INSTITUTO DE INGENIEROS
CHILE

HIDRÓGENO VERDE
Y ENERGÍAS RENOVABLES

Comisión de Hidrógeno Verde y Energías Renovables • Año 2023

Fotografías de Jeremy Thomas, 愚木混株 cdd20, Zbynek Burival, gonz_dd, Kees Streefkerk y Mark Kuiper en unsplash; Lia Veo en pexels.

INSTITUTO DE INGENIEROS DE CHILE

Fundado en 1888

Miembro de la American Society of Civil Engineers (ASCE)

JUNTA EJECUTIVA

Presidenta
Silvana Cominetti Cotti-Cometti

Primer Vicepresidente
Ricardo Nicolau del Roure G.
Segundo Vicepresidente
Cristian Hermansen Rebolledo
Tesorero
Jorge Pedrals Guerrero
Protesorero
Juan Carlos Barros Monge
Secretario
Germán Millán Valdés
Prosecretaria
Ximena Vargas Mesa

DIRECTORIO 2023

Hernán Alcayaga S.
Elías Arze Cyr
Dante Bacigalupo Marió
Marcial Baeza Setz
Cristian Barrientos Gutiérrez
Juan Carlos Barros Monge
Fernando Bravo Fuenzalida
Juan E. Castro Cannobbio
Alex Chechilnitzky Zwicky
Silvana Cominetti Cotti-Cometti
Alejandra Decinti Weiss
Roberto Fuenzalida González
Rodrigo Gómez Álvarez
Mauro Grossi Pasche
Cristian Hermansen Rebolledo
Nicolás Majluf Sapag
Carlos Mercado Herreros
Germán Millán Valdés
Marcela Munizaga Muñoz
Eduardo Muñoz Castro
Juan Music Tomicic
Luis Nario Matus
Ricardo Nicolau del Roure G.
José Orlandini Robert
Jorge Pedrals Guerrero
Luis Pinilla Bañados
Daniela Pollak Aguiló
Miguel Ropert Dokmanovic
Alejandro Steiner Tichauer
Ximena Vargas Mesa

Secretario General
Carlos Gauthier Thomas

SOCIEDADES ACADEMICAS MIEMBROS DEL INSTITUTO

ASOCIACION CHILENA DE SISMOLOGIA E INGENIERIA ANTISISMICA, **ACHISINA.**
Presidente: Jorge Carvallo W.

ASOCIACION INTERAMERICANA DE INGENIERIA SANITARIA Y AMBIENTAL – CAPITULO CHILENO, **AIDIS.**
Presidente: Alexander Chechilnitzky Z.

SOCIEDAD CHILENA DE INGENIERIA HIDRAULICA, **SOCHID.**
Presidenta: Hernán Alcayaga S.

SOCIEDAD CHILENA DE GEOTECNIA, **SOCHIGE.**
Presidente: Roberto Gesche S.

SOCIEDAD CHILENA DE INGENIERIA DE TRANSPORTE, **SOCHITRAN.**
Presidenta: Marisol Castro A.

SOCIEDAD CHILENA DE EDUCACIÓN EN INGENIERÍA, **SOCHEDI.**
Presidente: Raúl Benavente G.

COMISIONES DEL INSTITUTO

Cambio climático y el agua.
Presidente: Luis Nario M.

Comunicaciones.
Presidente: Germán Millán V.

El Estado, su eficiencia, su Rol y los desafíos futuros
Presidente: Jorge Pedrals G.

Ingenieros en la historia presente.
Presidente: Miguel Ropert D.

La buena empresa: nuevos desafíos de gestión.
Presidente: Nicolás Majluf S.

Práctica y academia en la ingeniería chilena.
Presidenta: Silvana Cominetti C.

Propuestas desde la ingeniería para superar la pobreza.
Presidente: Juan Enrique Castro C.

Prospectivas de la ingeniería chilena (II parte).
Presidente: Jorge Yutronic F.

Una visión y diagnóstico desde la ingeniería a la baja participación de jóvenes en Sociedades Académicas y Profesionales.
Presidente: Eduardo Muñoz C.

CONSEJO CONSULTIVO

Raquel Alfaro Fernandois
Elías Arze Cyr
Marcial Baeza Setz
Juan Carlos Barros Monge
Bruno Behn Theune
Sergio Bitar Chacra
Francisco Brieva Rodríguez
Mateo Budinich Diez
Juan Enrique Castro Cannobbio
Jorge Cauas Lama
Joaquín Cordua Sommer
Alex Chechilnitzky Zwicky
Álvaro Fischer Abeliuk
Roberto Fuenzalida González
Alejandro Gómez Arenal
Tomás Guendelman Bedrack
Diego Hernández Cabrera
Jaime Illanes Piedrabuena
Sergio Lavanchy Merino
Agustín León Tapia
Nicolás Majluf Sapag
Jorge Mardones Acevedo
Carlos Mercado Herreros
Germán Millán Pérez
Guillermo Noguera Larraín
Luis Pinilla Bañados
José Rodríguez Pérez
Rodolfo Saragoni Huerta
Mauricio Sarrazin Arellano
Raúl Uribe Sawada
Luis Valenzuela Palomo
Solano Vega Vischi
Hans Weber Münnich
Andrés Weintraub Pohorille
Jorge Yutronic Fernández

HIDRÓGENO VERDE Y ENERGÍAS RENOVABLES

Presidente: **Cristian Hermansen R.**

Participantes: **Javier García M.**
Mauro Grossi P.
Julio Lira R.
Germán Millán V.
Rodrigo Palma B.
Ana María Ruz F.
Alejandro Steiner T.
Rodrigo Vásquez T.

ÍNDICE

Resumen ejecutivo **4**

1. Introducción **6**

2. Situación Actual **8**

2.1 Cambio Climático como Fuerza de Cambio
2.2 Aspectos técnicos de las tecnologías de hidrógeno y de generación renovable
2.3 Modelos de Negocios
2.4 Energías renovables
2.5 Participación Ciudadana Temprana
2.6 Impactos de proyectos en territorio y ciudadanía
2.7 Certificación para Exportación
2.8 Estrategia nacional de Hidrógeno

3. Visión Mundial **27**

3.1 Transición Energética
3.2 Financiamiento Internacional

4. Avances en Chile **33**

4.1 Estrategia y políticas del País
4.2 Regulación y Normativa Técnica
4.3 Fomento de proyectos y financiamiento
4.4 Proyectos en Desarrollo

5. Desarrollo Industria Local **46**

5.1 Áreas de Desarrollo
5.2 Generación de Demanda
5.3 Avance en Regiones
5.4 Formación y Capacitación
5.5 Generación de Empleo
5.6 Reducción de CO2

6. Proyectos específicos **59**

6.1 Exportación
6.2 Transporte
6.3 Logística
6.4 Acero
6.5 Industria química
6.6 Minería

7. Políticas Públicas **67**

7.1 Diagnóstico
7.2 Propuestas

8. Conclusiones **69**

RESUMEN EJECUTIVO

Este Informe, describe el estado actual y potencial del desarrollo de la nueva industria de hidrógeno verde, principalmente en Chile, abarcando sus aspectos técnicos, regulatorios, financieros, las ventajas de Chile de disponer de energía renovable abundante y de bajo costo y la potencialidad de ser líder mundial en esta nueva industria. También presentando, para tener una comprensión de esta industria, algunos de sus productos técnicos, en especial los procesos de electrólisis, proceso Haber Bosch de producción de amoniaco y un nuevo proceso de reducción de concentrado de cobre y fierro con hidrógeno verde (patente chilena), entre otros.

La competitividad y dinamismo de los mercados, directos e indirectos, asociados a esta industria, el desarrollo de tecnologías y de procesos tiene un desarrollo dinámico que en algunos casos incluyen situaciones de prueba y error, lo que resulta en el retroceso de proyectos que no contemplaron todos sus aspectos, como son, por ejemplo, la red de hidrolineras en Dinamarca que se está desmantelando y el proyecto de tren de hidrógeno en Alemania discontinuado y abandonado, ambos por no contemplar toda la cadena de procesos y el entorno comercial.

Junto con la revisión del desarrollo de esta industria y sus potenciales desafíos, se abordaron en este Informe las contribuciones del hidrógeno verde a la carbono neutralidad del país y del planeta, a partir de información nacional e internacional. Ello, finalmente, permitiría plantear que estas nuevas tecnologías serían un aporte en el mejoramiento de la calidad de vida de las personas.

En el caso de nuestro país, si bien en términos comunicacionales existe todo tipo de información, es importante destacar la elaboración y desarrollo de la Estrategia Nacional de Hidrógeno y de la Política Energética Nacional, que son Políticas de Estado que se mantienen a través de sucesivos Gobiernos, permitiendo análisis y actualizaciones en forma periódica, de acuerdo a definiciones previas, dando la confianza de políticas mantenidas en el tiempo, por lo cual en el Informe se describen en detalle.

El trabajo permite identificar tres áreas relevantes en el desarrollo y oportunidades para esta industria en nuestro país.

Primero, se destaca la enorme capacidad de generación de electricidad de bajo costo con fuentes renovables, detallando estudios públicos de universidades y mostrando la actual y potencial capacidad instalada de energías renovables de las regiones del país, destacando un potencial de 2000 GW, comparando con la capacidad total del país de 33 GW actualmente. Como comparación, si se quisiera tomar el 20% del mercado mundial de hidrógeno verde estimado al año 2040, se necesitarían solamente 600 GW, pero con una exportación de 80 000 millones de dólares anuales a precios competitivos con los actuales precios del hidrógeno fósil.

Segundo, los avances en el financiamiento de CORFO con proyectos piloto; en el Informe se muestran algunos, en base a información pública para respetar la confidencialidad técnica, financiera y comercial de dichos proyectos.

Tercero, se destaca la potencialidad de la industria local en áreas de desarrollo, construcción de equipos, generación de demanda, desarrollo en regiones, empleo y capacitación y reducción de CO_2 en Chile y el planeta, que son posibles por el desarrollo del hidrógeno verde en nuestro país.

Finalmente, se reitera el sentido de urgencia de avanzar rápidamente en Chile por ser una industria nueva, actualmente no desarrollada mundialmente, en que todos los países están en el mismo punto de partida, por lo cual se analizan las políticas públicas existentes y se proponen nuevas, que permitan el desarrollo de esta nueva industria en nuestro país con la participación de entes públicos y privados.

Al final del Informe se presentan conclusiones que ponen el foco principalmente en las oportunidades de nuestro país dadas sus condiciones que lo sitúan en un lugar de privilegio en términos de competencia y ventajas comparativas, para tomar una posición significativa en el mercado del hidrógeno verde, para ser líder mundial en exportar hidrógeno verde y sus productos asociados, acelerar la descarbonización de Chile y del planeta y exportar tecnologías y conocimiento. Es una oportunidad que el país no puede desaprovechar para el beneficio de la comunidad y calidad de vida de todos sus habitantes.

1. INTRODUCCIÓN

Desde su fundación hace 135 años, el Instituto de Ingenieros de Chile, fiel a su mandato estatutario, se ha ocupado por contribuir a la excelencia de la ingeniería, de su enseñanza y al desarrollo del país. Estos son los tres pilares que sirven de base para llevar a cabo sus actividades, dentro de las cuales, una de las más relevantes es la labor de sus comisiones de estudio, que elaboran trabajos sobre temas de interés nacional. Los documentos resultantes son distribuidos y difundidos por medio de su página web y publicaciones especiales.

El Directorio del Instituto observando que en los últimos años se ha posicionado en la discusión técnica y económica nacional el posible desarrollo a gran escala del hidrógeno verde en Chile y considerando, además, su potencial de exportación y su aplicación en distintos ámbitos para contribuir a la carbono neutralidad del planeta, decidió la formación de esta Comisión para que se abocara a su estudio, extrajera las conclusiones más relevantes e hiciera recomendaciones.

Sirvieron de antecedentes determinantes para la creación de este grupo de estudio saber que para la producción del hidrógeno verde se requiere electricidad renovable y Chile tiene la mayor radiación solar del planeta en el desierto de Atacama; adicionalmente, se tiene buena radiación solar desde la zona central hasta el norte y fuertes y constantes vientos en todo el país, en especial en zona sur y austral (Magallanes). Con ello el potencial de energías renovables, en sus distintas tecnologías, es del orden de 2.000 GW. Como referencia, la capacidad de generación instalada total en el país (incluyendo las centrales térmicas) es del orden de 33 GW.

Así, en el futuro la exportación de electricidad vía hidrógeno verde o amoniaco verde podría superar el monto de la exportación total de Chile del año 2019 (70.000 millones de dólares) y duplicar la exportación de cobre, ocupando solamente 600 GW.

El potencial de Chile en hidrógeno verde no debe hacernos olvidar que estamos en una competencia planetaria, con muchos países que también están desarrollando este tema. Todos ellos pretenden transitar desde una industria de hidrógeno fósil de pequeña escala, a un producto renovable a una escala que ningún país ha alcanzado aún. Es una gran oportunidad para Chile, pero los plazos son acotados en esta carrera empresarial para tomar parte importante del mercado de hidrógeno verde y sus derivados.

Agradecimientos

El Instituto de Ingenieros de Chile agradece a cada uno de los miembros de la Comisión por el trabajo realizado y su participación en la elaboración del presente Informe: Cristián Hermansen (Presidente de la Comisión), Javier García, Mauro Grossi, Julio Lira, Germán Millán V., Rodrigo Palma, Ana María Ruz, Alejandro Steiner y Rodrigo Vásquez.

En especial, se agradece a los expositores invitados, por su aporte al trabajo de la Comisión señores Francisco Gracia y Rodrigo Palma de la Universidad de Chile, Pablo Tello de GIZ y Roberto Parra de Universidad de Concepción.

Finalmente, al Ingeniero Civil Raúl Uribe Sawada, quien, como Editor de las publicaciones del Instituto, colaboró en la revisión del material del presente Informe.

2. SITUACIÓN ACTUAL

2.1 Cambio Climático como Fuerza de Cambio

Cambio climático como agente conductor (driver)

El Acuerdo de París de 2015 estableció entre sus metas limitar el aumento de la temperatura promedio global a 1,5°C por sobre la media preindustrial[1]. El aumento actual, para la década 2010-2019 se sitúa entre 0,8°C y 1,3°C[2] y las últimas cuatro décadas han sido las más cálidas, a nivel mundial, que todas las precedentes desde que existen registros instrumentales de temperatura[3]. Por otra parte, se estima que el "presupuesto" de carbono disponible para mantener el incremento de temperatura dentro del rango de la meta, con un 50% de posibilidades, es de 500 Gt de CO_2 (desde 2020 en adelante)[4]. Considerando el ritmo de emisiones actuales, del orden de 50 Gt anuales, ese presupuesto se agotaría a fines de la presente década, aproximadamente en 2030.

Un efecto del aumento de temperaturas, para la estación Quinta Normal de Santiago se muestra en la siguiente Figura 1:

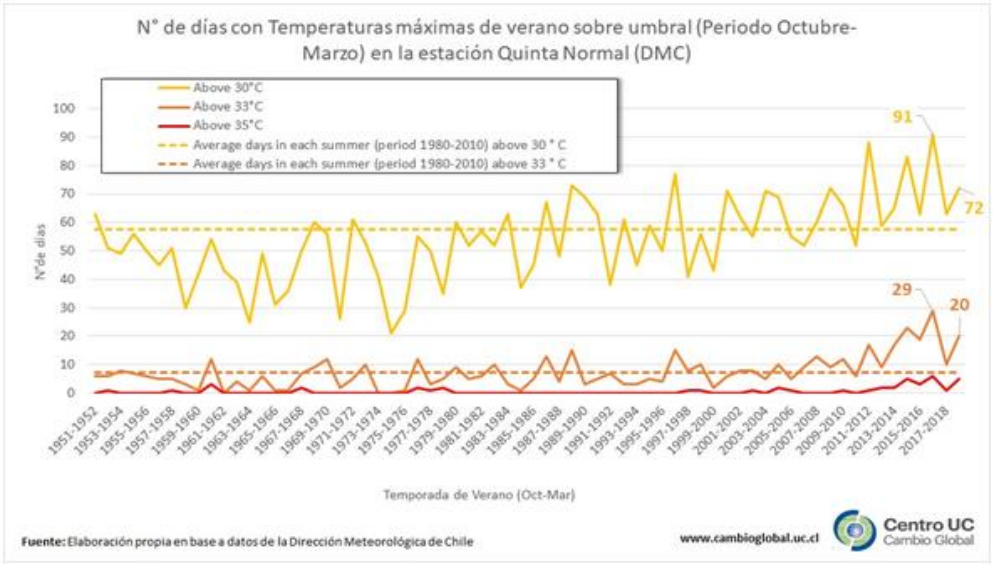

Figura 1. Fuente: Centro de Cambio Global, Universidad Católica.

[1] Convención Marco de Naciones Unidas para el Cambio Climático (CMNUCC), Acuerdo de París, artículo 2.
[2] IPCC, AR6, WGI, SPM, página 6, A.1.3
[3] IPCC, AR6, WGI, SPM, página 5, A.1.2.
[4] IPCC, AR6, WGIII, SPM, página 5, B.1.3.

Se aprecia que las temperaturas máximas sobre 30°C han pasado de un rango de 30 a 60 días en las décadas de 1960 y 1970, a por sobre 60 y hasta más de 90 días actualmente, y que las máximas por sobre 35°C, casi inexistentes hace 50 años, pueden llegar a más de 5 días por temporada en la actualidad.

Esto se puede apreciar también en la siguiente Figura 2 publicada por Financial Times, desarrollada por Copernicus de la Unión Europea.

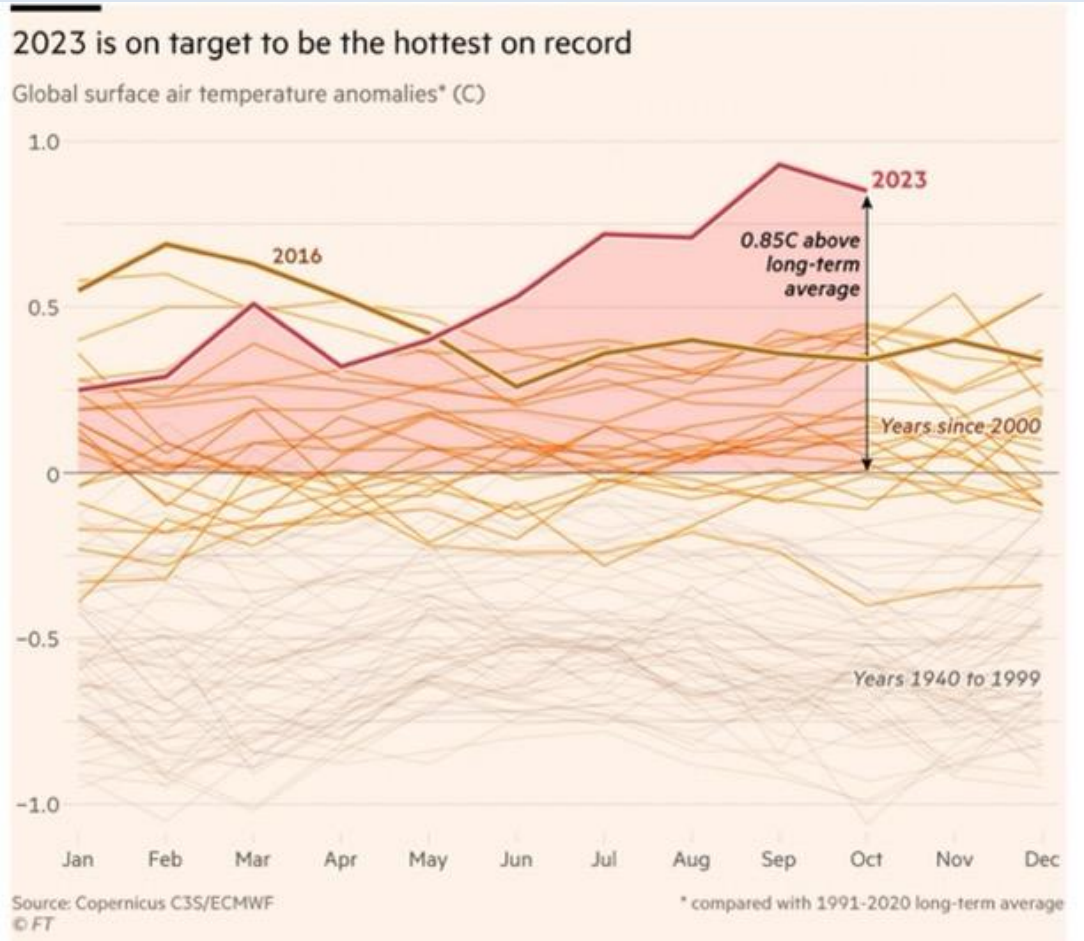

Figura 2: Fuente Financial Times

Por lo tanto, y sin ahondar en el análisis para el cual existe abundante literatura, el imperativo de reducir las emisiones de Gases de Efecto Invernadero y lograr un desarrollo económico que sea neutro en emisiones es cada vez más apremiante. En ese contexto, se han planteado diversos "caminos" (*pathways*) que muestran cómo sería posible lograr este objetivo, todos los cuales incluyen el hidrógeno verde como uno, entre varios, de los componentes de una matriz energética con emisiones de GEI reducidas o prácticamente nulas.

La Agencia Internacional de la Energía incluye el hidrógeno verde como vehículo energético en su escenario para una economía cero carbono en 2050, considerando 850 GW de electrolizadores en 2.030 y 3.000 GW en 2045[5] y donde los mayores consumos de hidrógeno se darían en transporte de carga (terrestre y marítimo) y usos industriales. En el caso de Chile, la Contribución Nacional Determinada (NDC por sus siglas en inglés) considera que el hidrógeno verde puede contribuir con un 21% de las reducciones de emisiones de GEI, comparado con un escenario BAU (Business as Usual) para 2050, junto a otras tecnologías como energías renovables o eficiencia energética[6] .

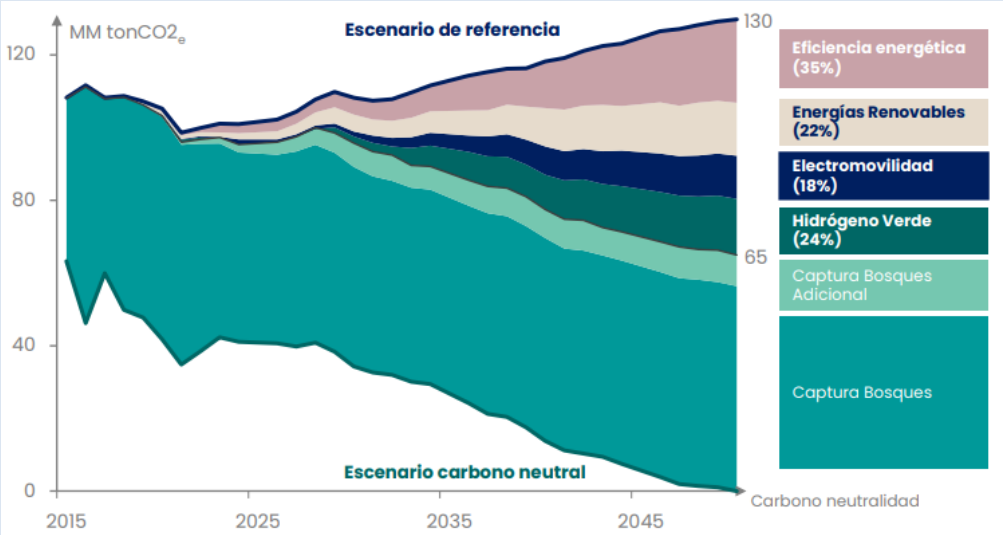

Figura 3. Fuente Ministerio de Energía

Por tanto, la crisis climática nos plantea desafíos de transformación energética enormes, apareciendo entonces el hidrógeno como un elemento para la descarbonización del país, particularmente en sectores difíciles de electrificar, como por ejemplo el transporte de carga pesada y de larga distancia, transporte marítimo, fertilizantes, producción de acero, entre otros, sumado al uso de energías renovables.

Compromisos internacionales

Chile ratificó el Acuerdo de París en 2017[7], con lo cual se compromete junto a la comunidad internacional, a emprender las acciones necesarias para el logro de sus objetivos[8] . Cada país signatario de la Convención de Cambio Climático y del Acuerdo de París establece sus metas nacionales en la Contribución Nacional Determinada (NDC). Chile presentó su NDC actualizada en 2020. En ella, el país se compromete a alcanzar la carbono neutralidad en 2050, la que se logrará con una reducción de emisiones de GEI en relación con el escenario base y una captura de CO_2 basada en el aporte del sector forestal[9] . Adicionalmente, la NDC establece un presupuesto de carbono de 1.100 millones de toneladas para el período de 2020-2030, un máximo de emisiones (no especificado cuantitativamente) para 2025, año a partir del cual estas deberían bajar y un límite de

[5] IEA, Net Zero by 2050, A roadmap for the Global Energy Sector, SPM, página 20. Ver también páginas 75 y 76.
[6] Gobierno de Chile, Ministerio de Energía, Chile's Green Hydrogen Strategy and Investment Opportunities, 2021, página 5. Ver también nota al pie N° 9.
[7] Gobierno de Chile, Ministerio de Medio Ambiente, Estrategia Climática de Largo Plazo (ECLP), página 41.
[8] CMNUCC, Acuerdo de Paris, 2015, artículo 2.
[9] Gobierno de Chile, Ministerio de Medio Ambiente, ECLP, página 58

emisiones de 95 millones de toneladas para 2030. Entre otras metas sectoriales, la NDC establece que se deben recuperar 200.000 hectáreas con bosque nativo y se debe lograr un 70% de la generación eléctrica con energías renovables, para 2030.

Por su parte, la Estrategia Climática de Largo Plazo (ECLP), instrumento asociado a la Ley de Cambio Climático[10] y a la NDC, establece metas sectoriales de mitigación, según el siguiente esquema:

Tabla 1. Esfuerzo de mitigación indicativo por sector.

Sector	**Esfuerzo de mitigación indicativo (millones de ton CO_2)**		
Período	2020-2030	2031-2040	2041-2050
Energía	35-43	149-182	328-400
Minería	6-8	25-31	59-72
Vivienda y urbanismo	5-6	13-16	32-39
Transportes y telecomunicaciones	2,7-3,3	17-21	43-53
Salud	1,9-2,4	9-11	13-15
Obras públicas	0,36-0,44	1,9-2,3	1,9-2,2
Agricultura	0,36-0,44	6-7	7-9

Fuente: Estrategia Climática de Largo Plazo, páginas 73 y 74.

Las cifras son acumulativas para los períodos de diez años (de cada columna). Como se aprecia, tres de los cuatro sectores donde deben lograrse las mayores reducciones de emisiones, a saber, energía, minería y transporte, corresponde a aquellos donde el uso de hidrógeno verde podría ser importante. Estos compromisos sectoriales deben ser explicitados por los Ministerios a cargo de las áreas indicadas, con metas parciales y por subsectores, de modo que se logre la transición en los plazos fijados. Como ejemplo, el Gobierno de Chile con el concurso del Ministerio de Energía, firmó un Acuerdo con las empresas generadoras eléctricas para el retiro de centrales a carbón el año 2040[11]. Este Acuerdo es parte fundamental de la descarbonización de la matriz eléctrica.

[10] No es parte de este informe el análisis de la Ley de Cambio Climático (N° 21.455). Basta decir que la ley incluye el compromiso de carbono neutralidad en sus artículos 1 y 4.
[11] https://energia.gob.cl/sites/default/files/decreto_exento_n_50.pdf

2.2 Aspectos técnicos de las tecnologías de hidrógeno y de generación renovable

El potencial de Chile para la producción de hidrógeno verde[12] se basa en la vasta disponibilidad de energía eólica y solar presente en el país. De este modo, el hidrógeno se convierte en el portador de esa energía (vector energético), que puede emplearse más tarde de diversas maneras, ya sea a través de la oxidación del hidrógeno, o la combustión como un gas en un motor o caldera, todas las cuales generan una huella de carbono menor o cero con un muy bajo impacto en el ambiente.

Al ser el hidrógeno un vector energético, no existe mayormente en forma natural en la naturaleza, por lo tanto, se debe fabricar o producir. El hidrógeno puede ser producido en 3 tipos de procesos o conversiones: electroquímica, bioquímica y termoquímica.

El 60% del hidrógeno producido en el mundo, se realiza a partir del reformado del metano (gas natural)[13] y menos del 1% a partir del proceso de electrólisis del agua. En este documento nos referiremos principalmente a esta última forma, por ser la más factible de producir a gran escala en Chile, por las condiciones de recursos renovables con que el país cuenta.

Los elementos básicos de esa transformación de energía están descritos en las Figuras [14] siguientes que ilustran los elementos e insumos que conforman una planta de electrólisis de agua para la producción de hidrógeno verde.

De acuerdo con la Figura 4, para producir 1 kg de hidrógeno se deben emplear 10 litros de agua y aproximadamente, dependiendo de la tecnología, 57 kWh de energía eléctrica. A su vez un kg de hidrógeno contendrá 33 kWh de energía. En lo que sigue nos referiremos a los dos primeros elementos de esta Figura.

Figura 4. Fuente Dr. Emilio Nieto Gallego

Según Baykara (2018), el hidrógeno producido a partir de agua y biomasa terrestre utilizando energía solar y eólica será la moneda energética más sostenible a largo plazo. Se espera que la mayor parte del hidrógeno producido a gran escala en Chile emplee agua de mar como principal insumo para la electrólisis, para lo cual se deben construir plantas de desalinización para realizar ósmosis inversa y suministrar suficiente agua dulce para alimentar la producción de hidrógeno. Sin embargo, la construcción, operación y mantenimiento de las plantas desalinizadoras presentan varios factores de estrés ambiental preocupantes, como el ruido, la modificación del suelo, la interrupción de las corrientes de agua y, más notoriamente, las tuberías de aducción y la descarga de efluentes (salmuera, productos químicos y metales pesados).

[12] Se entiende hidrógeno verde para Chile, el hidrogeno producido a partir de fuentes de energías renovables no convencionales (ERNC).
[13] IEA: The Future of Hydrogen (International Energy Agency, 2019), Paris.
[14] Obtención y aplicaciones del hidrógeno. Madrid, enero de 2018, Dr. Emilio Nieto Gallego

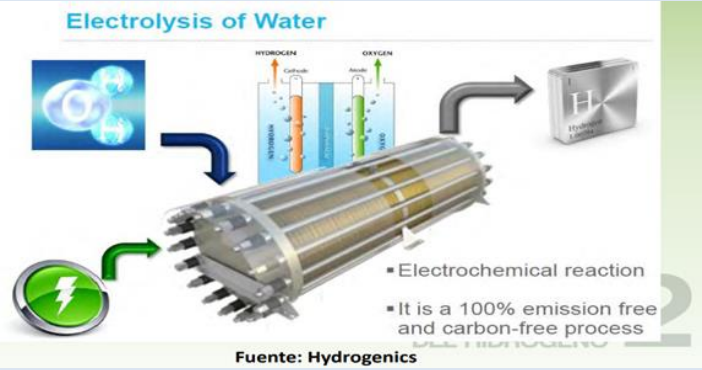

Figura 5. Fuente: Hydrogenics.

La producción eléctrica necesaria para alimentar la electrólisis puede tener varios orígenes que califican como renovables o verdes. Las tecnologías renovables representan el 63,2%[15] de la capacidad instalada total de generación de electricidad del país. La potencia instalada a octubre de 2023 de fuentes solar (8.314 MW), eólica (4.518 MW) y otras ERNC (1.091 MW) supusieron el 42,2% (13.924 MW) de la capacidad instalada y ya superaron el 20% de la generación anual de energía[16]. Además, en 2021 entró en operación en Chile la primera planta termosolar de torre de América Latina con una potencia de 110 MW y la capacidad de suministrar energía eléctrica en forma continua de día y noche.

Los estudios de evaluación del ciclo de vida han demostrado que los procesos de electrólisis alimentados por electricidad de fuentes de energía renovable tienen un potencial de calentamiento global bajo (generalmente menos de 5 kg CO_2eq/kgH_2) y que la electrólisis eólica tiene el índice más bajo (menos de 1 kg CO_2eq/kgH_2). Iribarren et al. (2017), estiman el Potencial de Calentamiento Global de la electrólisis fotovoltaica entre 2,18 y 7,54 kgCO_2/kgH_2. Usando energía de fuentes no renovables, estos valores podrían llegar a 30 kg CO_2/kgH_2.

La energía hidroeléctrica a veces se considera otra opción de fuente de energía renovable para el hidrógeno. Sin embargo, los grandes proyectos hidroeléctricos han generado históricamente conflictos en Chile por cuestiones socioambientales. Las centrales hidroeléctricas actualmente existentes podrían suministrar energía renovable para realizar la electrólisis, con la ventaja de proporcionar agua a presión para la electrólisis utilizando aguas continentales.

[15] Fuente. CNE Octubre 2023
[16] The Chilean_Potential_for_Exporting_Renewable_Energy

2.3 Modelos de Negocios

El modelo de negocios del hidrógeno verde comprende distintas actividades que se pueden clasificar en industriales, fabricación de productos básicos e infraestructura, y adicionales a la generación de hidrógeno en sus etapas de producción, acondicionamiento, almacenamiento, transporte, distribución y consumo.

En la fabricación de hidrógeno se pueden llevar a cabo en el país distintas actividades en cada una de sus etapas. Por ejemplo:

- Para la etapa de producción de hidrógeno verde, se puede realizar la fabricación o armado de electrolizadores incorporando materias primas nacionales y la industria nacional, obras civiles, montajes industriales, entre otros, creando una tecnología que se puede exportar a otros países de la región especialmente
- En la etapa de almacenamiento también se pueden incluir las obras civiles, montajes, elementos mecánicos y la tecnología de operación.
- En la etapa de transporte y distribución, es posible incorporar operación, logística y componentes locales en la construcción de hidroductos y tuberías de distribución con todos sus elementos de control.
- En la etapa de consumo es posible incorporar las instalaciones y equipos necesarios para la utilización del hidrógeno en sus formas de energía mecánica, térmica o eléctrica o en los productos derivados.

Esta incorporación de componentes locales permite el desarrollo y posible exportación tanto de equipos como tecnologías y el desarrollo de un mercado complementario al producto hidrógeno que puede incorporar un desarrollo tecnológico y económico al país.

También está el desarrollo de los modelos de operación en cada una de estas etapas para lo cual deberán crearse nuevas empresas nacionales o extranjeras, complementadas con el desarrollo de la academia para ir desarrollando y optimizando estos modelos de negocios.

Desde el punto de vista eléctrico se va a realizar el desarrollo de la industria del hidrógeno considerando dos modelos: uno es en sistemas aislados sin interacción con la red eléctrica existente (off grid) y el otro modelo es con conexión al sistema eléctrico externo (on grid).

Un punto importante que se ha mencionado es que el hidrógeno verde requiere para su fabricación electricidad, que también debe ser verde o sustentable, para lo cual se necesita establecer una certificación adecuada para el seguimiento de la cadena de producción del energético.

Los electrolizadores deberán funcionar una mayor cantidad de horas para amortizar el costo de inversión, es por eso que la generación de electricidad de un sistema aislado requerirá una autonomía mayor de la generación eléctrica para abastecer el suministro durante más horas al día, como, por ejemplo, utilizando generación de energía mediante una planta de concentración solar de potencia o generación fotovoltaica y baterías de almacenamiento.

Otra opción es que los electrolizadores funcionen solamente en ciertos periodos del día, como, por ejemplo, una planta fotovoltaica sobredimensionada para maximizar la generación en las horas solares. La conveniencia de este tipo de suministro de electricidad a un electrolizador dependerá de una evaluación técnica, que pondera la alta generación en un espacio acotado de tiempo versus con una menor utilización del electrolizador anualmente.

La conexión on grid permite el funcionamiento de los electrolizadores durante mayor tiempo durante el día, pero esto debe considerar los costos sistémicos, los cuales son variables a lo largo del día, especialmente costos de transmisión en el caso que las plantas renovables estén en nodos distintos, peajes, conexión etc. Al contrario de la conexión off grid, estos costos deben ser ponderados comparando los costos de suministro versus la alta utilización del electrolizador. Además, la electricidad debe tener certificación de energía renovable.

En resumen, la elección entre todos los modelos dependerá de las características geográficas y del sistema eléctrico existente, y de los precios de electricidad con generación propia o por compra al sistema de acuerdo con sus valores horarios. Este resultado económico definirá en muchos casos la elección entre uno u otro, siempre que se tenga un sistema eléctrico externo con generación eléctrica no fósil.

Estas consideraciones de suministro eléctrico pueden influir en su certificación, ya sea como hidrógeno verde o hidrógeno bajo en carbono.

2.4 Energías renovables

Hoy, las condiciones propias de Chile, que dan cuenta de enormes reservas de recursos naturales para la generación de energía eléctrica, con costos de tecnología descendentes en el tiempo, posibilitan e incentivan los espacios necesarios para la exportación competitiva de electricidad, así como también para la ampliación de sus usos y la diversificación de la matriz.

En este siglo se han desarrollado en nuestro país una gran cantidad de proyectos de generación de energías renovables no convencionales, en especial eólica, solar y minihidráulica. Destacándose, como se observa en la tabla siguiente, el crecimiento de la capacidad instalada solar en Chile, que sobresale significativamente (en términos de variación porcentual), por sobre otros países.

Tabla 2. Crecimiento mundial energías renovables Fuente IRENA

Electricity capacity (MW)		Solar	
Country/area	**2 012**	**2 020**	Crecimiento
World	104 220	716 152	587%
Africa	411	10 637	2489%
Asia	16 206	408 677	2422%
Europe	73 723	163 192	121%
N America	9 439	84 557	796%
Chile	2	3 205	160172%
Fte. IRENA Renewable Energy Statistics 2020			

Existe la tecnología necesaria, las capacidades técnicas y de ingeniería adecuadas, la infraestructura que permite desarrollar los proyectos, el financiamiento adecuado, una regulación eléctrica que ha disminuido las barreras de entrada para la generación solar y también los incrementos de eficiencia y disminución de costos para estas tecnologías de generación eléctrica. Por estos motivos el país tiene enormes ventajas para el desarrollo de la industria de hidrógeno verde con potencial abundancia de electricidad barata.

Chile tiene las zonas con mayor radiación solar del planeta en el desierto de Atacama, lo que permite la generación eléctrica mediante tecnologías fotovoltaicas y de concentración solar de potencia (CSP) a menores costos y en grandes cantidades.

Actualmente los paneles fotovoltaicos están construidos para optimizar la generación eléctrica de países con menor radiación que la existente en el norte del país, pero se pueden optimizar dichos paneles para adaptarlos a la radiación solar de esta zona, lo cual aumentará su eficiencia y disminuirán los costos de producción de electricidad favoreciendo el desarrollo de la industria de hidrógeno verde.

Asimismo, las tecnologías fotovoltaicas actuales están progresando, como por ejemplo los paneles bifaciales que generan del orden de 15% a 20% de mayor energía, con menor degradación aumentando su vida útil y con una menor ocupación de terreno.

El potencial de generación eléctrica solar en Chile, desde Arica a Chiloé, permite instalar del orden de 1.812 GW de potencia y un total de energías renovables no convencionales (ERNC) del orden de 1.865 GW. Adicionalmente, principalmente en la zona sur y austral, se tiene un gran potencial de energía eólica eficiente y de bajo costo para generación de electricidad del orden de 150 GW adicionales, con lo cual se tiene un potencial superior a 2.000 GW.

Tabla 3 Potencial energías renovables en Chile.

Potencial disponible Región o Zona	CSP MW	FV 1 eje MW	Hidroelect MW	Eólico MW	TOTAL MW
Arica y Parinacota	6.311	36.647			42.958
Tarapacá	136.085	168.098			304.183
Antofagasta (sin Taltal)	390.476	883.651		2.862	1.276.989
Taltal				11.578	11.578
Atacama	15.607	171.707		619	187.933
Coquimbo		3.240		1.166	4.406
Valparaíso		64	104		168
Metropolitana			840		840
O ' Higgins			722	75	797
Maule			2.127		2.127
Biobío			3.152	5.000	8.152
Araucanía			1.828	2.340	4.168
Los Ríos			2.610	2.914	5.524
Los Lagos (sin Chiloé)			1.025	3.770	4.795
Isla Grande de Chiloé			63	10.106	10.169
TOTAL	**548.479**	**1.263.407**	**12.471**	**40.430**	**1.864.787**

Fte. MinEnergía/GIZ, U Chile 2014
Energías renovables en Chile. Potencial eólico, solar e hidroeléctico de Arica a Chiloé.

Como comparación, la capacidad instalada de generación eléctrica en todo el país actualmente es de 33, 0 GW, con una capacidad neta de energías renovables del orden de 14,0 GW, (42,2%) entre las cuales se tiene capacidad solar de 8,3 GW y eólica de 4,5 GW, si se agrega la hidráulica convencional se tiene un 63,2%. Sin embargo, esta situación no se considera un techo, al contrario, dadas las condiciones de nuestro país, es posible pensar, en función de la Planificación Energética de Largo Plazo 2023-2027, que en el escenario de mayor crecimiento al 2050 se proyectan 74 GW con 88% de generación renovable. Este potencial de generación alcanzará 27 veces dicho valor, que muestra un recurso enorme para desarrollar y la gran cantidad de generación de bajo costo sin explotar[17].

En políticas públicas a fines de 2015 el Ministerio de Energía presentó el Informe: Energía 2050, Política Energética de Chile[18], que es una política de Estado hacia una energía sustentable e inclusiva. Se desarrolló con una amplia participación ciudadana abarcando la implicancia de la energía a los distintos sectores de la economía y de la ciudadanía con análisis de brechas y ejes estratégicos. Además, propuso metas al 2050, tales como que el 70% de la matriz eléctrica debe provenir de fuentes renovables, que el 100% de los automóviles nuevos sea de bajas emisiones y la no disponibilidad de suministro eléctrico promedio sea inferior a una hora en cualquier región del país.

Los pilares considerados en dicha política son:

- Seguridad y calidad de suministro (Seguridad y flexibilidad a nivel de producción centralizada/Producción descentralizada y gestión activa de la demanda),
- Energía como motor de desarrollo (Desarrollo económico inclusivo/Acceso equitativo a servicios energéticos y calidad de vida/Inclusividad territorial/Competitividad del sector energético),
- Energía compatible con el medio ambiente (Matriz energética renovable/Externalidades locales/Energía y cambio climático) y,
- Eficiencia y educación energética (Eficiencia energética/Educación y cultura energética)

Con una actualización cada cinco años, en el año 2021 se presentó el Informe: Política energética nacional 2021 Transición energética de Chile[19], basada en tres propósitos para avanzar a un sector energético más sustentable, confiable para una sociedad diversa y más activa y con voluntad de responder a las necesidades de la energía.

Los propósitos para la transformación hacia la sustentabilidad energética son:

- anhelo de lograr ser protagonistas de la ambición climática,
- transición energética para mejorar la calidad de vida de las personas y,
- cambiar la identidad productiva del país integrando energías limpias.

Los pilares esenciales de esta actualización son:

- Sistema energético resiliente y eficiente (Suministro de energía confiable y de la calidad y sistema eléctrico para el empoderamiento de las personas) y,

[17] Informes CNE octubre 2023,
[18] https://www.energia.gob.cl/sites/default/files/energia_2050_-_politica_energetica_de_chile.pdf
[19] https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/actualizacion_anteproyecto_pen_2021_lr.pdf

- Cambio de la forma de hacer políticas públicas (Políticas públicas participativas/Información para la transición energética/Inserción equilibrada en los territorios/Coordinación, gobernanza y dialogo).

Esta Política de Estado en energía permite visualizar un gran desarrollo para el hidrógeno verde en Chile unido a la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde, como política de Estado desde el año 2020.

2.5 Participación Ciudadana Temprana

La participación ciudadana en temáticas relacionada con el medio ambiente está garantizada, entre otros cuerpos regulatorios, por la Ley 19.300 de Bases del Medio Ambiente, en su artículo 4°, por la Ley 20.500 sobre Asociaciones y Participación Ciudadana en la Gestión Pública, por el Convenio OIT N° 169 y por el Acuerdo de Escazú, sobre acceso a la información, participación y justicia ambiental.

La legislación vigente establece que, en el marco del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental, los titulares de proyectos de inversión deben someter sus iniciativas a un proceso de participación ciudadana, para que las partes involucradas puedan conocer los aspectos relevantes del proyecto, a través del acceso al expediente, realizar observaciones y obtener respuesta fundada de éstas (Ley 19.300, párrafo 3, artículos 26 y siguientes; Reglamento del SEIA, Título V, De la participación de la Comunidad en el Proceso de Evaluación Ambiental, artículos 82 y siguientes). En cualquier caso, la participación ciudadana, si bien contiene la obligación de considerar y responder fundadamente las observaciones de las partes interesadas, no es vinculante para la elaboración del proyecto.

La modalidad de participación ciudadana descrita arriba explica en parte la alta conflictividad experimentada en el desarrollo de proyectos de inversión de gran envergadura, en particular, pero no exclusivamente en los sectores de minería y energía[20]. El hecho de que las partes afectadas no puedan, a priori, influir en el diseño de los proyectos, en los aspectos que más afectan su calidad de vida, genera oposición y rechazo a las iniciativas. Por otra parte, la modificación del diseño de un proyecto implica costos adicionales para un titular, mayores mientras más avanzadas se encuentran las etapas de desarrollo.

Por lo anterior, han existido iniciativas para promover la participación temprana o anticipada, sea en proyectos directamente realizados por las empresas como por el Estado. El propósito de esta participación es mejorar la comunicación entre las partes interesadas, en particular entre la empresa y la comunidad afectada, construir confianzas y reducir la conflictividad. Si bien, la participación temprana no garantiza que la tramitación de un proyecto esté exenta de oposición por parte de actores interesados, en la práctica mejora la comunicación entre los participantes y disminuye la conflictividad[21].

[20] Informe del Instituto de Ingenieros "Principales razones internas del retraso en gestión de proyectos de inversión minera y de energía eléctrica. Propuestas y acciones para su activación", 2016, páginas 28, 31 y 36.
[21] Ver el caso del proyecto hidroeléctrico Angostura, en la región del Biobío, que incluyó en el diseño las preocupaciones de la comunidad, en el informe del Instituto de Ingenieros "Construyendo confianzas para el desarrollo sostenible: una tarea urgente para Chile y la Ingeniería", 2016, Apartado 2, página 29.

Iniciativas por parte del Estado

Guía para la Participación Anticipada

El Servicio de Evaluación Ambiental, SEA, presentó la Guía para la Participación Anticipada de la Comunidad en Proyectos que se presentan al SEIA en 2013[22]. El artículo 13 bis de la Ley de Bases de Medio Ambiente admite la posibilidad de que el titular del proyecto conduzca procesos de participación antes del ingreso del proyecto al Sistema. Si bien tales negociaciones no son vinculantes para la calificación ambiental, son tenidas a la vista durante el proceso de evaluación[23]. "Su objetivo es que las personas y organizaciones ciudadanas cuenten con la información necesaria para conocer un proyecto y sus posibles impactos, para luego presentar sus observaciones al respecto y que éstas sean consideradas en el proceso de calificación ambiental del proyecto"[24].

En cuanto a beneficios de la participación temprana, aparte de los mencionados, el titular puede recabar información de los habitantes y su conocimiento del lugar y del área de influencia del proyecto, con la cual es posible mejorar el proyecto. Por su parte, la comunidad obtiene información de primera fuente del proyecto, pudiendo así comprender mejor su alcance y realizar sugerencias valiosas para su desarrollo. La mayor confianza generada durante el proceso de diálogo redunda en un apoyo duradero al proyecto durante su vida útil. Según la Guía, para que una participación anticipada sea exitosa, debe ser informada, creativa, equitativa, adecuada, transparente y legitimada[25].

Acuerdos Voluntarios de Participación (AVP)

La Agencia de Sustentabilidad y Cambio Climático (ASCC) desarrolló los Acuerdos Voluntarios de Participación entre los años 2014 y 2018, gracias a los cuales se llevaron a cabo siete iniciativas de participación anticipada, que desembocaron en cuatro proyectos actualmente en operación o construcción. El instrumento AVP se basa en cinco principios que buscan mejorar los estándares ambientales y sociales de los proyectos de inversión: incidencia en las decisiones; inclusión y representación de intereses; igualdad de oportunidades; educación mutua; transparencia y acceso a la información. A través de estos principios, se reducen asimetrías de información, se incorpora el saber local en el diseño de proyecto, se fortalecen las confianzas entre los actores y se disminuye la conflictividad. El resultado esperado de este proceso es la formulación de proyectos más robustos, donde la relación entre el titular y la comunidad quede fortalecida con miras a generar un vínculo de largo plazo donde los actores relacionados conviven en un territorio compartiendo visiones en torno a una iniciativa de inversión. El instrumento está en proceso de reformulación para su aplicación a partir de las iniciativas de hidrógeno verde actualmente anunciadas que deseen someterse voluntariamente al instrumento[26]. El instrumento está abierto a su aplicación posterior a otros tipos de proyecto.

Una mejor inversión requiere superar el modelo de relacionamiento entre titulares de proyectos y las comunidades que habitan los territorios donde estos se instalan. La participación ciudadana prevista en el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental se ha mostrado insuficiente para resolver los conflictos asociados a los proyectos, al menos para el caso de las grandes inversiones.

[22] La resolución N° 202399101925 de noviembre de 2023 se pronuncia sobre la vigencia y observancia de la Guía para la participación ciudadana temprana en proyectos que se presentan al SEIA. Ver: https://www.sea.gob.cl/guias-sobre-participacion-ciudadana-pac
[23] Ministerio del Medio Ambiente; Servicio de Evaluación Ambiental; Guía para la Participación Anticipada de la Comunidad en Proyectos que se presentan al SEIA, 2013. Página 12.
[24] Ídem.
[25] Ídem, página 25.
[26] Ver: https://participaciontemprana.ascc.cl/

La participación temprana ha mostrado beneficios importantes, tanto para las comunidades como para los promotores de proyectos, al incorporar elementos de interés para los habitantes del territorio en el diseño del proyecto. De este modo, se ha reducido la conflictividad y los tiempos de tramitación más expeditos. Muchas empresas ya han incorporado la participación anticipada o temprana como etapa regular de sus proyectos. Se hace altamente recomendable que los proyectos de Hidrógeno Verde, dada su magnitud e impacto en los territorios, incluyan la participación anticipada, como un modo de generar confianzas con las comunidades y mejorar sus estándares socioambientales.

2.6 Impactos de proyectos en territorio y ciudadanía

Tal como ocurre en todos los grandes proyectos industriales, también en el caso del hidrógeno verde, existen detractores de distinto tipo, la mayor parte de ellos por la afectación del territorio y comunidades, pero son objeciones que se pueden conversar y minimizar

Más que analizar cada una de ellas en particular, ya que van a seguir apareciendo en el tiempo, se comentará sobre algunas de ellas en forma general. En particular, el Plan de Acción de Hidrógeno Verde ha desarrollado numerosas mesas de trabajo con comunidades, Academia, empresas, consultores, consumidores, sociedad civil, tanto en Santiago como en regiones, para adelantarse a estas objeciones, analizarlas y dialogar en conjunto con las comunidades y facilitar el desarrollo de la industria del hidrógeno verde en Chile.

Algunas objeciones se basan en las características físicas del hidrógeno; particularmente su condición de gas extremadamente ligero, implicando que, para igualar las prestaciones energéticas de otros gases, se requiere comprimir el hidrógeno a presiones altas, lo que disminuye su contenido energético. Se añade la dificultad de almacenar el hidrógeno. Siendo una molécula muy pequeña, tiende a escapar de los tanques de almacenamiento convencionales, requiriendo equipamiento especial, de mayor costo y peso, lo que disminuye su rentabilidad, si se compara con el gas natural y, nuevamente, disminuye su rendimiento energético (mayor energía para transportar mayor peso). Una forma de superar estos inconvenientes consiste en transformar el hidrógeno en un derivado, como amoniaco o metanol. Si bien, estas transformaciones permiten superar las restricciones ligadas al tamaño y peso específico pequeños, implican transformaciones que disminuyen su eficiencia como portador energético.

Si bien, en términos de tecnología, procesos y sistemas de generación de hidrógeno verde, es posible ver avances significativos, aún existe una discusión presente; sobre si las aplicaciones de hidrógeno verde deben ser locales o globales, o en aplicaciones especiales a la industria del acero, cemento, fertilizantes, transporte terrestre, marítimo y aéreo, desde lo que se espera sean las políticas públicas país y por otro lado la siempre presente variable económica que influye directamente en el desarrollo de los mercados y sus respectivos modelos de negocio. Ambos elementos que deben ser ponderados para un adecuado desarrollo futuro del sector.

Otra preocupación es el uso del territorio, considerando que los proyectos de hidrógeno verde son proyectos de gran magnitud por lo que intervienen en amplias extensiones de terreno, afectando potencialmente a comunidades urbanas y rurales. Sin embargo, el Comité de Hidrógeno de CORFO, incluye una Mesa de Trabajo sobre territorios y una propuesta para realizar participación anticipada de forma voluntaria.

Por otra parte, el Plan de Acción de Hidrógeno Verde, en los últimos meses, incorpora del orden de 150 Audiencias Públicas y más de 150 Mesas de Trabajo, en Santiago y Regiones, con participación amplia de comunidad, organizaciones sociales, consultores, academia, instituciones de gobierno y empresas para recoger, analizar y discutir las distintas posiciones de todos los integrantes. Esta

participación amplia permite ir avanzando en soluciones y perfeccionando el avance del Plan de Acción[27].

2.7 Certificación para Exportación

El país está viviendo una transformación energética, en función de sus grandes recursos energéticos sustentables. La transición energética en Chile apunta en esa dirección. Además, la gran cantidad o potencial renovable que se encuentra en nuestro país permite pensar no solo en un cambio energético, o de combustibles de fósiles a renovables en el ámbito o uso local, sino también la posibilidad de exportar energéticos y combustibles neutros en emisiones hacia mercados internacionales.

En ese sentido, estos combustibles deberán cumplir no solo con la calidad exigida por los mercados internacionales, sino también certificar que su producción fue hecha bajo los estándares de sostenibilidad que se exigen para esta transición energética mundial.

El hidrógeno y sus derivados son energéticos que los países desarrollados están buscando internacionalmente para suplir sus necesidades energéticas, por lo cual deberán tener un estándar o certificación que permita un comercio más claro y sostenible.

A nivel europeo se establece que la Directiva de Energías Renovables (RED II) será la base para la certificación del hidrógeno y sus derivados. Dentro del marco "Pacto Verde" de la Unión Europea, se propuso una enmienda que está siendo discutida. Dentro de sus bases, se establecen las Garantías de Origen para el cumplimiento de los objetivos legales. Además, se denomina combustibles renovables de origen no biológico (RFNBO) a los energéticos que han sido producidos a partir de energías renovables y que su uso se hace extensivo al transporte y la industria, ya sea como combustible o materia prima.

En términos de certificación están disponibles los esquemas CertifHy y CMS70. El primero de ellos define el tipo de hidrógeno según el nivel de emisiones (36,4 g CO_2eq/MJH_2) en su producción. A partir de aquellos se define CertifHy Greeen Hdydrogen cuando su fuente es 100% renovable, y CertifHy Low Carbon Hydrogen, cuando proviene de fuentes muy bajas en carbono. El CMS70 estándar de la empresa TÜV SÜD tiene una connotación más relacionada con criterios de sustentabilidad climáticos.

Además, existen certificaciones de ámbito local como:

- Low Carbon Fuel Standard, California, USA (2015)
- Hydrogen Standard, China (2020)
- Hydrogen Guarantee of Origin certification scheme, Australia
- Low carbon hydrogen standard, United Kingdom

[27] El "Plan de acción de hidrógeno verde 2023-2030" se encontraba en consulta pública en el momento de la redacción final de este informe: https://energia.gob.cl/consultas-publicas/plan-de-accion-de-hidrogeno-verde-2023-2030

Existen entonces, diversas certificaciones voluntarias que no apuntan necesariamente al hidrógeno pero que se están tomando de base para ampliar el alcance de la certificación verde. Dentro de estas, destaca la RSB (Roundtable on Sustainable Biomaterials) que permite la certificación de cadenas de suministro completas involucradas en el cultivo, procesamiento, comercio, transporte, mezcla y otra producción de cualquier material o combustible derivado o avanzado, así como la ISCC (International Sustainability and Carbon Certification System), sistema de certificación que cubre todo tipo de materias primas de base biológica y energías renovables que atienden a los sectores de energía, alimentos, piensos y productos químicos.

La RSB incluye dentro de sus principios parámetros, tales como, legalidad, planificación, monitoreo y mejora continua, emisiones de gases de efecto invernadero, derechos humanos y laborales, desarrollo social y rural, seguridad del alimento local, conservación, suelos, agua, calidad del aire, gestión de residuos y derechos de tierras. A su vez, la ISCC propone como principios, la protección de las tierras con alto valor de biodiversidad o altas reservas de carbono, la producción ambientalmente responsable para protección de suelos, agua y aire, condiciones de trabajo seguras, cumplimiento con derechos humanos, laborales y de tierras, cumplimiento con leyes y tratados internacionales y buenas prácticas de gestión de mejora continua.

Se considera, además, que el cumplimiento de los distintos parámetros de hidrógeno o derivados sostenibles no son aplicables a la totalidad de la cadena de valor, es decir que dependerá de qué parte de la cadena de valor se está desarrollando y en qué etapa. Esto se traduce en que la incidencia por ejemplo del uso del agua en la etapa de construcción de un proyecto será mínima, en relación a la incidencia del agua en la etapa de producción de hidrógeno. Por esta razón, se deberán establecer guías claras respecto de en qué parte de la cadena de valor del hidrógeno estos distintos parámetros o principios son aplicables y en qué intensidad.

Esto nos lleva a pensar que no solo el hidrógeno y sus derivados deberán cumplir con ser verdes, sino también estar alineados con los estándares y regulaciones exigidas en los mercados internacionales que incluyen parámetros amplios de sostenibilidad y respecto de las condiciones ambientales, sociales y económicas de los lugares de producción. Esto va en línea también con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) de las Naciones Unidas, en relación con el número 7 sobre el acceso a energía limpia, así con el número 13 sobre acciones climáticas. Además, se relacionan con los numerales 8, 9, 10, 12 y 14.

Los puntos anteriores, sin duda, ponen un desafío adicional en el desarrollo de esta industria, el cual dice relación con la generación de los procesos de aseguramiento de la calidad, seguridad y sostenibilidad, asociados a estándares y certificaciones internacionales, situación aún no abordada en su totalidad por quienes lideran el desarrollo en nuestro país.

Por esta razón la definición de hidrógeno verde o H2V sostenible en el ámbito local deberá ir en concordancia con las discusiones en los países de destino, que exigirán estos estándares y certificados a los países exportadores, poniendo énfasis en la sostenibilidad de estos energéticos.

2.8 Estrategia Nacional de Hidrógeno

Las primeras discusiones sobre el rol de hidrógeno en Chile comienzan en 2014-2015, cuando se promueve desde CORFO y GIZ la gran oportunidad que tiene el país, para la generación a gran escala de hidrógeno verde, debido a los inmensos recursos de energía renovable, a precios competitivos, que haría viable la generación de hidrógeno a bajo costo.

Se realiza el primer evento de hidrógeno en 2017 organizada por la GIZ, CORFO y Ministerio de Energía, donde distintas empresas se juntan a discutir incipientemente sobre las oportunidades de este energético. Ese mismo año CORFO lanza sus programas tecnológicos para el uso de hidrógeno en la minería. En 2018 la GIZ publica el Libro "Tecnologías del hidrógeno y perspectivas para Chile". En 2019 el Comité Solar e Innovación Estratégica de CORFO, en conjunto con distintas organizaciones públicas y privadas, elabora una propuesta de estrategia de Hidrógeno.

Finalmente, la Estrategia Nacional de Hidrógeno lanzada públicamente el año 2020 por el Ministerio de Energía incluyendo un proceso de participación ciudadana (industria, academia, comunidades, sociedad civil y sector público con mesas técnicas y talleres ciudadanos) en todas sus etapas de desarrollo y se ha ido construyendo en los años siguientes proyectándose con metas principales a los años 2030 y 2050, actualizando y perfeccionando la estrategia en forma permanente.

La Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde describe cinco puntos para su justificación, desarrollo e implementación, que se describen a continuación.

1. **Es tiempo de actuar**

   Para enfrentar la crisis climática del planeta se requieren medidas urgentes y Chile se ha comprometido a alcanzar la carbono neutralidad al año 2050, desarrollar una Ley Marco de Cambio Climático e impulsar el desarrollo de las energías renovables no convencionales.

   El 73,2% de la emisión de gases de efecto invernadero (GEI) del planeta corresponde al sector energía con uso de combustibles fósiles y Chile se ha comprometido con una acción climática ambiciosa y ya en el año 2020 actualizó su Contribución Determinada a Nivel Nacional.

   El hidrógeno verde permite usar energías renovables, es una fuente energética que puede estar exenta de la producción de GEI y puede reemplazar combustibles fósiles para producir electricidad, calor y diferentes compuestos.

   La estrategia indica que el tiempo de actuar es ahora para aprovechar el potencial y la reducción de costos de energías renovables y baja de costos de electrolizadores para descarbonizar todos los sectores de la economía impulsando un mercado global de hidrógeno verde y sus derivados al 2050.

2. Una oportunidad para Chile

Chile tiene un potencial de generación de energía renovable superior a 1.800 GW, equivalente a 70 veces la demanda de Chile, con la mayor radiación solar del planeta en el norte de Chile, potencial solar y eólico en la zona central y vientos en la zona austral en tierra con la misma energía que tienen los proyectos off shore en otros países.

Estas condiciones de calidad de los recursos renovables para producir electricidad permiten obtener los costos nivelados de producción de hidrógeno verde (USD/kgH_2v) más bajos del planeta, alcanzando valores de entre 0,8 y 1,1 USD/kgH_2v al año 2050.

La proyección de mercados chilenos de hidrógeno verde y sus derivados indica una industria que equipara en tamaño a la actividad minera del país, con cifras conservadoras de 33.000 millones de dólares al año 2050.

3. Nuestra estrategia

La estrategia indica que la ambición de una industria limpia avanza en la implementación de aplicaciones locales para posteriormente alcanzar a mercados de exportación.

Propone la necesidad de generar una coordinación pública privada temprana para disminuir las barreras de la implementación de aplicaciones locales y facilitar su desarrollo, tal como ocurre con las energías renovables y electromovilidad.

Con el objetivo de exportar a mercados internacionales se requiere generar capacidades, escala e infraestructura, creando un ecosistema de hidrógeno para agregar valor a empresas y talentos locales. Posteriormente el mercado global requiere de contratos a largo plazo para reducir riesgos en oferta y demanda.

En la estrategia se plantean tres etapas: activar la industria local y desarrollar la exportación (2020-2025), apalancar experiencia local para entrar a mercados internacionales (2025-2030), y explorar sinergias y economías de escala para avanzar como proveedor global (2030 en adelante).

4. Pilares

Los pilares para apoyar la acción que plantea la estrategia de establecer un marco coherente son:

- Política orientada por misión
- Ruta eficiente a un país cero emisiones
- Hidrógeno verde como motor de desarrollo local
- Uso equilibrado de recursos y territorio
- Nueva economía de exportación limpia
- Apertura internacional

5. Plan de acción

La estrategia plantea el plan de acción como un compromiso de todos los actores y comprende los siguientes puntos:

- Fomento al mercado doméstico y a la exportación
- Normativa, seguridad y pilotajes
- Desarrollo social y territorial
- Formación de capacidades e innovación.

Desde su formulación se han ido adecuando distintas instancias para el avance de esta estrategia, que se mostrarán en otros capítulos.

Para avanzar en el desarrollo actualizado y dinámico de la Estrategia se define el Plan de Acción 2023, considerando la realización de talleres ciudadanos, mesas interministeriales y consultas públicas.

Metas de la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde.

Figura 6. Metas Estrategia Hidrógeno Verde. Fuente: Ministerio de Energía

Etapas de la Estrategia

La estrategia se definió desde su inicio en tres etapas:

- Etapa 1: Años 2020 a 2025, Activar la industria doméstica y desarrollar la exportación,
- Etapa 2: Años 2025 a 2030, Escalar para conquistar mercados globales,
- Etapa 3: Del año 2030 en adelante, Avanzar como proveedor global de energéticos limpios.

Tanto en el Gobierno anterior (administración del Presidente Sebastián Piñera) como en el Gobierno actual (administración del Presidente Gabriel Boric) ha estado en desarrollo la Etapa 1 para sentar las bases sólidas para el desarrollo de la industria de hidrógeno verde.

Plan de Acción Hidrógeno Verde 2023-2030

Una vez establecida la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde, donde se definieron las primeras directrices y bases que impulsarán esta industria, es necesario desarrollar un Plan de Acción para poder cumplir las ambiciosas metas que se proponen para el mediano y largo plazo. De esta forma, se definirá una hoja de ruta que busque impulsar esta industria y que concilie el desarrollo económico con el respeto por el medioambiente, el territorio y las comunidades.

Es importante que en la elaboración de esta Hoja de Ruta exista un proceso participativo donde la ciudadanía pueda involucrarse tempranamente al desarrollo que se realizará en el país. Por ello, actualmente el Plan de Acción se encuentra en proceso de participación ciudadana ampliado, donde se realizan jornadas con audiencias informativas y de discusión. Estas se realizan de manera presencial en las regiones con mayor potencial de desarrollo en la industria del hidrógeno verde; estas son: Antofagasta, Metropolitana, Valparaíso, Biobío y Magallanes. Además, se realizan audiencias participativas de manera virtual a lo largo de todo el país, abriendo el espacio para el resto de las regiones. En este proceso se realizaron audiencias entre marzo y julio del 2023, y está definido para el año 2024 realizar el cierre del proceso de participación con revisión de documento preliminar en consulta y audiencias para finalmente publicar el documento final[28].

[28] Ver nota 27.

3. VISIÓN MUNDIAL

3.1 Transición Energética

La transición energética hacia un futuro descarbonizado es una visión compartida alrededor del mundo. A medida que la preocupación por el cambio climático y la necesidad de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero se vuelven cada vez más urgentes, Gobiernos, organizaciones internacionales, empresas y la sociedad en general han reconocido la importancia de dejar atrás los combustibles fósiles y avanzar hacia fuentes de energía limpias y sostenibles.
En todo el planeta, se está produciendo un cambio de paradigma en la forma en que se genera, distribuye y utiliza la energía. La visión de un futuro descarbonizado implica una serie de transformaciones fundamentales en el sistema energético global, algunas de las cuales se presentan a continuación, sin la intención de ser una lista exhaustiva:

1. **Energías Renovables**: El uso de energías renovables, como son solar, eólica, hidroeléctrica y geotérmica, es un pilar clave en la visión de un futuro descarbonizado. Estas fuentes de energía no sólo son abundantes y disponibles en todo el mundo, sino que también son limpias y no generan emisiones de carbono durante su operación. La variabilidad de las energías Solar y Eólica, en particular imponen, por cierto, desafíos y definirán nuevas estructuras de mercados eléctricos, tanto desde el punto de vista técnico como económico.
2. **Eficiencia Energética**: La eficiencia energética es otro aspecto fundamental de la transición hacia un futuro descarbonizado. Se busca optimizar el uso de la energía en todos los sectores, desde edificios y transporte hasta la industria, reduciendo así la demanda energética y minimizando las emisiones asociadas.
3. **Electrificación**: La electrificación de diversos sectores, como el transporte y la calefacción, es una tendencia clave en la visión de un futuro descarbonizado. Al reemplazar los combustibles fósiles por electricidad generada a partir de fuentes renovables, se reduce significativamente la huella de carbono y se avanza hacia una economía libre de emisiones. Este cambio se considera habilitante para lograr una transición energética segura y efectiva.
4. **Almacenamiento de Energía**: El desarrollo de tecnologías de almacenamiento de energía es esencial para la transición hacia un futuro descarbonizado. Los sistemas de almacenamiento permiten superar las fluctuaciones inherentes a las fuentes de energía renovable variables, asegurando un suministro constante y confiable de electricidad limpia. Esto se basa en distintas tecnologías, desde la mecánica hasta la química, como por ejemplo centrales de bombeo hidráulico (comunes en Europa), aire comprimido y BESS (Battery Energy Storage System). En Chile existen sistemas BESS de pequeña magnitud desde el año 2009 como única tecnología instalada[29].
5. **Innovación y Colaboración**: La visión de un futuro descarbonizado implica una intensa innovación en tecnologías energéticas, así como una estrecha colaboración entre diferentes actores. La investigación y el desarrollo de soluciones avanzadas, así como la colaboración internacional en términos de intercambio de conocimientos y mejores prácticas, son cruciales para lograr una transición exitosa.

[29] A noviembre de 2023, los sistemas BESS inyectaron 41,1 GWh de electricidad al SEN o un 0,6% de la energía eléctrica de ese mes, con una capacidad instalada de 260 MW, más 130 MW de energía solar + BESS. Ver: https://www.acera.cl/wp-content/uploads/2023/12/2023-11-Boletin-Estadisticas-ACERA.pdf

Esta visión de un futuro descarbonizado no solo se basa en la necesidad de mitigar el cambio climático y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, sino también en los numerosos beneficios asociados. Un sistema energético descarbonizado promueve la creación de empleo, impulsa la innovación tecnológica, mejora la calidad del aire, con su consecuente mejora en la salud de la población, aumenta la seguridad energética y genera oportunidades económicas a largo plazo. Este enfoque integral tiene como objetivo no solo abordar el cambio climático, sino también promover una economía más sostenible, resiliente y justa para las generaciones futuras.

La transición energética hacia un futuro descarbonizado se ve impulsada por una amplia gama de soluciones y el hidrógeno verde desempeña un papel crucial en este proceso. Como un energético versátil y libre de emisiones de carbono, el hidrógeno verde ofrece una serie de beneficios clave en la búsqueda de una economía sostenible y limpia.

En el transporte, se puede usar como combustible en vehículos propulsados directamente por hidrógeno, en vehículos eléctricos que utilicen electricidad producida por celdas de combustible o por vehículos convencionales que usen combustibles sintéticos fabricados a partir del hidrógeno verde.

En este sector, el hidrógeno verde ofrece una solución prometedora para descarbonizar tanto los vehículos terrestres como los marítimos y los aéreos. Los vehículos de hidrógeno producen emisiones cero durante su funcionamiento y su tiempo de recarga es similar al de los vehículos convencionales de combustión interna. Además, el hidrógeno verde podría llegar a utilizarse para alimentar barcos y aviones, ofreciendo una alternativa limpia y sostenible a los combustibles fósiles.

En la industria, el hidrógeno verde puede reemplazar los combustibles fósiles en los procesos de producción, reduciendo significativamente las emisiones de carbono. Además, puede utilizarse como materia prima en la fabricación de productos químicos, fertilizantes y otros materiales, contribuyendo así a una industria más sostenible y circular; en particular, el Amoniaco Verde, un vector de mucho interés por la facilidad de almacenamiento y transporte, y por sus amplios usos en la agroindustria a nivel mundial.

El hidrógeno verde también desempeña un papel importante en el almacenamiento de energía. Dado que la generación de energía renovable a menudo es variable o intermitente, el almacenamiento de energía es crucial para garantizar un suministro constante y confiable. El hidrógeno verde puede ser utilizado como una forma de almacenar energía a gran escala, permitiendo su liberación cuando sea necesario para cubrir picos de demanda o períodos de escasez de energía renovable.

De esto, se ve como evidente que el hidrógeno en sí mismo funciona muy bien como un almacenador de energías renovables variables, permitiendo transportarlo y usarlo donde sea necesario.
Además de sus beneficios técnicos, el hidrógeno verde también impulsa la innovación y la creación de empleo en la economía. Su desarrollo y despliegue requieren inversión en investigación y desarrollo de tecnologías, así como en infraestructuras para la producción, distribución y uso del hidrógeno verde. Esto, a su vez, genera oportunidades económicas y fomenta la creación de empleo en sectores relacionados, promoviendo el crecimiento económico sostenible.

En resumen, el hidrógeno verde desempeña un papel fundamental en la transición energética hacia un futuro descarbonizado. Su versatilidad, capacidad de almacenamiento y producción limpia lo convierten en una opción atractiva para descarbonizar sectores clave como el transporte y la industria. Al impulsar la innovación y la creación de empleo, el hidrógeno verde contribuye a una economía sostenible y a la protección del medio ambiente.

3.2 Financiamiento Internacional

La demanda de hidrógeno crece. Señales positivas sobre aplicaciones clave

La demanda de hidrógeno alcanzó los 94 millones de toneladas (Mt) en 2021, recuperándose por encima de los niveles previos a la pandemia (91 Mt en 2019) (PWC, 2022). Estos montos contienen una energía equivalente a 2,5% del consumo mundial de energía final. Y aunque la mayor parte del aumento provino de los usos tradicionales en el refinado y la industria, la demanda de nuevas aplicaciones creció hasta un 60% por sobre las registradas en 2020 (prepandemia).

Algunas nuevas aplicaciones clave para el hidrógeno están mostrando signos de progreso. Los anuncios de nuevos proyectos siderúrgicos crecen rápidamente, hay más de 100 proyectos piloto y de demostración para utilizar el hidrógeno y sus derivados en el transporte marítimo, y las principales empresas ya están firmando asociaciones estratégicas para asegurar el suministro de estos combustibles. En el sector energético, el uso de hidrógeno y amoníaco está atrayendo más atención; los proyectos anunciados acumulan casi 3,5 GW de capacidad potencial para 2030. (Hydrogen Council, 2021)

Teniendo en cuenta las políticas y medidas que los gobiernos de todo el mundo ya han puesto en marcha, Hydrogen Council calcula que la demanda de hidrógeno podría alcanzar las 115 Mt en 2030, aunque menos de 2 Mt procederán de nuevos usos. Esto se compara con los 130 Mt (25% de nuevos usos) que se necesitarían para cumplir los compromisos climáticos que los Gobiernos de todo el mundo han presentado hasta ahora, y con los casi 200 Mt que se necesitan para 2030 para estar en el camino de las emisiones netas cero para 2050. (Hydrogen Council, 2022)

La cartera de proyectos crece, pero pocos alcanzan la decisión final de invertir

Durante 2021, la mayoría del aumento de demanda de hidrógeno fue satisfecha a partir de combustibles fósiles (es decir, sin generar beneficios en la lucha contra el cambio climático). Entretanto, el hidrógeno bajo en emisiones sólo correspondió a 1 Mt, la mayoría proveniente de plantas que utilizan combustibles fósiles con captura, utilización y almacenamiento de carbono (CCUS). Sin embargo, la cartera de proyectos para la producción de hidrógeno de bajas emisiones está creciendo a una velocidad impresionante. Según Hydrogen Council (2021):

- Si todos los proyectos en curso se llevaran a cabo, a 2030 la producción de hidrógeno de bajas emisiones podría alcanzar las 16-24 Mt por año (9-14 Mt basadas en electrólisis y 7-10 Mt en combustibles fósiles con CCUS).

- En el caso de la electrólisis, si todos los proyectos en tramitación avanzaran, se crearía una capacidad instalada de electrolizadores de 134-240 GW en 2030.

- Para cumplir los compromisos climáticos gubernamentales se necesitan 34 Mt por año de producción de hidrógeno de bajas emisiones al 2030, pero un "camino" para alcanzar emisiones netas cero en 2050 requeriría alrededor de 100 Mt.

- Sin embargo, una parte importante de los proyectos se encuentra actualmente en fases avanzadas de planificación; pero sólo unos pocos (4%) están en construcción o han alcanzado la decisión final de inversión. Entre las principales razones se encuentran la incertidumbre sobre la demanda, la falta de marcos normativos y de infraestructuras disponibles para suministrar hidrógeno a los usuarios finales.

Capacidad de fabricación de electrolizadores y su impacto en el costo del hidrógeno

A 2021, la capacidad de fabricación de electrolizadores – necesarios para producir hidrógeno de bajas emisiones - era de casi 8 GW/año y, según los datos de la industria, podría superar los 60 GW/año en 2030 (Hydrogen Council, 2022). Esto sería suficiente para cumplir los objetivos gubernamentales actuales para el despliegue de la electrólisis, pero la ampliación depende del crecimiento de la cartera de proyectos.

Con los precios actuales de la energía fósil, el hidrógeno renovable podría competir desde ya con el hidrógeno procedente de combustibles fósiles en muchas regiones, especialmente en aquellas con buenos recursos renovables y que deben importar combustibles fósiles para satisfacer la demanda de producción de hidrógeno (PwC 2022). Pero por supuesto, hay incertidumbre sobre cómo se desarrollará esto en los próximos años. Si los proyectos de electrolizadores en curso se llevan a cabo y el aumento previsto de las capacidades de fabricación se realiza, los costos de los electrolizadores podrían reducirse en un 70% para 2030 en comparación con los actuales. Esto, combinado con el descenso previsto del costo de la energía renovable, podría hacer que el costo del hidrógeno basado en renovables se sitúe en un rango de 1,3 a 4,5 dólares/kg de hidrógeno (equivalente a 39-135 dólares/MWh).

Comercio internacional, barreras y oportunidades

Sobre la base de los proyectos orientados a la exportación en desarrollo, podrían exportarse 12 Mt de hidrógeno al año para 2030, con 2,6 Mt/año previstos para entrar en funcionamiento en 2026 Hydrogen Council (2022). La mayoría de los proyectos que han identificado un portador de hidrógeno han elegido el amoníaco como portador energético.

Sin embargo, los acuerdos de compra e importación van por detrás de la escala de las exportaciones previstas: sólo 2 Mt de hidrógeno/año han conseguido un cliente o un cliente potencial. Por lo tanto, los promotores de proyectos y los inversores se enfrentan a una gran incertidumbre en un mercado incipiente en que muchos Gobiernos aún deben establecer políticas comerciales específicas sobre el hidrógeno, necesarias para el desarrollo satisfactorio de los proyectos. Cada vez más hay Gobiernos que han considerado al hidrógeno como un pilar de sus estrategias del sector energético, y algunos países están dando el siguiente paso mediante la aplicación de políticas concretas, con un enfoque particular para apoyar proyectos a escala comercial para la producción e infraestructura de hidrógeno de bajas emisiones (por ejemplo, los Proyectos Importantes de

Interés Común Europeo de la UE, la Ley de Reducción de la Inflación de los Estados Unidos y la Iniciativa Alemana Hidrógeno Global) (Bird & Bird, 2022). Sin embargo, todavía no hay suficiente actividad política para crear la demanda de hidrógeno, que es fundamental para asegurar los acuerdos de compra. La cooperación internacional será vital para facilitar la alineación e identificar las barreras que podrían frenar el desarrollo de un mercado del hidrógeno especialmente en vista de la crisis energética mundial y geopolítica desde 2022.

En efecto, el hidrógeno puede contribuir a la seguridad energética disminuyendo la dependencia de los combustibles fósiles, ya sea sustituyendo los combustibles fósiles en las aplicaciones de uso final o cambiando la producción de hidrógeno basado en los fósiles por el hidrógeno renovable. El desarrollo de un mercado internacional del hidrógeno puede añadirse a la diversidad de posibles proveedores de energía, mejorando la seguridad energética de los países importadores de energía en particular (Hydrogen Council, 2022). En este sentido, la industria pesada, el transporte pesado por carretera y el transporte marítimo ofrecen las mayores oportunidades de ahorro de combustible fósil y de emisiones.

Oportunidades y desafíos en la reutilización de infraestructura existente

La reutilización de los gasoductos de gas natural para el transporte de hidrógeno puede reducir los costos de inversión entre un 50% y un 80%, en comparación con el desarrollo de nuevos gasoductos. Hay proyectos en desarrollo para reutilizar miles de kilómetros de tuberías de gas natural para transportar el 100% de hidrógeno. Sin embargo, la experiencia práctica es limitada y será necesaria una importante reconfiguración y adaptación (Hydrogen Council, 2021).

Además, los Gobiernos, sobre todo en Europa, están estudiando la posibilidad de reutilizar las terminales de gas natural licuado (GNL), aunque las oportunidades dependen de si van a recibir finalmente hidrógeno o amoníaco. Sin embargo, todavía no hay experiencia en la conversión de terminales de GNL existentes a amoníaco o hidrógeno, por lo que las estimaciones de costos y su adopción son inciertas. Por ejemplo, un nuevo terminal GNL requeriría entre 11% y 20% más de costos para aceptar amoníaco, y enfrentaría desafíos técnicos relevantes para recibir hidrógeno licuado a temperaturas mucho más bajas (en que los tanques de almacenamiento podrían ser 50% más caros).

Políticas para acelerar la producción y uso del hidrógeno bajo en emisiones

A pesar de las ventajas relativas frente a los precios de los combustibles fósiles durante los últimos dos años, las decisiones de inversión siguen viéndose obstaculizadas por la incertidumbre general en torno a la evolución a largo plazo de los precios de la energía. Para acelerar la producción y usos del hidrógeno de bajas emisiones, los gobiernos deben aplicar políticas tales como:

- Crear demanda, utilizando instrumentos como subastas, mandatos, cuotas y requisitos en la contratación pública, complementándolas con esfuerzos de innovación y demostración, centrándose en sectores en los que el hidrógeno es más competitivo.

- Identificar oportunidades para acelerar el desarrollo de la infraestructura de hidrógeno, tanto en términos de nuevos activos, como de reutilización de la infraestructura de gas natural existente.

- Intensificar la cooperación internacional, de manera eficaz, para el comercio de hidrógeno. Por ejemplo, a través de una norma sobre la intensidad de las emisiones de la producción y el transporte de hidrógeno, la definición de una normativa sólida y viable, y la cooperación en materia de certificaciones para garantizar la interoperabilidad y evitar la fragmentación del mercado (Hydrogen Council, 2022).

- Eliminar obstáculos reglamentarios, a través de un marco regulador claro y calibrado con la supervisión periódica del mercado. Por ejemplo, mejoras a la concesión de licencias y permisos, puede contribuir a acortar los plazos de los proyectos y su infraestructura de apoyo (Hydrogen Council, 2021).

4. AVANCES EN CHILE

4.1 Estrategia y políticas del País

Chile, con su vasto potencial de energías renovables y su compromiso con la descarbonización, se ha posicionado como un actor clave en la producción y desarrollo del hidrógeno verde. El país cuenta con condiciones naturales excepcionales que favorecen la generación de energía solar y eólica, lo que lo convierte en un lugar ideal para la producción de hidrógeno verde.

Avances en el sector del hidrógeno verde en Chile
En los últimos años, Chile ha dado pasos significativos para impulsar el desarrollo del hidrógeno verde. A continuación, se mencionan algunos de los avances más destacados:

1. **Estrategia Nacional de Hidrógeno**: El Gobierno chileno ha establecido una estrategia nacional para promover la producción y el uso del hidrógeno verde. Esta estrategia tiene como objetivo fomentar la inversión, la investigación y el desarrollo tecnológico en el sector del hidrógeno, con el fin de convertir a Chile en un líder mundial en esta industria.
La Estrategia de hidrógeno verde fue desarrollada durante el año 2020 durante el Gobierno del Presidente Sebastián Piñera y como parte de la agenda del Ministro Juan Carlos Jobet y ha sido continuada como Política de Estado por el Presidente Gabriel Boric y sus Ministros de Energía. Puede ser revisada en el sitio especial para hidrógeno verde del Ministerio de Energía[30] .

2. **Proyectos de producción de hidrógeno verde**: En Chile se están diseñando diversos proyectos para la producción de hidrógeno verde a gran escala. Estos proyectos aprovechan la abundante radiación solar en el desierto de Atacama y la energía eólica en el sur del país. Algunos de estos proyectos incluyen la instalación de electrolizadores y la implementación de sistemas de almacenamiento de energía.

3. **Colaboraciones internacionales**: Chile ha establecido alianzas y acuerdos de colaboración con otros países y organizaciones internacionales para impulsar la investigación y el intercambio de conocimientos en el campo del hidrógeno verde. Estas colaboraciones permiten compartir experiencias y buenas prácticas, acelerando así el desarrollo de esta industria a nivel global. Uno de los aspectos más destacados es el *Facility* Financiero firmado en junio de 2022 entre el Gobierno de Chile con "préstamos y aportes de organismos internacionales y la Unión Europea", por 1.000 millones de dólares para facilitar financiamiento a proyectos de gran escala de hidrógeno verde a nivel nacional[31].

[30] Revisar en: https://energia.gob.cl/h2
[31] Revisar en: https://energia.gob.cl/noticias/nacional/gobierno-presenta-fondo-por-us-1000-millones-para-el-desarrollo-del-hidrógeno-verde-en-chile

Dentro de los beneficios que se han destacado desde la institucionalidad, se pueden mencionar, sin ser exhaustivo:

- **Descarbonización de la economía**: El uso de hidrógeno verde como fuente de energía contribuye a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, ayudando así a cumplir con los compromisos internacionales en materia de cambio climático.
- **Diversificación de la matriz energética**: La producción y el uso de hidrógeno verde permiten diversificar la matriz energética chilena, disminuyendo la dependencia de los combustibles fósiles y fortaleciendo la resiliencia energética del país.
- **Generación de empleo y desarrollo económico**: La industria del hidrógeno verde tiene el potencial de crear numerosos puestos de trabajo en áreas como la producción, el transporte y la investigación y desarrollo. Esto impulsa el crecimiento económico y la creación de nuevas oportunidades en Chile.

Para detallar la Estrategia Nacional de Hidrógeno, se puede indicar que dicha estrategia se integra de manera coherente en la política energética nacional, estableciendo metas claras y acciones concretas para el impulso del hidrógeno verde en el país.

Los pilares de la estrategia fueron definidos de la siguiente forma:

- Política orientada por misión. El Estado será un impulsor de la misión multisectorial de crear una industria de clase mundial en coordinación con el sector privado.
- Uso equilibrado de recursos y territorio. El desarrollo de la industria del hidrógeno será coherente con su entorno social y ambiental, incorporando mejores prácticas y diálogo.
- Nueva economía de exportación limpia. El hidrógeno habilitará una nueva economía chilena de exportación basada en energéticos limpios y productos con baja huella de carbono.
- Ruta eficiente a un país cero emisiones. Nuestro país está comprometido con la transición a la carbono-neutralidad, en la que el hidrógeno tendrá un rol protagónico.
- Hidrógeno verde como motor de desarrollo local. Los proyectos y la industria de este combustible limpio generarán polos de inversión, innovación y actividad local.
- Apertura internacional. La apertura internacional desarrollará la economía del hidrógeno verde nacional y global a la velocidad que el planeta requiere.

Las metas definidas fueron las siguientes:

- 2025: 5 GW de electrolizadores con producción de 100.000 toneladas al año de hidrógeno verde.
- 2030: 25 GW de electrolizadores con un costo menor a 1,5 USD por kg.

Cabe señalar que la estrategia fue construida usando la información del estudio “Chilean Hydrogen Pathway” de McKinsey & Company, disponible también en el sitio https://energia.gob.cl/h2

En junio de 2022 se crea el Comité para el Desarrollo Sustentable de la Industria de Hidrógeno Verde[32], un Comité CORFO cuya gobernanza está formada por:

- Un Consejo Interministerial de 11 ministros, a saber:

  Ministro de Energía (o quien designe), quien además preside el comité.
  Ministro de Economía, Fomento y Turismo (o quien designe)
  Ministro de Ciencia, Tecnología, Conocimiento e Innovación (o quien designe)
  Ministra de RR.EE. (o quien designe)
  Ministra de Desarrollo Social y Familia (o quien designe)
  Ministro de Hacienda (o quien designe)
  Ministro de Agricultura (o quien designe)
  Ministra de Medio Ambiente (o quien designe)
  Ministra de Bienes Nacionales (o quien designe)
  Ministro de Obras Públicas (o quien designe)
  Ministro de Transportes y Telecomunicaciones (o quien designe)
  Y, Vicepresidente Ejecutivo de CORFO (o quien designe)

- Una Mesa Técnica

- Un Consejo Consultivo, cuyo rol es conocer el desarrollo de los temas tratados por el Comité para el Desarrollo Sustentable de la Industria de hidrógeno verde y dar opiniones no vinculantes a la Secretaría Ejecutiva del mismo.

  Para lo anterior, el Consejo consultivo se conformó con una amplia variedad de instituciones invitadas, desde la industria, la sociedad civil, la academia y las organizaciones gremiales, incluyendo al Instituto de Ingenieros de Chile.

Este Comité de Hidrógeno Verde es un Comité CORFO, tiene como objetivo *acelerar el desarrollo sostenible de la industria de hidrógeno verde y sus derivados en Chile.*

Dentro de la estrategia nacional de hidrógeno verde se establecía una hoja de ruta hasta el año 2023, que debía ser actualizada durante el presente año. Para esto, el Ministerio de Energía estableció el Plan de Acción de hidrógeno verde, que tiene como objetivo definir la hoja de ruta para el despliegue de esta industria, conciliando el desarrollo económico con el respeto por el medio ambiente, el territorio y las comunidades.

Los detalles de dicho Plan de Acción, que está en sus etapas finales, se pueden ver en https://www.planhidrógenoverde.cl/ .

La participación ciudadana en la toma de decisiones es un pilar fundamental para el Gobierno chileno en la formulación del plan de acción de hidrógeno verde. Reconociendo la importancia de involucrar a la sociedad en la construcción de políticas públicas, el proceso de creación de este plan ha incluido la participación de más de 2.000 personas en todo el país.

[32] La resolución que da forma a este comité puede ser revisada en el diario oficial Núm. 43.284. El reglamento que rige al nuevo Comité fue publicado en el Diario Oficial el 22 de junio de 2022

El Gobierno de Chile entiende que el hidrógeno verde no es solo una fuente de energía prometedora, sino también un motor de desarrollo sostenible y una herramienta clave para la transición hacia una economía baja en carbono. Por esta razón, se ha dado gran importancia a escuchar las voces y perspectivas de la ciudadanía en la elaboración de un plan de acción integral que refleje las necesidades y aspiraciones del país.

El proceso de participación ciudadana se ha llevado a cabo de manera inclusiva y democrática, involucrando a diversos actores de la sociedad. Se han realizado encuentros regionales, talleres, mesas de diálogo y consultas públicas, con el objetivo de recabar ideas, opiniones y propuestas de expertos, académicos, representantes de la industria, organizaciones no gubernamentales y ciudadanos en general.

La participación de más de 2.000 personas a lo largo de Chile ha permitido nutrir el plan de acción de hidrógeno verde con una amplia gama de perspectivas y conocimientos. Se ha valorado el aporte de la ciudadanía en la identificación de desafíos, oportunidades y posibles soluciones en torno al desarrollo del hidrógeno verde.

La inclusión de la participación ciudadana en la formulación de políticas de hidrógeno verde no solo fortalece la legitimidad del plan de acción, sino que también genera un mayor sentido de apropiación por parte de la sociedad. Al ser partícipes en el proceso de toma de decisiones, los ciudadanos se convierten en actores activos en la transición hacia una economía más sostenible y pueden contribuir de manera significativa a su implementación exitosa.

La participación ciudadana en la formulación del plan de acción de hidrógeno verde es un paso importante hacia un futuro energético más sostenible e inclusivo en Chile. Al involucrar a la ciudadanía en el proceso de toma de decisiones, se promueve una gobernanza participativa y se construye un consenso social sólido en torno a la transición hacia el hidrógeno verde.

Este Plan de Acción se encuentra en desarrollo y los detalles pueden ser revisados en la página web Plan Hidrógeno Verde donde se ofrece información detallada sobre el proceso.

Más allá de la estrategia en sí, queda claro que existen dos polos principales de desarrollo de esta tecnología en el país en las Regiones de Magallanes y Antofagasta. Estas Regiones cuentan con recursos naturales abundantes y ventajas competitivas para la producción de hidrógeno verde, como la radiación solar intensa en Antofagasta y el potencial eólico en Magallanes.

Desafíos normativos y seguridad

El desarrollo del hidrógeno verde en Chile enfrenta grandes desafíos normativos, especialmente en la actualización de las normas de seguridad relacionadas con el manejo, almacenamiento y transporte de este combustible. El Gobierno chileno trabaja en estrecha colaboración con expertos y organismos internacionales para establecer regulaciones sólidas que garanticen la seguridad en todas las etapas de la cadena de valor del hidrógeno verde.

Inicialmente se ha definido que los proyectos de hidrógeno verde sean ingresados como proyectos especiales para conseguir las autorizaciones necesarias a nivel de la SEC. Para esto, se desarrolló una “Guía de Apoyo para la Solicitud de Autorización de Proyectos Especiales de Hidrógeno”, la que ha servido para el pilotaje y las primeras experiencias de menor escala.

Sin embargo, existe el gran desafío de contar a la brevedad con las normativas definitivas que, por un lado, entreguen el marco de seguridad que se requiere para diseñar y construir los proyectos, y, por otro lado, entreguen las certezas necesarias a los proponentes y desarrolladores. Esta es una de las principales misiones del Ministerio de Energía en lo inmediato.

Para lograr los acuerdos políticos necesarios y continuar garantizando que se trata de una Estrategia de Estado que ha trascendido y trascenderá diferentes administraciones, los Ministerios de Energía y de Hacienda, presentaron a principios del mes de julio de 2023, el Comité Estratégico de Hidrógeno Verde, cuyos integrantes son

- S.E. ex Presidenta de la República, Michelle Bachelet Jeria.
- Sr. Juan Carlos Jobet, ex Ministro de Energía y de Minería.
- Sr. Jorge Flies Añón, Gobernador Regional de Magallanes y la Antártica Chilena.
- Sr. Ricardo Díaz Cortés, Gobernador Regional de Antofagasta.
- Sra. Marcela Angulo, Directora de la Unidad de la Universidad de Concepción en Santiago.
- Sr. Hernán de Solminihac, investigador y consultor chileno, ex Ministro de Obras Públicas del primer Gobierno del Presidente Sebastián Piñera.
- Sra. Bettina Horst von Thadden, máster en Economía con mención en Políticas Públicas PUC.
- Sra. Rosa Devés, Rectora de la Universidad de Chile.
- Sra. Anahí Urquiza, académica de la Universidad de Chile, investigadora del Centro de Ciencias del Clima y la Resiliencia (CR2) y coordinadora de la Red de Pobreza Energética.
- Sra. Cristina Dorador, doctora en Ciencias de la Naturaleza, profesora de la Universidad de Antofagasta.

Las líneas de acción del Plan de Hidrógeno Verde en desarrollo se resumen en (https://www.gob.cl/noticias/dan-a-conocer-integrantes-del-comite-estrategico-de-hidrógeno-verde/):

- Impulso de la industria y retribución social: Se abordarán incentivos y mecanismos para el despliegue de la industria con réditos para la sociedad en mediano y largo plazo.
- Infraestructura habilitante: Promover infraestructura para el desarrollo de la industria sostenible de hidrógeno verde, orientado a su uso eficiente y adecuada inserción territorial.
- Carbono neutralidad y off-takers nacionales: Línea de trabajo que revisará el rol de la minería y otras industrias nacionales en la demanda del hidrógeno verde y que permita avanzar en la meta de descarbonización.
- Sostenibilidad y valor local: Habilitar una economía nacional más competitiva, diversificada e innovadora, en armonía con las comunidades; promovedora de empleos de calidad, y desarrolladora de valor local.

Desafíos de sostenibilidad y valor local.
Adicionalmente, se debe considerar que los siguientes aspectos son fundamentales para el desarrollo sostenible de proyectos de gran escala de hidrógeno verde:

1. **Sostenibilidad y respeto al medio ambiente**: El desarrollo del hidrógeno verde se realiza de manera sostenible y respetuosa con el medio ambiente. Se promueve el uso responsable de los recursos naturales y se implementan prácticas que minimizan los impactos ambientales durante la producción, transporte y uso del hidrógeno verde.
2. **Respeto a las comunidades y las identidades locales**: El desarrollo del hidrógeno verde en Chile se debe realizar en estrecha colaboración con las comunidades locales y respetar su identidad cultural y social. Se debe fomentar la participación activa de las comunidades en el proceso de toma de decisiones y promover la creación de empleo y el desarrollo económico local.

Existen, en particular, dos aspectos a tener muy en consideración en el desarrollo de la estrategia de hidrógeno verde:
- La necesidad de infraestructura portuaria para habilitar la exportación de hidrógeno verde o amoniaco verde.
- El uso intensivo de territorio que significa la instalación de 25 GW de ERNC, de acuerdo con lo planteado por la estrategia.

Estos aspectos requieren un gran compromiso, tanto del Estado como de los desarrolladores, para mantener y optimizar la infraestructura portuaria y el uso del territorio, haciéndolo armonioso con las realidades locales, en particular de los dos polos más evidentes de desarrollo de proyectos.

A nivel del **Desarrollo local y soluciones a nivel local** se fomenta la implementación de proyectos y tecnologías que utilicen el hidrógeno verde en sectores como el transporte público, la generación de energía descentralizada y la producción industrial. Esto permite maximizar los beneficios a nivel local, promoviendo la autonomía energética y la generación de empleo en las comunidades.

El desarrollo del hidrógeno verde en Chile tiene el potencial de generar empleo y promover el crecimiento económico. La creación de nuevos puestos de trabajo en la producción, logística y servicios relacionados con el hidrógeno verde contribuye al desarrollo de comunidades locales y a la mejora de la calidad de vida de los ciudadanos.

Estas iniciativas están a cargo del Ministerio de Economía, Fomento y Turismo, quien ve el desarrollo del hidrógeno verde desde la perspectiva industrial, velando por la correcta inserción local y por multiplicar el valor para el país.

Desafíos de acople al desarrollo energético nacional

La industria de hidrógeno verde tiene dimensiones que superan con creces los desarrollos de ERNC existentes hasta el momento. Esto supone un estrés adicional sobre la infraestructura eléctrica, en particular las redes de transmisión. En otras palabras, si la energía no se puede transmitir entre la generación y las plantas de electrólisis, se pone en riesgo el desarrollo de la industria. En el contexto actual de *curtailment* (energía renovable que no se puede transmitir y se pierde) de ERNC en el norte de Chile, esto parece tomar mayor relevancia. Actualmente las redes de transmisión

principalmente en la zona norte están copadas en las horas del día y se está analizando incorporar instalaciones de almacenamiento a gran escala para ayudar a disminuir la congestión de las redes, pero sin embargo no resuelve los problemas de transmisión eléctrica si se agregan nuevas instalaciones de generación, lo cual llevaría a instalaciones off-grid para los proyectos de hidrógeno verde.

4.2 Regulación y Normativa Técnica

El hidrógeno (fósil) existe desde hace décadas y en Chile se regula en aplicaciones específicas, pero actualmente se están incorporando nuevas aplicaciones y nuevos sectores productivos, que requieren ampliación no solamente en las normas técnicas sino también en aspectos regulatorios en otros sectores como por ejemplo el sector eléctrico.

Como ejemplo, ya en el Reglamento sobre Higiene y Seguridad Industriales (Decreto 655, Ministerio del Trabajo, 25 noviembre 1940), se refiere a prohibir el tráfico de hidrógeno sulfuroso[33] y amoniaco en determinadas condiciones. También el hidrógeno (fósil) es usado en las refinerías de petróleo de diferentes países, incluyendo a Chile desde hace muchas décadas atrás.

El Instituto Nacional de Normalización (INN), como organismo técnico en materias de la Infraestructura de la calidad, elabora normas técnicas en Chile y para el tema generación y aplicaciones de hidrógeno se pueden mencionar las siguientes.

- NCh 3746 (2022), "Generadores de hidrógeno que utilizan electrólisis de agua - Aplicaciones industriales, comerciales y residenciales ",
- NCh 3814/1 (2023) "Generadores de hidrógeno que utilizan tecnologías de procesamiento de combustible - Parte 1: Seguridad",
- NCh 3814/2 (2023) "Generadores de hidrógeno que utilizan tecnologías de procesamiento de combustible - Parte 2: Métodos de ensayo para el rendimiento",
- NCh 3824/1 (2023) "Vehículos de carretera - Sistemas de combustible de hidrógeno gaseoso comprimido (CGH2) y mezclas de hidrógeno y gas natural - Parte 1: Requisitos de seguridad",
- NCh 3824/2 (2023) "Vehículos de carretera - Sistemas de combustible de hidrógeno gaseoso comprimido (CGH2) y mezclas de hidrógeno y gas natural - Parte 2: Métodos de ensayo",
- NCh 3825/1 (2023) "Vehículos de carretera - Componentes del sistema de combustible de hidrógeno gaseoso comprimido (CGH2) y mezclas de hidrógeno y gas natural - Parte 1: Requisitos generales y definiciones",
- NCh 3825/2 (2023) "Vehículos de carretera - Componentes del sistema de combustible de hidrógeno gaseoso comprimido (CGH2) y mezclas de hidrógeno y gas natural - Parte 2: Rendimiento y métodos de prueba generales",
- NCh 3826 (2023) "Vehículos de carretera con celdas de combustible - Medición del consumo de energía - Vehículos alimentados con hidrógeno comprimido",
- NCh 3823 (2023) "Hidrógeno gaseoso - Dispositivos de descarga de presión activados térmicamente para contenedores de combustible de hidrógeno comprimido para vehículos".

[33] "Artículo 236. Será prohibido el tráfico de las substancias tóxicas que a continuación se indican, sin que en el exterior de los respectivos embalajes se exprese su contenido, cantidad, combinación si la hubiere y la enfermedad profesional que producen;1. HIDRÓGENO SULFURADO Toxicidad: 0.05 gr. x 100, hay peligro; 0.15 gr. x 100, es mortal en menos de media hora y 0.18 x 100, produce la muerte inmediata; 2. AMONIACO, Toxicidad: 0,10 gr. x 100, olor desagradable; 0,50 gr. x 100 a 1 gr. x 100, produce síntomas de intoxicación, …"

Asimismo, es importante mencionar la Ley 21.505 Almacenamiento de energía y electromovilidad. Esta incorpora el concepto de Sistema generación-consumo: “Infraestructura productiva destinada a fines tales como la producción de hidrógeno o la desalinización del agua, con capacidad de generación propia, mediante medios de generación renovables, que se conecta al sistema eléctrico a través de un único punto de conexión y que puede retirar energía del sistema eléctrico a través de un suministrador o inyectarle sus excedentes.

Los cargos que correspondan, asociados a clientes finales, serán sólo en base a la energía y potencia retirada del sistema y en ningún caso por la energía y potencia autoabastecida”.

Esta definición permitiría bajar los costos sistémicos y de transmisión que deben pagar los consumidores, en este caso instalaciones de hidrógeno, por retirar electricidad del sistema interconectado, costos que aumentan fuertemente el precio de la electricidad consumida.

Adicionalmente, la Ley 21.305 Eficiencia Energética, Incorpora los conceptos de hidrógeno y de combustibles a partir del hidrógeno como combustible y el concepto de vectores energéticos, permitiendo su regulación por el Ministerio de Energía e incluyendo también su exportación.

Finalmente, es necesario considerar el Reglamento de Seguridad de Instalaciones de Hidrógeno (borrador) en Contraloría General de la República. Este es el Decreto 13 del año 2022, a noviembre de 2023 continua en trámite en Contraloría General de la República que incluye normas chilenas e internacionales define la fiscalización por la SEC. Una vez promulgado regularía las condiciones de seguridad de las instalaciones de hidrógeno con fines energéticos en todas sus etapas de diseño, construcción, mantenimiento, operación, en las actividades de producción acondicionamiento, almacenamiento, transporte y consumo de hidrógeno.

Se excluyen en este reglamento los surtidores de hidrógeno, redes de transporte y distribución, vehículos que operan con hidrógeno y transportadores de hidrógeno, ya sean vehículos, ferrocarriles, naves, y aeronaves.

Guía de Apoyo para Solicitud de Autorización de Proyectos Especiales de Hidrógeno (SEC). Realizada por Superintendencia de Electricidad y Combustibles para orientar a personas y empresas interesadas en implementar proyectos de hidrógeno con instalaciones de producción, acondicionamiento, transporte, distribución, almacenamiento o consumo de hidrógeno como combustible. Se entiende por instalación un sistema de equipos y componentes.

4.3 Fomento de proyectos y financiamiento

Se han desarrollado y están en ejecución distintas actividades para fomento de proyectos de hidrógeno y para contribuir a su financiamiento, algunos de los cuales se mencionan a continuación.

Fondo CORFO de 50 millones de dólares licitado y adjudicado a seis empresas para el desarrollo de los primeros proyectos de escala industrial en diferentes actividades.

Los proyectos adjudicados fueron:

Faro del Sur**,** Enel Green Power Chile S.A, 25.000 toneladas de hidrógeno verde por año en Magallanes, 240 MW de electrolizadores.

HyPro Aconcagua, Linde GmbH. Reemplazar producción de hidrógeno gris en refinería de petróleos Aconcagua, potencia de 20 MW, 3.000 toneladas de hidrógeno verde por año.

HyEx, Engie S.A., 3.200 toneladas de hidrógeno verde por año en Antofagasta, electrólisis de 26 MW.

Antofagasta Mining Energy Renewable (AMER), Air Liquide S.A., 60.000 toneladas por año de e-metanol, electrolizadores de 80 MW, en Antofagasta**.**

Hidrógeno Verde Bahía Quintero, GNL Quintero S.A., 10 MW de electrolizadores, 430 toneladas de hidrógeno verde por año.

H2V CAP, CAP S.A., 20 MW de electrolizadores en Biobío, 1.550 toneladas de hidrógeno verde al año.

El Banco Mundial (BM) a mediados del año 2023 aprobó un préstamo de 150 millones de dólares para incentivar la inversión en proyectos de hidrógeno verde en Chile, y acelerar su transición energética, siendo el primer préstamo del Banco Mundial para promover el hidrógeno verde y mitigación del cambio climático. Se estima que el aporte del sector privado sería de 280 millones de dólares adicionales.

Este proyecto Facility busca crear valor local principalmente a comunidades locales para producir y utilizar hidrógeno limpio, generar empleos verdes, estimular la economía y descarbonizar industrias locales y será implementado por CORFO.

El Fondo para el desarrollo de hidrógeno verde, con participación de Banco Mundial, BID, bancos de Alemania, Unión Europea, por un monto de mil millones de dólares permitirá apalancar 12.500 millones de dólares en inversión de hidrógeno verde.

Adicionalmente, existen otras iniciativas de financiamiento como acuerdos con Japón entre otros, como también acuerdos con puertos de Europa para exportación de hidrógeno verde.

Otras iniciativas podrán recibir financiamiento de la Agencia de Cooperación Alemana GIZ. En efecto, el Programa H2-Uppp implementado por esta agencia, financia a empresa europeas que estén desarrollando proyectos en Chile o estén interesadas en el mercado local en proyectos de H2, ofreciendo a estas dos modalidades de cooperación, a través de un “service agreement” en cuyo caso la empresa europea recibe un monto máximo de 200.000 euros; o mediante un “cooperation agreement” en el que GIZ gestiona e implementa directamente las diferentes actividades y servicios del proyecto con un aporte de hasta 2 millones de euros (Reporte sostenible, Nov. 2022).

4.4 Proyectos en Desarrollo

La Tabla 4. Muestra los proyectos al año 2023 en desarrollo en nuestro país.

Tabla 4. Proyectos hidrógeno al año 2023

	Proyecto	Ubicación	(GW) capacidad instalada	Fuente de Generación	Vector	Validado
1	Free Power - New Energy Group	Magallanes	2	Eólica	Amoniaco	1
2	Total Eren	Magallanes	10	Eólica	Amoniaco	1
3	TEG Gente Grande	Tierra del Fuego	3	Eólica	Amoniaco	1
4	HIF - AME	Magallanes	2	Eólica	Metanol / eFuels	1
5	HNH Austria Energy	Magallanes	2	Eólica	Amoniaco	1
6	H1 Magallanes CWP	Magallanes	2	Eólica	Amoniaco	1
7	GNL Quintero	Quintero	0,01	PPA	H2	1
8	HyEx -Engie - Enaex	Mejillones	1,7	Solar	Amoniaco	1
9	Solar Ammonia	Mejillones	1	Solar y PPA	Amoniaco	1
10	TCI Geo Comp 1 (HOASIS)	Mejillones	3	Solar y PPA	Amoniaco	1
11	METH2 Atacama	Antofagasta	0,3	Solar	Metanol	
12	CAP	Bio Bio	0,01	PPA	H2	1
13	Statkraft Pauna	Mejillones	0,01	PPA	Amoniaco	1
14	Green Pegasus	Antofagasta	2	Solar	Amoniaco	Nuevo
15	Cerro Dominador	Antofagasta	0,2	Solar CSP	H2	1
16	Volta - MAE Energy	Mejilllones	0,6	Solar	Amoniaco	Nuevo
17	Los Amigos del Verano - Verano Energy	Tal Tal	17,5	Mix	Amoniaco	Nuevo
18	Mainstream Faraday	Tal Tal	3	Solar y PPA	Amoniaco	Nuevo
19	Genesis Antuko	La Negra	0,2	PPA	H2	Nuevo
20	AES Andes	Tal Tal	1	Solar y PPA	Amoniaco	Nuevo
21	Paracelus	Mejillones	2	Solar	Amoniaco	Nuevo
22	Puerto San Antonio	San Antonio	0,4	Solar	Amoniaco	Nuevo
23	Vientos Magallánicos	Magallanes	0,7	Eólica	Amoniaco	Nuevo
24	Tango HyNewGen	Mejillones	0,6	Solar	Amoniaco	Nuevo
25	Llaquedona	Tierra del Fuego	2	Eólica	Amoniaco	Nuevo
26	Pionero - Consorcio Eólico	Magallanes	2	Eólica	Amoniaco	Nuevo

Fuente: Elaboración propia en base a fuentes: H2 Chile y BN Américas

Una consecuencia inmediata de esta concentración tiene relación con la necesidad de compartir la infraestructura necesaria para la producción, transformación, transporte y exportación de la producción, cualquiera sea la forma que adquiera el hidrógeno producido. La mala experiencia de dos gasoductos destinados a traer gas natural desde Argentina a Mejillones muestra la necesidad de que la autoridad asegure que no se repitan innecesariamente los costosos elementos de infraestructura.

En lo que sigue se incluye una corta glosa de algunos de los proyectos de mayor envergadura, con el objeto de dar cuenta mediante un breve ejemplo del desarrollo de esta industria, así como también la magnitud de su potencial impacto y estado de avance.

Proyecto Free Power – New Energy Group: El proyecto comprende un campo eólico de 1 GW expandible a 2 GW y una planta de amonio líquido, el proyecto se ubica en el seno Otway, 30 km al norte de la ciudad de Punta Arenas, y está diseñado para producir en total 2.000 toneladas de amonio por día. Incluye planta desaladora, planta de electrólisis, planta de nitrógeno a partir de aire líquido, planta de amonio a base del proceso Haber Bosch, almacenamiento y embarque de amonio, respaldo eléctrico a base de turbinas a GNC, servicios de apoyo a la producción, agua, aire e infraestructura diversa.

Total Eren: A finales de 2021, Total Eren ha asegurado los terrenos y lanzado los estudios con miras a desarrollar un proyecto de producción de hidrógeno verde a gran escala en Patagonia, "H2 Magallanes". Esto se inscribe en la ambición de Chile de figurar entre los líderes de la producción de hidrógeno verde por electrólisis, con un objetivo de 25 GW para el 2030. En el marco del proyecto, Total Eren firmó un acuerdo de colaboración con la Universidad de Magallanes.

Cifras claves: Capacidad eólica 10 GW; 8 GW de electrolizadores; 47.000 GWh generados al año; 800.000 toneladas de H_2 producidas al año; ~4.4 millones de toneladas de NH_3 exportadas al año.

TEG Chile: La empresa TEG Chile anunció un proyecto de hidrógeno verde en la Provincia de Tierra del Fuego (Región de Magallanes) denominado "Gente Grande", que contempla una inversión aproximada de 6 mil millones de dólares para la producción de amonio. Incluye un parque eólico de una capacidad instalada de aproximadamente 3,2 GW, una planta desaladora, otra de tratamiento químico, infraestructura portuaria, línea de transmisión y almacenamiento.

"**Gente Grande**" prevé establecerse en la bahía del mismo nombre y producir entre 1,3 y 1,5 millones de toneladas anuales de combustible sostenible, para su exportación a mercados de Europa y Asia.

La iniciativa aún debe ingresar al Sistema de Evaluación Ambiental (SEA) y, de ser aprobada, iniciaría sus operaciones en 2028.

HIF – AME. Haru Oni:
El proyecto utiliza energías renovables para producir hidrógeno verde mediante electrólisis del agua y captura de CO_2 atmosférico (Direct Air Capture), o de una fuente industrial con CO_2 inevitable o biogénica, que combinándolos se obtiene un E-fuel (combustible sintético) sustituto de la gasolina y otros combustibles líquidos. El resultado es un combustible carbono neutral (balance neto cero de CO_2) que puede ser utilizado sin otro cambio en autos, buques o aviones.

Además de Enap, Enel Green Power y Porsche, el Gobierno alemán apoyó financieramente al proyecto a través una subvención al electrolizador de la empresa Siemens Energy.

Haru Oni contempla en su fase piloto US$51 millones de inversión, y al ser un proyecto acotado, por medio de la generación de 3,4 MW a través de energía eólica, alcanzaría la producción de 350 toneladas de metanol crudo y 131 m^3 de combustible por año. En su fase 1, la inversión se incrementará sustancialmente: llegará a US$755 millones, producirá 70.000 m^3 de combustible, por medio de 300 MW de generación eólica. Actualmente se completó la fase piloto y se ha realizado la primera exportación de combustible sintético a Alemania.

Cabe hacer notar que la Fase 1 de Haru Oni está en operación y en octubre 2023 envió del orden de 20.000 litros de e-gasolina (gasolina sintética) al Reino Unido. La Fase 2 de 240 MW pasará a su etapa de construcción una vez que se aprueben los estudios ambientales respectivos. El resto de los proyectos avanza en estudios de prefactibilidad, factibilidad e ingeniería, así como estudios ambientales.

HNH Austrian Energy: HNH Energy es un proyecto emplazado en la comuna de San Gregorio de producción de hidrógeno verde, que será transformado en amoníaco verde. El proyecto es uno de los mayores proyectos del mundo para la producción de hidrógeno y amoníaco verde, con un volumen de inversión previsto de más de 3.000 millones de dólares.

El proyecto incluye, entre otras cosas, un parque eólico con una capacidad instalada de unos 1,7 GW, una planta de electrólisis y amoníaco y un puerto propio. Se espera que el proyecto produzca en el futuro alrededor de un millón de toneladas de amoníaco verde al año.

Copenhagen Infrastructure Partners acordó desarrollar conjuntamente el proyecto de hidrógeno verde HNH de 1,4 GW en el sur de Chile después de formar una empresa conjunta con los desarrolladores austriacos Austri-aEnergy Ökowind y Puertos Neltume.

Selknam Proyect: Desarrollado por Sociedad de Inversiones Albatros, ya cuenta con la ingeniería conceptual y los estudios de prefactibilidad, desarrollados por Engie Impact. Con una inversión de US$2.000 millones espera comenzar sus operaciones en 2026. La compañía de desarrollo inmobiliario que es dueña de la iniciativa ya cuenta con 20 mil hectáreas para su desarrollo en Tierra del Fuego.

Considera la generación de 1,15 GW a través de energía eólica para producir 500 mil toneladas de amoniaco verde, a través del proceso Haber-Bosch, y 85 mil toneladas de hidrógeno verde para la producción del amoniaco.

Faro del Sur: Enel Green Power Chile y HIF (proyecto Haru Oni), ganaron un concurso de CORFO consistente en USD 16,9 millones, en para un proyecto piloto de producción de hidrógeno verde. El proyecto definitivo con cerca de 240 MW de electrolizadores en la primera fase comercial del proyecto en la Región de Magallanes. Se espera que el proyecto produzca 25.000 toneladas de hidrógeno verde al año a partir de la energía eólica local.

Si bien los socios retiraron el proyecto del SEA, el proyecto se reingresó con mejoras en noviembre de 2023.

AES Andes: Adelaida contempla la construcción y operación de una planta de producción de hidrógeno verde ubicada adyacente a las instalaciones de la central Angamos, en Mejillones. El hidrógeno verde será producido por electrólisis, alimentado por energía renovable y agua desalada que ya produce Angamos.

Tendrá una capacidad de producción de hidrógeno verde de 1 ton/día equivalente a 2,5 MW de potencia. Considera además dos estaciones de carga de hidrógeno verde para vehículos que utilicen hidrógeno como combustible, especialmente de empresas mineras, portuarias o de otras industrias.

En términos prácticos, el proyecto busca facilitar las condiciones para masificar a futuro la utilización del hidrógeno, a través de una estación de abastecimiento (hidrolinera) que viabilice la electromovilidad en la región e impulse el cambio de combustibles en el sector del transporte hacia soluciones renovables y libres de emisiones.

5. DESARROLLO DE INDUSTRIA LOCAL

5.1 Áreas de Desarrollo

El desarrollo de esta nueva industria tendrá una doble dirección. La primera es la generación de hidrógeno verde para la exportación, bajo la forma de amoníaco anhidro refrigerado o alternativamente, si los costos de licuación lo permiten, bajo la forma de líquido criogénico. Esto es lo que persiguen los grandes proyectos, de origen principalmente europeo, que buscan descarbonizar el uso de los energéticos en sus países de origen.

La segunda dirección es la que busca descarbonizar el consumo local de energéticos, principalmente en el transporte, minería, industria y residencial. Esta segunda dirección tendría un impacto social indudablemente mayor que la primera, porque permitiría descarbonizar el país, librándolo del consumo de combustibles fósiles y reduciendo sus necesidades de importación asociadas. Es lo que han hecho Europa y otros países.

Europa inició un proyecto que generación de demanda en 2010 que culminó en 2016 poniendo en servicio 54 buses eléctricos de celdas de combustible y una red de estaciones de carga de hidrógeno. El proyecto fue de gran utilidad para medir la apreciación del público y comprobar el comportamiento de una red de buses interurbanos a hidrógeno en condiciones reales de operación. Los resultados fueron excelentes tanto como en operatividad como en aceptación de los ciudadanos, demostrando que es posible la adaptación de este tipo de tecnología en este sector. (Minería Chilena, Estudio del Hidrógeno verde en Chile y el mundo, 2021).

A nivel mundial, los buses de celdas de combustible de hidrógeno (FCEB, por su sigla en inglés) ya se han desplegado desde hace varios años como proyectos piloto y operativos:

- Fuel cell buses de Alameda Contra Costa Transit District, California, EEUU, dotado de celdas de combustible de 120 kW, con una autonomía de 350 – 390 km.
- Fébus BRT en Pau, Francia, el primer servicio de buses de tránsito rápido (BRT) en el mundo impulsado por hidrógeno dotados de celdas de combustible Ballard FCVelocity-HD de 100 kW y una autonomía de 300 km.
- Fuel cell buses de Octa, California, EEUU con una autonomía de 400 y 500 km.

Otro ejemplo es Canadá. En enero de 2021, Air Liquide en Canadá inició las operaciones de un nuevo electrolizador PEM de 20 MW, siendo esta la unidad operativa de mayor capacidad de su tipo en el mundo. La proximidad de la planta de generación en Bécancour (Quebec) a los principales mercados industriales de Canadá y Estados Unidos, facilita la distribución y garantiza el suministro de Hidrógeno bajo en carbono para uso industrial y movilidad. La puesta en servicio de esta unidad de electrólisis aumenta en un 50% la capacidad del complejo de producción de Hidrógeno Bécancour de Air Liquide.

5.2 Generación de Demanda

Como se ha señalado, la generación de demanda local hará que la industria de producción de hidrógeno tenga una repercusión nacional de magnitud mucho mayor que la sola exportación del energético. Así lo han entendido las autoridades, especialmente CORFO, que impulsa la creación de demanda local por el hidrógeno y sus derivados.

Algunas empresas mineras están comenzando a explorar el uso de hidrógeno. La primera de ellas es Anglo American, que ha empezado a probar un camión de extracción minero de clase ultra, nuGen™ propulsado por hidrógeno y baterías. Es un proyecto ambicioso pues el camión tiene un peso total cargado de 510 toneladas. Anglo American entrará en un acuerdo con First Mode, empresa con la que desarrolló el camión, para descarbonizar su flota global de camiones de extracción de minas de clase ultra, de los cuales aproximadamente 400 están actualmente en operación, así como para proporcionar infraestructura de apoyo crítica como reabastecimiento de combustible, recarga y facilitación de la producción de hidrógeno. (Press release de Anglo American).

Otras iniciativas podrán recibir financiamiento de la GIZ. En efecto, el Programa Internacional de Fomento al Hidrógeno Verde implementado por esta agencia alemana contribuirá hasta con el 50% de los costos de proyecto, con un mínimo de 100.000 euros. El Programa ofrece dos modalidades de cooperación, a través de un “service agreement” en cuyo caso la empresa recibe flujos de dinero para ciertos servicios establecidos con un monto máximo de 200.000 euros; o mediante un “cooperation agreement” en el que GIZ financia e implementa directamente las diferentes actividades y servicios del proyecto con un aporte de hasta 2 millones de euro (Reporte sostenible, noviembre 2022).

5.3 Avance en Regiones

CAP se adjudicó un fondo de US$3,6 millones de CORFO para desarrollar un proyecto de hidrógeno verde. El principal objetivo es implementar una planta piloto de producción de hidrógeno verde, que contribuya a la descarbonización del proceso productivo de Siderúrgica Huachipato, mediante la integración y uso paulatino del hidrógeno verde. La empresa busca producir, al 2030, aceros verdes en Siderúrgica Huachipato, en la Región del Biobío.

La propuesta, denominada "H2V CAP", busca implementar una planta de hidrógeno verde por una potencia de 12 MW, para una producción de 1.550 toneladas de hidrógeno verde al año.

Respecto de la fuente de energía, el suministro eléctrico será proporcionado por Siderúrgica Huachipato, proveniente de fuentes 100% renovables y certificables. (Press Release de CAP; 28 de diciembre de 2021).

Pero el proyecto de mayor envergadura es el de Air Liquide, que anuncia sus intenciones desarrollar un proyecto para construir y operar, en Antofagasta, Chile, un electrolizador con una capacidad de 80 MW, como parte del proyecto AMER (Antofagasta Energía y Minería Renovable).

Este electrolizador produciría 30 toneladas por día de hidrógeno renovable para abastecer el mercado industrial chileno y apoyar la descarbonización de los sectores industrial y, eventualmente, de movilidad.

Este proyecto de electrolizador forma parte del proyecto más amplio de Antofagasta Minería Energía Renovable (AMER). Air Liquide ha firmado un memorando de entendimiento (MOU) con EDF Renewables, líder mundial en energías renovables; Proman, uno de los principales productores de metanol; SOWITEC, uno de los mayores desarrolladores de energía solar y eólica del mundo; y COPEC, el minorista de combustibles líder de Chile, para apoyar la producción de metanol renovable, utilizando hidrógeno renovable como materia prima, en una variedad de industrias que incluyen movilidad, minería, ferrocarril y marítimo.

Esta iniciativa es una de las más grandes de seis proyectos de hidrógeno seleccionados por la agencia de desarrollo chilena, CORFO, y que recibirá fondos en Apoyo, para con eso responder a los deseos de Chile de establecer un mercado nacional de hidrógeno y liderar la región en la producción de hidrógeno de bajos niveles de carbono (4 de agosto de 2022).

En la Región de Coquimbo ha comenzado a operar la inyección de hidrógeno verde en las redes de gas natural que abastecen a cerca de 1.800 familias de las ciudades de La Serena y Coquimbo, iniciativa de la empresa Gas Valpo, a través de Energas, y que se realiza desde una planta ubicada en el sector del Barrio Industrial. El hidrógeno se obtiene partir de electrólisis y utiliza energía eléctrica renovable de una planta fotovoltaica de 8 KW. El plan comenzó con la mezcla progresiva de 1 al 5% de hidrógeno verde con el gas natural, en una primera etapa, pero que llegará a un 20%, en una fase posterior, lo que no requerirá de adaptaciones o ajustes en los artefactos de los usuarios (Revista Electricidad, octubre 2022).

En diciembre de 2023 la alianza público-privada entre Centro Nacional de Pilotaje, Fundación Chille, Anglo American, Colbún y Reborn Electric Motors, ubicada en Rancagua, se adjudicó recursos en el llamado de Programa Tecnológicos para el uso y adopción de hidrógeno en la industria chilena de la Gerencia de Capacidades Tecnológicas de Corfo[34] para desarrollar la tecnología para construir el primer bus a hidrógeno fabricado íntegramente en Chile, que se espera está operativo en 2025. [35]

En la Región de Magallanes el proyecto Haru Oni 1, mencionado anteriormente, que inició su operación en 2023, ya envió gasolina sintética a Europa.

[34] https://www.corfo.cl/sites/cpp/convocatorias/ptec_hidrogeno_en_la_industria_chilena;jsessionid=PfKwP_fRcl_lSzeUFWLfFhWP8EXqlQrZlUxr6Tivwe8FvgoAUFlM!1042705371!154637462

[35] https://fch.cl/noticias/alianza-publico-privada-permitira-el-desarrollo-del-primer-bus-a-hidrogeno-hecho-en-chile/

5.4 Formación y Capacitación

Si bien la industria del hidrógeno verde aún se encuentra en una fase inicial o de desarrollo temprano, en Chile y el mundo, en función de la revisión de la distinta bibliografía disponible, es posible plantear potenciales escenarios en términos de requerimiento de empleos, como se especifican en el punto anterior. Sólo a modo de ejemplo algunas publicaciones presentan escenarios que para el 2030 la necesidad de capital humano está en el rango de 22.000 a 30.000 personas aumentando exponencialmente en el tiempo con un rango de 92 a 700 mil, para 2050.

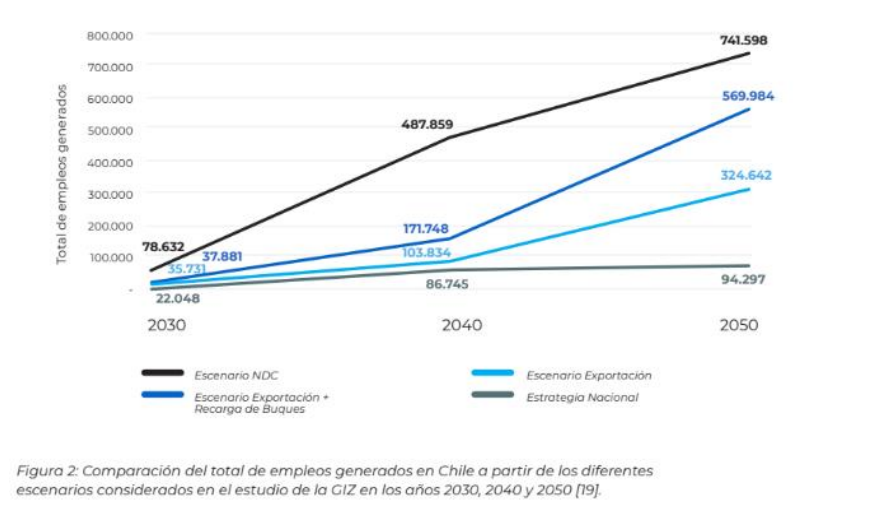

Figura 2: Comparación del total de empleos generados en Chile a partir de los diferentes escenarios considerados en el estudio de la GIZ en los años 2030, 2040 y 2050 [19].

Figura 7. Comparación de potenciales empleos. Fuente: Estudio H2 Chile. Capital Humano de la industria hidrógeno verde renovable: Desafíos actuales y futuros, Página: N° 11.

Es importante que esta potencial demanda de empleos considere desde científicos, ingenieros, profesionales, técnicos y operarios, que adicionalmente se distribuyen en toda la cadena asociada a la generación y uso del hidrógeno verde, es decir, desde construcción generación, operación y empleos indirectos.

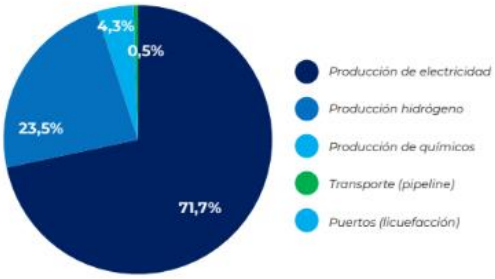

Figura 3: Distribución de empleos por segmento de la cadena de valor del escenario de exportación y recarga de buques, valor promedio 2030, 2040 y 2050 [19].

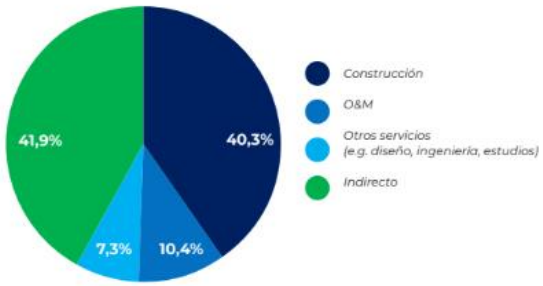

Figura 4: Distribución de empleos por rubro del escenario de exportación y recarga de buques, valor promedio 2030, 2040 y 2050 [19].

Figura 8. Distribución de potenciales empleos. Fuente: Estudio H2 Chile. Capital Humano de la industria hidrógeno verde renovable: Desafíos actuales y futuros, Página: N° 12

En función de los párrafos anteriores y los estudios realizados, se plantea que actualmente en el mundo y particularmente en Latinoamérica existe un déficit de capital humano, para abordar el desarrollo de la industria. En ese contexto existen definiciones claras de perfiles asociados a las necesidades de capital.

Por ejemplo, según France Hydrogène, la demanda de la industria de hidrógeno francesa por capital humano se enfoca en técnicos y profesionales como electromecánicos, soldadores, ingenieros en mecatrónica, camioneros, instaladores de tuberías y expertos en automatización y control de instalación, lo que ha superado la disponibilidad de personal calificado.

Descripción de conocimientos específicos de hidrógeno requerido

Aparte de las ocupaciones básicas para sostener la industria del hidrógeno, se necesita que el capital humano cercano a la producción, manejo y uso de hidrógeno disponga de conocimientos específicos del riesgo asociado para reforzar las habilidades técnicas.

Las competencias adicionales incluyen las siguientes:

1. Control e ingeniería de procesos específicos para el hidrógeno: análisis y revisión de riesgo de peligros, integridad mecánica y análisis de sistemas instrumentados.
2. Procesos electroquímicos: comprensión de procesos electroquímicos, capacidad para instalar, solucionar problemas, reparar y mantener equipos asociados a electrolizadores y celdas de combustible.
3. Análisis de materiales: inspección, prueba y gestión rigurosa de la integridad de materiales y equipos.
4. Reglamentos, códigos y normativa: conocimiento y comprensión de reglamentos, códigos y normativas relacionados con el hidrógeno.
5. Seguridad: formación de seguridad para todos los trabajadores implicados en la manipulación de hidrógeno y capacitación para bomberos, carabineros y personal médico de emergencia, con el propósito de responder a incidentes relacionados con el uso y transporte de hidrógeno. Este aspecto es prioritario.

Iniciativas

Si bien, las asignaturas de carreras tradicionales de ingeniería incluyen o abarcan temáticas en mecánica de fluidos, transferencia de calor y masa o termodinámica, sólo en programas de postgrado ha sido posible encontrar tópicos específicos asociados al desarrollo de la industria de hidrógeno verde, así como también una amplia oferta de diplomados en esta área.

Adicionalmente a las universidades y centros de investigación o institutos, es posible observar de manera incipiente (o casi experimental) algunas iniciativas, a modo de ejemplo iniciativas conjuntas (gremios, seremías, colegios, entre otros) a nivel escolar, para capacitar a estudiantes EMTP y sus profesores, que van desde visitas técnicas, pasando por charlas y módulos específicos hasta pasantías.

Es importante cerrar este punto indicando que, si bien existe un desarrollo incipiente en la formación y capital humano, es claro que ya se inició ese poblamiento y desafío, siendo ahora relevante transitar al ritmo del desarrollo de la industria.

5.5 Generación de Empleo

De acuerdo a la Contribución Nacional para el Acuerdo de París (NDC) publicada el 9 de abril del 2020, Chile debería alcanzar su carbono neutralidad al 2050. En relación al aporte del hidrógeno verde a esta meta, se estableció en 21%. Esto significa que grandes sectores económicos debían ser descarbonizados utilizando este energético, tales como el sector motriz de industria y minería, el transporte, especialmente pesado y de larga distancia y el sector térmico.

Lo anterior significa en la práctica, que grandes proyectos de infraestructura deberán ser construidos para alcanzar los niveles suficientes de producción de hidrógeno para cubrir la potencial demanda. La infraestructura común a todas las nuevas aplicaciones, comprenden la generación a gran escala de energías renovables, construcción de nuevas líneas de transmisión, electrolizadores (con los respectivos balances de planta), así como capacidad de almacenamiento y transporte de hidrógeno.

Además de la construcción de esta infraestructura, se requerirá la provisión de bienes y servicios para el estudio y diseño de los proyectos, ingeniería básica, adquisición de equipos y componentes, fabricación y comercialización, logística, montaje y finalmente operación y mantenimiento (O&M).

En toda esta cadena de servicios, se requerirán diferentes especialidades, mayoritariamente en el área de generación eléctrica y transporte de energía. Además, se deben considerar los empleos indirectos generados a partir del desarrollo de todos estos proyectos.

De acuerdo al estudio “Cuantificación del encadenamiento industrial y laboral para el desarrollo del hidrógeno en Chile” de la GIZ, si se considera el escenario NDC, se requerirá, al 2050, la cantidad de 600.000 toneladas de hidrógeno, siendo el 55% destinado al uso motriz de la industria y minería.

Por tanto, es necesario desarrollar una capacidad agregada de producción renovable de 8,8 GW, una capacidad de transmisión en 10,5 GW y 3,8 GW de electrolizadores de capacidad instalada.

En función de lo anterior, por sectores se generarán 73.576 empleos en producción de electricidad renovable, 5.188 en transmisión eléctrica, 10.629 en producción de hidrógeno y 4.905 en almacenamiento, distribución y sistemas de carga de hidrógeno, generando un total de 94.298 empleos directos e indirectos al 2050.

Si se clasifica por etapas de proyectos, se generarán 37.749, 7.768, 6.360, 42.421, en construcción, O&M, Otros servicios (ingeniería y estudios) e indirectos respectivamente.

Si bien estas cifras no incluyen la generación de nuevos empleos en sectores de uso “común” del hidrógeno, como la industria química y alimentos, ni tampoco los proyectos de exportación y el uso del hidrógeno o derivados, como combustible usado por los barcos que transportaran los nuevos energéticos verdes, ya se puede estimar la gran cantidad de profesionales y mano de obra necesaria para toda la infraestructura requerida.

Se debe considerar que Chile no cuenta con todos los bienes y servicios que la industria del hidrógeno verde requiere, especialmente en la manufactura de tecnología asociada al hidrógeno. Pero la gran demanda por energía renovable será un driver importante en la mayor generación de capacidades en el país, que ya cuenta con profesionales que están construyendo distintos proyectos eólicos y solares, los que servirán como base para nuevos profesionales locales.

5.6 Reducción de CO_2

Industria del hidrógeno verde y emisiones de CO_2

El hidrógeno verde se presenta como una opción viable para la descarbonización de la economía, especialmente en sectores considerados difíciles de abatir con tecnologías más consolidadas actualmente.

Para evaluar el aporte a la descarbonización del hidrógeno verde, es necesario considerar todas las etapas de este vehículo energético, desde su producción hasta los usos finales, sea como combustible directo, sea a través de sus derivados (amoniaco, metanol, combustibles sintéticos). Para esas etapas, se calcula la emisión de GEI y se comparan con su línea base, es decir, la producción de hidrógeno a partir de metano o los usos de energéticos que serán reemplazados por hidrógeno.

Para estos efectos, a continuación, se analiza la cadena de valor del hidrógeno, a través de las tres etapas principales: producción, almacenamiento y transporte, y uso final.

Producción de hidrógeno

La producción puede realizarse por hidrólisis de agua o a partir de metano (generalmente de origen fósil), la que tiene asociada a una emisión de 9,7 kg-CO_2 por kg de hidrógeno producido[36].

El hidrógeno verde se produce con electricidad de fuentes renovables, con emisiones de CO_2 muy bajas. Por lo tanto, la comparación entre ambos modos de producción dependerá esencialmente del tipo de generación eléctrica utilizada, en cuanto esta evite o reduzca emisiones de CO_2, particularmente altas en la producción sobre la base de metano. Las emisiones de CO_2 para las diferentes tecnologías se muestran a continuación[37].

Tabla 5. Emisiones de CO_2 para diferentes tecnologías de generación eléctrica.

Tecnología	Valor de emisión Promedio (gCO_2-eq/KWh)[38]	Rango percentiles 25-75 (gCO_2-eq/KWh)
Eólica on-shore	11	8-20
Eólica off-shore	11	10-16
Fotovoltaica (silicio cristalino)	45	35-50
Solar de concentración (torre)	25	15-30
Hidroeléctrica	11[39]	4-15
Nuclear (light water reactor)	17	10-20
Carbón[40]	980	940-1.050
Gas Natural[41]	450	

Fuente: NREL

[36] Ref : https://www.iea.org/reports/hydrogen-supply
[37] Se incluyen tecnologías fósiles para generación eléctrica, con fines de comparación. Ver: NREL, Life Cycle Analysis Harmonization, disponible en: https://www.nrel.gov/analysis/life-cycle-assessment.html.
[38] Los valores expresan promedios y son referenciales. Como dependen de varios parámetros, incluyendo los factores de planta de cada tecnología, la localización, etc., para un cálculo adecuado, se deben considerar las condiciones de cada proyecto de generación.
[39] United Nations Economic Commission for Europe; Life Cycle Assessment of Electricity generation options, Geneve, 2021, página 40. Ver: https://unece.org/sites/default/files/2021-10/LCA-2.pdf
[40] Considera 4 tecnologías: Subcrítico, supercrítico, lecho fluidizado y gasificación con ciclo combinado.
[41] Incluye turbina de combustión directa y ciclo combinado.

La producción de hidrógeno por electrólisis requiere 3,8 KWh por Nm^3. La densidad del hidrógeno es de 0,08987 kg/m^3 [42]. Lo anterior resulta en 42,28 KWh/kg de hidrógeno. Aplicando los valores de la Tabla 1, obtenemos la siguiente relación:

Tabla 6. Emisiones de CO_2 para generación de hidrógeno por electrólisis según tecnología de generación.

Tecnología	Valor de emisión Promedio (gCO_2-eq/KWh)	Producción de CO_2 (kg de CO_2 por kilógramo de hidrógeno)[43]
Eólica on-shore	11	0,465
Eóica off-shore	11	0,465
Fotovoltaica (silicio cristalino)	45	1,903
Solar de concentración (torre)	25	1,057
Hidroeléctrica	11[44]	0,465
Promedio hidrógeno verde[45]		0,972
Nuclear (light water reactor)	17	0,719
Carbón	980	41,43
Gas Natural	450	19,07

Fuente: elaboración propia a partir de NREL y UdeC.

Estos valores se comparan con los 9,7 kg de CO_2 emitidos con la producción de un kilógramo de hidrógeno a partir de metano. Los más convenientes corresponden a las energías hidráulica y eólica. Como se aprecia, la generación de hidrógeno verde tiene emisiones de CO_2 asociadas que son un orden de magnitud menor que las vinculadas a su producción a partir de metano.

Almacenamiento y transporte

Puesto que el hidrógeno tiene el mismo comportamiento, independientemente de cómo se produjo, no se asumen diferencias en las emisiones de GEI asociadas al almacenamiento y transporte del gas[46].

Usos finales

Quema directa

Para comparar las reducciones de emisiones por uso de hidrógeno como energético usado directamente en la producción de calor, se debe comparar el contenido energético del hidrógeno con el de otros combustibles fósiles. La comparación se presenta en la tabla a continuación:

[42] https://www.udc.es/export/sites/udc/gem/_galeria_down/congresos/Copinaval_2011_103_-_USO_DE_HIDRxGENO_de_Troya_Calatayud_y_otros_.pdf_2063069294.pdf

[43] No considera pérdidas eléctricas.

[44] United Nations Economic Commission for Europe; Life Cycle Assessment of Electricity generation options, Geneve, 2021, página 40. Ver: https://unece.org/sites/default/files/2021-10/LCA-2.pdf

[45] Corresponde a promedio aritmético de 4 tecnologías (se considera 1 sola eólica). Para cada país o red eléctrica, se debe hacer un promedio ponderado según la participación en la generación.

[46] El hidrógeno libre también tiene efectos en la formación de GEI. Ver: Ocko and Hamburg; Climate Consequences of Hydrogen Emissions; Environment Defense Fund, New York, 2022. Las etapas de almacenamiento y transporte pueden ser particularmente sensibles a las fugas de hidrógeno, las que están asociadas a formación de metano en la atmósfera. Ver: https://cosmosmagazine.com/earth/hydrogen-leaks-methane-atmosphere/

Tabla 7. Propiedades energéticas de compuestos químicos seleccionados.

Compuesto químico (gaseoso)	Densidad energética (MJ/m3; 1 atm.; 15°C)
Hidrógeno	10,0
Gas Natural (metano)	32,6
Propano	86,7
Compuesto químico (líquido)	Densidad energética (MJ/m3; 1 atm.; 15°C)
Hidrógeno	8,49
Gas Natural (metano)	20,92
Propano	23,48
Gasolina	31,15
Diésel	31,43
Metanol	15,80
Densidad gravimétrica	(MJ/kg de producto)
Hidrógeno	140,4
Gas Natural (metano)	43,6
Propano	28,3
Gasolina	48,6
Diésel	33,8
Metanol	20,1

Fuente. De Troya, Carral, Álvarez y Rodríguez; Universidad de La Coruña; Estudio comparativo del uso del hidrógeno en motores de combustión interna en buques[47].

Finalmente, las emisiones de GEI para diversos combustibles, en función de su contenido energético, están dadas por la siguiente Tabla.

Tabla 8. Emisiones de CO_2 por combustible.

Combustible	Emisión (kg-CO_2/MMBtu)
Propano	62,9
Carbón (todos los tipos)	96,1
Gas Natural	52,9
Gasolina	70,7
Hidrógeno verde (emisión promedio)[48]	7,3

Fuente: https://www.eia.gov/environment/emissions/co2_vol_mass.php

[47] Disponible en: https://www.udc.es/export/sites/udc/gem/_galeria_down/congresos/Copinaval_2011_103_-_USO_DE_HIDRxGENO_de_Troya_Calatayud_y_otros_.pdf_2063069294.pdf

[48] La comparación no considera el ciclo de vida de los combustibles diferentes a hidrógeno sino solo su emisión por combustión y la compara con la emisión por ciclo de vida del hidrógeno ya que su emisión por combustión es, teóricamente, cero. Aun así, la combustión con hidrógeno es un orden de magnitud menor.

La ventaja del hidrógeno parece estar en su mayor densidad gravimétrica (mayor energía por unidad de peso), pero la menor densidad como gas o líquido es su mayor desventaja. De hecho, como gas, se requieren presiones muy altas para compensar su menor densidad volumétrica de modo que el transporte de hidrógeno gaseoso es más complejo que el de otros gases. Por ejemplo, en condiciones normales, se requiere tres veces el volumen de hidrógeno para igualar la energía disponible en un volumen de gas natural. Por ello, la mejor opción de uso de hidrógeno es su producción y consumo in situ, de modo que se evite su transporte en grandes distancias.

Vehículos

Actualmente, la gran mayoría del parque vehicular mundial funciona con motores de combustión interna (ICE), a diésel, gasolina o gas natural. La mayor transformación tecnológica se está dando por los vehículos eléctricos provistos de batería (BEV), principalmente en los segmentos de vehículos livianos y medianos y en vehículos de alto uso como buses urbanos. Existen vehículos híbridos que utilizan combustible líquido o electricidad provista por batería. En este caso, existen los HEV (hybrid electric vehicle; el combustible genera electricidad que mueve el tren de transmisión, no pueden ser enchufados) y los PHEV (plug-in electric vehicles; se diferencian del anterior en que pueden ser enchufados). Finalmente, están los vehículos a hidrógeno, el que genera electricidad en una celda de combustible, con la cual se mueve el tren de transmisión.

Las emisiones "desde el pozo a la rueda"[49] para estas tecnologías, en modelos de vehículos livianos comparables, se entregan a continuación:

Tabla 9. Emisiones de CO_2 por km recorrido para diferentes tecnologías de vehículos livianos.

Tecnología	Emisiones gr-CO_2-eq/km recorrido
Gasolina ICE	1091
Diésel ICE	943
BEV-Red Eléctrica[50]	116
BEV-ERNC	0
FCEV-GN	544
FCEV-Red Eléctrica	443
FCEV	0

Fuente: Zemo Partnership[51]; Agencia Internacional de Energía[52].

[49] Well to Wheel, compara principalmente los desempeños de los vehículos en su operación. A diferencia del Análisis del Ciclo de Vida, no incluye la manufactura del vehículo ni su disposición al final de su vida útil. Ver, por ejemplo, https://joint-research-centre.ec.europa.eu/welcome-jec-website/jec-activities/well-wheels-analyses_en

[50] Considera factores de emisión de Reino Unido para 2019, de 0,2556 kg CO2/kWh. Ver: https://www.gov.uk/government/publications/greenhouse-gas-reporting-conversion-factors-2019

[51] Zemo Partnership; Hydrogen Vehicle Well-to-Wheel GHG and Energy Study; 2021, página 18. Disponible en: https://www.zemo.org.uk/assets/reports/Zemo_Hydrogen_Vehicle_Well-to-Wheel_GHG_and_Energy_Study_2021.pdf

[52] https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/rated-real-world-well-to-wheel-greenhouse-gas-emissions-of-new-light-duty-vehicle-sales-worldwide-by-size-segment-2019

Se aprecia que la mejor alternativa para movilidad, desde el punto de vista de las emisiones de CO_2, considerando el análisis "from well to wheel" es el uso de baterías que almacenen electricidad y la entreguen directamente al tren de transmisión del vehículo o hidrógeno verde en celdas de combustibles. La desventaja de las baterías está dada por sus tiempos de carga y su gran peso. Así, en vehículos pesados, es posible que el motor FCEV tenga ventajas con respecto al BEV, particularmente si la producción y el consumo del hidrógeno se dan en el mismo sitio, como podría ser el caso de camiones mineros, con una planta de producción de hidrógeno dedicada. Como contrapartida, la eficiencia energética del vehículo a hidrógeno es notablemente inferior al eléctrico a batería, consumiendo casi 6 veces más energía para el mismo kilometraje[53], por lo cual, se recomienda el uso de hidrógeno para vehículos solo donde el modelo BEV no sea viable.

Producción de fertilizantes

El amoniaco verde puede jugar un rol importante en la descarbonización, incluyendo sus usos como fertilizante. Actualmente, la producción de amoniaco, principalmente con hidrógeno obtenido a partir de metano, es responsable del 1,8% de las emisiones mundiales de CO_2, con 500 millones de toneladas anuales[54], donde un 70% de su producción se utiliza para fertilizantes.

El amoniaco se produce mediante el proceso Haber-Bosch[55]. El amoníaco "verde" se diferencia del tradicional por la procedencia del hidrógeno (gris o verde) y no por el proceso (el mismo para ambos). Por ello, la diferencia en emisiones relevante para esta discusión refiere a la generación del hidrógeno. Como se mostró anteriormente, la producción de hidrógeno gris tiene una emisión de 9,7 kg-CO_2/kg-H_2. Utilizando la relación estequiométrica se tiene que con un kilógramo de hidrógeno se obtienen 5,67 kilógramos de amoniaco[56]. Con ello, se obtiene una emisión de 1,71 kg-CO_2 por kg-NH_3 producido con hidrógeno gris. Las emisiones del proceso Haber-Bosch son de 2,4 ton-CO_2 por tonelada de amoniaco[57].

La emisión de GEI asociada a la producción de amoniaco utilizando hidrógeno de hidrólisis (sin contar las del proceso Haber-Bosch), se obtiene aplicando la proporcionalidad a la Tabla 2.

Tabla 10. Emisiones de CO_2 para producción de amoniaco a partir de hidrógeno de hidrólisis.

Tecnología de generación eléctrica	Producción de CO_2 (kg de CO_2 por kilógramo de amoniaco)[58]
Eólica on-shore	0,082
Eólica off-shore	0,082
Fotovoltaica (silicio cristalino)	0,336
Solar de concentración (torre)	0,186
Hidroeléctrica	0,082
Promedio[59]	0,172
Nuclear (light water reactor)	0,127
Carbón	7,31
Gas Natural	3,36

Fuente: elaboración propia a partir de IEA y NREL

[53] Zemo partnership, op. cit. página 18.
[54] The Royal Society; Ammonia, Zero Carbon Fertiliser, Fuel and Energy Store; 2020, páginas 3 y 6. Disponible en: https://royalsociety.org/-/media/policy/projects/green-ammonia/green-ammonia-policy-briefing.pdf
[55] https://es.wikipedia.org/wiki/Proceso_de_Haber
[56] Dada por la ecuación 3H2 + N2 = 2NH3
[57] International Energy Agency; Ammonia Technology Roadmap; 2021, página 47. Disponible en: https://iea.blob.core.windows.net/assets/6ee41bb9-8e81-4b64-8701-2acc064ff6e4/AmmoniaTechnologyRoadmap.pdf
[58] No considera pérdidas eléctricas.
[59] Ver nota N°45

Producción de Metanol

Más del 75% del metanol producido actualmente se realiza por el procedimiento conocido como "Steam methane reforming"[60], según las ecuaciones siguientes:

$CH_4 + H_2O = CO + 3H_2$
$CH_4 + 2H_2O = CO_2 + 4H_2$
Estas reacciones producen hidrógeno en exceso ($4H_2$ en exceso) para la generación de metanol, como lo muestran las ecuaciones siguientes:
$CO_2 + H_2 \rightarrow CO + H_2O$
$CO + 2H_2 \rightarrow CH_3OH$
Es decir:
$CO_2 + 3H_2 \rightarrow CH_3OH + H_2O$

Esto implica que con un kilógramo de hidrógeno se producen 5,3 kilógramos de metanol. La producción de metanol tiene una tasa de emisión de aproximadamente 568 g de metanol por kilógramo de gas natural utilizado como insumo[61]. Esto equivale a 367 g-CO_2/kg-metanol en la cadena de suministro.

El uso de metanol como combustible produce 110 gr-CO_2/MJ, mientras que para el metanol producido a partir de biometano (de rellenos sanitarios, o recuperado de gestión de residuos animales), las emisiones se sitúan en el rango de 10 a 40 gr-CO_2/MJ[62].

Si el metanol es producido a partir de hidrógeno verde, la reducción de emisiones alcanza un 90% con respecto a la alternativa con gas natural, bajo el supuesto de que la electricidad proviene de fuentes renovables y que la fuente de CO_2 también es renovable o viene de emisiones inevitables de otro proceso, por ejemplo, a partir de biogás o directamente del aire[63]. Además, se asume que las emisiones por combustión son cero, por el carácter renovable del combustible. En el caso que la electricidad venga de energía solar fotovoltaica o de energía eólica, las emisiones son del orden de 4,4 g-CO_2/MJ. Si la electricidad proviene de la red, las emisiones dependerán de su factor de emisión. Para un factor de 0,275 gr-CO_2/KWh, las emisiones totales por el metanol superan a las del producido a partir de gas natural[64].

[60] Ver: Chen, Liao, Wang, Yu and Yang; Exergy Analysis and CO2 Emission Evaluation for Steam Methane Recovery; 2011. Disponible en: https://www.researchgate.net/publication/257174015_Exergy_analysis_and_CO2_emission_evaluation_for_steam_methane_reforming
[61] Consideran la producción, pero no el uso del metanol. Ver: Methanol Institute; Carbon footprint of Methanol; página 8. Disponible en: https://energycentral.com/system/files/ece/nodes/528041/1643723882576.pdf ,
[62] Methanol Institute; Carbon Footprint of Methanol, página 3. Esto se compara con 300 gr-CO2/MJ para metanol producido a partir de carbón.
[63] Ídem, página 14. Al respecto, la tecnología "Direct Air Capture" para obtener CO2 del aire está inmadura, con pocas plantas a nivel de prototipo en el mundo, aunque avanzando considerablemente. Ver: https://www.iea.org/reports/direct-air-capture
[64] Ídem, página 15.

Acero

La producción de acero se realiza con la tecnología de alto horno (Blast furnace), en la cual la combustión de coke permite la fusión del mineral de hierro a 1.200 °C y, al mismo tiempo, la reducción química del hierro. Este proceso completo tiene una emisión asociada entre 1,4 y 1,7 toneladas de CO_2 por tonelada de acero producido[65]. Existe la tecnología de horno de arco eléctrico que reemplaza la combustión a altas temperaturas. Adicionalmente, el hidrógeno puede reemplazar al coke para una combustión de 800°C a 1.200°C que reduce el mineral de hierro a hierro metálico, para su posterior transformación en acero. Actualmente, el uso de hidrógeno producido con electrólisis, usando una red cuyo factor de emisión de 0,48 kg-CO_2/MWh implica emisiones netas iguales a las de la tecnología convencional[66]. El uso de hidrógeno verde puede reducir esas emisiones hasta en un 95%[67].

Resumen y conclusión

En la Tabla siguiente se presenta un resumen de las estimaciones de emisiones para cada uno de los usos del hidrógeno verde discutidos anteriormente y su comparación con las emisiones convencionales en cada caso.

Tabla 11. Comparación de emisiones de CO_2 para usos de hidrógeno verde en relación con tecnologías convencionales.

Tecnología Uso	Emisión Convencional	Emisión hidrógeno verde
Producción de Hidrógeno	9,7 kg-CO_2/kg-H_2	0,97 kg-CO_2/kg-H_2 [68]
Quema directa	70,7 kg-CO_2/MMBtu[69]	7,3 kg-CO_2/MMBtu
Vehículo ICE[70]	1.017 gr-CO_2/km	0 gr-CO_2/km
Amoniaco	1,71 kg-CO_2/kg-NH_3	0,172 kg-CO_2/kg-NH_3
Metanol (combustible sintético)	110 gr-CO_2/MJ	11 gr-CO_2/MJ
Acero	1,41,7 kg-CO_2/kg-Acero	0,07-0,085 kg-CO_2/kg-Acero

Fuente: elaboración propia.

Por lo tanto, se puede concluir que el uso de hidrógeno verde presenta ventajas notables en relación con las emisiones de CO_2 para los distintos usos analizados en este capítulo, en la mayoría de los casos del orden de un décimo de las emisiones convencionales. La conveniencia de uso, aparte del factor económico, dependerá de otras características como la eficiencia de conversión o la disponibilidad in situ, ya que el transporte de esta sustancia presenta desafíos importantes por su menor densidad volumétrica y su tendencia a las fugas.

[65] International Energy Agency; Ammonia Technology Roadmap; página 47. Rocky Mountain Institute; The Disruptive Potential of Green Steel; (Thomas Koch Blank); 2019, página 3. Disponible en: https://rmi.org/wp-content/uploads/2019/09/green-steel-insight-brief.pdf
[66] Ídem.
[67] Ídem.
[68] Promedio aritmético de tecnologías de generación eléctrica renovables.
[69] Promedio aritmético de quema directa para carbón, diésel, gas natural y gasolina
[70] Well to Wheel, no considera ciclo de vida de fabricación del auto ni de producción del combustible

6. PROYECTOS ESPECÍFICOS

6.1 Exportación

El hidrógeno es un combustible que en estado gaseoso tiene muy baja densidad lo que hace difícil su transporte. Si bien es posible licuarlo para disminuir su volumen, las condiciones para lograrlo son particularmente difíciles. La consecuencia de la baja densidad es el gran volumen que requieren el transporte y el almacenamiento. Aún bajo 700 bares de presión y 25ºC, la densidad del hidrógeno gaseoso alcanza apenas a 7,9 kg/m^3.

Por otra parte, la licuación obliga a llevar el gas a una temperatura de -253°C, y requiere usar nitrógeno líquido como primer paso en la licuación[71]. El trabajo ideal de licuación del hidrógeno es de 3,228 KWh/kg, en tanto que el del nitrógeno es solo de 0,207 KWh/kg. Esta gran energía de licuación consume cerca del 30% de la energía contenida en el hidrógeno líquido obtenido.

Los contenedores de hidrógeno líquido en los puntos de uso tienen una capacidad que está en el rango de 110 a 5.300 kg. En las plantas de licuación los estanques suelen tener 115.000 kg de hidrógeno[72]. Las plantas de licuación de tamaño medio tienen capacidades comprendidas entre 380 y 2.300 kg/h.

Otros métodos de almacenamiento son los hidruros metálicos, de los cuales hay al menos dos tipos. En el primero el hidrógeno se libera por cambios de temperatura y/o presión en tanto que en el segundo el hidruro reacciona con agua, dejando un hidróxido como residuo. De estos últimos, el más promisorio es el hidruro de litio. Sin embargo, este compuesto es altamente higroscópico y debe ser protegido de la humedad atmosférica, para lo cual se lo mezcla con aceite. La densidad gravimétrica de la suspensión resultante, en términos de hidrógeno, es más de dos veces la del hidrógeno líquido y tiene la ventaja que se produce a temperatura y presión ambientes.

Sin perjuicio de las dificultades señaladas, recientemente hizo su viaje inaugural el primer transporte marítimo de hidrógeno líquido. Se trata del Suiso Frontier, el buque piloto del proyecto Cadena de Suministro de Energía de Hidrógeno (HESC), construido por Kawasaki Heavy Industries (KHI). Contiene un tanque aislado, con una doble pared entre las cuales se ha hecho el vacío, con una capacidad de 1.250 m^3.

Por las razones expuestas, se prefiere transformar el hidrógeno en amoníaco usando el antiguo proceso Haber Bosch. El amoniaco se licúa fácilmente y se puede mantener en estanques aislados a una temperatura de -33°C y presión atmosférica, adecuado para el transporte por carretera, tren o barco.

[71] Casi todos los gases se enfrían al expandirlos adiabáticamente a través de una válvula, mecanismo que se aprovecha en los ciclos de refrigeración. Pero el hidrógeno se calienta al expandirse adiabáticamente a temperatura ambiente. Para enfriar el hidrógeno gaseoso en la expansión para llevarlo a la licuación, su temperatura tiene que ser menor que su temperatura de inversión, que es 202 ºK (-95 ºC)
[72] Almacenamiento de hidrógeno por Clara Fernández-Bolaños

Si bien en la actualidad no existen barcos de transporte de amoniaco que puedan quemarlo en sus turbinas, algunos proyectos de navíos en curso de construcción se proponen utilizarlo como combustible en su motorización[73]. Alternativamente, hay en desarrollo pilas de combustible que operan con amoníaco y que devuelven el nitrógeno al aire como elemento, y no como óxido.

6.2 Transporte.

Los usos en el transporte han empleado el hidrógeno como un aditivo que sustituye parcialmente al Diesel o bien como combustible en una celda o pila de combustible asociado con baterías, motor eléctrico y usualmente freno regenerativo.

Como complemento del diesel, el uso de hidrógeno requiere ajustes al motor puesto que el uso de inyección directa y a alta presión del combustible en varios momentos de la compresión y expansión en el cilindro, se alteran por la presencia del hidrógeno. Hay ensayos de su uso en vehículos empleados en la minería.

Los tanques de hidrógeno presurizado de automóviles cargan de 6 a 7 kg de hidrógeno y tienen una autonomía cercana a los 600 km. El peso y duración del estanque de hidrógeno, así como el costo de la pila de combustible son factores que esta tecnología debe aún salvar. A lo anterior se une la escasa existencia de hidrogeneras en los países en los que estos vehículos se encuentran en venta.

Anglo American inauguró la primera hidrogenera en Chile el año 2021[74], para uso en una grúa horquilla. Esta misma compañía el año ha puesto en marcha en Sudáfrica el primer camión minero operado con hidrógeno, celda de combustible y baterías[75].

El Coradia iLint es el primer tren de pasajeros del mundo que funciona en servicio comercial con pilas de combustible e hidrógeno, convirtiéndose en una alternativa sostenible para líneas sin electrificar. Este tren, completamente libre de emisiones, es silencioso y solo emite vapor de agua. El Coradia iLint es único por su combinación de diferentes elementos innovadores: conversión de energía limpia, almacenamiento flexible de la energía, y gestión inteligente tanto de la potencia tractora como de la energía disponible. Diseñado específicamente para uso en líneas no electrificadas, permite operaciones ferroviarias limpias y sostenibles. El tren viaja a velocidades de entre 80 y 120 km/h, con una velocidad máxima de 140 km/h.

Chile no está ajeno al uso de hidrógeno verde en la tracción ferroviaria. El Ferrocarril Antofagasta a Bolivia (FCAB), que conecta el puerto chileno con Oruro en Bolivia y con su extensión hasta La Paz, adquirió la primera locomotora que funcionará con hidrógeno verde en Chile a una empresa china, con la misma capacidad de potencia y tracción que las actuales locomotoras diesel y se espera que esté operativa en el segundo semestre de 2024[76].

Por último, podemos mencionar el anuncio de la Compañía Airbus de poner en servicios en 2035 el primer avión propulsado por hidrógeno y dotado de pilas de combustible.

---

[73] https://www.maritimeeconomy.com/post-details.php?post_id=bmduaA==&post_name=Codelco%20and%20NYK%20Bulk%20Project%20move%20forward%20to%20launch%20ammonia%20fuel%20bulker&segment_name=Alternative%20Fuels , y, https://pherousa.no/

[74] https://chile.angloamerican.com/medios/press-releases/pr-2021/2021-08-23.aspx

[75] https://h2news.cl/2022/05/06/anglo-american-presento-en-sudafrica-prototipo-de-camion-minero-impulsado-por-hidrogeno-verde-capaz-de-transportar-290-toneladas/

[76] https://www.aminerals.cl/centro-de-informacion/2022/11/23/fcab-traera-a-chile-la-primera-locomotora-que-funcionara-con-hidrogeno-verde

6.3 Logística

En el tema de logística los avances hasta la fecha de emisión de este informe han sido escasos, probablemente en espera del desarrollo de los proyectos de gran escala. No se dispone de Información pública del desarrollo de redes de transporte de hidrógeno, adecuación o nuevos puertos, caminos de acceso a nuevas instalaciones, excepto iniciativas en Magallanes.

En Magallanes en forma adicional a los proyectos piloto de diferentes empresas, ENAP está trabajando en implementar una planificación para la habilitación, desarrollo y transformación de la logística existente, con un esquema de trabajo público-privado y el trabajo asociativo.

En el caso especial de puertos, ENAP está ofreciendo a todos los proyectos en la zona el acceso compartido a los puertos de ENAP: Cabo Negro, Gregorio y Clarencia, permitiendo la competencia entre los proyectos, pero también facilitando un acceso no discriminatorio, tanto para exportación de hidrógeno verde y sus productos asociados como para la llegada de aerogeneradores y otros elementos de construcción. La reconfiguración de instalaciones portuarias para incorporar a terceros, de acuerdo a los requerimientos y plazos de cada proyecto, permite no perder tiempo en esta competencia mundial por el desarrollo de la industria de hidrógeno verde a gran escala.

La apertura de la ampliación de los puertos de ENAP a terceros, permite agilizar los tiempos de construcción de los proyectos y disminución de costos, menores permisos al ser obras existentes y aprovechamiento de la vialidad existente para su ampliación. Esto permite de acuerdo a la ampliación de capacidad de cada puerto, por ejemplo, desarrollar en la zona parques eólicos del orden de 29 GW de potencia instalada. Como referencia la generación eléctrica en Magallanes es del orden de 0,1 GW, mayoritariamente fósil.

Esta iniciativa se inicia con la reconfiguración del Terminal Laredo, que ya ha recibido equipamiento de proyectos, viabiliza las etapas iniciales de construcción de los proyectos en desarrollo en la zona. Todo esto con inversiones menores a las usuales en construcción de puertos sin instalaciones previas.

6.4 Acero

Suecia y Finlandia son pioneras en la producción de acero sin utilizar combustibles fósiles. En efecto, una alianza entre LKAB (productor de hierro), Vattenfall (generador eléctrico) y SSAB (productor de acero) en Suecia, proyecta implementar 10 GW de electrólisis renovable con US$46.000 millones en inversión en 20 años.

LKAB ha desarrollado la tecnología HYBRIT que se utilizará para la producción de hierro esponja a gran escala libre de combustibles fósiles, en una primera instalación de demostración en Gällivare, Suecia. La Compañía LKAB se convertirá en uno de los mayores productores de hidrógeno de Europa, a través de un proyecto piloto de creación de la primera cadena de valor libre de fósiles del mundo para la industria del hierro y el acero, según su Director de Proyectos Estratégicos.

Para el almacenamiento del hidrógeno gaseoso han desarrollado la tecnología para el almacenamiento de gas en una caverna de roca revestida subterránea (LRC) cuyas paredes se recubren con una capa de sellado. Los LRC se han probado exhaustivamente con gas natural, pero la instalación piloto de LKAB en Luleå es la primera en el mundo en probar la tecnología con llenado y vaciado repetido de hidrógeno gaseoso.

El tamaño de la instalación piloto es de 100m^3, pero en una etapa posterior será necesario mantener de 100.000 a 120.000m^3 de hidrógeno gaseoso presurizado a 250 bares en un almacenamiento a gran escala. Esto significa que podrá almacenar hasta 100 GWh de electricidad en forma de hidrógeno gaseoso, suficiente para abastecer una fábrica de hierro esponja de tamaño completo durante unos tres o cuatro días.

Otro gigante, la internacional india Tata Steel, convertirá sus instalaciones siderúrgicas de carbón a hidrógeno utilizando tecnología DRI, en la que el mineral de hierro se reduce directamente usando gas natural y cantidades progresivamente crecientes de hidrógeno y, posteriormente, fundidas y refinadas en grandes y eficientes hornos de fundición eléctricos rectangulares.

Debido al uso de electricidad verde e hidrógeno verde, las emisiones de CO_2 asociadas con la producción de acero son considerablemente más bajas en comparación con el acero procedente de las rutas de proceso de los altos hornos. La chatarra también se puede reciclar en el nuevo proceso, lo que significa una circularidad aún mayor (Reporte sostenible, nov. 2022)

Nada impide a las acerías chilenas, como Aceros Chile, Gerdau Aza y CAP, repetir el sistema convirtiéndose así en consumidores locales de hidrógeno.

6.5 Industria química

Los usos principales del hidrógeno en la industria química están en la:

- refinación de petróleo,
- producción de metanol,
- electrónica,
- producción de amonio,
- producción y fabricación de metales,
- procesamiento de alimentos, y
- cosmética.

Producción de vidrios planos

Los vidrios planos son fabricados descargando vidrio fundido sobre zinc fundido. Para asegurar la ausencia de oxígeno que pueda oxidar el zinc, se lo protege con una atmósfera de nitrógeno e hidrógeno.

Refinación de petróleo

El mayor consumidor de hidrógeno en Chile es ENAP que lo emplea en su proceso de hydrocracking y en la desulfuración de los combustibles que produce. El hydrockraking conduce a productos más livianos como gasolinas y kerosene a partir de productos más pesados. La desulfuración es una exigencia de la autoridad ambiental.

ENAP podría ser un importante consumidor de hidrógeno para apoyar la producción local, Sin embargo, la empresa tiene un ventajoso contrato a largo plazo con Linde y es difícil lograr que adopte el hidrógeno verde.

En Chile todo el hidrógeno que se produce es hidrógeno gris y se utiliza en procesos industriales (ENAP en la Región Biobío y en Vidrios Lirquén), con un mercado nacional de 59.000 ton/año [77].

Producción de alimentos

El hidrógeno se emplea en la producción de alimentos para hidrogenar grasas insaturadas. Gracias a la adición de hidrógeno, se rompe el doble enlace de los ácidos grasos insaturados que se convierten así en ácidos grasos saturados.

El propósito de la hidrogenación es aumentar el punto de fusión del producto final, transformando los aceites en grasas para incrementar la estabilidad oxidativa del producto final, eliminando los responsables del deterioro del producto por oxidación.

Hay que tener en cuenta que las grasas saturadas obtenidas por hidrogenación son también ricas en grasas con isomería trans y deben ser evitadas porque conducen al aumento del colesterol en la sangre, con los consecuentes problemas cardíacos.

Producción de amoníaco

La producción de amoníaco a partir de hidrógeno verde es el uso del hidrógeno de mayor interés. Como se ha señalado, el amoniaco puede ser utilizado de varias maneras: como portador de hidrógeno, como combustible para una pila de combustible, como combustible de turbina de generación eléctrica (tecnologías en desarrollo), entre otros. Actualmente, su uso principal es doble: por una parte como fertilizante, bajo la forma de nitrato de amonio y por otra como explosivo, bajo la forma de ANFO[78] en la que se lo mezcla con fuel oil. En atención a que es el derivado del hidrógeno verde más utilizado, ampliaremos su presentación.

Las componentes de una planta de producción de amoniaco anhidro son los siguientes:

- Campo eólico.
- Planta desaladora de agua de mar y planta desmineralizadora (Cl < 1mgr/L).
- Planta de hidrógeno a base de electrólisis de agua.
- Planta de nitrógeno a base de destilación de aire líquido.
- Planta de amoniaco, proceso Haber Bosch.
- Sistema de almacenamiento y embarque de amoniaco.

[77] Por: Javier Ochoa13 de Noviembre 2020; Diario Concepción
[78] ANFO: Amonium Nitrate & Fuel Oil

- Sistema de respaldo eléctrico a base de turbinas a GNC.
- Servicios de apoyo a la producción, agua, aire e infraestructura.

Algunos requerimientos materiales claves para la producción de amoníaco anhidro son:

- 10 m^3 de H_2O para producir 1 ton de hidrógeno,
- 54 a 59 MWh en el electrolizador para producir 1 ton de hidrógeno,
- 0,82 MWh/ton de NH_3 para operar el reactor Haber Bosch.

No están incluidas la energía requerida por los compresores de hidrógeno y nitrógeno del reactor Haber Bosch, como tampoco la energía requerida por la planta de agua o la planta de aire líquido para el Nitrógeno.

La Figura 9 siguiente representa el esquema de flujo de una planta de producción de amoníaco a base de energía eólica.

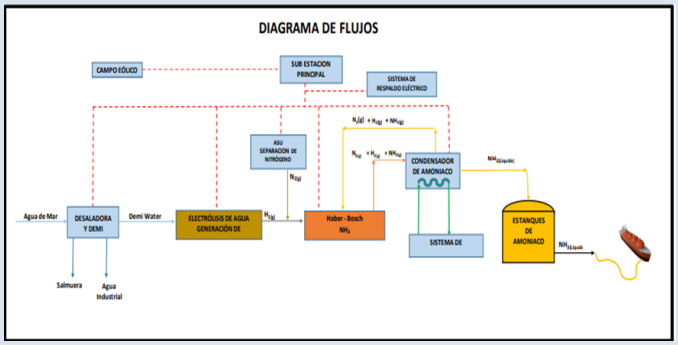

Figura 9. Diagrama de flujo planta amoníaco

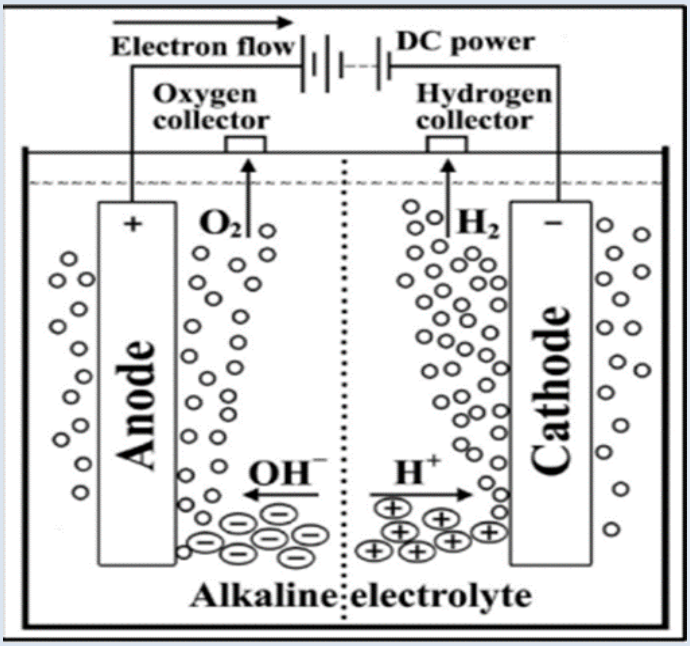

Figura 10. Proceso electrólisis

El reactor Haber Bosch opera a una presión aproximada de 400 bares y temperatura entre 400 y 450°C. Tiene una baja eficiencia de conversión por lo que la mezcla de hidrógeno y nitrógeno debe ser recirculada a través del reactor para lograr la conversión total.

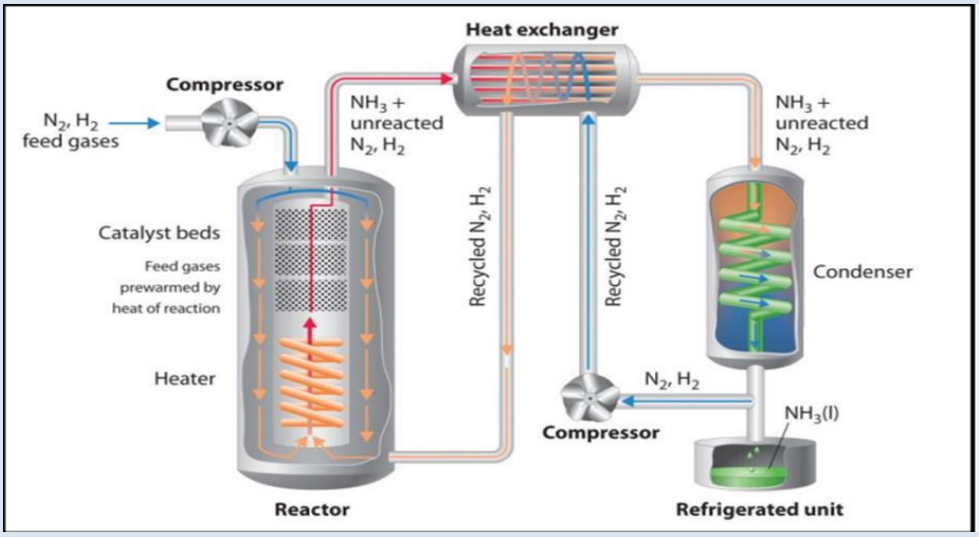

Figura 11. Reactor Haber Bosch

El amoníaco producido se separa de la mezcla de hidrógeno y nitrógeno condensándolo a -30°C (dependiendo de la presión de operación). Almacenado en un estanque refrigerado a presión cercana a la atmosférica, puede ser embarcado y transportado a ultramar. Desde el condensador en adelante, el proceso es muy similar al del gas licuado (propano).

Energía

Numerosas ciudades en el mundo inyectan hidrógeno en su red de distribución de gas natural para uso doméstico.

Las concentraciones que se pueden emplear están limitadas por la necesidad de mantener las condiciones de combustión en los artefactos del usuario[79], así como por la capacidad del hidrógeno de fragilizar el acero. Este pernicioso fenómeno hace que "las tuberías de acero y los compresores para la red de transporte, en general, pueden tolerar una concentración de hidrógeno del 5% sin mayores modificaciones. Para el caso de las tuberías, es posible tolerar hasta un 100% de concentración según estudios que han sido positivos, pero se deberían realizar modificaciones intermedias, lo que conlleva una inversión mayor para el reacondicionamiento. Para el caso del compresor, solo es posible llegar hasta un 5% de concentración, hasta un 10% con modificaciones intermedias, pero para llegar al 100% se deberán hacer mayores investigaciones. Sólo la protección catódica y el almacenamiento en cavernas pueden soportar sin muchas modificaciones el 100% de hidrógeno" [80].

[79] medida por el índice de Wobbe
[80] Inyección de hidrógeno en redes de gas natural, p.28 GIZ, agosto 2021

6.6 Minería.

Aplicación de hidrógeno verde a la producción de cobre[81]

A semejanza de la producción de hierro sin combustibles fósiles, la Universidad de Concepción está desarrollando un proceso de reducción de concentrados de cobre y hierro con el uso de hidrógeno verde. El proceso está patentado y tiene indudables ventajas ambientales, si bien su economía es aún dependiente de la producción de hidrógeno verde a bajo precio.

En Chile cerca de un tercio de los concentrados se procesan localmente en fundiciones y refinerías, las que enfrentan crecientes exigencias ambientales. Al 2030 los concentrados de cobre representarán un 88% del total producido en Chile y según Cochilco se aumentará la exportación de concentrados desde los 9,3 millones de toneladas actuales a 16,6 millones de toneladas. Por su parte, las mineras que exportan los concentrados de cobre para fundir en el extranjero enfrentan amenazas comerciales debido al arsénico y otros contaminantes, junto a crecientes exigencias ambientales del transporte marítimo y presión de los mercados y sociedad por la huella de carbono.

El nuevo proceso desarrollado por UDEC es una tecnología disruptiva de oxidación-reducción que opera en fase sólido/gas a 800-850°C en reactores cerrados, evitando el manejo de fases fundidas. El proceso logra un aprovechamiento completo del concentrado, generando otros productos comerciales como magnetita o hierro metálico, sal de molibdeno y concentrado de sílice, sin generación de escorias. Consume un 50% menos de energía que un proceso convencional y usa hidrógeno verde en la etapa de reducción, logrando una huella de carbono nula y un crédito por generación de excedente de energía limpia.

La primera etapa es una tostación oxidante del concentrado fuertemente exotérmica que genera vapor a alta presión, lo que permite recuperar más del 70% de la energía térmica del proceso. La calcina oxidada se reduce controladamente con H_2(g) El producto posterior a la reducción se procesa para concentrar magnéticamente el Fe_3O_4, flotar la ganga, recuperar el Cu metálico y los metales nobles, separando la sílice como un concentrado de sílice, que es un subproducto comercial.

Las grandes ventajas del proceso estriban en que captura más del 99% de SO_2 y del As, recupera más del 98,5% del cobre y del 80% del molibdeno. Además, genera productos comerciales de hierro y sílice, no produce escorias, tiene un excedente de energía limpia, virtualmente no consume agua y mejora la seguridad de los trabajadores.

[81] Presentación del proceso hecha por el Dr. Roberto Parra de la UDEC al Instituto de Ingenieros en septiembre de 2022

7. POLÍTICAS PÚBLICAS

7.1 Diagnóstico

Las políticas públicas para el desarrollo de hidrógeno verde energía y energías renovables se inician principalmente de la Política Energética Nacional y de la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde.

La Política Nacional de Energía desde su creación en el año 2015 y en su última versión de 2022: Transición Energética de Chile, plantean una política de Estado, aplicada por distintos gobiernos, para lograr la carbono neutralidad al año 2050. Esta política se ha desarrollado con una amplia participación ciudadana en todas sus etapas de desarrollo, como también en la Política Energética de Largo Plazo, Plan Nacional de Eficiencia Energética, Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde y Plan de Acción de Hidrógeno Verde.

Las acciones claves para lograr la meta de carbono neutralidad son: eficiencia energética, energías renovables, electromovilidad e hidrógeno, todas reuniendo a Gobierno, academia, empresas públicas y privadas, comunidades y sociedad civil para avanzar en forma rápida en esta meta. Adicionalmente, en forma consistente con las políticas públicas se han desarrollado acciones y reglamentos sectoriales para avanzar en las metas de la estrategia de hidrógeno.

Esta continuidad de la política pública atrae la atención de empresas del sector hidrógeno verde y energías renovables para invertir en el país como también de instituciones financieras.

También es destacable el seguimiento de la Estrategia y su adaptación a las nuevas condiciones para el desarrollo el Plan de acción adecuándolo a las cambiantes condiciones del mercado nacional e internacional.

Se debe fomentar fuertemente una política industrial, con la misión de reducciones de GEI, creación de empleos de calidad, independencia energética y tecnológica, desarrollo regional, contribución al PIB nacional.

Si bien, actualmente, se cuenta con la elaboración incipiente o parcial de la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde, en su propuesta aún es difícil observar la mención a una política industrial, que permita acompañar al desarrollo de esta nueva industria. Por ello es relevante pensar en factores asociados a una política industrial, que puedan dar cuenta de criterios y acciones relacionadas con: empleo, localizaciones ideales y potenciales usos, desarrollo económico productivo directo (hidrógeno verde, oferta y demanda), e indirecto en otras áreas, como: construcción, certificación, polos de desarrollo, compromisos, etc.

Solamente CORFO en su política de un nuevo modelo de desarrollo más equitativo, territorialmente equilibrado y sostenible, incluye objetivos de productividad, innovación, crecimiento económico, objetivos de desarrollo sostenibles y transición verde, entre otros, indica una política industrial de desarrollo del hidrógeno verde.

Asimismo, CORFO espera tener operando al año 2024 programas financieros para hidrógeno verde con el objeto de disminuir costos y mitigar riesgos financieros, enfocados en producción, demanda y partes y piezas de hidrógeno verde, para primeras etapas y posterior escalamiento.

Por otra parte, falta enfatizar, como por ejemplo se hace en otros países, políticas públicas explícitas de fomento a la demanda interna, patentes, desarrollo de aplicaciones de uso final.

Se debe avanzar en formación de capital humano, incluyendo infraestructura de formación de capacidades y laboratorios de certificación, más allá de las actividades puntuales realizadas en algunas zonas del país, para preparar técnicos en la materia. En nuestro país el mayor desarrollo de hidrógeno verde debe venir de las áreas térmicas y de transporte.

7.2 Propuestas

A continuación, se nombran áreas específicas que deben ser consideradas en el desarrollo de esta industria, que si bien para efectos de este documento las hemos llamado propuestas, son en realidad el resumen de los puntos abordados en este documento que, a juicio de esta Comisión, deberán ser tratados por los distintos actores, con el objeto de asegurar un desarrollo: económico, alcanzable, amigable, sostenible y sustentable en el tiempo, en el marco de la generación de hidrógeno verde, así como también los procesos asociados a ello (transporte, almacenamiento, uso, etc.):

- Desarrollo de políticas de formación de capital humano en educación media, técnica y universitaria, para preparar profesionales en la materia en todas las áreas de la energía e industria.
- Políticas para generar demanda de hidrógeno en los sectores transporte, industria manufactura y minería, procesos industriales y nuevas aplicaciones de uso final.
- Política integral de transporte renovable que incluya electromovilidad y transporte de con hidrógeno en todas las etapas necesarias incluyendo ferrocarriles, barcos y camiones de la minería.
- Política para apoyar el desarrollo de la industria de hidrógeno a nivel local.
- Política de certificación de hidrógeno verde en todas sus componentes y no solamente certificaciones aisladas.
- Política de infraestructura compartida para aprovechar todas las instalaciones existentes y minimizar los impactos ambientales y a las comunidades.
- Política industrial, con las definiciones sobre potenciales locaciones, vínculos indirectos con la comunidad y desarrollo local, entre otros, así como también los respectivos incentivos al desarrollo de la industria.

8. CONCLUSIONES

El estado actual del desarrollo de la industria de hidrógeno verde en Chile y el mundo, presenta una situación pocas veces vista, dada por un escenario donde gran número de países se encuentra en una competencia por su desarrollo, lo que permite a nuestro país competir en igualdad de condiciones técnicas, pero acompañado de ventajas comparativas por sus condiciones, climáticas y geográficas, siendo ello una oportunidad de desarrollo.

Esto pone un sentido de urgencia en la consolidación de la estrategia de desarrollo, sumada a la concreción de los potenciales proyectos, empujando a otros sectores en esta urgencia para contar con personal, infraestructura, logística e institucionalidad adecuada; junto con lo necesario en términos de políticas públicas, regulación y servicios.

Lo anterior nos lleva a plantear acciones y recomendaciones en términos de:

- Contar oportunamente con una institucionalidad capaz de avanzar al ritmo en que se desarrollan las nuevas tecnologías, los mercados y los modelos de negocio, en concordancia con apuntar a aprovechar las oportunidades o ventajas comparativas y competitivas que tiene Chile por su geografía y recursos naturales. Lo que implica por sobre de una política nacional.
- Al momento de pensar en los usos y costos, asociados al hidrógeno verde, es importante tomar en consideración que la potencial oferta disponible de energía renovables multiplica por varias veces la oferta actual de hidrógeno fósil, situación que, sumada a una disminución progresiva y sostenida en el tiempo de los costos de la tecnología, permite proyectar una oferta energética verde a menor precio y mayor disponibilidad.
- Las condiciones naturales de Chile generan ventajas competitivas enormes, en particular por el desarrollo de energía solar y eólica, de bajo costo que permite tener bajos costos en la producción de hidrógeno verde para consumo nacional o exportación. Estos recursos se concentran, principalmente en la zona norte (solar) y en Magallanes (eólica), mientras que en el resto del país están presentes, pero no con la generosidad de las anteriormente mencionadas.
- En función de las condiciones de nuestro país, sumado al potencial desarrollo de la industria en su totalidad (producción, demanda, mercados, proveedores, clientes intermedios y finales, entre otros), es posible identificar claramente tres áreas de desarrollo, correspondientes a:
  - Exportación de hidrógeno verde y sus productos asociados,
  - Acelerar la descarbonización la matriz energética del país con producción y demanda local,
  - Formar, capacitar y reconvertir técnicos y profesionales para exportar tecnología y conocimiento.

Finalmente, el desarrollo de una industria como ésta, presenta un gran potencial de impacto para nuestro país, lo que se verá reflejado en desafíos propios y de terceros, afectando áreas como servicios asociados a la industria, a las personas encargadas de proveerlos y finalmente las instituciones. Esto impactará directamente en el desarrollo de capital humano y tecnología a escala nacional, con potencial exportador de estas capacidades (Know How propio).

INSTITUTO DE INGENIEROS DE CHILE
EMPRESAS SOCIAS

AGUAS ANDINAS S.A.
ALSTOM CHILE S.A.
ANGLO AMERICAN CHILE LTDA.
ANTOFAGASTA MINERALS S.A.
ASOCIACIÓN DE CANALISTAS SOCIEDAD DEL CANAL DE MAIPO
BESALCO S.A.
CIA. DE PETROLEOS DE CHILE COPEC S.A.
COLBÚN S.A.
CyD INGENIERÍA LTDA.
EMPRESA CONSTRUCTORA BELFI S.A.
GUZMÁN Y LARRAÍN VIVIENDAS ECONÓMICAS SPA.
EMPRESA CONSTRUCTORA PRECON S.A.
EMPRESA NACIONAL DE TELECOMUNICACIONES S.A.
EMPRESAS CMPC S.A.
ENAEX S.A.
ENEL GENERACIÓN CHILE S.A.
INGENIERÍA Y CONSTRUCCIÓN SIGDO KOPPERS S.A.
SOCIEDAD QUIMICA Y MINERA DE CHILE S.A.

EMPRESAS DE INGENIERÍA
COLABORADORAS

ACTIC CONSULTORES LTDA.
ARCADIS CHILE S.A.
IEC INGENIERÍA S.A.
JRI INGENIERÍA S.A.
LEN Y ASOCIADOS INGENIEROS CONSULTORES LTDA.
SYNEX CONSULTORES LTDA.
ZAÑARTU INGENIEROS CONSULTORES LTDA.