de cursos en carreras universitarias para la formación de profesionales
- Desarrollo de perfiles de competencias en técnicos, desarrollo de módulos de formación, capacitar y certificar competencias.

EJE 4. FINANCIAMIENTO E INCENTIVOS

DESAFÍO (extracto de la visión):

*“Ser líderes reconocidos a nivel mundial en la **producción, uso y exportación...** la habilitación de un **mercado...**”*

BRECHAS transversales (a lo largo de cadena de valor):

- Falta de modelos de financiamiento para proyectos demostrativos de escala industrial e I+D+i
- Falta de marco regulatorio (tributario) específico sobre hidrógeno verde en transporte
- Falta de mecanismos/instrumentos de certificación de H2 verde

ACCIONES:

- Financiamiento de proyectos demostrativos:
 - Coordinar con fondos de desarrollo regional
 - Aplicar a instrumentos de CORFO
 - Aplicar a asistencia técnica de organismos bilaterales
 - Aplicar a líneas de exConicyt
- Incentivos de organismos nacionales y multilaterales
- Atracción de inversión extranjera
- Aplicar a financiamiento de proyectos de reducciones de GEI
- Créditos a empresas privadas

QUICK WINS (Oportunidades de avance rápido):

<p>EJE 1. INSTITUCIONALIDAD, GOBERNANZA Y DIFUSIÓN</p>	<p>Aprovechar la visibilidad internacional de la COP25, para mostrar el potencial de Chile en materia de hidrógeno verde.</p> <p>Continuar con Seminarios Internacionales anuales sobre H2 verde, convocando desde el 2019 a empresas con experiencia real en proyectos.</p>
<p>EJE 4. FINANCIAMIENTO E INCENTIVOS</p>	<p>Aprovechar instrumentos financieros de CORFO y del Instituto de Tecnologías Limpias apenas estén disponibles, para la inversión y desarrollo de proyectos demostrativos.</p> <p>Aprovechar la COP 25 para atraer empresas extranjeras a realizar proyectos junto con socios locales en Chile.</p>

2. Propuesta de hoja de ruta

De acuerdo a las temáticas levantadas durante el proceso participativo y a la propuesta preliminar de estrategia para el desarrollo del mercado de hidrógeno verde en Chile, se propone la siguiente hoja de ruta, con iniciativas en el corto, mediano y largo plazo:

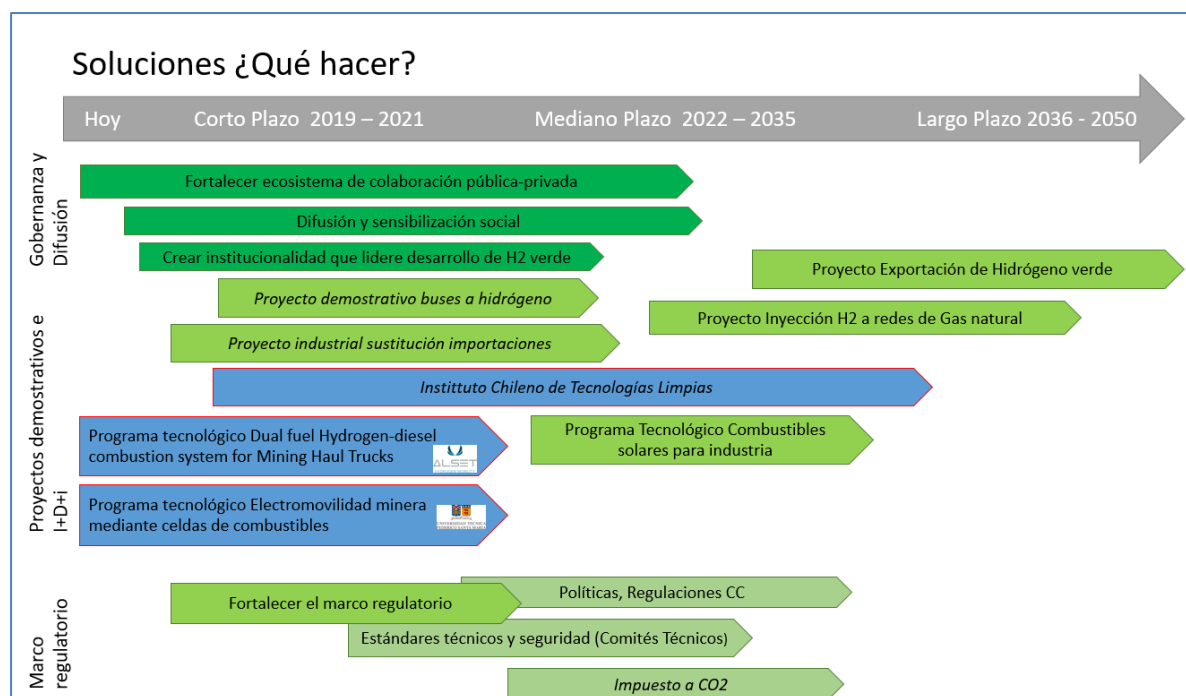


Ilustración 47: Diagrama de hoja de ruta: Soluciones e iniciativas propuestas para alcanzar la visión definida de desarrollo del mercado de hidrógeno verde en Chile

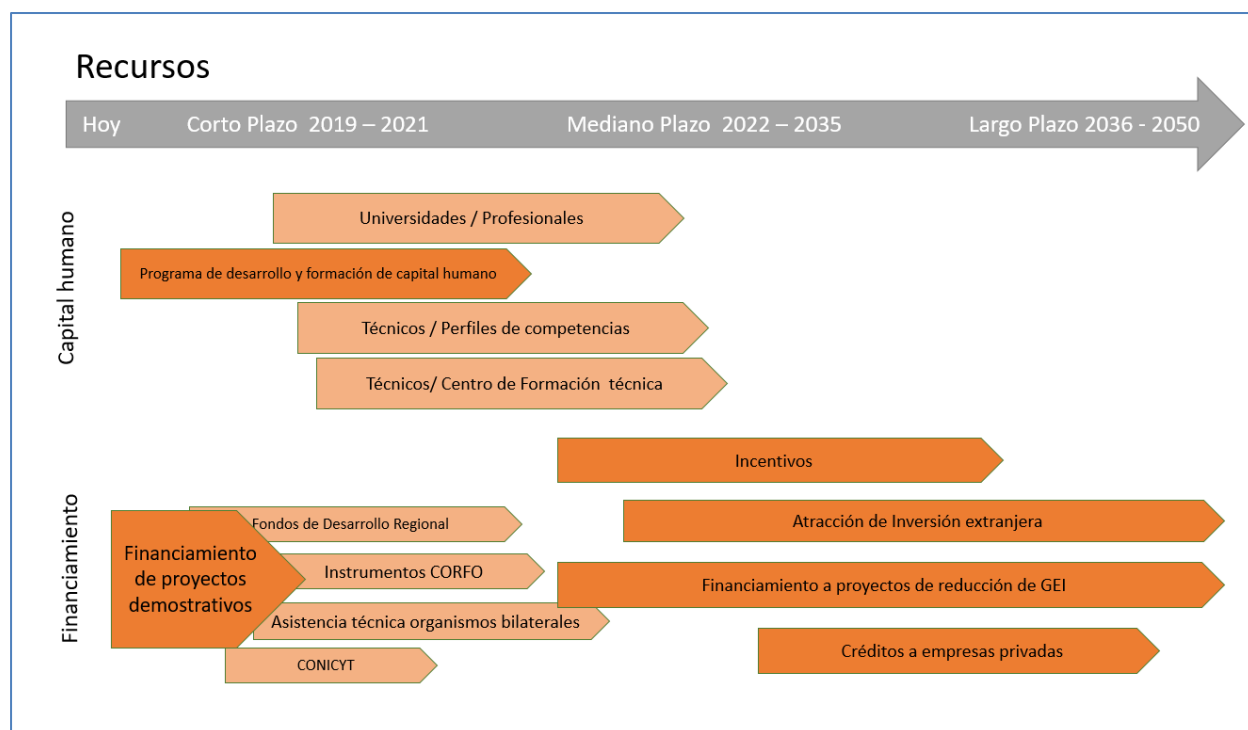


Ilustración 48: Diagrama de hoja de ruta: Recursos habilitantes

CONCLUSIONES

La visión definida por los distintos actores que participaron del proceso, implica acciones en 4 ejes a lo largo de la cadena de valor (producción, almacenamiento, transporte, y usos finales).

El primer eje se relaciona a Institucionalidad, gobernanza y difusión, donde el objetivo es articular nuevos proyectos y difundir conocimiento para fomentar el desarrollo del mercado de hidrógeno verde. Con esto, la estrategia se centra en iniciativas que permitan dar a conocer a Chile como un jugador relevante en la industria del hidrógeno verde. Para ello, se consideran iniciativas que permitan articular actores del sector público y privado, que permita gatillar proyectos, además de generar instancias de articulación y transferencia de conocimiento a nivel nacional e internacional.

El segundo eje corresponde a proyectos demostrativos, I+D+i y Marco regulatorio, donde a través de iniciativas concretas se pueda obtener parámetros técnicos de operación y niveles de performance, que permitan bajar la percepción de riesgo en etapas siguientes de escalamiento. Con ello, las iniciativas se centran en identificar proyectos demostrativos de escala industrial y proyectos I+D+i, por nichos de mercado, por macrozona geográfica y para distintos usos finales. Esto, de la mano con avanzar en el desarrollo del marco regulatorio requerido.

El tercer eje se relaciona al capital humano, donde se espera disponer de capital humano preparado para atender la industria de H₂ verde nacional, habilitando un mercado competitivo. De este modo, las acciones se vinculan con el fortalecimiento del capital humano, mediante formación de profesionales y técnicos en temas de hidrógeno verde en Chile.

El cuarto eje de financiamiento e incentivos, busca acelerar la inversión y el desarrollo de proyectos demostrativos de escala industrial, para así poder impulsar el mercado en cuanto a la producción, la aplicación para llegar a la exportación de hidrógeno verde. Esto requiere de iniciativas que permitan generar condiciones regulatorias y de incentivos habilitantes para el desarrollo del mercado.

Para el éxito de la estrategia, se requiere de articulación y participación activa de distintos actores. Una de las ventajas, es que se identifican oportunidades de acciones rápidas o Quick Wins, que puedan fortalecer la visibilidad de oportunidades de desarrollo del mercado en Chile, tal como seminarios internacionales, la COP25 en Chile o el apoyo de CORFO y el instituto de Tecnologías Limpias en desarrollo.

VI. CAPÍTULO IV: PLAN DE SEGUIMIENTO Y MONITOREO

1. Introducción al plan de seguimiento y monitoreo

Será fundamental el desarrollo de un plan de seguimiento que permita llevar a cabo la estrategia del H2, levantada en base la hoja de ruta descrita en los capítulos anteriores.

A diferencia de otras estrategias y hojas de ruta de implementación de tecnologías o de metas de industria, esta estrategia tiene la complejidad adicional de pretender ser un nuevo sector productivo en el país, lo que significa actores y recursos diferentes en relación a los road maps de sectores más acotados.

Previo a la elaboración del plan de seguimiento, a juicio del equipo consultor, es indispensable establecer la forma de implementación de la estrategia.

Implementación de la Estrategia

La estrategia de desarrollo del H2 verde en Chile, posee una serie de actividades, proyectos, actores que deberán conjugarse para que se acelere el desarrollo de esta industria en Chile.

En este contexto, y debido a lo inicial de este mercado, se estima relevante desarrollar una institucionalidad que se responsabilice de llevar a cabo las actividades y desafíos concretos de la estrategia. Esta institucionalidad puede ser liviana al principio, sin embargo, será importante que tenga en consideración los siguientes elementos:

- **Posea financiamiento basal:** es un aspecto fundamental para lograr los primeros logros de la estrategia. Estos recursos serán necesarios para financiar el(los) profesional(es) encarguen de coordinar la implementación de la estrategia
- **Tenga profesionales adecuados y dedicados para concretar las iniciativas:** el éxito o fracaso de proyectos de implementación depende de contar con los perfiles de profesionales adecuados para la implementación de la estrategia. En este sentido, será importante definir la estructura adecuada que permita dar los primeros pasos de la estrategia
- **Posea una estrecha relación con el sector privado:** debido a la importancia del sector privado y de los APPs, será fundamental que exista una cercanía de esta estructura con los actores relevantes de la estrategia, y que sean reconocidos y confiables para el sector privado.

Finalmente, será importante establecer tres aspectos fundamentales para su funcionamiento:

- **Institucionalidad y pertenencia:** esta figura deberá estar alojada, ya sea en una entidad pública (Comité Solar e Innovación Energética Corfo, Ministerio de Economía, Ministerio de Energía etc.), o eventualmente ser una entidad privada (ej. H2 Chile, centro de investigación). Cada una de estas posee ventajas y desventajas que deberán ser tomadas en consideración
- **Dependencia y dirección:** será fundamental que esta estructura cuente con una dirección de alto nivel (directorío, consejo), que vaya periódicamente viendo los avances y la concreción de las actividades y proyectos de la estrategia.

- Relación con instituciones y asociaciones similares (ej. asociación de H2): los roles y responsabilidades deberán ser definidos claramente, de forma de evitar roces y redundancia de actividades con otras entidades, tales como ministerios, asociaciones gremiales, centros de investigación. Si bien de acuerdo a la experiencia del equipo consultor, esto es inevitable, se estima como prioritario una estrecha comunicación de esta estructura con otras entidades que lleven a cabo tareas similares.

2. Plan de Seguimiento y desarrollo de indicadores

Una vez definida la estructura responsable de darle seguimiento a la estrategia, será importante que este equipo incorpore a su gestión, el cumplimiento de un plan de seguimiento que permitirá conocer los avances de la estrategia.

Este plan de seguimiento constituirá una herramienta para la dirección (directorio, consejo) permitirá conocer los estados de avances y cumplimiento de las distintas metas e hitos. Debido a lo amplio del alcance de la estrategia, se estima adecuado separarlos en los pilares fundamentales de la estrategia:



De esta forma, se estima adecuado, llevar a cabo planes de seguimiento para cada uno de estos:

- Institucionalidad, Gobernanza y Difusión
- Proyectos Demostrativos / Marco Regulatorio

- Desarrollo de Capital Humano
- Financiamiento e Incentivos

El plan de seguimiento para cada uno de estos pilares tendrá las siguientes consideraciones:

- Actores relevantes
- Financiamiento
- Hitos clave
- Quick Wins o triunfos tempranos

A continuación se procede a describir estos ítems para cada uno de los pilares de la estrategia:

1.- Institucionalidad, Gobernanza y Difusión

En este caso, también se estima adecuado que exista un comité asesor responsable de apoyar y realizar el seguimiento de las distintas iniciativas, para lo cual se estima que deben participar al menos representantes de ministerios relevantes (Economía, Energía), Corfo y empresas (H2 Chile). En este caso, es prioritaria la generación de la gobernanza e institucionalidad del desarrollo del H2 verde en Chile, por lo que una de las actividades más relevantes, y de forma de seguir con la inercia generada, es crear una estructura responsable de la hoja de ruta en una primera etapa.

De acuerdo a la estrategia del H2 verde, específicamente en lo relativo a Institucionalidad, Gobernanza y Difusión se observan las siguientes iniciativas/proyectos más relevantes:

- ✓ Generación de Gobernanza del Programa
- ✓ Programa de Difusión y Sensibilización a Nivel Nacional
- ✓ Programa de Difusión a Nivel Internacional
- ✓ Fortalecimiento de colaboración público privada

Junto a estas, se pueden incluir otras que se irán identificando más adelante. De la misma forma que en el caso de Capital Humano, **se establece un plan de seguimiento que posee sus propias actividades de verificación y evaluación, junto a indicadores que permiten controlar los estados de avances y cumplimiento de metas.** Esto se presenta en la siguiente tabla:

Proyecto / Iniciativa	Comité Gestor responsable seguimiento y evaluación	Quick Wins		Hitos Clave		Actividades Seguimiento		Indicadores	
		Actividad	Plazo	Actividad	Plazo	Actividad	Plazo	Indicador	Frecuencia
1.- Generación de Gobernanza del Programa	Conformado por representantes de H2 Chile, representantes de ministerios de economía, energía	1.- Conformación de estructura responsable del H2 en la primera etapa	Segundo semestre 2019	1.- Conformación de Equipo responsable y comités gestores 2.- Presentación de plan de trabajo para el desarrollo de los 4 pilares (capital humano, proyectos piloto y demostrativos, institucionalidad-gobernanza-difusión, incentivos y regulación)	1.- segundo semestre 2019 2.- fines de 2019	1.- Validación y Apoyo en la conformación del equipo 2.- Validación y Aprobación de plan de trabajo inicial 3.- directorios trimestrales con los avances de las iniciativas (4 pilares)	1.- segundo semestre de 2019 2.- Fines de 2019 3.- cada 3 meses (4 al año)	N/A	
2.- Programa de Difusión y Sensibilización a Nivel Nacional		1.- Seminario de difusión de experiencias	Segundo semestre 2019	1.- Desarrollo de programas anuales de difusión y sensibilización	1.- Principio de cada año	1.- Verificación de cumplimiento de actividades de difusión del programa en los directorios	1.- en los directorios (trimestrales), mediante una cuenta del avance del programa de sensibilización y difusión nacional	1.- Cantidad de apariciones del programa de H2 en medios (escritor, TV, radio) 2.- Cantidad de participantes en seminarios 3.- Cantidad de difusión regional	cálculo semestral
3.- Programa de Difusión a Nivel Internacional		1.- Presentación de Estrategia de H2 en eventos internacionales	Primer semestre 2020	1.- Desarrollo de programas anuales de difusión internacional	1.- Principio de cada año	1.- Verificación de cumplimiento de actividades de difusión internacional del programa en los directorios	1.- en los directorios (trimestrales), mediante una cuenta del avance del programa de difusión internacional	1.- Numero de participaciones en eventos internacionales 2.- Membresías en organizaciones internacionales relevantes al H2	cálculo semestral
4.- Fortalecimiento de colaboración público privada		1.- Firma de intenciones para llevar a cabo al menos 2 APPs	Primer semestre 2020	1.- Firma de APPs para el desarrollo de proyectos	1.- de acuerdo al cronograma de proyectos piloto y demostrativos (2022, 2023, 2024 , 2025)	1.- Verificación y apoyo para la realización de los APPs (en los directorios)	1.- En los directorios (trimestrales)	1.- Cantidad de firma de intenciones de APPs 2.- Cantidad de firma de APPs	anual

Es importante mencionar que los plazos son preliminares y se deberán ir ajustando en la medida que haya mayor definición de cada una de estas actividades/iniciativas. Por otra parte, tanto los hitos como quick wins, son los que se estiman relevantes para el éxito de las iniciativas, sin desmedro que puedan ser modificados o que se agreguen hitos a cada iniciativa.

2.- Proyectos Demostrativos, Pilotos I+D+i y Marco Regulatorio:

De la misma forma que en el caso anterior, se estima adecuado que exista un comité asesor responsable de apoyar y realizar el seguimiento de las distintas iniciativas así como también entidades regulatorias (SEC, INN) que apoyen la creación y desarrollo de normativa habilitante. En este contexto, y en especial para el caso de proyectos, **la labor de seguimiento y monitoreo, está ligada a apoyar la realización de estos proyectos (búsqueda de financiamiento, articulación de actores, difusión, apoyo en la resolución de problemas)**, más que el seguimiento a cada proyecto piloto o demostrativo. Esto, ya que cada proyecto tendrá sus propias responsables y cumplimientos de acuerdo al proyecto.

De acuerdo a la estrategia del H2 verde, específicamente en lo relativo a Proyectos demostrativos y Pilotos I+D+i se consideran preliminarmente las siguientes iniciativas/proyectos más relevantes:

- ✓ Proyecto Industrial Sustitución de Importaciones de químicos
- ✓ Proyecto Demostrativo Buses a Hidrógeno
- ✓ Línea de I+D de hidrógeno en Instituto Chileno de Tecnologías Limpias
- ✓ Programas Tecnológicos (Dual Fuel y electromovilidad Minera)
- ✓ Programa Tecnológico I+D combustibles solares para la industria
- ✓ Proyecto I+D producción de hidrógeno a alta temperatura
- ✓ Proyecto Inyección H2 a redes de Gas natural
- ✓ Proyecto de producción de hidrógeno verde y cadena logística de abastecimiento a la industria y minería
- ✓ Proyecto producción y exportación de hidrógeno verde
- ✓ Revisión de estándares internacionales de H2 ya existentes (ej. ISO, SAE) y análisis de su aplicabilidad al contexto regulatorio nacional.
- ✓ Creación de una propia hoja de ruta de regulación, con el fin de abarcar vacíos en regulación transversal de H2

Junto a estas, se pueden incluir otras que se irán identificando más adelante. De la misma forma que en el caso de Capital Humano, **se establece un plan de seguimiento que posee sus propias actividades de verificación y evaluación, junto a indicadores que permiten controlar los estados de avances y cumplimiento de metas.** Esto se presenta en la siguiente tabla:

Proyecto / Iniciativa	Comité Gestor responsable	Quick Wins		Hitos Clave		Actividades Seguimiento		Indicadores	
		Actividad	Plazo	Actividad	Plazo	Actividad	Plazo	Indicador	Frecuencia
1.- Proyecto Industrial Sustitución de Importaciones	Conformado por representantes de H2 Chile, representantes de ministerios involucrados, Corfo y Conicyt y entidades regulatorias (SEC, INN)	1.- Estudio de prefactibilidad	1.- Actual	1.- Levantamiento de financiamiento e inicio piloto	1.- Preliminarmente 2020	1.- Solicitud de presentaciones periódicas al equipo del proyecto, para apoyarlos en el éxito de la iniciativa (levantamiento de fondos, apoyo normativo, etc.) (*)	En un inicio trimestrales, luego semestrales	1.- Estado de avance del proyecto	anual
		2.- Estudio de factibilidad	2.- 6 meses	2.- Producción de Amoniaco en base a H2 verde	2.- Por definir			2.- m3 de NH3 producidos	
2.- Proyecto Demostrativo Buses a Hidrógeno		1.- Levantamiento de financiamiento para prefactibilidad	1.- 3 meses	1.- Levantamiento de financiamiento e inicio proyecto demostrativo	1.- Preliminarmente 2020	1.- Solicitud de presentaciones periódicas a los responsables de llevar a cabo el proyecto, para apoyarlos en el éxito de la iniciativa (levantamiento de fondos, apoyo normativo, etc.) (*)	En un inicio trimestrales, luego semestrales	1.- Estado de avance del proyecto	anual
		2.- Firma de APP para estudiar la realización de un proyecto demostrativo	2.- 18 meses	2.- Funcionamiento de primeros buses a H2	2.- Por definir			2.- buses a H2 en circulación	
3.- Línea de I+D de hidrógeno en Instituto Chileno de Tecnologías Limpias	Conformado por representantes de H2 Chile, representantes de ministerios involucrados, Corfo y Conicyt y entidades regulatorias (SEC, INN)	1.- Inclusión del H2 dentro de las líneas del instituto	1.- fines de 2019	1.- Contratación de equipo dedicado al H2 en el instituto	1.- Por definir	1.- Chequeo de inclusión del H2 dentro de las líneas del instituto	1.- 2019	1.- Avance del Plan de desarrollo de I+D de H2 dentro del instituto (y otros por definir, relativos al plan)	anual
				2.- Presentación de plan de I+D de H2 en el instituto	2.- Por definir	2.- Apoyo en la selección del equipo de trabajo del H2	2.- Por definir		
				3.- Cumplimiento de plan de I+D de H2	3.- por definir	3.- Revisión del plan de desarrollo del H2	3.- Por definir		
						4.- Solicitud de presentaciones periódicas a los responsables de llevar a cabo el proyecto, para apoyarlos en el éxito de la iniciativa (levantamiento de fondos, apoyo normativo, etc.) (*)	4.- Semestrales		
4.- Programas Tecnológicos (Dual Fuel y electro movilidad Minera)	Conformado por representantes de H2 Chile, representantes de ministerios involucrados, Corfo y Conicyt y entidades regulatorias (SEC, INN)	1.- Difusión de resultados preliminares	1.- Fines de 2019	1.- Finalización de los programas y presentación de resultados	1.- de acuerdo a gantt de los programas	1.- Solicitud de presentaciones periódicas a los responsables de llevar a cabo el proyecto, para apoyarlos en el éxito de la iniciativa (levantamiento de fondos, apoyo normativo, etc.) (*)	En un inicio trimestrales, luego semestrales	1.- estado de avance de los programas	anual
								2.- decisión de escalamiento posterior a los programas	

Proyecto / Iniciativa	Comité Gestor responsable	Quick Wins		Hitos Clave		Actividades Seguimiento		Indicadores	
		Actividad	Plazo	Actividad	Plazo	Actividad	Plazo	Indicador	Frecuencia
5.- Programa Tecnológico I+D combustibles solares para la industria	Conformado por representantes de H2 Chile, representantes de ministerios involucrados, Corfo y Conicyt y entidades regulatorias (SEC, INN)	1.- Firma de APP para estudiar la realización de un proyecto de combustibles solares para la industria	2022	1.- Levantamiento de financiamiento e inicio de programa de I+D+i 2.- Término de construcción y operación de proyecto	1.- Por definir 2.- Por definir	1.- Solicitud de presentaciones periódicas al equipo del proyecto, para apoyarlos en el éxito de la iniciativa (levantamiento de fondos, apoyo normativo, etc.) (*)	En un inicio trimestrales, luego semestrales	1.- Estado de avance del proyecto respecto a la Gantt 2.- Cumplimiento de metas del piloto (ej.. cantidad de H2 producido en planta piloto, desarrollo de patentes, etc.)	anual
6.- Proyecto I+D producción de hidrógeno a alta temperatura		1.- Firma de APP para estudiar la realización de un proyecto de hidrógeno a alta temperatura	2024	1.- Levantamiento de financiamiento e inicio de proyecto de I+D+i 2.- Término de construcción y operación de proyecto	1.- Por definir 2.- Por definir	1.- Solicitud de presentaciones periódicas al equipo del proyecto, para apoyarlos en el éxito de la iniciativa (levantamiento de fondos, apoyo normativo, etc.) (*)	En un inicio trimestrales, luego semestrales	1.- Estado de avance del proyecto respecto a la Gantt 2.- Cumplimiento de metas del piloto (e.g. cantidad de H2 a alta temperatura generado)	anual
7.- Proyecto Inyección H2 a redes de Gas natural		1.- Firma de APP para estudiar la realización de un proyecto de inyección de GN a redes	2022	1.- Levantamiento de financiamiento e inicio de proyecto 2.- Término de construcción y operación de proyecto	1.- Por definir 2.- Por definir	1.- Solicitud de presentaciones periódicas al equipo del proyecto, para apoyarlos en el éxito de la iniciativa (levantamiento de fondos, apoyo normativo, etc.) (*)	En un inicio trimestrales, luego semestrales	1.- Estado de avance del proyecto respecto a la Gantt 2.- Cumplimiento de metas del piloto (ej.. cantidad de H2 inyectado a redes, adaptaciones normativas, etc.)	anual
8.- Proyecto de producción de hidrógeno verde y cadena logística de abastecimiento a la industria y minería		1.- Firma de APP para estudiar la realización de un proyecto de producción de H2 verde y cadena logística para el abastecimiento de industria y minería	2025	1.- Levantamiento de financiamiento e inicio de proyecto 2.- Término de construcción y operación de proyecto	1.- Por definir 2.- Por definir	1.- Solicitud de presentaciones periódicas al equipo del proyecto, para apoyarlos en el éxito de la iniciativa (levantamiento de fondos, apoyo normativo, etc.) (*)	En un inicio trimestrales, luego semestrales	1.- Estado de avance del proyecto respecto a la Gantt 2.- Cumplimiento de metas del piloto (e.g. producción de H2 para industria, adaptaciones normativas, generación de patentes, etc.)	anual
9.- Proyecto producción y exportación de hidrógeno verde		1.- Firma de APP para estudiar la realización de un proyecto de almacenamiento	2026	1.- Levantamiento de financiamiento e inicio de construcción de la infraestructura requerida 2.- Término de construcción e inicio de operación de proyecto	1.- Por definir 2.- Por definir	1.- Solicitud de presentaciones periódicas al equipo del proyecto, para apoyarlos en el éxito de la iniciativa (levantamiento de fondos, apoyo normativo, etc.) (*)	En un inicio trimestrales, luego semestrales	1.- Estado de avance del proyecto respecto a la Gantt 2.- Cumplimiento de metas del piloto (e.g. cantidad de H2 exportado por año.)	anual

Proyecto / Iniciativa	Comité Gestor responsable	Quick Wins		Hitos Clave		Actividades Seguimiento		Indicadores	
		Actividad	Plazo	Actividad	Plazo	Actividad	Plazo	Indicador	Frecuencia
10.- Revisión de estándares internacionales de H2 ya existentes (ej.. ISO, SAE) y análisis de su aplicabilidad al contexto regulatorio nacional.	Conformado por representantes de H2 Chile, representantes de ministerios involucrados, Corfo y Conicyt y entidades regulatorias (SEC, INN)	Financiamiento para estudio normativo	2020	1.- Realización de estudio y difusión de resultados	Durante el año 2020	1.- presentación de resultados preliminares y finales	1.- segundo semestre 2020	N/A	
11.- Creación de una propia hoja de ruta de regulación, con el fin de abarcar vacíos en regulación transversal de H2		No se considera quick win, ya que una hoja de ruta normativa se tendría que desarrollar una vez definido el foco del desarrollo de H2 en Chile	2021	1.- Desarrollo de hoja de ruta normativa para el desarrollo del H2 verde en Chile en base al foco de desarrollo definido 2.- Generación de normas nacionales y estándares de acuerdo al cronograma de la Hoja de ruta	1.- A partir de 2021 2.- A partir del cronograma definido en la hoja de ruta normativa	1.- Validación y aprobación de hoja de ruta normativa en el comité gestor 2.- Seguimiento de la generación de normas/regulaciones en las reuniones del comité gestor normativo	1.- Directorio 2021 2.- Directorios siguientes (trimestrales)	1.- Cumplimiento de hoja de ruta normativa 2.- Cantidad de normas/regulaciones de H2 creadas/año	anual

3.- Desarrollo de Capital Humano:

- Actores relevantes: será importante contar en la estrategia con entidades relevantes respecto a la formación de capital humano tales como Sence, Chile valora, Universidades, CFT, asociaciones gremiales etc. , de forma que apoyen el desarrollo y concreción de las distintas actividades relativas a este tema. Una alternativa, de la misma forma que en otros programas (ej. Construye 2025), es generar un consejo gestor que apoye, participe y pueda colaborar en el seguimiento y evaluación de las iniciativas
- Financiamiento: este es un factor transversal y crucial en cada pilar, ya que será necesario el levantamiento de fondos para capacitación, estudios, levantamientos, etc. que requiera este pilar de desarrollo, y será una de las responsabilidades del ente implementador.
- Hitos Clave: se deberán establecer hitos clave para cada uno de los proyectos /actividades relevantes de este pilar. (ej. acuerdos con entidades internacionales para internships, creación de nuevos cursos de especialización, etc.)
- Quick Wins: será fundamental, en una etapa inicial generar triunfos tempranos para este pilar, que generen motivación y pueden ser difundidos

De acuerdo a la estrategia del H2 verde, específicamente en lo relativo a Capital Humano se observan las siguientes iniciativas/proyectos más relevantes, que han sido ordenadas preliminarmente de acuerdo a su orden de ejecución:

- ✓ Identificar masa crítica de capital humano que requiera ser formado (apuntando al 80/20).
- ✓ Identificar instituciones que puedan brindar capacitación acorde a los niveles de formación identificados: técnico, profesional, post grado.
- ✓ Pasantías y programas de capacitación en instituciones internacionales y prácticas en proyectos pilotos a desarrollar en Chile
- ✓ Identificar capital humano disponible en otras industrias, que pueda ser transferido a la industria del H2.
- ✓ Analizar perfiles de competencias laborales, identificar Unidades de Competencia Laborales específicas de H2 que se requiera como complemento, reconociendo necesidades de formación.

Junto a estas, se pueden incluir otras que se irán identificando más adelante. Sin embargo, como foco principal se debe tener en cuenta que se busca: “Identificar oportunidades prioritarias de fortalecimiento de capital humano, para atender mercado de hidrógeno verde en Chile y exportación”, y que deberá ir alineado con el desarrollo del mercado.

En función de las actividades e iniciativas antes mencionadas, **se establece un plan de seguimiento que posee sus propias actividades de verificación y evaluación, junto a indicadores que permiten controlar los estados de avances y cumplimiento de metas.** Esto se presenta en la siguiente tabla:

Proyecto / Iniciativa	Comité Gestor responsable	Quick Wins		Hitos Clave		Actividades Seguimiento		Indicadores	
		Actividad	Plazo	Actividad	Plazo	Actividad	Plazo	Indicador	Frecuencia
1.- Identificar masa crítica de capital humano que requiera ser formado (apuntando al 80/20).	Conformado por representantes de Universidades, SENCE, Chilevalora y Ministerior relacionados	1.- Levantamiento de financiamiento para realización de estudio de estimación de requerimiento de profesionales de H2 a nivel internacional y nacional	2 meses	1.- Difusión resultado de estudio en diversos eventos y a Universidades	6 mese	1.- Presentación de resultados preliminares y finales	3 meses y 6 meses	N/A	
2.- Identificar instituciones que puedan brindar capacitación acorde a los niveles de formación identificados: técnico, profesional, post grado		1.- Alianza con al menos una universidad, para incluir en las mallas de carreras profesionales (ingeniería, física), el H2	3 meses	1.- Alianza con al menos 3 universidades para incluir H2 en las mallas 2.- Inclusión de ramos de H2 en las mallas de al menos 2 carreras	1.- 6 meses 2.- 18 meses	1.- Chequeo de existencia de alianzas 2.- Chequeo de incorporación de H2 a mallas	1.- a los 6 meses 2.- a los dos años	1.- Firma de alianzas con Universidades /instituciones de educación (a definir) 2.- Carreras que incorporan el H2 como ramos específicos (a definir)	Chequeo anual
3.- Pasantías y programas de capacitación en instituciones internacionales y prácticas en proyectos pilotos a desarrollar en Chile		1.- Alianza con al menos 1 universidad o centros tecnológicos extranjeros de países actualmente líderes en el desarrollo del H2 para pasantías e investigación	12 meses	1.- Al menos 20 profesionales que hayan llevado a cabo pasantías/prácticas/especializaciones en H2 2.- Al menos 100 profesionales que hayan llevado a cabo pasantías/prácticas/especializaciones en H2	1.- 18 meses 2.- 4 años	1.- Chequeo de firma de alianzas 2.- Conteo de profesionales capacitados en H2 en estos programas de especialización	1.- Cada año, los primeros 2 años 2.- Anualmente	1.- Cantidad de alianzas con instituciones internacionales 2.- Porfesionales capacitados en pasantías/prácticas/especializaciones	Chequeo anual
4.- Identificar capital humano disponible en otras industrias, que pueda ser transferido a la industria del H2.		Levantamiento de financiamiento para estudio que identifique sectores (ej.. gas, eléctrico, etc.) que puedan proveer capital humano para el desarrollo del H2 en Chile	A realizarse después de 3-4 años, por 6 meses (cuando se tenga más claro en qué parte de la cadena de valor del H2 se enfocaría Chile)	1.- Difusión resultado de estudio en diversos eventos y gremios relacionados	6 meses posterior al inicio	1.- Presentación de resultados preliminar y finales	3 meses y 6 meses	N/A	

Proyecto / Iniciativa	Comité Gestor responsable	Quick Wins		Hitos Clave		Actividades Seguimiento		Indicadores	
		Actividad	Plazo	Actividad	Plazo	Actividad	Plazo	Indicador	Frecuencia
5.- Analizar perfiles de competencias laborales, identificar Unidades de Competencia Laborales específicas de H2 que se requiera como complemento, reconociendo necesidades de formación.	Conformado por representantes de Universidades, SENCE, Chilevalora y Ministerios relacionados	En este punto ya no se consideran "Quick Wins", ya que el levantamiento de perfiles involucra la bajada de necesidades a nivel de oficios, lo que ocurrirá ya en el mediano / largo plazo		1.- Levantamiento de perfiles de competencia requeridos para los oficios que requiera la industria del H2 2.- Incorporación de los temas relativos de la capacitación a un OSCL (organismo sectorial de competencias laborales)	1.- al 5to año 2.- posterior al 5to año	1.- Chequeo de necesidad de oficios relativos a la industria del H2 en Chile 2.- Chequeo de levantamiento de perfiles 3.- Chequeo de que se encuentre alojado en un OSCL	1.- a partir del 5to año	Cantidad de perfiles de competencias y UCL relativos a la industria del H2	A partir del 5to año, anualmente
6.- Inclusión de carreras técnicas que consideren el trabajo en la industria del H2		En este punto ya no se consideran "Quick Wins", ya que el levantamiento de perfiles involucra la bajada de necesidades a nivel de oficios, lo que ocurrirá ya en el mediano / largo plazo		1.- Alianza con al menos 3 IP/CFT para incluir H2 en las mallas de carreras técnicas o carreras técnicas dedicadas 2.- Inclusión de ramos de H2 en las mallas de al menos 2 carreras	1.- a partir del 5to año 2.- a partir del 5to año	1.- Chequeo de existencia de alianzas 2.- Chequeo de incorporación de H2 a mallas o desarrollo de carreras técnicas	1.- a partir del 5to año 2.- A partir del 5to año	1.- Firma de alianzas con instituciones de educación (a definir) 2.- Carreras técnicas enfocadas el H2 (a definir)	Chequeo anual

Es importante mencionar que los plazos son preliminares y se deberán ir ajustando en la medida que haya mayor definición de cada una de estas actividades/iniciativas. Por otra parte, tanto los hitos como quick wins, son los que se estiman relevantes para el éxito de las iniciativas, sin desmedro que puedan ser modificados o que se agreguen hitos a cada iniciativa.

4.- Regulación, Normativa e Incentivos

En este caso, es el Ministerio de Energía el responsable del desarrollo de políticas y regulaciones. También se estima adecuado que exista un comité asesor responsable de apoyar y realizar el seguimiento de las distintas iniciativas, y que en este caso considere entidades ligadas a financiamiento (Corfo, Banca, etc.) así como también entidades regulatorias (SEC, INN). Este pilar es uno de los responsables del financiamiento para el desarrollo del H2 verde en Chile, de forma, que su apoyo y seguimiento es fundamental para el éxito de la estrategia.

En el contexto anterior, se observan las siguientes iniciativas/proyectos más relevantes:

- ✓ Levantamiento de financiamiento y Apoyos para proyectos (pilotos, capacitación, otros) > Fuentes Nacionales
- ✓ Levantamiento de líneas de financiamiento internacional y atracción de inversión extranjera
- ✓ Generación de Incentivos para el desarrollo del H2
- ✓ Revisión de estándares internacionales de H2 ya existentes (ej. ISO, SAE) y análisis de su aplicabilidad al contexto regulatorio nacional.
- ✓ Creación de un Plan de desarrollo de políticas y regulación, con el fin de abarcar vacíos en regulación transversal de H2

Junto a estas, se pueden incluir otras que se irán identificando más adelante. De la misma forma que en el caso de Capital Humano, **se establece un plan de seguimiento que posee sus propias actividades de verificación y evaluación, junto a indicadores que permiten controlar los estados de avances y cumplimiento de metas.** Esto se presenta en la siguiente tabla:

Proyecto / Iniciativa	Comité Gestor responsable	Quick Wins		Hitos Clave		Actividades Seguimiento		Indicadores	
		Actividad	Plazo	Actividad	Plazo	Actividad	Plazo	Indicador	Frecuencia
1.- Levantamiento de financiamiento y Apoyos para proyectos (pilotos, capacitación, otros) > Fuentes Nacionales	Conformado por representantes de Corfo, Ministerio de Economía, Banca (financiamiento e incentivos)	1.- Generación de línea de financiamiento Corfo para proyectos de H2 (adaptación de existentes)	1.- Primer semestre 2020	1.- Levantamiento de financiamiento basal para la estructura inicial de gobernanza de H2	1.- segundo semestre 2019	1.- verificación de la existencia de financiamiento basal para la estructura	1.- segundo semestre 2019	1.- Financiamiento nacional levantado:	anual
				2.- Creación y utilización de línea de apoyo específica Corfo para el apoyo de proyectos de H2	2.- durante el año 2020	2.- verificación de la creación y utilización de la línea (y apoyo en la difusión a potenciales beneficiarios)	2.- directorios (trimestrales)	a) Provenientes de Ministerios/año	
				3.- Generación de concursos regionales para proyectos de H2 (FNDR)	3.- años 2020 - 2022	3.- verificación de la generación de concursos regionales (y apoyo en la difusión regional a beneficiarios para su uso)	3.- directorio (trimestrales)	b) Fondos concursables / año (Corfo, FNDR, Conicyt, otros)	
				4.- Generación de concursos Conicyt para proyectos de investigación en H2)	4.- años 2020 - 2022	4.- verificación de la generación de concursos conicyt para proyectos de investigación en H2	4.- directorios (trimestrales)	c) Levantamiento de financiamiento privado/año (metas de porcentaje respecto al total)	
2.- Levantamiento de líneas de financiamiento internacional y atracción de inversión extranjera		1.- Postulación a fondo GEF/BID/etc. para proyecto piloto en Chile	1.- Primer semestre 2020	1.- Levantamiento (postulación) de financiamiento para consultorías de H2 (estudios de pre factibilidad, estudios normativos, estudios de mercado, etc.) necesario para la primera etapa	1.- Durante el 2020 y 2021	1.- Verificación de adjudicación de financiamiento para consultorías de fuentes internacionales	1.- directorios (trimestrales)	1.- Cantidad de fondos para consultorías levantados de fuentes internacionales/año	anual
				2.- Levantamiento de líneas de financiamiento internacional (WB, BID, KFW), para proyectos de infraestructura en H2 (préstamos a tasas bajas). Firma de convenios con organismos multilaterales	2.- A partir del año 2021	2.- Verificación de firma de acuerdos de cooperación para líneas de financiamiento para proyectos de infraestructura de H2	2.- directorios (finales año 2021)	2.- Préstamos de entidades internacionales usados en proyectos de H2	

Proyecto / Iniciativa	Comité Gestor responsable	Quick Wins		Hitos Clave		Actividades Seguimiento		Indicadores	
		Actividad	Plazo	Actividad	Plazo	Actividad	Plazo	Indicador	Frecuencia
3.- Generación de Incentivos para el desarrollo del H2	Conformado por representantes de Corfo, Ministerio de Economía, Banca (financiamiento e incentivos)	1.- Difusión y Utilización de la línea de incentivo tributario en I+D+i para llevar a cabo proyecto demostrativo de H2	1.- segundo semestre 2019	1.- Generación de propuesta de incentivos para proyectos de H2 (beneficios tributarios u otros) 2.- Implementación de la propuesta de incentivos	1.- A partir de 2021 2.- A partir de 2023	1.- Presentación de propuesta de incentivos (comité) y forma de implementación (organismos, fuentes, etc.) 2.- Seguimiento en los directorio respecto al avance en la implementación de los incentivos	1.- Directorio (2021) 2.- Directorios (siguientes)	1.- Utilización de mecanismos de incentivos creados (cantidad de proyectos postulados y adjudicados)	anual

3. Indicadores Prioritarios

Sin desmedro, que en cada pilar existan actividades de seguimiento e indicadores específicos a las iniciativas, se estima importante tener un número limitado de indicadores globales o más importantes, que permitan conocer anualmente el estado de avance de la estrategia. Los que se proponen son los siguientes:

- Cantidad de H2 verde producido y consumido: será fundamental tener un número de la cantidad de H2 verde producido y consumido a nivel nacional (y exportado a futuro), inicialmente en proyectos pilotos, y en etapas posteriores, en actividades comerciales. Las metas de este indicador deberán ir correlacionadas con las metas de crecimiento del mercado del H2 que se definan
- Reducción de CO2 por proyecto: otro indicador relevante, será la cantidad de CO2 que se evite con la generación de cada proyecto de H2 verde. Las metas de este indicador irán relacionadas con los distintos proyectos que se vayan desarrollando en la hoja de ruta
- Inversión en proyectos I+D y proyectos de escala industrial: se refiere a la cantidad de recursos que serán invertidos para el desarrollo del H2 verde en Chile, ya sean públicos o privados, en proyectos de I+D y de escala industrial.
- Capital humano relativo al H2 verde: se refiere tanto a la cantidad de personas capacitadas en H2 (especializaciones, oficios), como también a la cantidad de trabajo que genera este sector.

Todos los indicadores antes descritos, deberían tener una periodicidad anual, y su cálculo y estimación serían responsabilidad de la estructura del programa. A priori no se ve posible estimar estos indicadores, ya que todas las actividades y proyectos se encuentran a nivel de idea, lo que impide en esta etapa hacer una estimación real de esto. De esta forma, se estima adecuado su desarrollo en etapas posteriores, una vez se establezca la institucionalidad y metas de este nuevo sector.

4. Plan de difusión de la estrategia en eventos claves internacionales que faciliten el inicio de los acuerdos público privados

El desarrollo del mercado de hidrógeno verde en Chile puede – y debe ser llevado a cabo tanto por entidades gubernamentales, públicas, como por empresas privadas, tanto nacionales como internacionales. Estas últimas debiesen ser atraídas a desarrollar proyectos concretos de hidrógeno verde en Chile mediante una estrategia nacional que transmita tanto

- la voluntad del Gobierno de desarrollar este mercado
- los beneficios que tiene un desarrollo de proyectos de producción, transporte y aplicación de hidrógeno verde en Chile debido a la alta competitividad de los precios de las energías renovables en el país.

Para lograr esto, es crucial contar con un Plan de Difusión de la Estrategia del desarrollo del mercado de hidrógeno verde en Chile. Éste Plan debe incluir actividades de difusión a nivel nacional, mediante Series de Seminarios sobre H2 verde como la de CORFO y GIZ, así como actividades de difusión a nivel internacional, en eventos claves, con el fin de facilitar el inicio de APPs y de atraer a empresas extranjeras a aplicar tecnologías innovadoras y a realizar proyectos demostrativos e industriales en Chile.

En este contexto, son relevantes y requieren ser definidos tres aspectos claves:

- 1) Una entidad responsable del Plan de Difusión
- 2) Un cronograma de actividades anual o con horizonte de 2-3 años donde la entidad encargada junto con socios designados difunda la estrategia nacional de desarrollo del mercado de hidrógeno verde.
- 3) Un presupuesto asociado a las actividades de difusión definido

Entidad encargada del Plan de Difusión:

La entidad encargada del Plan de Difusión debiese ser designada por la Gobernanza Central de la Estrategia y contar con su autoridad de difundir ésta. Considerando que se trata del desarrollo de actividades económicas, que tienen asociadas un valor de mercado y oportunidades laborales/de empleo significativos, se presenta como una opción lógica el trabajo cercano de la entidad responsable con el Ministerio de Economía, o un brazo de este Ministerio, como la Corporación de Fomento de la Producción (Corfo), tratándose de fomentar un nuevo sector productivo en el país. En miradas de una atracción de inversión extranjera, haría mucho sentido incluir como socio clave en las medidas de difusión a la entidad Invest Chile, que cuenta con profunda experiencia en la atracción de capital extranjero y representación internacional del país en contexto económico.

Cronograma de actividades y eventos claves internacionales

A nivel internacional, existen varios eventos relacionados con la temática del hidrógeno. A continuación se incluye una selección de eventos internacionales acerca de la temática de hidrógeno verde según su relevancia, tomando en cuenta mercados objetivos donde existe demanda de importación de H2 verde a futuro (Japón) y donde sería importante difundir la estrategia de desarrollo de Chile; esto para dar a conocer las ambiciones del país y generar oportunidades de mercado a mediano y largo plazo; y por otro lado en países líderes en estrategias de desarrollo de mercado y avances tecnológicos importantes como Australia, California, Canadá y Alemania, donde existen proveedores de tecnología y proyectos demostrativos ya; esto en miradas de iniciar vínculos comerciales, diplomáticos y adquirir conocimientos aplicados. La tabla entregada sirve como orientación al momento de definir una agenda anual de difusión de una estrategia nacional de hidrogeno verde de chile apenas exista.

Evento	Frecuencia y lugar	Organizador	Página web
COP 25	Anual; 2-13 diciembre 2019 Santiago de Chile (Pabellón de Asociación H2 Chile o Pabellón de Chile)	Chile	https://www.cop25.cl/web/
International Conference on Hydrogen Safety	24-26 septiembre 2019, Adelaide, Australia	Hy Safe-International Association for Hydrogen Safety; Government of South Australia	http://hysafe.info/ichs2019/
WHEC - World	cada dos años; Próximo WHEC: 2020	IAHE	http://www.iah

Hydrogen Energy Conference	en Estambul, Turquía		e.org/whcwhc.asp
WHTC - World Hydrogen Technology Conference	cada dos años; Próximo WHTC: 2021 en Montreal, Canadá	IAHE	http://www.iah.org/whcwhc.asp
H2FC Fair en la Hannover Messe	Abril de cada año. 2020: 20-24 abril	Agencia "Peter Sauber"	https://www.h2fc-fair.com/
FC Summit - Stuttgart	10-11 Sept 2019 (presencia de Hans Kulenkampff confirmada)	Agencia "Peter Sauber"	https://f-cell.de/
Mission Innovation	1 vez por año; Próxima junta en 2020 por informar (no info en página web)	Mission Innovation Steering Committee	http://mission-innovation.net/
Fuel Cell Seminar & Energy Exposition	Evento anual; 5-7 noviembre 2019 en Long Beach, California	FCHEA Organization	https://www.fuelcellseminar.com/
European Fuel Cell Conference & Exhibition (EFC)	Anual; 9.11.2019 en Naples, Italia	Hydrogen Europe Initiative	https://hydrogeneurope.eu/index.php/events/european-fuel-cell-conference-exhibition-2019
FC Expo	Anual; 26-28 febrero 2020 en Tokyo, Japón	Reed Exhibitions Japan Ltd.	https://www.fcexpo.jp/en-gb.html
International Renewable Energy Storage Conference (IRES)	Anual; fecha 2020 por informar (no info en página web)	EUROSOLAR (European Association for Renewable Energy)	https://www.euro-solar.de/en/index.php/events/i-res-conference-euro-solar
Energy Storage Europe	Anual: 10-12 Marzo 2020 en Düsseldorf, Alemania	Messe Düsseldorf	https://www.esexpo.com/
Hypothesis	Anual; 3-6 mayo 2020 en Cape Town, Sudáfrica	Hypothesis	http://www.hypothesis.ws/
China International Hydrogen and Fuel Cell Conference and Exhibition (CHFCE)	Annual; fecha 2020 por informar (no info en página web)	China Machinery Industry Federation Technical Committee 309	http://en.chfce.com/cnt_list_3_1.html
Energy Networks Conference + Exhibition	Anual; 2-4 Junio 2020 en Brisbane, Australia	Energy Networks Australia	https://energynetworksconference.com.au/

Las páginas <https://www.fcdic.com/conference/> y <http://www.chfca.ca/resources/events/> muestran un calendario actualizado de todos los eventos relevantes con las fechas del respectivo año.

A pesar de una difusión de la Estrategia del desarrollo del mercado de hidrógeno verde en Chile en ferias internacionales, a través de ponencias/presentaciones y/o la presencia mediante stands, se recomienda difundir dicho documento entre actores claves de la promoción del mercado de hidrógeno verde; éstas son, entre otros:

- Asociación Internacional de Energía (IEA)
- Hydrogen Council
- California Hydrogen Business Council
- International Hydrogen Fuel Cell Association
- Fuel Cell and Hydrogen Association (FCHEA)
- International Association for Hydrogen Energy (IAHE)

Una difusión de la estrategia de Chile dirigida a países puntuales que sean sedes de empresas del desarrollo tecnológico importantes, como Japón, Corea del Sur, China, Francia, EE.UU. y Alemania, entre otros, puede ser apoyada por las respectivas Embajadas de estos países (en específico, los departamentos de economía de las Embajadas) así como sus cámaras de comercio.

Ilustración 49

Esquema de la difusión propuesta de la Estrategia Nacional de Desarrollo del Mercado de Hidrógeno Verde en Chile



Fuente: elaboración propia.

Bibliografía

- Acera. (2017). Resultados del proceso de licitación 2017/01. Online: <http://www.acera.cl/wp-content/uploads/2018/02/ACERA-Minuta-licitación-2017-01.pdf>
- ADEME- French Environment and Energy Management Agency (2017): Hydrogen energy and fuel cells Strategic Roadmap. Online: <https://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/hydrogen-energy-fuel-cells-strategic-roadmap-2011-6924.pdf>
- Aduanas de Chile. (2019): Registro de importaciones. Online: <https://www.aduana.cl/aduana/site/edic/base/port/estadisticas.html>
- Agora. Berlin (2018): The future cost of electricity-based synthetic fuels.
- ARENA (2018): OPPORTUNITIES FOR AUSTRALIA FROM HYDROGEN EXPORTS. Online: <https://arena.gov.au/assets/2018/08/opportunities-for-australia-from-hydrogen-exports.pdf>
- California Air Resources Board (2017): LOW CARBON TRANSPORTATION AND FUELS INVESTMENTS AND THE AIR QUALITY IMPROVEMENT PROGRAM. Hydrogen Refueling Stations Requirements. Online: <https://ww2.arb.ca.gov/es/our-work/programs/hydrogen-fueling-infrastructure>
- Armijo, Julien: Flexible production of green hydrogen and ammonia from variable solar and wind energy. Case study of Chile and Argentina. Publicado por IEA (2019).
- California Air Resources Board (2009): California Regulations on Renewable Hydrogen and Low Carbon Technologies. Online: https://www.energy.gov/sites/prod/files/2014/03/f12/renewable_hydrogen_workshop_nov16_achtelik.pdf
- California Energy Commission (2018): Tracking progress papers (varios). Online: https://www.energy.ca.gov/renewables/tracking_progress/
- California Fuel Cell Partnership (2018): The California Fuel Cell Revolution. Online: <https://cafcp.org/sites/default/files/CAFCR-Presentation-2030.pdf>
- Cappelletti, A. (2017): Investigation of a pure hydrogen fueled gas turbine burner. Online: https://flore.unifi.it/retrieve/handle/2158/1080338/225429/JHE_TAO_reviewed_2017_03_14_post_print.pdf
- CertifHy (2019): CertifHy - Overview of main achievements. Online: https://www.certifhy.eu/images/media/files/Certifhy_2_Other_publications/CertifHy_Main_achievements.pdf
- CertifHy. (2019a): CertifHy 1 - Achievements. Online: <https://www.certifhy.eu/project-description/certifhy-1.html>
- Cerulogy. (2018): Alternative aviation fuels. Online: https://www.transportenvironment.org/sites/te/files/Alternative%20aviation%20fuels%2C%20Flightpath%20to%202050_Dr.%20Chris%20Malins.pdf
- Commonwealth of Australia (2018): Hydrogen for Australia's future. Online: https://www.chiefscientist.gov.au/wp-content/uploads/HydrogenCOAGWhitePaper_WEB.pdf
- Comisión Nacional de Energía (CNE) (2017): Balance nacional de energía. Online: <http://energiaabierta.cl/visualizaciones/balance-de-energia/>
- Comisión Nacional de Energía (CNE) (11.2017): <https://www.cne.cl/prensa/prensa-2017/11-noviembre-2017/valor-de-la-energia-mas-bajo-en-la-historia-de-las-licitaciones-en-chile/>
- Comisión Nacional de Energía (CNE) (2019): Energía Abierta - Factor de Emisión - Promedio Anual. Online: <http://datos.energiaabierta.cl/dataviews/245975/factor-de-emision-promedio-anual/>
- CNE (2019): Comisión Nacional de Energía. Reporte Mensual ERNC Chile. Online: https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2015/06/RMensual_ERNC_v201901.pdf
- Corfo/Tractebel (2018): Oportunidades para el desarrollo de una industria de hidrógeno solar en las regiones de Antofagasta y Atacama. Online: http://www.comitesolar.cl/wp-content/uploads/2018/08/Comite-Solar-2018-Oportunidades-Industria-del-Hidrogeno_Informe-Final.pdf
- CSIRO (2017): National Hydrogen Roadmap. Online: <https://www.csiro.au/en/Do-business/Futures/Reports/Hydrogen-Roadmap>
- Dechema (2019): Hydrogen, current use. Online: <https://www.iea.org/media/workshops/2019/2019hydrogen/Session2-4-AUSFELDER.pdf>

- DENA (2016): Untersuchungen zur Einspeisung von Wasserstoff in ein Erdgasnetz. Online: https://www.dvgw-ebi.de/download/ewp_1116_50-59_Kroeger.pdf
- DNV-GL (2019): H2 in the electricity value chain. Online: <https://www.dnvgl.com/publications/hydrogen-in-the-electricity-value-chain-141099>
- DoE. (2017). Department of Energy - U.S. Drive: Hydrogen Delivery Technical Team Roadmap. Online: https://www.energy.gov/sites/prod/files/2017/08/f36/hdtt_roadmap_July2017.pdf
- DVGW. (2019). Mapa plantas P2G Alemania. Online: <https://www.dvgw.de/themen/gas-und-energiewende/power-to-gas/>
- E4Ships. (2019): Fuel cells starting to play part in cutting ship emissions. Online: https://www.e4ships.de/app/download/13356864990/PM_TradeWinds+Fuel+Cells.pdf?t=1557214248
- E4Tech. (12 2018): The fuel cell industry review 2018. Online: <http://www.fuelcellindustryreview.com/>
- EMSA. (2017). Study on the use of fuel cells in shipping. Online: <http://www.emsa.europa.eu/news-a-press-centre/external-news/download/4545/2921/23.html>
- Energiaabiarta.cl. (2019). Demanda Máxima por Sistema SEN. Online: <http://datos.energiaabiarta.cl/dataviews/250482/demanda-maxima-diaria-por-sistema-sen/>
- ETC. (2018). Energy Transitions Commission. Online: Electricity, hydrogen & hydrogen-based fuels: <http://energy-transitions.org/sites/default/files/ETC-Consultation-Paper-Electricity-and-hydrogen-based-fuels-website.pdf>
- Energy Independence Now (2017): Renewable Hydrogen Roadmap. Online: <https://einow.org/rh2roadmap>
- FCH-JU (2017): Study on early business cases for H2 in energy storage and more broadly power to H2 applications. Online: https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/P2H_Full_Study_FCHJU.pdf
- FED (2019): Foreign Exchange Rates. Online: <https://www.federalreserve.gov/releases/g5a/current/>
- Fraunhofer ISI (2015): Roadmap Lithium-Ion Batterien 2030. Online: <https://www.isi.fraunhofer.de/de/competence-center/neue-technologien/projekte/lib-2015-roadmapping-roadmaps.html>
- FZ Jülich (2018): Trends of Battery Storage Systems in Germany. Internal Presentation: p.stenzel@fz-juelich.de
- Ganuza, E., Paño, P., Olivari, L., Buitrago, L., & Lorenzana, C. (2010). La democracia en acción: una visión desde las metodologías participativas. Madrid: Antígona, procesos participativos.
- GIZ (2014): GIZ Chile, Energías Renovables en Chile. El Potencial eólico, solar e hidroeléctrico de Arica a Chiloé. Online: <https://www.4echile.cl/4echile/wp-content/uploads/2017/03/Energias-Renovables-en-Chile-El-potencial-eolico-solar-e-hidroelee%CC%81ctrico-de-Arica-a-Chiloe.pdf>
- GIZ (2018): Tecnologías del hidrógeno y perspectivas para Chile. Online: <https://www.4echile.cl/4echile/wp-content/uploads/2018/04/LIBRO-TECNOLOGIAS-H2-Y-PERSPECTIVAS-CHILE.pdf>
- Government of South Australia (2017): A Hydrogen Roadmap for South Australia. Online: <http://www.renewablessa.sa.gov.au/topic/hydrogen/hydrogen-roadmap>
- Government of South Australia (2017): South Australian Green Hydrogen Study. Online: https://virtualpowerplant.sa.gov.au/sites/default/files/public/basic_page_attachments/12/20/1938761688/green-h2-study-report-8-sept-2017.pdf
- Greencarcongress (2017): DSM developing high-pressure composite tanks for hydrogen storage. Online: <https://www.greencarcongress.com/2017/09/20170905-dsm.html>
- Hendersen, J. (2016): Oxford Institute for Energy Studies. Online: Gazprom - Is 2016 the year for a change of pricing in Europe?: <https://www.oxfordenergy.org/publications/gazprom-is-2016-the-year-for-a-change-of-pricing-strategy-in-europe/>
- Hychico (2019): Almacenamiento subterráneo de H2. Online: <http://www.hychico.com.ar/esp/almacenamiento-subterraneo-hidrogeno.html>
- Hydrogen Council (2017): Hydrogen scaling up. Online: <http://hydrogencouncil.com/study-hydrogen-scaling-up/>
- Hydrogen Europe (2019): Maritime Applications. Online: <https://hydrogeneurope.eu/maritime-applications>
- Hydrogen Energy R&D Center Korea (2008): Current Status of R&D on Hydrogen Production and Storage in Korea. Online: https://ceramics.org/wp-content/uploads/2009/07/international_korea_kim2.pdf

- H2 USA (2017): National Hydrogen Scenarios. Online: <https://www.nrel.gov/docs/fy18osti/71083.pdf>
- IG BCE (2018): *Potentialatlas für Wasserstoff*.
- International Energy Agency (IEA), Hydrogen Implementing Group (2015): STRATEGIC PLAN | 2015-2020. Online: http://ieahydrogen.org/pdfs/IEAHIA_SP_2015_2020.aspx
- International Energy Agency (IEA) (2015): National Strategies and Plans for Fuel Cells and Infrastructure. Online: http://www.ieafuelcell.com/fileadmin/publications/NatStratandPlansforFuelCellsandInfraStruct_v10.pdf
- International Energy Agency (IEA) (2017): GLOBAL TRENDS AND OUTLOOK FOR HYDROGEN. Online: http://ieahydrogen.org/pdfs/Global-Outlook-and-Trends-for-Hydrogen_Dec2017_WEB.aspx
- IRENA (2018): Hydrogen from renewable power. Online: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Sep/IRENA_Hydrogen_from_renewable_power_2018.pdf
- ITP Energised Group (2018): HYDROGEN RESEARCH & DEVELOPMENT IN SOUTH AUSTRALIA. Report to the Government of South Australia. Online: http://itpau.com.au/wp-content/uploads/ITP_SA_H2_R&D3.0_141118.pdf
- Kawasaki (2015): From LNG Carriers to Liquefied Hydrogen Carriers. Online: <https://global.kawasaki.com/en/stories/articles/vol18/#section--01>
- LBST (2013): Analyse der Kosten und Vermarktungsoptionen erneuerbarer Gase. Online: https://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Studien/Plattform/BEE-PST_Dialogkonferenz-III_Altmann.pdf
- Lehmann, J. (2014): Wasserstoff und Brennstoffzellen.
- Martín Gutiérrez, P. (1999). El sociograma como instrumento que desvela la complejidad. *Empiria. Revista de metodología de ciencias sociales*, 0(2), 129. <https://doi.org/10.5944/empiria.2.1999.713>
- METI (04 2019), Ministry of Economy, Trade and Industry of Japan: The strategic roadmap for hydrogen and fuel cells. Online: <https://www.meti.go.jp/press/2018/03/20190312001/20190312001-3.pdf>
- MHPS (2018): Mitsubishi Hitachi Power Systems. Online: The hydrogen gas turbine, successfully fired with a 30% fuel mix: https://www.mhps.com/special/hydrogen/article_1/index.html
- Ministerio de Energía, Comercio y Economía del Japón (METI) (2017): Basic Hydrogen Strategy – Key Points. Online: https://www.meti.go.jp/english/press/2017/pdf/1226_003a.pdf
- Ministerio de Energía, Comercio y Economía del Japón (METI) (2018a): The Strategic Road Map for Hydrogen and Fuel Cells. Online: https://www.meti.go.jp/english/press/2019/pdf/0312_002a.pdf
- Ministerio de Energía, Comercio y Economía del Japón (METI) (2018b): New Era of a Hydrogen Energy Society. Online: http://in-japan.no/wp-content/uploads/2018/03/180227_METI-New-Era-of-a-Hydrogen-Energy-Society.pdf
- Ministerio de Energía. (2017). Propuesta de plan de mitigación de gases de efecto invernadero para el sector energía. Online: http://www.minenergia.cl/archivos_bajar/2017/03/propuesta_plan_mitigacion_gases_efecto_invernadero.pdf
- Neoen (2019): Hornsdale Power Reserve. Online: <https://hornsdalepowerreserve.com.au/overview/>
- NOW (2018): Evaluation: NIP 1 (2006-2016) . Online: <https://www.now-gmbh.de/en/news/press/summary-evaluation-nip-1>
- NOW (2018a): Industrialisierung der Wasser elektrolyse in Deutschland: Chancen und Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und Wärme. Online: https://www.now-gmbh.de/content/service/3-publikationen/1-nip-wasserstoff-und-brennstoffzellentechnologie/indwede-studie_v04.1.pdf
- Nagashima, M. (2018): Japan's Hydrogen Strategy and its economic and geopolitical implications. Online: <https://www.ifri.org/en/publications/etudes-de-lifri/japans-hydrogen-strategy-and-its-economic-and-geopolitical-implications>
- NTC Australia (2018): Australian Code for the Transport of Dangerous Goods by Road & Rail. Online: <https://www.ntc.gov.au/heavy-vehicles/safety/australian-dangerous-goods-code/>
- Red CIMAS (2015): Metodologías participativas: sociopraxis para la creatividad social. Madrid: DEXTRA.
- Reynoso, C. (2011). Redes sociales y complejidad: modelos interdisciplinarios en la gestión sostenible de la sociedad y la cultura (1o [sic] ed). Buenos Aires: SB.

- Praxair (2007): Praxair Commercializes Industry's Only Hydrogen Storage. Online: <https://www.praxair.com/news/2007/praxair-commercializes-industrys-only-hydrogen-storage>
- Rogers, H. (2018). Oxford Institute for Energy Studies. The LNG Shipping Forecast: costs rebounding, outlook uncertain online: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2018/02/The-LNG-Shipping-Forecast-costs-rebounding-outlook-uncertain-Insight-27.pdf>
- Schmidt, e. a. (2017): Future cost and performance of water electrolysis: An expert elicitation study. International Journal of Hydrogen Energy, 30470-30492.
- Searates (2019): Distance & Time Search. Von <https://www.searates.com/services/distances-time/>
- Siemens. (2017). Hydrogen as fuel in gas turbines. Online: <https://energiforskmedia.blob.core.windows.net/media/22760/jenny-larfeldt-h2-in-gt.pdf>
- State of California (2016): ZEV Action Plan. Online: <http://business.ca.gov/Portals/0/ZEV/2018-ZEV-Action-Plan-Priorities-Update.pdf>
- Standards Australia (2017): Hydrogen Technologies Standards.
- Sterner, M. (2015): Bedeutung und Notwendigkeit von Windgas für die Energiewende in Deutschland.
- Topsector Energie and TKI NIEUW GAS Holland (2018): Outlines of a Hydrogen Roadmap. Online: <https://www.topsectorenergie.nl/sites/default/files/uploads/TKI%20Gas/publicaties/20180514%20Roadmap%20Hydrogen%20TKI%20Nieuw%20Gas%20May%202018.pdf>
- U.S. Department of Energy (2014): An Introduction to SAE Hydrogen Fueling Standardization. Online: https://www.energy.gov/sites/prod/files/2014/09/f18/fcto_webinarslides_intro_sae_h2_fueling_standardization_091114.pdf
- U.S. DRIVE (2017): Hydrogen Storage Technologies Roadmap. Online: https://www.energy.gov/sites/prod/files/2017/08/f36/hstt_roadmap_July2017.pdf
- U.S. Department of Energy (2015): QUADRENNIAL ENERGY REVIEW (QER): ENERGY TRANSMISSION, STORAGE, AND DISTRIBUTION INFRASTRUCTURE. Online: <https://www.energy.gov/sites/prod/files/2016/12/f34/QER%201.1%20Implementation%20Report%20Card.pdf>
- Villasante, T. (Ed.). (1994): Las ciudades hablan: identidades y movimientos sociales en seis metrópolis latinoamericanas (1. ed). Caracas, Venezuela: Editorial Nueva Sociedad.
- Villasante, T., & Martín Gutiérrez, P. (2006): Redes y conjuntos de acción: para aplicaciones estratégicas en los tiempos de la complejidad social. REDES- Revista hispana para el análisis de redes sociales, 11(2). Online: <https://revistes.uab.cat/redes/article/view/v11-n2-vilasante-martin/87-pdf-es>
- World Bank (2019): Commodities Price Forecast. Online: <http://pubdocs.worldbank.org/en/598821555973008624/CMO-April-2019-Forecasts.pdf>