



Cuantificación del encadenamiento laboral para el desarrollo del hidrógeno en Chile bajo un escenario de exportación

Reporte Final

12 Marzo 2021



Edición:

Deutsche Gesellschaft für
Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Friedrich-Ebert-Allee 40
53113 Bonn • Alemania

Dag-Hammarskjöld-Weg 1-5
65760 Eschborn • Alemania

Nombre del proyecto:

Descarbonización del Sector Energía en Chile

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

Responsable

Rainer Schröer

En coordinación:

Ministerio de Energía de Chile
Alameda 1449, Pisos 13 y 14, Edificio Santiago Downtown II
Santiago de Chile
T +56 22 367 3000
I www.minenergia.cl

Registro de Propiedad Intelectual Inscripción, ISBN: 978-956-8066-30-7. Primera edición digital: marzo 2021

Título: Cuantificación del encadenamiento laboral para el desarrollo del hidrógeno en Chile bajo un escenario de exportación
Autor(es): GIZ, HINICIO Chile
Revisión y modificación: Rodrigo Vásquez Torres, Pablo Tello Guerra
Edición Pablo Tello Guerra.
Santiago de Chile, 2021.
44 páginas
Energía – Hidrógeno verde – Empleos – Exportación

**Aclaración:**

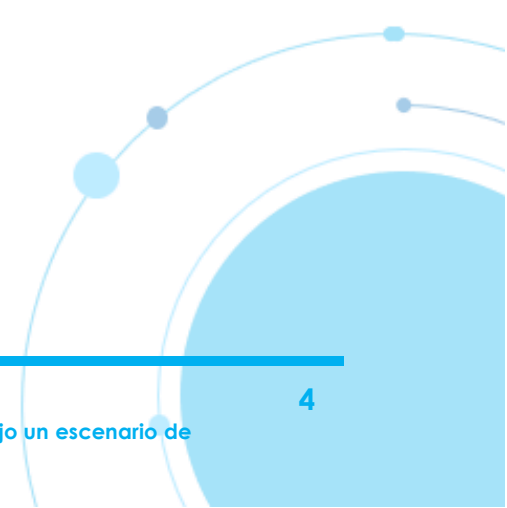
Esta publicación ha sido preparada por encargo del proyecto "Descarbonización del Sector Energía en Chile" implementado por el Ministerio de Energía y Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH en el marco de la cooperación intergubernamental entre Chile y Alemania. El proyecto se financia a través de la Iniciativa internacional sobre el clima (IKI) del Ministerio Federal de Medio Ambiente, Protección de la Naturaleza y Seguridad Nuclear de Alemania - BMU. Sin perjuicio de ello, las conclusiones y opiniones de los autores no necesariamente reflejan la posición del Gobierno de Chile o de GIZ. Además, cualquier referencia a una empresa, producto, marca, fabricante u otro similar en ningún caso constituye una recomendación por parte del Gobierno de Chile o de GIZ.

Santiago de Chile, 12 de marzo de 2021

Contenidos

Contenidos.....	3
Lista de Tablas	5
Lista de Figuras	6
Listado de Abreviaciones	7
1. Resumen Ejecutivo.....	8
Escenarios de Exportación y Recarga de Buques.....	8
Creación de empleo	8
2. Introducción.....	11
2.1. Antecedentes del estudio.....	11
2.2. Objetivo general	11
2.3. Objetivo específico.....	12
3. Escenarios de exportación	13
3.1. Metodología para la elaboración de los escenarios.....	13
3.1.1. Escenario “Estrategia Nacional de H2 ”	13
3.1.2. Escenario “Exportación”	14
3.1.3. Escenario “Recarga de Buques”	15
3.2. Caracterización de la demanda de H2	16
3.3. Caracterización de las aplicaciones.....	18
3.3.1. Capacidad instalada de energías renovables	19
3.3.2. Capacidad instalada de electrólisis	20
3.3.3. Longitud de tuberías para transporte de H2	21
3.3.4. Capacidad de producción de planta, almacenamiento de los portadores e infraestructura de licuefacción de hidrógeno.	22
3.3.5. Resumen de proyecciones.....	23
4. Estimación del empleo bruto en la industria de exportación de hidrógeno verde y sus derivados	25
4.1. Metodología.....	25
4.2. Factores de empleabilidad directos e indirectos	26
4.2.1. Producción de electricidad renovable	26
4.2.2. Producción de hidrógeno verde mediante electrólisis.....	27
4.2.3. Producción de químicos mediante hidrógeno.....	28
4.2.4. Puertos de licuefacción	29

4.2.5.	Transporte y almacenamiento de hidrógeno gaseoso	29
4.2.6.	Factores de disminución por automatización.....	29
4.3.	Empleos directos e indirectos generados.....	30
4.3.1.	Estimación del total de empleos directos e indirectos que se podrían generar bajo el Escenario de Exportación.....	30
4.3.2.	Estimación del total de empleos directos e indirectos que se podrían generar bajo el Escenario de Recarga de Buques.....	33
4.3.3.	Comparación del escenario de Exportación y Exportación + Recarga de buses con el de la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde	35
5.	Conclusiones.....	37
6.	Bibliografía	38
7.	Anexo I: Información y fuentes factores de empleabilidad de exportación.....	44



Lista de Tablas

Tabla 1. Relación estequiométrica entre hidrógeno verde y sus portadores	13
Tabla 2. Estimaciones de tamaño de mercado de exportación de hidrógeno según la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde.....	14
Tabla 3. Precios promedio en puertos de destino para portadores exportados desde Chile.....	14
Tabla 4. Supuestos para cálculo de capacidad instalada de energía renovable.....	19
Tabla 5. Supuestos para cálculo de capacidad instalada de electrólisis.....	20
Tabla 6. Supuestos para cálculo de tuberías para transporte de H2	21
Tabla 7. Resumen de proyecciones para el escenario "Exportación"	23
Tabla 8. Resumen de proyecciones para el escenario "Recarga de Buques"	23
Tabla 9. Resumen de proyecciones para el escenario "Estrategia Nacional de H2 " ...	24
Tabla 10 Factores de empleabilidad para generación con plantas eólicas. Basado en una planta de 50 MW	26
Tabla 11 Factores de empleabilidad para generación con plantas solares. Basado en una planta de 50 MW	27
Tabla 12 Factores de empleabilidad directos para producción de hidrógeno verde ..	27
Tabla 13 Factores de empleabilidad para Amoniaco. Basado en una planta con una producción de entre 450 a 900 kton NH ₃ /año, equivalente a un EZ entre 1 y 2 GW.....	28
Tabla 14 Factores de empleabilidad para Metanol. Basada en una planta con una producción de entre 640 a 3.000 kton MeOH/año, equivalente a un EZ entre 1 y 5 GW.	28
Tabla 15 Factores de empleabilidad para combustibles sintéticos. Basada en una planta con una producción de 630.000 m ³ /año.	28
Tabla 16 Factores de empleabilidad para Puertos de licuefacción. Basada en una planta con una producción de 20.000 ton GNL/año.	29
Tabla 17 Factores de empleabilidad para el trnasporte de hidrógeno	29
Tabla 18 Factores de empleabilidad para almacenamiento de hidrógeno	29
Tabla 19 Factores de disminución de factores de empleabilidad [37].....	29
Tabla 20. Estimación del total de empleos generados en Chile por el desarrollo de una industria de exportación de hidrógeno verde en 2030, 2040 y 2050	31
Tabla 21. Estimación del total de empleos generados en Chile por el desarrollo de una industria de recarga de buques en base a hidrógeno verde en 2030, 2040 y 2050.....	33

Lista de Figuras

Figura 1. Proyecciones 2030-2050 de demanda de hidrógeno para los escenarios de estudio.....	17
Figura 2. Proyecciones 2030-2050 de participación de los diferentes portadores para cada escenario de estudio.....	18
Figura 3 Cadena de valor de exportación de hidrógeno y activos cuantificados como parte del análisis.	19
Figura 4. Proyección de capacidad instalada acumulada de energía renovable para los escenarios de estudio.....	20
Figura 5. Proyección de capacidad instalada acumulada de electrólisis para los escenarios de estudio.....	21
Figura 6. Proyección de longitud de tuberías para transporte de H2 en los escenarios de estudio.....	22
Figura 7. Estimación del total de empleos generados por segmento en Chile por el desarrollo de una industria de exportación de hidrógeno verde en 2030, 2040 y 2050	31
Figura 8. Estimación del total de empleos generados por rubro en Chile por el desarrollo de una industria de exportación de hidrógeno verde en 2030, 2040 y 2050.....	32
Figura 9. Estimación del total de empleos generados por segmento en Chile por el desarrollo de una industria de recarga de buques con derivados de hidrógeno verde en 2030, 2040 y 2050.....	34
Figura 10. Estimación del total de empleos generados por rubro en Chile por el desarrollo de una industria de recarga de buques con derivados de hidrógeno verde en 2030, 2040 y 2050.....	35
Figura 11. Comparación del total de empleos generados en Chile de los diferentes escenario en 2030, 2040 y 2050	36

Listado de Abreviaciones

CORFO	Corporación de Fomento de la Producción
e-fuel	Combustible sintético
ERNC	Energías Renovables no Convencionales
Ez	Electrolizador
EU	Unión Europea
FCHJU	Fuel Cell and Hydrogen Joint Undertaking
FTE	Equivalente de tiempo completo. FTE=1 significa un trabajador contratado en jornada completa durante 1 año.
FV	Fotovoltaico
GIZ	Sociedad Alemana para la Cooperación Internacional
GNL	Gas Natural Licuado
kton	Kilo toneladas
LH₂	Hidrógeno líquido
MeOH	Metanol
MUSD	Millón de dólares
NDC	Contribuciones nacionales determinadas
NH₃	Amoniaco verde
O&M	Operación y Mantenimiento
OCDE	Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico

1. Resumen Ejecutivo

Actualmente el mercado del hidrógeno experimenta un crecimiento exponencial a nivel internacional. Asimismo, Chile se posiciona como el lugar más atractivo para desarrollar proyectos de energías renovables por sobre 103 países según el Ranking Climatescope 2020 realizado por Bloomberg [1]. Ambos hechos evidencian el vasto potencial que posee Chile de liderar la industria de dicho energético no tan solo a nivel local, si no que también, a nivel mundial.

El Gobierno de Chile no se queda atrás. En noviembre del año pasado publicó la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde, donde se exponen los lineamientos del plan de acción para potenciar el hidrógeno verde como energético y así descarbonizar distintas actividades en el país. El plan se compone de tres etapas, siendo la primera el desarrollo del hidrógeno verde a nivel doméstico, la segunda, el levantamiento de una industria de exportación de amoníaco verde y la tercera, participar del mercado global y diversificar la exportación mediante combustibles sintéticos [2].

Es por esto que la Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH en conjunto con el Ministerio de Energía, solicitaron a HINICIO desarrollar un nuevo escenario al expuesto en el reporte “Cuantificación del encadenamiento industrial y laboral para el desarrollo del hidrógeno en Chile” [3] y cuantificar además la creación de empleos relacionados al desarrollo de una industria de exportación de hidrógeno para el país.

Escenarios de Exportación y Recarga de Buques

Para el presente estudio se consideraron los siguientes 3 escenarios de demanda de hidrógeno, los cuales se detallan en el capítulo 3:

- Escenario “Exportación”: demanda moderada basada en proyectos anunciados y el documento “Conditions and Opportunities of Green Hydrogen Trade” [4]
- Escenario “Recarga de Buques”: Escenario de demanda de hidrógeno y derivados como combustible marítimo libre de CO₂.
- Escenario “Estrategia Nacional de H₂ ”: De alta demanda de exportación, basado en la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde [2].

Los 4 portadores de hidrógeno analizados para su transporte marítimo fueron: Hidrógeno líquido, Amoníaco verde, Metanol verde y Combustible sintético.

Creación de empleo

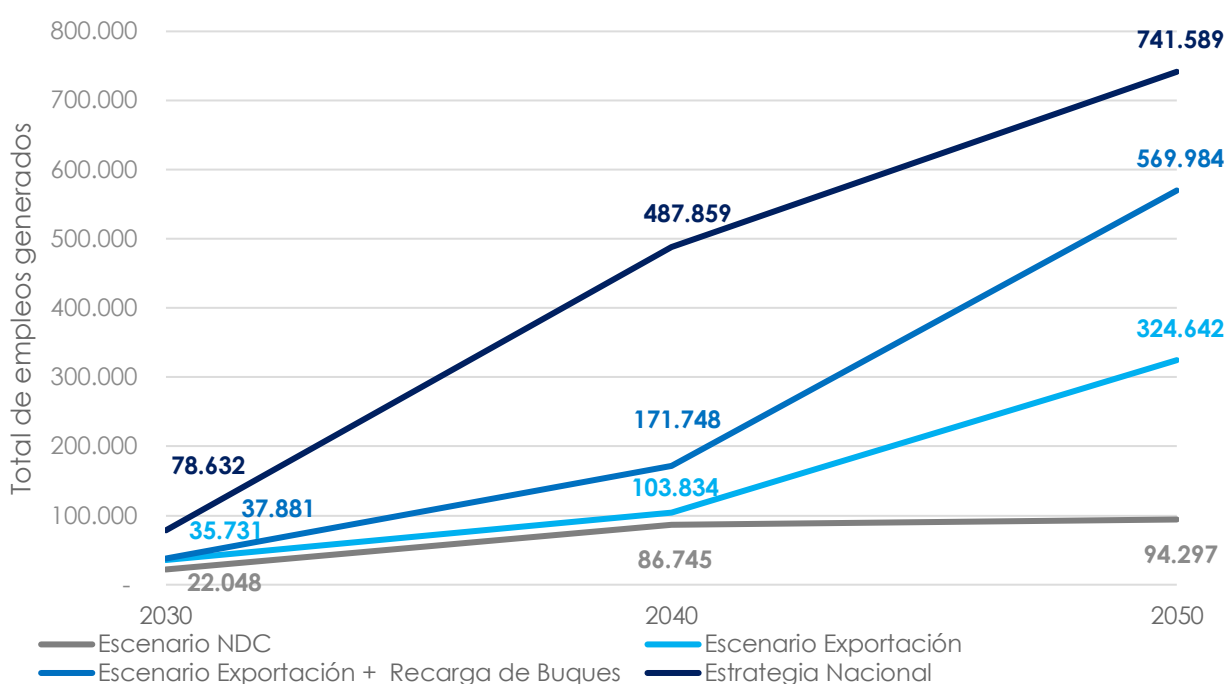
Para estimar la creación del empleo bruto asociado a la industria de exportación de hidrógeno verde se trabajó con una metodología basada en una búsqueda bibliográfica y cálculos de factores de empleabilidad. Se dividió la cadena de valor en 5 segmentos: generación eléctrica, producción de hidrógeno, producción de químicos, transporte y puerto de exportación, y para cada segmento se consideraron

4 rubros de trabajo: directo en construcción, directo en O&M, Otros servicios e indirecto. Luego, a cada fuente de información se le asignó un grado de confiabilidad: alto, medio o bajo, considerando solo fuentes de información con un grado de confiabilidad alto para el cálculo de los factores.

La estimación de empleos directos e indirectos generados consideró la combinación de las cifras proyectadas del tamaño de la industria para cada escenario, los factores de empleabilidad mencionados y factores de disminución por automatización y reducción del empleo en un porcentaje determinado por año.

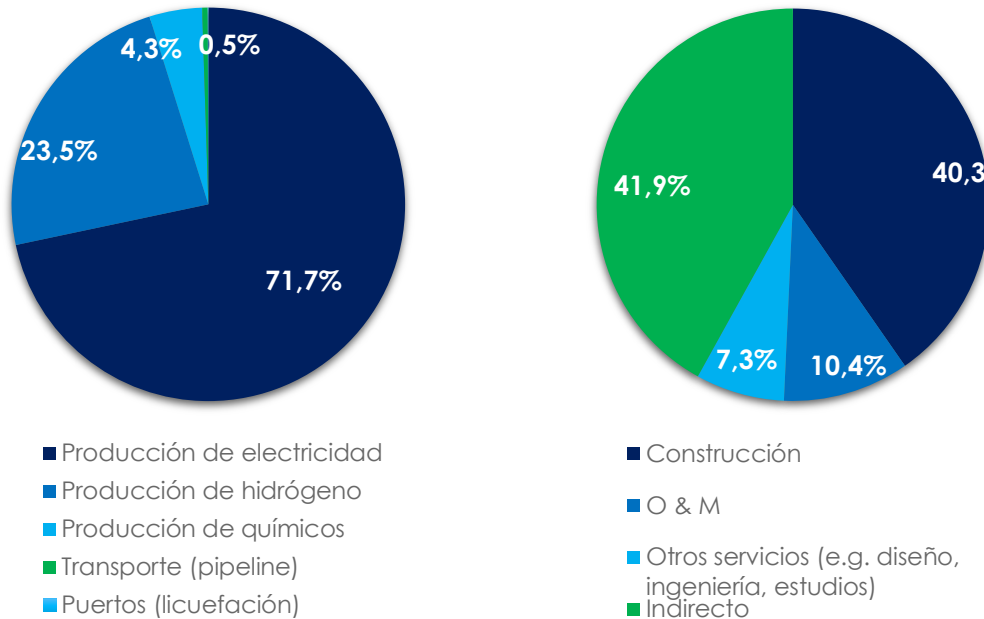
Los resultados obtenidos indican que:

- El desarrollo de una industria de **exportación de hidrógeno y sus derivados** en el escenario de exportación analizado tiene el potencial de generar como mínimo **36 mil, 104 mil, 325 mil empleos al 2030, 2040 y 2050, respectivamente.**
- Bajo el escenario evaluado de desarrollo de un **mercado para la recarga de buques**, se podrían generar por si solo **2.150, 68 mil y 245 mil empleos al año 2030, 2040 y 2050, respectivamente.**
- Considerando los escenarios de **Exportación + Recarga de Buques**, los resultados indican un potencial de generar **38 mil, 172 mil y 570 mil empleos al año 2030, 2040 y 2050, respectivamente.**



Comparación del total de empleos generados en Chile de los diferentes escenarios en los años 2030, 2040 y 2050

- Si se compara el Escenario de carbono neutralidad de las NDC con el Escenario de Exportación, se deriva que expandir la orientación de la industria del hidrógeno desde una producción doméstica hacia un **mercado internacional tiene el potencial de aumentar a más del triple la creación total de empleos al año 2050.**



Distribución de empleos por segmento (derecha) y rubro (izquierda) del Escenario de Exportación + Recarga de Buques, valor promedio 2030, 2040 y 2050

- La distribución de empleos por segmento indica que la generación eléctrica y producción de hidrógeno son las etapas de la cadena de valor que poseen la mayor incidencia en la creación de nuevos empleos. **Ambos segmentos son el origen de aproximadamente el 95% del total de empleos para los escenarios de Exportación y de Recarga de Buques.**
- Al analizar los empleos según rubro, se observa que hay **14 mil, 42 mil, 128 mil empleos al 2030, 2040 y 2050, respectivamente, que serán de corta duración.** Dicha cantidad es similar a los empleos indirectos, los cuales provienen principalmente del área de las materias primeras, servicios jurídicos, financieros, entre otros.

2. Introducción

2.1. Antecedentes del estudio

En el marco del proyecto “Descarbonización del Sector Energía en Chile” del programa Energías Renovable y Eficiencia Energética, la Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH apoya el Ministerio de Energía en el desarrollo de actividades a contribuir el cumplimiento de las metas de Chile para la protección del clima a través de una transición energética sostenible.

Chile en los últimos años ha experimentado un crecimiento exponencial de proyectos de energías renovables no convencionales (ERNC), el cual se proyecta continúe durante las próximas décadas. Asimismo, a mediados del año 2019 comenzó el plan de descarbonización de la matriz energética. Eso último plantea la necesidad de explorar nuevas tecnologías que permitan desplazar las tecnologías de generación a combustibles fósiles y disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero.

Por todas estas razones, se solicitó evaluar el tamaño del ecosistema (empresas y empleos) que potenciaría la industria del hidrógeno verde, usando como escenario base el asociado a la contribución según las NDC y como resultado de ello se elaboró el estudio **“Cuantificación del encadenamiento industrial y laboral para el desarrollo del hidrógeno en Chile”**¹ [3]. Dicha investigación se publicó el día 22 de octubre de 2020 y analizó los efectos en empleabilidad debido al desarrollo de proyectos de hidrógeno verde basado en los compromisos asumidos para cumplir con la carbono neutralidad. Dentro de este contexto se realiza este **segundo estudio, que presenta un nuevo escenario considerando aquellos proyectos de exportación que el país espera desarrollar.**

La presente investigación analiza el potencial de creación de empleo bajo tres escenarios: 1) exportación de hidrógeno y sus derivados químicos, específicamente de amoníaco, metanol y combustibles sintéticos, 2) Recarga de buques de exportación con los mismos derivados químicos como combustibles, 3) Estrategia Nacional de Hidrógeno verde de alta demanda de exportación.

2.2. Objetivo general

Cuantificar la cantidad de empleos directos e indirectos con potencial de ser parte de la cadena de valor de los proyectos de hidrógeno verde en un escenario de exportación de este energético y sus derivados desde Chile, tomando como escenario base el ya conformado por las aplicaciones de la NDC y considerando la nueva infraestructura portuaria que podría ser necesaria.

¹ <https://www.4echile.cl/publicaciones/cuantificacion-del-encadenamiento-industrial-y-laboral-para-el-desarrollo-del-hidrogeno-en-chile/>

2.3. Objetivo específico

Cuantificar la cantidad de empleos directos e indirectos con potencial de ser parte de la cadena de valor del hidrógeno asociada a exportación, analizando los años 2020, 2030, 2040 y 2050.

3. Escenarios de exportación

3.1. Metodología para la elaboración de los escenarios

Para el presente estudio se consideraron 3 escenarios de demanda de hidrógeno:

- Escenario “Estrategia Nacional de H2 ”: De alta demanda de exportación, basado en la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde².
- Escenario “Exportación”: De demanda moderada basado en proyectos anunciados y el documento “Conditions and Opportunities of Green Hydrogen Trade” [4].
- Escenario “Recarga de Buques”: Escenario de demanda de hidrógeno y derivados como combustible marítimo libre de CO₂.

Así mismo, a manera de comparación se incluyeron los volúmenes de H₂ y activos asociados para el escenario NDC presentados en el estudio **Cuantificación del encadenamiento industrial y laboral para el desarrollo del hidrógeno en Chile.** [3]

Por otra parte, en el marco de este estudio se consideraron 4 posibles portadores de hidrógeno para su transporte marítimo, a saber:

- Hidrógeno líquido (LH₂)
- Amoníaco verde (NH₃)
- Metanol verde (MeOH)
- Combustible sintético (e-fuel)

En todos los escenarios se usaron las relaciones estequiométricas mostradas en la Tabla 1 para el cálculo de la demanda de hidrógeno a partir de la demanda de portadores (y viceversa).

Tabla 1. Relación estequiométrica entre hidrógeno verde y sus portadores

Portador de hidrógeno	Unidad	Relación Estequiométrica
Amoníaco Verde	kgH ₂ /kgNH ₃	0,172
Metanol Verde	kgH ₂ /kgMeOH	0,189
Combustible sintético	kgH ₂ /l e-fuel	0,51

Para proyectar la demanda en cada escenario se utilizaron diferentes fuentes y supuestos según se presenta en las siguientes secciones.

3.1.1. Escenario “Estrategia Nacional de H2 ”

La Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde, publicada en noviembre de 2020, considera la exportación de energéticos limpios y productos de baja huella de carbono como uno de sus pilares fundamentales [2] e incluye estimaciones para este mercado,

² https://energia.gob.cl/sites/default/files/estrategia_nacional_de_hidrogeno_verde_-_chile.pdf

desglosando las exportaciones entre amoniaco verde y “otros portadores” (donde se incluye hidrógeno, metanol verde y combustibles sintéticos). La Tabla 2 presenta las estimaciones de tamaño de mercado incluidas en la Estrategia Nacional de H2 .

Tabla 2. Estimaciones de tamaño de mercado de exportación de hidrógeno según la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde

Portador de hidrógeno	Unidad	Tamaño de Mercado			Fuente
		2030	2040	2050	
Amoniaco Verde	MUSD	2.000	5.000	5.000	[2]
Otros Portadores ³	MUSD	500	11.000	19.000	
TOTAL	MUSD	2.500	16.000	24.000	

A partir de estos valores y considerando los precios promedio estimados en los puertos de destino⁴ para cada uno de los portadores analizados (presentados en la Tabla 3), así como sus relaciones estequiométricas, se obtuvo la demanda esperada total anual de hidrógeno para exportación. Los cálculos de activos desarrollados para este escenario se hicieron en base a los resultados de demanda calculada con los supuestos acá presentados. Por esta razón es posible que haya diferencias entre los valores presentados en la Estrategia Nacional de H₂ (ej. capacidad de electrólisis) y los presentados en este reporte.

Tabla 3. Precios promedio en puertos de destino para portadores exportados desde Chile

Portador de hidrógeno	Unidad	Precio en Puertos de Destino ⁵			Fuente
		2030	2040	2050	
Hidrógeno Líquido	USD/kgH ₂	6,5	5,1	4,5	Estimado en base a [4]
Amoniaco Verde	USD/kgNH ₃	1,1	0,9	0,7	
Metanol Verde	USD/kgMeOH	1,0	0,8	0,7	
Combustible sintético	USD/l e-fuel	4,3	3,0	2,5	Estimado en base a [5], [6]

3.1.2. Escenario “Exportación”

En los últimos dos años se han anunciado en Chile un número de proyectos de hidrógeno a gran escala para exportación tanto del mismo elemento como de sus portadores. Para este escenario, la demanda de exportación a 2030 se estimó en base a los siguientes proyectos anunciados:

- **Proyecto HyEx:** Desarrollado por ENGIE y ENAEX en la Región de Antofagasta, tendría una producción estimada de 700 kilotoneladas de amoniaco verde al año, de las cuales el 50% se exportarían [7]. Las 350 kilotoneladas de amoniaco exportadas requerirían de 60 kilotoneladas anuales de hidrógeno verde como insumo para su producción. Para el escenario se asumió que el proyecto operará

³ Hidrógeno líquido, metanol verde y combustibles sintéticos

⁴ Destinos considerados: Japón y Alemania [4]

⁵ Supone margen de 20% sobre costo final

a capacidad máxima antes de 2030 tal y como lo han anunciado los desarrolladores

- **Proyecto HIF:** Desarrollado por AME, ENEL, Siemens, ENAP y Porsche en la Región de Magallanes, tendría una capacidad de producción de 55.000 M³/año en una primera fase comercial y una segunda fase con capacidad de producir 550.000 M³/año de combustible sintético [8], para lo cual requerirían 28 y 280 kilotoneladas anuales de hidrógeno verde respectivamente. Los desarrolladores han anunciado que su primera fase entrará en operación en el 2024 y la segunda en 2026. [8] Sin embargo, para el escenario se asumió que el proyecto finalizará la construcción de su primera fase antes de 2030, y la de su segunda fase en 2040.
- **Proyectos confidenciales de amoniaco verde:** En la actualidad existen 4 proyectos de amoniaco verde en fases muy tempranas de desarrollo bajo acuerdos de confidencialidad. Se estiman capacidades de producción de 437,5 kilotoneladas anuales de amoniaco verde para cada uno de ellos⁶. Considerando la temprana etapa de desarrollo en la que se encuentran, en el escenario se asumió que solo el 50% de estos llegará a su etapa de operación antes de 2030.

A partir de estos valores y relaciones estequiométricas se calculó la demanda de hidrógeno verde para 2030. Las demandas de hidrógeno a 2040 y 2050 se estimaron en base a proyecciones internas del escalamiento de proyectos de exportación y tasas de crecimiento presentadas en [4]. Para estos años se usaron los siguientes supuestos de penetración por portador:

- La proporción de exportación de amoniaco verde sería equivalente a la utilizada en el escenario "Estrategia Nacional de H₂" (31% y 21% del total de exportaciones para 2040 y 2050 respectivamente) [2].
- 50% del metanol exportado⁷ sería verde a 2040 y 100% a 2050. Se asume que todo el metanol producido en Chile es para exportación.
- En 2040 se asume producción equivalente a 550.000 M³/año proveniente de proyecto HIF. En 2050 la producción de combustibles sintéticos sería tres veces la de 2040.
- Las exportaciones restantes serían hidrógeno líquido.

3.1.3. Escenario "Recarga de Buques"

Los energéticos de cero emisiones jugarán un papel muy importante en la descarbonización de la industria naviera en las siguientes décadas y los 3 principales candidatos son justamente amoniaco verde, metanol e hidrógeno líquido [9]. Cada uno tiene ventajas y desventajas frente a los otros en términos técnicos, ambientales y económicos, por lo que todavía no hay consenso sobre cuál dominará el sector en el

⁶ Cubiertas por aproximadamente 1 GW de electrólisis por proyecto

⁷ Asumiendo un tamaño de mercado equivalente a 2019 [77]

futuro. Sin embargo, se espera que haya una penetración más rápida de buques que utilicen amoniaco y metanol verde como energéticos debido a la amplia experiencia de la industria en su manejo, su baja complejidad técnica frente al hidrógeno líquido, los avances en motores de amoniaco por parte de compañías de motores náuticos (como MAN y Wärtsilä) [10], la facilidad para mezclar metanol con combustibles fosiles y la amplia infraestructura portuaria para carga y descarga de estos químicos.

Para este escenario se estimó la demanda asociada a buques cero emisiones recalando en Chile a partir de 2030⁸. En base a esta demanda se calculó la demanda de hidrógeno verde para suplir este mercado. Los supuestos principales fueron⁹:

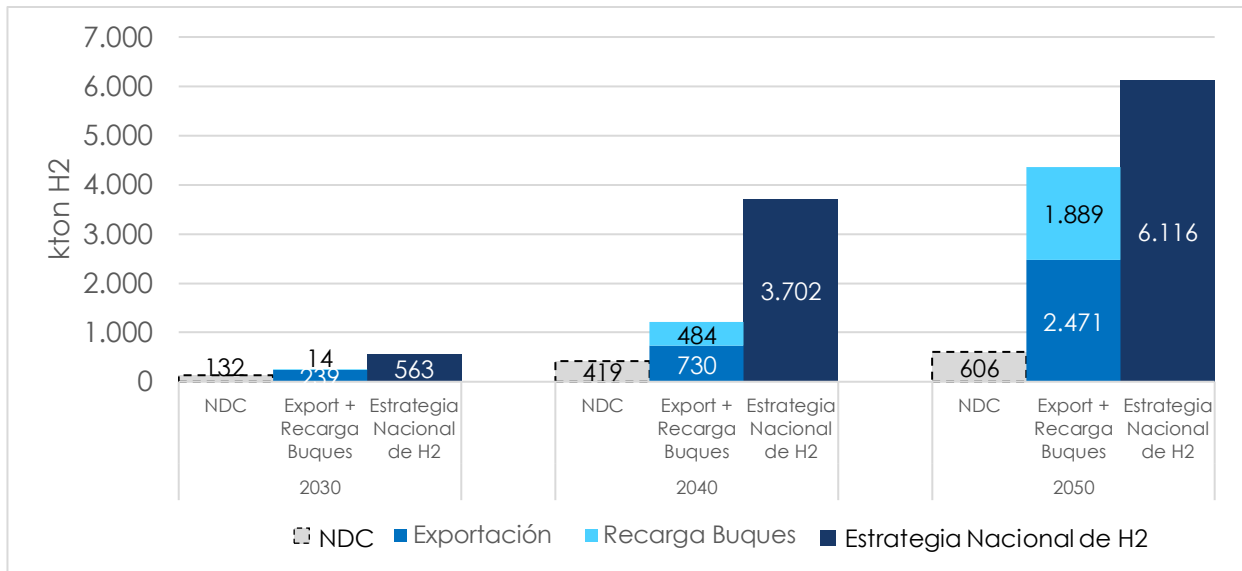
- A 2030 los buques de transporte de amoniaco verde consumirían este químico para su propulsión. Serían los únicos que consuman energéticos cero emisiones y corresponderían al 0.2% del total de buques que recalcan en Chile.
- A 2040 el 5% de buques que recalcan en Chile utilizarían energéticos cero emisiones, de los cuales la mitad consumirían amoniaco verde y la otra mitad metanol verde para su propulsión.
- A 2050, el 15% de buques que recalcan en Chile (bajo si se considera que la Organización Marítima Internacional tiene como objetivo reducir el 50% de las emisiones de GEI a 2050 [11]) utilizarían energéticos cero emisiones, de los cuales un 40% consumirían amoniaco verde, 40% metanol verde y el 20% hidrógeno líquido para su propulsión.

3.2. Caracterización de la demanda de H2

La Figura 1 muestra las proyecciones agregadas de demanda de hidrógeno para los 3 escenarios y su comparación con la demanda nacional estimada en el estudio anterior en base en en scáculos del Ministerio de Energía para las NDC [12].

⁸ Recaladas proyectadas en base a datos de [76]. Se asume que cada buque carga para cubrir 33 días de viaje con un consumo de 6 tonH₂/día (o equivalente estequiométrico en portador) [9].

⁹ Estimados en base a [4], [78]. A 2030, se considera que solo los buques que transportan amoniaco lo utilizan para su desplazamiento. El valor 0.2% se basa en el número de recaladas necesarias para exportar los volúmenes estimados de amoniaco, sobre el valor total de recaladas (para que sea acorde a supuestos de 2040 y 2050). Para 2040 y 2050, se considera que solo el 5% y 15% de los buques tienen las características necesarias para usar estos combustibles a nivel mundial, y que por tanto, los mismos porcentajes aplicarían en Chile.



Fuente: Elaboración propia

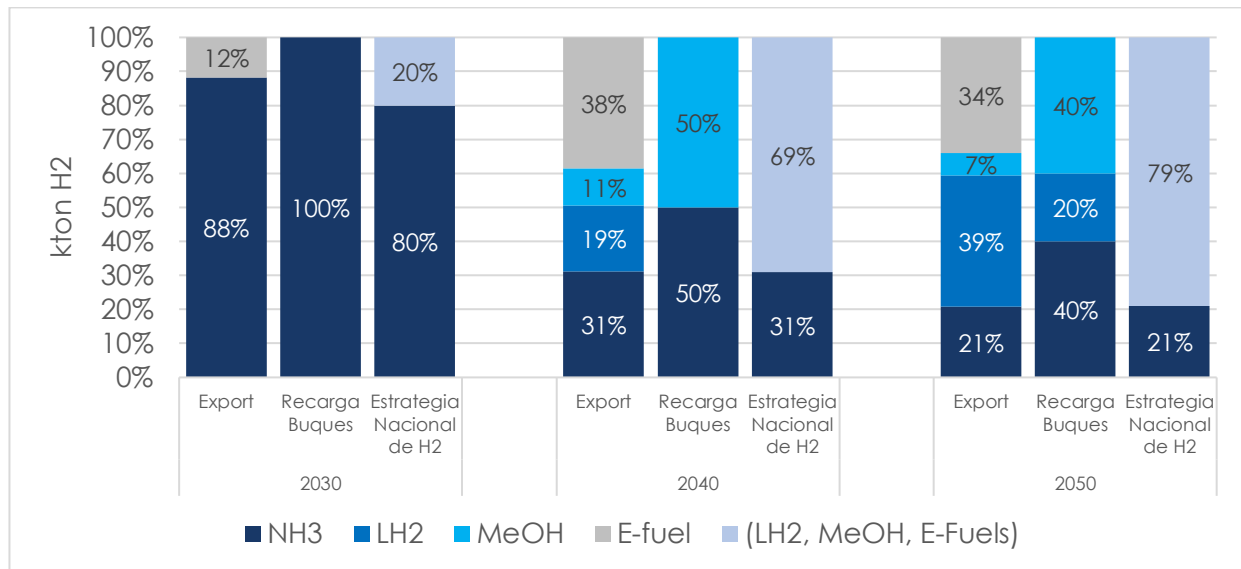
Figura 1. Proyecciones 2030-2050 de demanda de hidrógeno para los escenarios de estudio

Al comparar el escenario “Estrategia Nacional de H2 ” con el escenario “Exportación + Recarga de Buques” se observa que el primero asume que la mayoría del crecimiento de la demanda de hidrógeno se daría entre 2030 y 2040 (3.139 kton de incremento entre 2030 y 2040 vs. 2.414 kton de incremento entre 2040 y 2050) mientras que el segundo supone que el mayor crecimiento se daría en la década siguiente (961 kton de incremento entre 2030 y 2040 vs. 3.147 kton de incremento entre 2040 y 2050). Adicionalmente, ambos escenarios proyectan que la demanda de exportación de hidrógeno será mayor que la demanda nacional estimada en las NDC en todos los años de análisis. A 2050 la demanda de exportación y recarga de buques sería entre 7 y 10 veces mayor que la demanda nacional requerida para alcanzar la carbono neutralidad [12]. Finalmente, es importante resaltar que a 2050 la demanda de hidrógeno del escenario “Recarga de Buques” podría llegar a ser equivalente a un 75% la demanda del escenario “Exportación”. Se vislumbra por tanto el potencial de significativa y alta demanda relativa a exportación que podría tener para el país la provisión de energéticos cero emisiones para la industria naviera.

La Figura 2 muestra la participación de cada portador¹⁰ en los diferentes escenarios. En esta figura se muestran por separado el escenario “Exportación” del escenario “Recarga de Buques”. El escenario de “Estrategia Nacional de H2 ” no desglosa los portadores diferentes al amoniaco verde por lo que se muestran agrupados en la barra asociada. La gráfica muestra que para los tres escenarios la participación del amoniaco verde sería dominante en 2030, pero se iría reduciendo producto de la mayor competitividad futura esperada para el resto de portadores. En el escenario de

¹⁰ Calculado en términos de kton de hidrógeno verde requeridas para su producción.

“Exportación” el hidrógeno líquido sería el principal portador utilizado para exportación en 2050 dada su competitividad como portador de hidrógeno. En cambio, para “Recarga de Buques” el metanol verde tendría una participación importante junto al amoníaco verde, considerando el esperado desarrollo temprano de estas tecnologías de propulsión frente a propulsión a base de hidrógeno líquido para movilidad de buques.



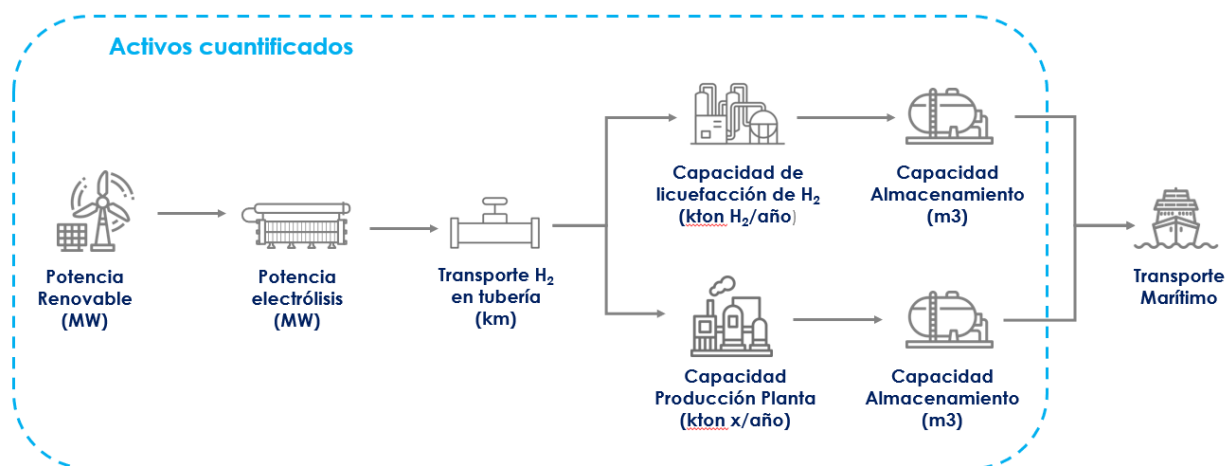
Fuente: Elaboración propia

Figura 2. Proyecciones 2030-2050 de participación de los diferentes portadores para cada escenario de estudio.¹¹

3.3. Caracterización de las aplicaciones

A partir de las proyecciones de demanda mostradas en la Figura 1 y la participación de cada portador en la Figura 2, se caracterizaron los activos requeridos para suplir la demanda estimada en cada uno de los escenarios en estudio, cuantificando la infraestructura requerida y las tecnologías asociadas a estos mercados futuros. **La caracterización asociada a este análisis fue utilizada para cuantificar la creación de empleo directo e indirecto asociada a la industria del hidrógeno verde más adelante en este estudio.**

¹¹ Algunos porcentajes pueden no sumar 100% debido al redondeo de las cifras.



Fuente: Elaboración propia

Figura 3 Cadena de valor de exportación de hidrógeno y activos cuantificados como parte del análisis.

A continuación, se presenta la metodología y supuestos utilizados para cada una de las aplicaciones caracterizadas.

3.3.1. Capacidad instalada de energías renovables

Se calculó la capacidad instalada acumulada de energías renovables necesaria para producir los volúmenes totales de hidrógeno verde demandados. Para este cálculo se tomaron los supuestos mostrados en la Tabla 4.

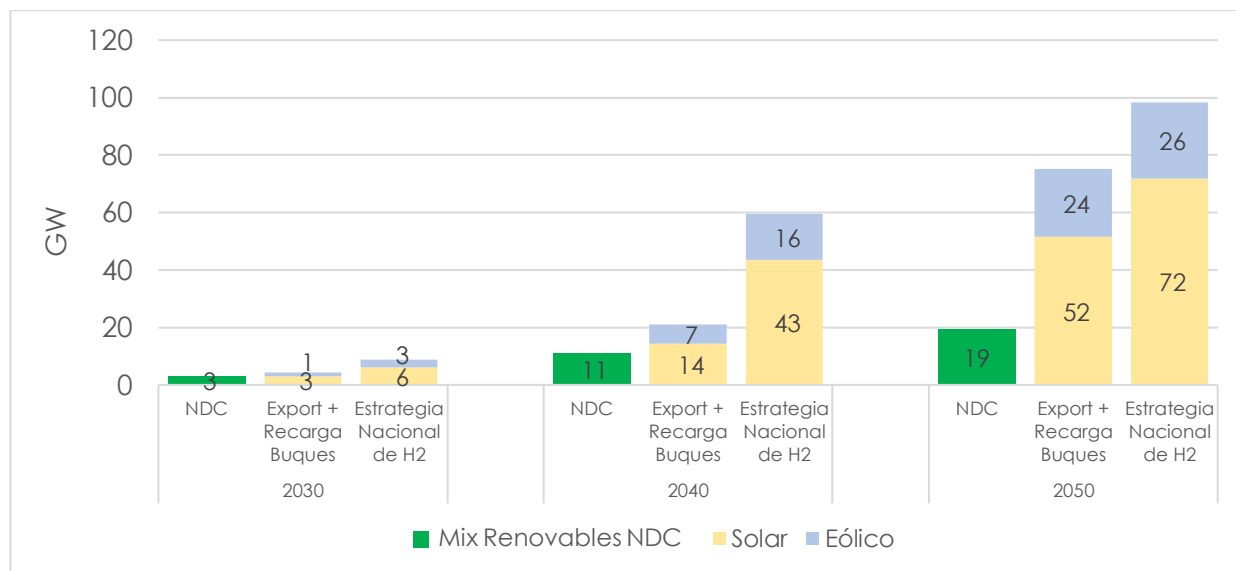
Tabla 4. Supuestos para cálculo de capacidad instalada de energía renovable

Variable	Supuesto	Fuente	Comentario
Tecnologías	Norte de Chile: Fotovoltaico Sur de Chile: Eólica	Supuesto del Consultor	Recursos renovables dominantes por región según [13], [14]
% de producción por región	Norte de Chile: 62% Sur de Chile: 38%	[4]	
Factor de planta	Fotovoltaico: 30% Eólico: 50%	[13], [14]	

La Figura 4 muestra la capacidad instalada acumulada de energías renovables para los escenarios "Estrategia Nacional de H2 " y "Exportación + Recarga de Buques". A manera de comparación se incluye el escenario NDC sin desglose por tecnología¹². Se

¹² Incluye Solar Fotovoltaico, Solar CSP, Eólica e Hidroeléctrica de pasada

observa que la participación solar es mayor en todos los escenarios, lo que se debe a la participación de la región norte en la producción total y a su menor factor de planta.



Fuente: Elaboración propia

Figura 4. Proyección de capacidad instalada acumulada de energía renovable para los escenarios de estudio.

3.3.2. Capacidad instalada de electrólisis

Se calculó la capacidad de electrólisis acumulada (instalada y operando) necesaria para producir los volúmenes totales de hidrógeno requeridos en los escenarios analizados. Para esto se tomaron los supuestos mostrados en la Tabla 5.

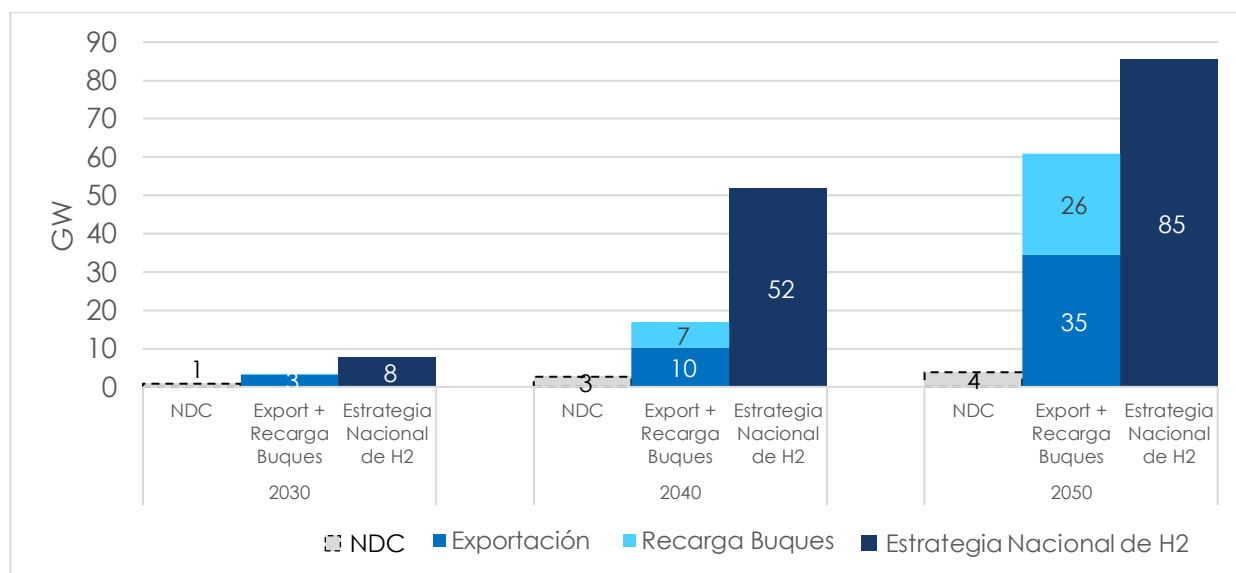
Tabla 5. Supuestos para cálculo de capacidad instalada de electrólisis

Variable	Supuesto	Fuente	Comentario
Factor de Carga ¹³	Norte de Chile: 35% Sur de Chile: 55%	Cálculo del Consultor	Se asumió una relación promedio de 1,25 MW de potencia renovable por cada MW de electrólisis y curvas de producción RE tomadas de [13], [14]
Eficiencia del Electrolizador (LHV)	67% (49,7 KWh _e /KgH ₂)	[15]	

La Figura 5 muestra la capacidad instalada acumulada de electrólisis necesaria para suplir la demanda de hidrógeno. Se observa que la capacidad de electrólisis requerida para los escenarios de exportación es mucho mayor a la calculada por el consultor en el anterior reporte [3]. Así mismo cabe recalcar que los valores para el escenario

¹³ Porcentaje de horas al año donde opera el electrolizador a carga nominal.

“Estrategia Nacional de H₂” fueron derivados de la demanda calculada según la metodología explicada en la sección 3.1.1.



Fuente: Elaboración propia

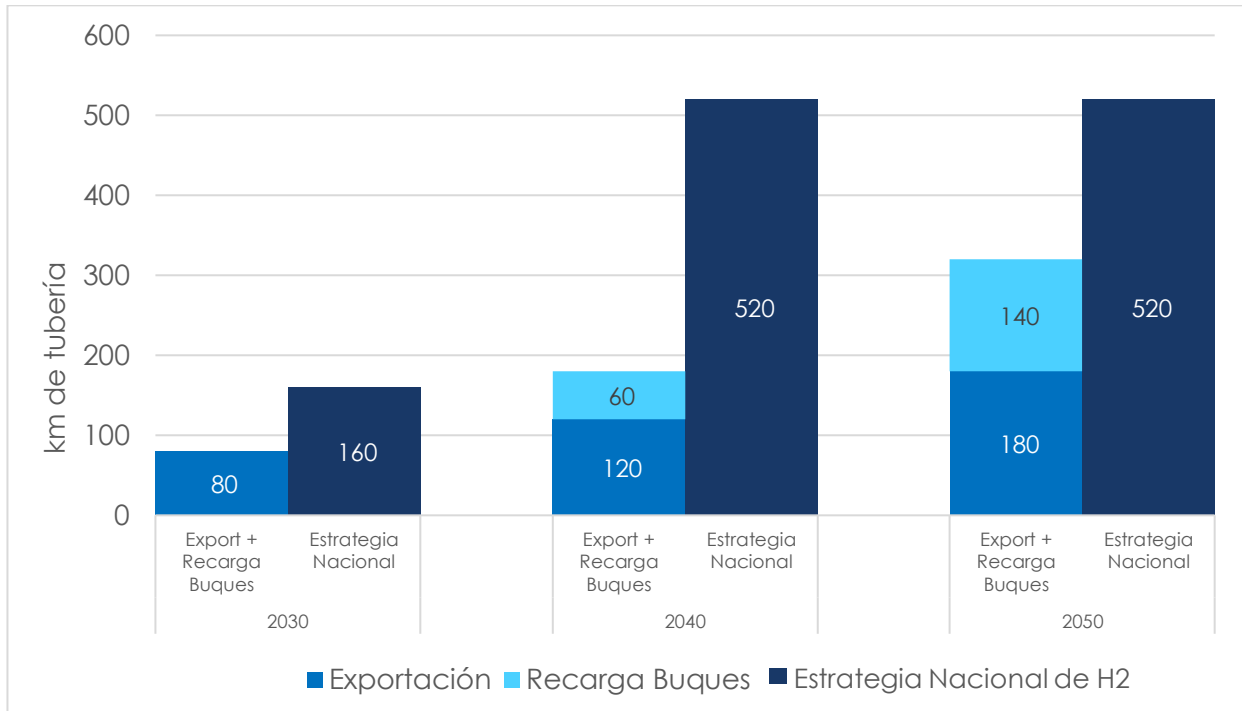
Figura 5. Proyección de capacidad instalada acumulada de electrólisis para los escenarios de estudio

3.3.3. Longitud de tuberías para transporte de H₂

Se calculó la longitud de tuberías necesarias para transporte de hidrógeno entre los sitios de producción y los puertos en base a capacidades totales de electrólisis, capacidades promedio de planta y distancias promedio usando los supuestos de la Tabla 6. Los resultados se muestran en la Figura 6.

Tabla 6. Supuestos para cálculo de tuberías para transporte de H₂

Variable	Supuesto	Fuente	Comentario
Capacidad promedio por planta	2030: 1.000 MW Ez 2040: 2.000 MW Ez 2050: 4.000 MW Ez	2030: Proyectos anunciados +2040: Supuesto del Consultor	Incremento en el tiempo de capacidades para aprovechamiento de economías de escala.
Distancia promedio entre proyecto y puerto	20 km	Supuesto del Consultor	Sitios de producción con altos factores de planta, cercanos a puertos para reducción de costos de transporte.



Fuente: Elaboración propia

Figura 6. Proyección de longitud de tuberías para transporte de H2 en los escenarios de estudio.

3.3.4. Capacidad de producción de planta, almacenamiento de los portadores e infraestructura de licuefacción de hidrógeno.

Para el cálculo de capacidad de planta de licuefacción se tuvo en cuenta la demanda estimada de hidrógeno, la participación de mercado de cada portador y la relación estequiométrica entre este y los diferentes portadores¹⁴.

Así mismo, para el cálculo de la capacidad de almacenamiento se consideró un requerimiento del 5.8% del total de demanda anual en m³ de cada portador¹⁵ [16]. Finalmente, la infraestructura de licuefacción de hidrógeno se dimensionó en base a la demanda de hidrógeno líquido.

¹⁴ Dado que el proceso que se utilizará para producción de e-fuel usa metanol verde como insumo, se tuvo en cuenta la capacidad asociada a este proceso intermedio en los cálculos de capacidad de planta.

¹⁵ Tabla de densidades

Carrier	LH ₂	NH ₃	MeOH	E-fuel
Densidad	71 kg/m ³	880 kg/m ³	792 kg/m ³	750 kg/m ³

Considerando que los procesos de producción de cada portador difieren entre sí, los resultados de estos cálculos no se agregan y son presentados en la siguiente sección. (Tablas 7, 8 y 9)

3.3.5. Resumen de proyecciones

A continuación se muestra un resumen de los resultados obtenidos para los 3 escenarios analizados.

Tabla 7. Resumen de proyecciones para el escenario "Exportación"

	2030	2040	2050
Capacidad Solar Fotovoltaica	2,8 GW	8,6 GW	29,2 GW
Capacidad Eólica	1,3 GW	3,9 GW	13,4 GW
Capacidad Ez.	3,2 GW	10,2 GW	34,5 GW
Longitud Tuberías	80 km	120 km	180 km
Capacidad de almacenamiento LH ₂	-	115.000 m ³	778.000 m ³
Capacidad de almacenamiento NH ₃	81.000 m ³	87.000 m ³	197.000 m ³
Capacidad de almacenamiento MeOH	-	31.000 m ³	63.000 m ³
Capacidad de almacenamiento E-fuel	3.000 m ³	32.000 m ³	96.000 m ³
Capacidad de licuefacción	-	140 kton H ₂ /año	952 kton H ₂ /año
Capacidad de producción de NH ₃ verde	1.225 kton NH ₃ /año	1.327 kton NH ₃ /año	2.993 kton NH ₃ /año
Capacidad de producción de MeOH verde	149 kton MeOH/año	1.914 kton MeOH/año	5.312 kton MeOH/año
Capacidad de producción de e-fuel	55.000 M ₃ /año	550.000 M ₃ /año	1.650.000 M ₃ /año

Tabla 8. Resumen de proyecciones para el escenario "Recarga de Buques"

	2030	2040	2050
Capacidad Solar Fotovoltaica	0,167 GW	5,7 GW	22,3 GW
Capacidad Solar Eólica	0,076 GW	2,6 GW	10,2 GW
Capacidad Ez.	0,193 GW	6,8 GW	26,4 GW
Longitud Tuberías	-	60 km	140 km

Capacidad de almacenamiento LH ₂	-	-	313.000 m ³
Capacidad de almacenamiento NH ₃	5.000 m ³	90.000 m ³	282.000 m ³
Capacidad de almacenamiento MeOH	-	96.000 m ³	299.000 m ³
Capacidad de almacenamiento E-fuel	-	-	-
Capacidad de Licuefacción	-	-	383 kton H ₂ /año
Capacidad de producción de NH ₃ verde	82 kton NH ₃ /año	1.372 kton NH ₃ /año	4.276 kton NH ₃ /año
Capacidad de producción de MeOH verde	-	1.310 kton MeOH/año	4.081 kton MeOH/año
Capacidad de producción de e-fuel	-	-	-

Tabla 9. Resumen de proyecciones para el escenario “Estrategia Nacional de H2”¹⁶

	2030	2040	2050
Capacidad Solar Fotovoltaica	6,0 GW	43,5 GW	71,8 GW
Capacidad Solar Eólica	2,8 GW	16,0 GW	26,5 GW
Capacidad Ez.	7,7 GW	51,7 GW	85,4 GW
Longitud Tuberías	160 km	520 km	520 km
Capacidad de almacenamiento NH ₃	192.000 m ³	543.000 m ³	672.000 m ³
Capacidad de almacenamiento LH ₂ + MeOH + E-fuel	7.000 m ³	835.000 m ³	2.170.000 m ³
Capacidad de producción de NH ₃ verde	2.908 kton NH ₃ /año	8.232 kton NH ₃ /año	10.197 kton NH ₃ /año

¹⁶ Al no estar desglosado por portador no se calcularon todos los valores para este escenario.

4. Estimación del empleo bruto en la industria de exportación de hidrógeno verde y sus derivados

4.1. Metodología

Para estimar la creación del empleo bruto asociado a la industria de exportación de hidrógeno verde se trabajó con una metodología basada en factores de empleabilidad también conocidos como FTE. La cuantificación del empleo presentada en este capítulo considera las siguientes definiciones para categorizar los distintos tipos de puestos de trabajo:

Empleo directo: al igual que en [3], se refiere al empleo generado directamente por las actividades básicas de desarrollo y producción, sin tener en cuenta los insumos intermedios necesarios para la fabricación de equipos. Son empleos directos aquellos relacionados a la planificación del proyecto, construcción, instalación y montaje de plantas, operación y mantenimiento de plantas, y actividades de decomisionamiento¹⁷.

Empleo indirecto: incluye el empleo en las industrias que apoyan las actividades básicas requeridas para el desarrollo de los proyectos. Estas empresas no participan directamente en las actividades de energía renovable, producción de hidrógeno, plantas químicas o puertos de exportación, sino que producen insumos o servicios intermedios a lo largo de la cadena de valor. Son empleos indirectos aquellos relacionados a la fabricación de materias primas (e.g. acero, plásticos u otros materiales), servicios de ingeniería, servicios financieros, servicios jurídicos, servicios de arquitectura y diseño industrial, actividades de investigación y desarrollo, entre otros.

La literatura revisada durante la recopilación de los factores de empleabilidad comprendió reportes de impacto ambiental gubernamentales, reportes de desarrollo de fuerza de trabajo, reportes de consultoría, noticias de diarios oficiales recientes y específicos para plantas de generación renovable, producción de hidrógeno, plantas químicas y puertos, así como hojas de ruta regionales y nacionales con proyecciones propias. A cada fuente de información se le asignó un grado de confiabilidad: alto, medio o bajo, de acuerdo con las siguientes premisas:

- **Alto:** información de reportes gubernamentales de impacto ambiental y social, reportes de consultoría o noticias de diarios oficiales (gubernamentales, técnicos, de la empresa dueña o constructora).
- **Medio:** información de noticias de diarios no oficiales (informales) que especifican en detalle las características del proyecto (ubicación, inversionistas, fases del proyecto y qué obra considera cada fase, entre otras características). También se incluye la información de fuentes con confiabilidad alta, donde se observaron diferencias de información entre las fuentes encontradas.

¹⁷ Solo aplica a las plantas de generación renovable y producción de hidrógeno.

- **Bajo:** información de noticias de diarios no oficiales (informales) donde no se proporciona detalle alguno sobre el proyecto.

Una vez definidos los elementos que componen la presente metodología, se estimaron los empleos directos e indirectos generados por la industria de exportación de hidrógeno verde combinando:

- Las cifras proyectadas de tamaño de la industria de exportación del hidrógeno verde y sus derivados en función de los escenarios presentados en el capítulo **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..**
- Los factores de empleabilidad para la generación eléctrica y producción de hidrógeno, los cuales se muestran en FTE/MW [3].
- Los factores de empleabilidad calculados para cada portador. En este punto se consideró el número de empleos solo de fuentes de información clasificadas con un grado de confiabilidad **alto**. Luego se calculó el factor de empleabilidad dividiendo cada tipo de empleo por el tamaño de cada planta, obteniendo un FTE/kton (amoníaco, metanol y licuefacción), FTE/m³ (combustibles sintéticos y almacenamiento) y FTE/km (distribución).
- Factores de disminución relacionado a la automatización y reducción del empleo en un porcentaje determinado por año¹⁸.

4.2. Factores de empleabilidad directos e indirectos

Los valores que se muestran a continuación corresponden a los factores de empleabilidad relacionados a cada segmento de la cadena de valor de exportación de hidrógeno verde y sus derivados químicos. En los segmentos de generación eléctrica y producción de hidrógeno, se modificó el factor encontrado (FTE/MW Europa 2017) a un factor ajustado (FTE/MW Chile 2030), mediante la ponderación del primero por un factor de reducción de empleo producto de la automatización, como se expone en [3]. Los factores de reducción aplicados para cada año se muestran más adelante en la Tabla 19.

4.2.1. Producción de electricidad renovable

Para la generación con **plantas eólicas**, los factores fueron los siguientes:

Tabla 10 Factores de empleabilidad para generación con plantas eólicas. Basado en una planta de 50 MW

Actividad	Unidad	F.E. Directo	F.E. Directo Ajustado			Fuente
		Europa 2017	2030	2040	2050	
Construcción	FTE/MW	3,59	3,41	3,36	3,32	IRENA, 2017 [17]
O&M	FTE/MW	0,21	0,20	0,20	0,20	IRENA, 2017 [17]
Otros ¹⁹	FTE/MW	1,31	1,25	1,23	1,22	IRENA, 2017 [17]
TOTAL	FTE/MW	5,1	4,9	4,8	4,7	

¹⁸ Solo se consideró para los segmentos de generación eléctrica y producción de hidrógeno.

¹⁹ Otros: incluye Planificación del Proyecto + Adquisición de Equipos y Materias Primas + Instalación y Montaje + Decomisionamiento

Se consideró la creación de 0,8 empleos indirectos por empleo directo para las etapas de construcción, O&M y otros [18].

Para la generación con **plantas solares fotovoltaicas**, los factores utilizados fueron los siguientes:

Tabla 11 Factores de empleabilidad para generación con plantas solares. Basado en una planta de 50 MW

Actividad	Unidad	F.E. Directo Europa 2017	F.E. Directo Ajustado			Fuente
			2030	2040	2050	
Construcción	FTE/MW	3,15	1,86	1,67	1,48	IRENA, 2017 [19]
O&M	FTE/MW	1,07	0,63	0,57	0,50	IRENA, 2017 [19]
Otros ²⁰	FTE/MW	0,58	0,34	0,31	0,27	IRENA, 2017 [19]
TOTAL	FTE/MW	4,8	2,8	2,6	2,3	

Se consideró la creación de 0,8 empleos indirectos por empleo directo para las etapas de construcción, O&M y otros [18].

4.2.2. Producción de hidrógeno verde mediante electrólisis

A continuación, se presentan los factores de empleabilidad directos (en FTE/100MW) asociados a la producción de hidrógeno verde mediante electrólisis. Se consideraron dos categorías de actividades:

- Construcción e instalación de plantas de producción de hidrógeno verde mediante electrolizadores conectadas off-grid a plantas renovables.
- Operación y mantenimiento de las plantas.

Tabla 12 Factores de empleabilidad directos para producción de hidrógeno verde

Actividad	Unidad	F.E. Directo Europa 2050	F.E. Directo Ajustado			Fuente
			2030	2040	2050	
Construcción e Instalación	FTE/100MW	89,7	112,8	101,2	89,7	Navigant, 2019 [20]
O&M	FTE/100MW	41,7	52,5	47,1	41,7	Navigant, 2019 [20]
TOTALES	FTE/100MW	131,4	165,3	148,3	131,4	

Se consideró la creación de 0,9 empleos indirectos por empleo directo para las etapas de construcción y O&M [21].

El total neto tomado de [20] y relacionado a la Construcción e instalación + O&M (131,4 FTE/100MW) es consistente con otras figuras de la literatura, que reportan generación de empleo de 100 a 150 FTE/100MW [22].

²⁰ Otros: incluye Planificación del Proyecto + Decomisionamiento

4.2.3. Producción de químicos mediante hidrógeno

A diferencia de las plantas de generación eléctrica e hidrógeno, los empleos indirectos fueron obtenidos en función de la capacidad de producción de la planta, lo que permitió calcular el factor FTE/kton para los empleos indirectos.

Para la producción de **amoniaco**, los factores fueron los siguientes:

Tabla 13 Factores de empleabilidad para Amoniaco. Basado en una planta con una producción de entre 450 a 900 kton NH₃/año, equivalente a un EZ entre 1 y 2 GW.

Actividad	Unidad	F.E. Directo e Indirecto			Fuente
		2030	2040	2050	
Construcción	FTE/kton	0,85	0,85	0,85	[23] [24] [25] [26]
O&M	FTE/kton	0,03	0,03	0,03	[23] [24] [25] [26]
Indirectos	FTE/kton	0,02	0,02	0,02	[23] [24]
TOTAL	FTE/kton	0,9	0,9	0,9	

Los factores mostrados abarcan empleos ligados tanto a la planta de producción, como también aquellos creados producto del almacenamiento de amoniaco.

Para la producción de **metanol**, los factores utilizados fueron los siguientes:

Tabla 14 Factores de empleabilidad para Metanol. Basada en una planta con una producción de entre 640 a 3.000 kton MeOH/año, equivalente a un EZ entre 1 y 5 GW.

Actividad	Unidad	F.E. Directo e Indirecto			Fuente
		2030	2040	2050	
Construcción	FTE/kton	0,76	0,76	0,76	[27] [28] [29] [30] [31]
O&M	FTE/kton	0,10	0,10	0,10	[27] [28] [29] [30] [31]
Indirectos	FTE/kton	0,32	0,32	0,32	[27] [28] [31]
TOTAL	FTE/kton	1,2	1,2	1,2	

Los factores de empleo asociados a la producción de metanol incluyen empleos directos e indirectos de la planta de producción, almacenamiento y del puerto de exportación.

Para la producción de **combustibles sintéticos**, los factores calculados se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 15 Factores de empleabilidad para combustibles sintéticos. Basada en una planta con una producción de 630.000 m³/año.

Actividad	Unidad	F.E. Directo e Indirecto			Fuente
		2030	2040	2050	
Construcción	FTE/1000 m ³	1,59	1,59	1,59	[32] [33]
O&M	FTE/1000 m ³	0,21	0,21	0,21	[32] [33]
Indirectos	FTE/1000 m ³	1,80	1,80	1,80	[32]
TOTAL	FTE/1.000 m³	3,6	3,6	3,6	

Los factores de empleo de los combustibles sintéticos solo consideran los empleos directos e indirectos relacionados a la planta de producción. Los empleos asociados al almacenamiento y terminal de exportación no están incluidos.

4.2.4. Puertos de licuefacción

Los factores de empleabilidad directos e indirectos de los puertos de licuefacción que fueron considerados son los siguientes:

Tabla 16 Factores de empleabilidad para Puertos de licuefacción. Basada en una planta con una producción de 20.000 ton GNL/año.

Actividad	Unidad	F.E. Directo e Indirecto			Fuente
		2030	2040	2050	
Construcción	FTE/kton	0,30	0,30	0,30	[34] [35]
O&M	FTE/kton	0,02	0,02	0,02	[34] [35]
Indirectos	FTE/kton	0,16	0,16	0,16	[34] [35]
TOTAL	FTE/kton	0,5	0,5	0,5	

Los factores de puertos de licuefacción incluyen los empleos de la planta de producción, almacenamiento y puerto de exportación.

4.2.5. Transporte y almacenamiento de hidrógeno gaseoso

Los factores de empleabilidad asociados a la distribución (transporte de H₂ a puertos) y almacenamiento de hidrógeno en los puertos se presentan en las tablas a continuación.

Tabla 17 Factores de empleabilidad para el transporte de hidrógeno

Actividad	Unidad	F.E. Directo e Indirecto			Fuente
		2030	2040	2050	
Construcción	FTE/km	1,26	1,26	1,26	[36]
O&M	FTE/km	0,12	0,12	0,12	[36]
Indirectos	FTE/km	1,76	1,76	1,76	[36]
TOTAL	FTE/km	3,1	3,1	3,1	

Tabla 18 Factores de empleabilidad para almacenamiento de hidrógeno

Actividad	Unidad	F.E. Directo e Indirecto			Fuente
		2030	2040	2050	
Construcción	FTE/1.000 m ³	0,32	0,32	0,32	[37]
O&M	FTE/1.000 m ³	0,29	0,29	0,29	[38]
Indirectos	FTE/1.000 m ³	0,86	0,86	0,86	[37]
TOTAL	FTE/1.000 m³	1,5	1,5	1,5	

4.2.6. Factores de disminución por automatización

A continuación, se exponen los factores de disminución que se utilizaron para la producción de energía e hidrógeno, los cuales permiten ajustar los factores de empleabilidad de acuerdo con el año evaluado.

Tabla 19 Factores de disminución de factores de empleabilidad [39]

	2015-2030	2030-2050 ²¹
Producción de energía - eólico	5%	3%
Producción de energía - Solar FV	41%	21%
Producción de H ₂ verde	41%	21%

No se consideraron factores de disminución de empleo para los otros segmentos de la cadena de valor, ya que la información encontrada provenía de estudios de otras regiones (Medio Oriente y Asia), pudiendo generar distorsiones en los resultados al ser aplicados a Chile.

4.3. Empleos directos e indirectos generados

Las miles de personas que participarán en la construcción, instalación y operación de la industria de exportación de hidrógeno verde generarán considerables habilidades, conocimientos y experiencia. Chile tiene la oportunidad de aprovechar sus conocimientos y la inmensidad de recursos renovables con que cuenta para posicionarse como líder mundial en el mercado de exportación de hidrógeno verde, además de ayudar a otros países que buscan descarbonizar su economía mediante esta industria. Dada su posición geográfica, Chile también tiene el potencial de contribuir como estación de recarga de buques de exportación provenientes de Europa, Asia o América del Norte.

Una industria del hidrógeno verde podría crear oportunidades de empleo en regiones, en el norte donde el recurso renovable solar es mayor y en el sur con un alto recurso eólico. De esta forma, los beneficios apoyarán a varias regiones en transición a la descarbonización, descentralizando el crecimiento de empleos.

A lo largo de esta sección se analizan los empleos estimados para el escenario de exportación de hidrógeno verde y el escenario de recarga de buques, los cuales se comparan con la información publicada por el Gobierno de Chile en la Estrategia Nacional de H₂ de Hidrógeno Verde [40].

4.3.1. Estimación del total de empleos directos e indirectos que se podrían generar bajo el Escenario de Exportación

Basado en el escenario NDC, el desarrollo de una industria del hidrógeno verde tiene el potencial de generar **como mínimo 22 mil, 87 mil y 94 mil empleos en las décadas 2020-2030, 2030-2040 y 2040-2050, respectivamente**. Estas estimaciones son, en su mayoría, **en base a factores de empleabilidad para países europeos OCDE**, por lo que se consideran el rango inferior del potencial de creación de empleo dada la mayor productividad en estos países [41].

Al considerar el Escenario de Exportación y los factores de empleabilidad mostrados en el presente capítulo, se estima que la cantidad de empleo generado en Chile podría

²¹ Se asume un factor de disminución 50% menor que el de 2015-2030

alcanzar los **36 mil, 104 mil, 325 mil, para las décadas 2020-2030, 2030-2040 y 2040-2050, respectivamente**. Las estimaciones según los factores de empleabilidad encontrados se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 20. Estimación del total de empleos generados en Chile por el desarrollo de una industria de exportación de hidrógeno verde en 2030, 2040 y 2050

	2030	2040	2050
Construcción	14.680	41.654	128.279
O & M	3.816	10.863	32.641
Otros servicios (e.g. diseño, ingeniería, estudios)	2.574	7.533	24.191
Indirectos	14.661	43.785	139.531
Total empleos generados	35.731	103.834	324.642

La Figura 7 muestra los empleos desglosados por segmento. Se observa que los que aportan en mayor medida a la creación de empleos son la producción de energía eléctrica y la de hidrógeno. La generación de electricidad con ERNC representa un 72% del total de empleos en el año 2030, un 71% en el 2040 y un 72% en el 2050. La electrólisis en cambio representa un 23%, 23% y 24% en los mismos años. Promediando los 3 años en análisis, ambos segmentos constituyen el 95% de los empleos totales generados. Esto indica que los factores de disminución de empleos por automatización fueron aplicados al 95% de los empleos calculados.

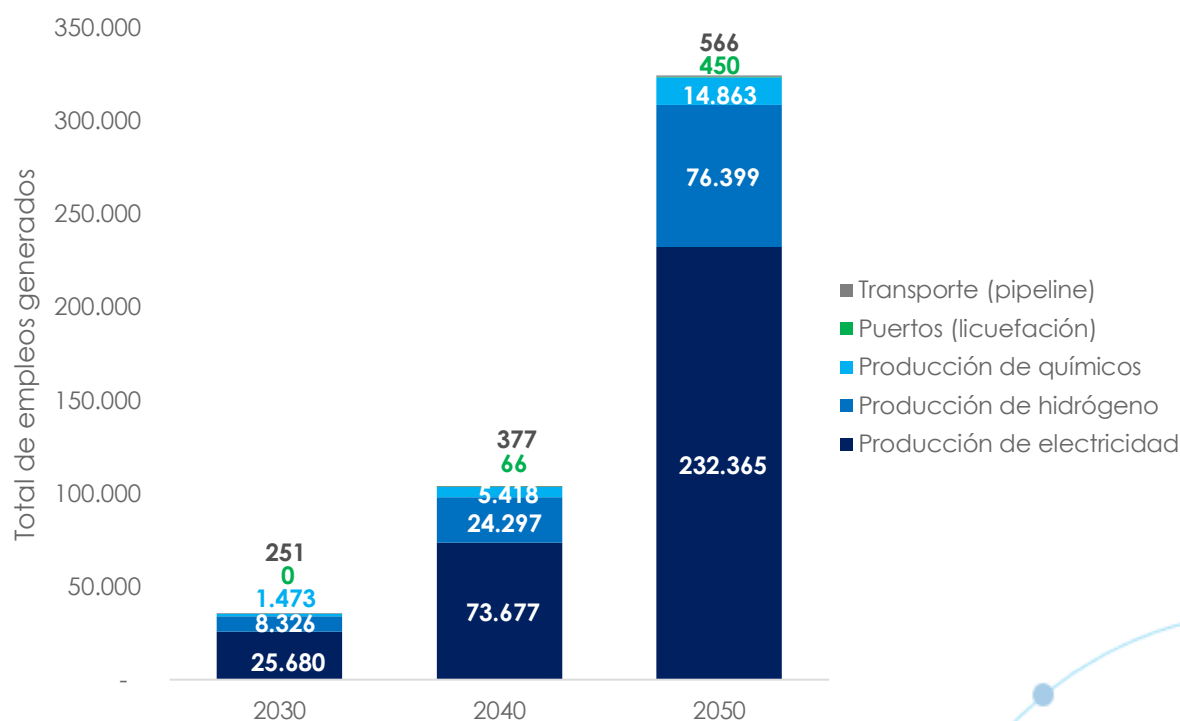


Figura 7. Estimación del total de empleos generados por segmento en Chile por el desarrollo de una industria de exportación de hidrógeno verde en 2030, 2040 y 2050

Entre las décadas del 2030 y 2040 se experimenta un crecimiento cercano al 290%. Sin embargo, el mayor aumento ocurre entre los años 2040 y 2050, donde los empleos totales experimentan un crecimiento de un 313%. La cantidad de proyectos solares y eólicos construidos durante esta década es la que favorece la alta creación de puestos de trabajo, donde la suma de ambas capacidades instaladas aumenta en un 338%. Según las proyecciones, se espera que el mercado de exportación se desarrolle a largo plazo, y por lo tanto, el mayor crecimiento de demanda de los cuatro portadores analizados se manifieste entre los años 2040 y 2050.

Es importante mencionar que los empleos relacionados a los puertos de exportación y almacenamiento de amoníaco, metanol y combustibles sintéticos se encuentran incluidos en los empleos de producción de químicos. Por otro lado, los empleos por puertos solo representan la creación de puestos de trabajos relacionados a la licuefacción, almacenamiento y exportación de LH₂.

Con el objetivo de ilustrar el tipo de empleo generado, se presenta la Figura 8. Es posible observar que el número de empleos generados por el rubro de la construcción es similar a los empleos indirectos generados. Ambos representan alrededor del 41% de los empleos totales que se generarían en el país. De esto se deriva que el 41% de los empleos corresponden a empleos de corta duración, entre 1 a 2 años [42] [43] (empleos en construcción) y el otro 41% son empleos indirectos, es decir en las industrias que suministran y apoyan las actividades básicas durante el desarrollo de los proyectos.

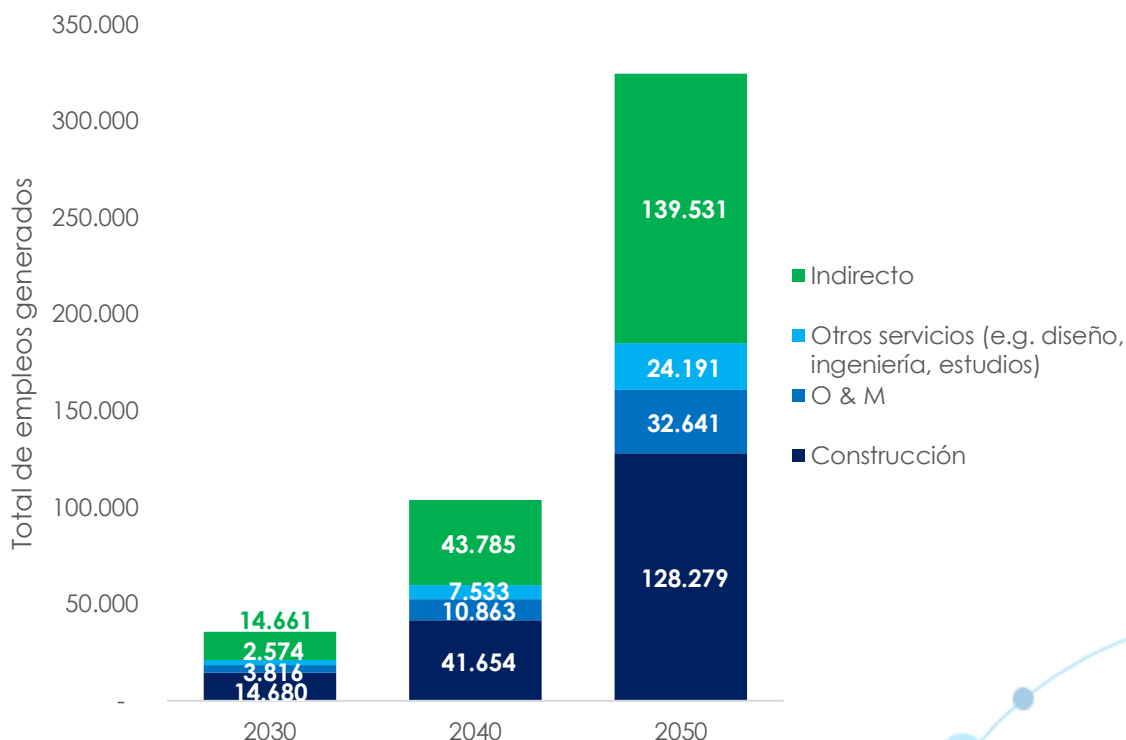


Figura 8. Estimación del total de empleos generados por rubro en Chile por el desarrollo de una industria de exportación de hidrógeno verde en 2030, 2040 y 2050

4.3.2. Estimación del total de empleos directos e indirectos que se podrían generar bajo el Escenario de Recarga de Buques

Si se considera además que Chile puede constituirse como una estación de recarga de buques extranjeros, se podrían generar **2 mil, 68 mil, 245 mil, empleos adicionales para las décadas 2020-2030, 2030-2040 y 2040-2050, respectivamente**. Las estimaciones según los factores de empleabilidad asociados a cada rubro se muestran a continuación:

Tabla 21. Estimación del total de empleos generados en Chile por el desarrollo de una industria de recarga de buques en base a hidrógeno verde en 2030, 2040 y 2050

	2030	2040	2050
Construcción	885	27.436	97.688
O & M	227	7.135	24.744
Otros servicios (e.g. diseño, ingeniería, estudios)	152	4.989	18.497
Indirectos	886	28.354	104.413
Total empleos generados	2.150	67.914	245.342

La Figura 9Figura 7 muestra los empleos desglosados por segmento. Se observa una distribución similar por segmento a la del escenario de exportación, donde la generación eléctrica representa aproximadamente un 72% del total de empleos y la electrólisis un 24%. Ambos segmentos constituyen el 96% de los empleos totales generados.

A diferencia del escenario de exportación, el mayor crecimiento se percibe entre las décadas del 2030 y 2040, cercano a un 3.160%. La principal razón es que para el año 2030 se proyecta un mercado de recarga de buques solo con amoníaco como combustible. Ya en la década del 2040, se le adhiere la recarga de buques con combustible metanol y la producción de amoníaco aumenta de 82 kton a 1372 kton, lo que genera un aumento de la capacidad instalada renovable de 244 MW en el 2030 a 8.335 MW en el año 2040.

Luego, en el año 2050 se adhiere el mercado de recargas de buques con hidrógeno líquido y aumenta la demanda de amoníaco y metanol, provocando una mayor demanda energética y por consiguiente un aumento del 361% en la creación de empleos entre el año 2040 y 2050.

Es importante notar que la proyección del Escenario de Recarga de Buques considera un crecimiento de la demanda conservadora, considerando las recaladas en Chile.

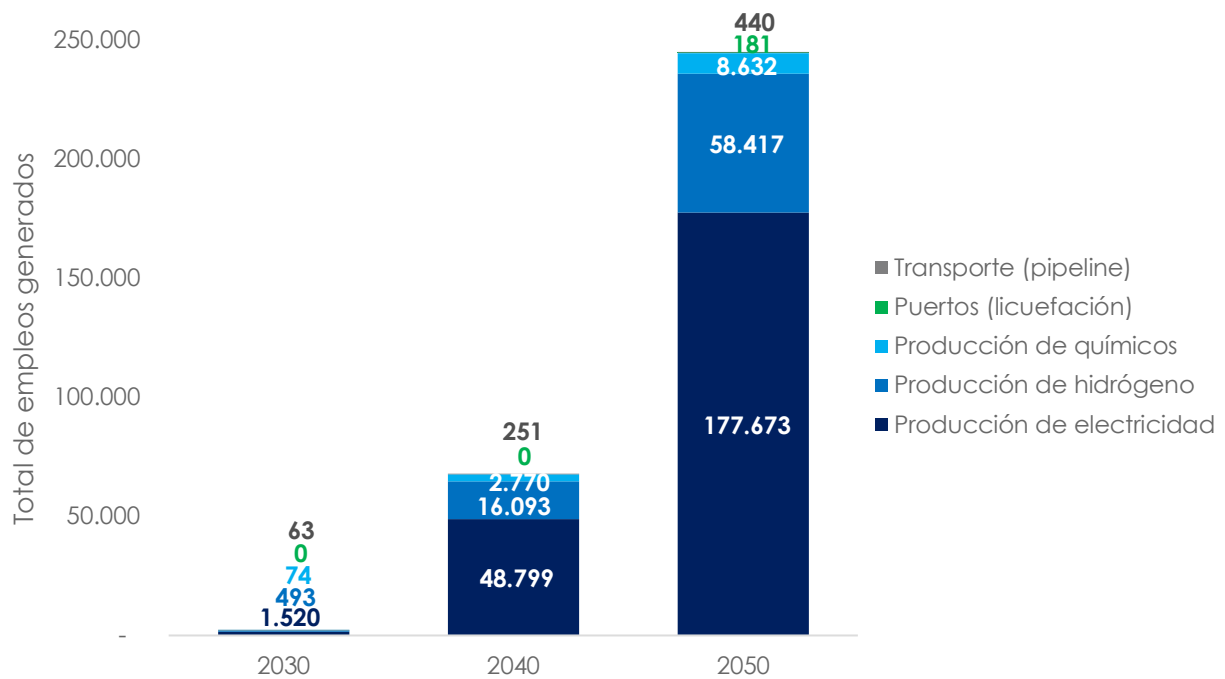


Figura 9. Estimación del total de empleos generados por segmento en Chile por el desarrollo de una industria de recarga de buques con derivados de hidrógeno verde en 2030, 2040 y 2050

La Figura 10 muestra la generación de empleos por rubro producto de la recarga de buques. Se observa que la mayor cantidad de empleos son del tipo indirecto y luego le sigue el rubro de la construcción. Estos últimos corresponden a empleos de corta duración, aproximadamente entre 1 a 2 años [42] [43].

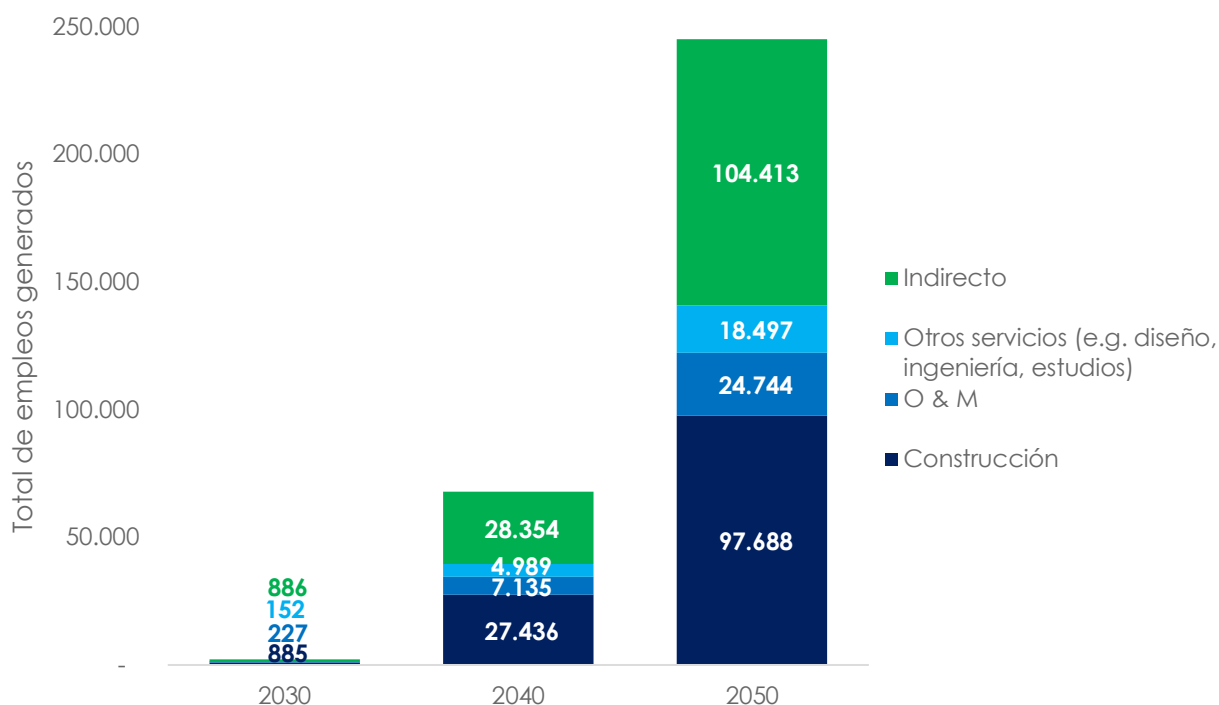


Figura 10. Estimación del total de empleos generados por rubro en Chile por el desarrollo de una industria de recarga de buques con derivados de hidrógeno verde en 2030, 2040 y 2050

Para poner estos valores en perspectiva, la siguiente sección compara los empleos directos e indirectos según las estimaciones realizadas a partir de la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde planteada por el Gobierno a finales del año 2020.

4.3.3. Comparación del escenario de Exportación y Exportación + Recarga de buques con el de la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde

La Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde fue publicada en noviembre del año 2020 y expone los lineamientos del plan de acción planteado por el Gobierno de Chile para potenciar el hidrógeno verde como energético y así descarbonizar las actividades del país. El plan se compone de tres etapas (año 2025, 2030 y 2030+), siendo la primera el desarrollo del hidrógeno verde a nivel doméstico, la segunda el levantamiento de una industria de exportación de amoniaco verde y la tercera espera conquistar los mercados globales y diversificar la exportación mediante combustibles sintéticos.

La Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde proyecta un tamaño del mercado nacional de hidrógeno verde de 25 GW de electrólisis al año 2030. La capacidad ERNC asociada a dicha producción de hidrógeno se estima en 40 GW de proyectos construidos y/o en desarrollo al año 2030, 200 GW al año 2040 y 300 GW al año 2050.

Considerando las proyecciones planteadas en la Estrategia Nacional de H2, se vuelve interesante hacer una comparación entre el total de empleos que se generaría en los Escenarios de Exportación y Recarga de buques expuestos en el presente estudio con los de la Estrategia Nacional, considerando que esta última no contempla el desarrollo

de un mercado de recarga de buques. La Figura 11 muestra dicha comparación entre el total de empleos directos e indirectos del Escenario NDC, Escenario de Exportación, Escenario de Exportación + Recarga de Buques y la Estrategia Nacional de H2 .

Se puede apreciar que la mayor cantidad de empleos se genera bajo el Escenario de la Estrategia Nacional de H2. En comparación con el Escenario de Exportación, en el año 2030 se espera que se generarán aproximadamente la mitad de los empleos que los de la Estrategia Nacional de H2 , en el año 2040 serían cinco veces menos empleos y en el año 2050 tres veces menos. En el año 2040 se percibe la mayor diferencia de empleos, debido a que la Estrategia Nacional de H2 plantea un crecimiento más agresivo entre los años 2030-2040 que entre los años 2040-2050, a diferencia del Escenario de Exportación y Escenario de Recarga de Buques, donde el mayor crecimiento se experimenta en la década del 2040-2050.

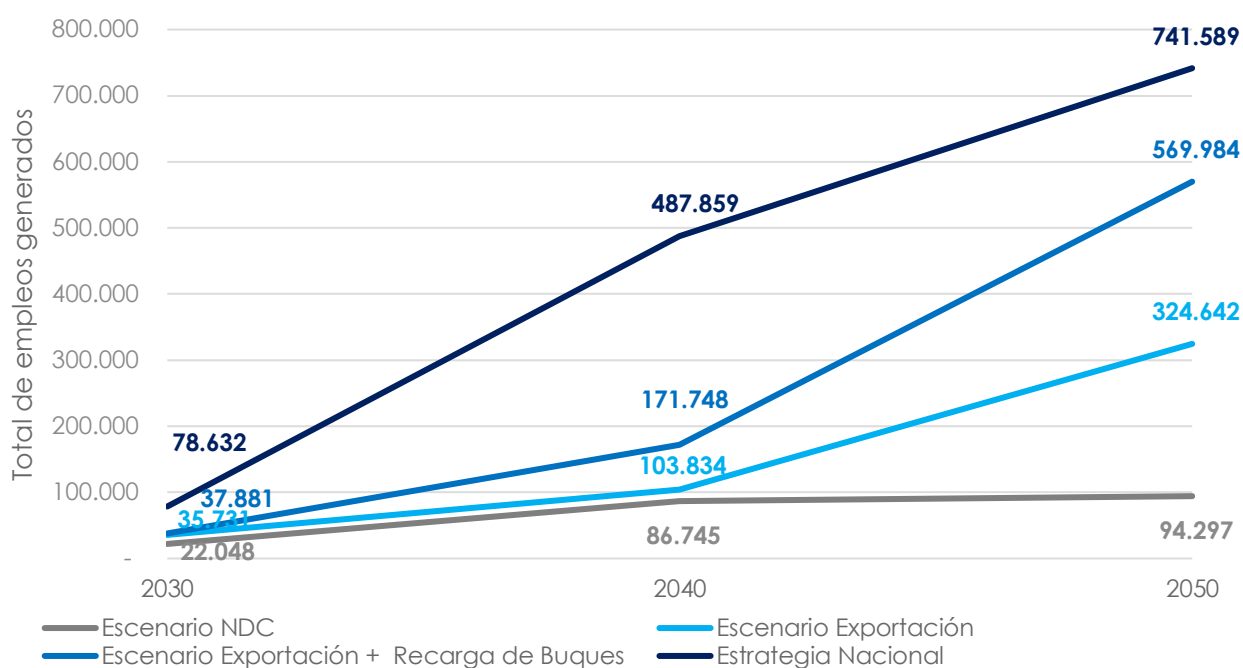


Figura 11. Comparación del total de empleos generados en Chile de los diferentes escenarios en 2030, 2040 y 2050

5. Conclusiones

De acuerdo con los objetivos planteados y el desarrollo del trabajo a lo largo de este reporte, se concluye lo siguiente:

- El desarrollo de una industria de **exportación de hidrógeno y sus derivados** en el escenario de exportación analizado tiene el potencial de generar como mínimo **36 mil, 104 mil, 325 mil empleos al 2030, 2040 y 2050, respectivamente.**
- Bajo el escenario evaluado de desarrollo de un **mercado para la recarga de buques**, se podrían generar **2.150, 68 mil y 245 mil empleos al año 2030, 2040 y 2050, respectivamente, pudiendo constituirse por si solo en un sector sumamente interesante e importante para Chile.**
- Considerando los escenarios de **Exportación + Recarga de Buques**, los resultados indican un potencial de generar **38mil, 172mil y 570mil empleos al año 2030, 2040 y 2050, respectivamente.**
- La distribución de empleos por segmento indica que la generación eléctrica y producción de hidrógeno son las etapas de la cadena de valor que poseen la mayor incidencia en la creación de nuevos empleos. **Ambos segmentos son el origen del 95% del total de empleos para los Escenarios de Exportación y de Recarga de Buques.**
- Al analizar los empleos según rubro, se observa que en el Escenario de Exportación el **42% de los empleos creados son indirectos y el 40% son en construcción.** Esto se traduce en que hay **14 mil, 42 mil, 128 mil empleos al 2030, 2040 y 2050, respectivamente, que serán de corta duración.** Por otra parte, el potencial es de 14 mil, 44 mil, 140 mil empleos que son indirectos en las mismas décadas y escenario, los cuales provienen principalmente del área de las materias primas, servicios jurídicos, financieros, entre otros, los cuales serán o no de corta duración dependiendo del caso.
- Si se compara el Escenario de carbono neutralidad de las NDC con el Escenario de Exportación, se deriva que expandir la orientación de la industria del hidrógeno desde una producción doméstica hacia un **mercado internacional tiene el potencial de aumentar a más del triple la creación total de empleos al año 2050.**

6. Bibliografía

- [1] BloombergNEF, «Climatescope,» BloombergNEF, London, 2020.
- [2] Gobierno de Chile, «Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde,» Santiago, 2020.
- [3] Hinicio, «Cuantificación del encadenamiento industrial y laboral para el desarrollo del hidrógeno en Chile,» Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit GmbH (GIZ), Santiago, 2020.
- [4] Engie Impact, «Conditions and Opportunities of Green Hydrogen Trade,» Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ), Santiago, 2021.
- [5] B. Sutherland, «Pricing CO2 Direct Air Capture,» *Joule*, vol. 3.7, pp. 1571-1573, 2019.
- [6] LBST, Hinicio, «Future Fuel for Road Freight –Techno-Economic & Environmental Performance Comparison of GHG-Neutral Fuels & Drivetrains for Heavy-Duty Trucks,» Fondation Tuck, Munich / Brussels / Paris, 2019.
- [7] L. Collins, «Recharge News,» December 2020. [En línea]. Available: <https://www.rechargenews.com/transition/gigawatt-scale-the-worlds-13-largest-green-hydrogen-projects/2-1-933755>.
- [8] Fundación Terram, «Primera planta de hidrógeno verde en Chile recibe apoyo financiero del gobierno alemán,» Fundación Terram, Diciembre 2020. [En línea]. Available: <https://www.terram.cl/2020/12/primera-planta-de-hidrogeno-verde-en-chile-recibe-apoyo-financiero-del-gobierno-aleman/>.
- [9] N. Ash, I. Sikora y B. Richelle , «Electrofuels for shipping: How synthetic fuels from renewable electricity could unlock sustainable,» Environmental Defense Fund, London, 2019.
- [10] Korean Register, «Forecasting the Alternative Marine Fuel,» 2020.
- [11] International Maritime Organization, «Reducing greenhouse gas emissions from ships,» 2020. [En línea]. Available: <https://www.imo.org/en/MediaCentre/HotTopics/Pages/Reducing-greenhouse-gas-emissions-from-ships.aspx>.
- [12] Gobierno de Chile, «Contribución Determinada a Nivel Nacional de Chile (NDC),» Santiago, 2020.
- [13] Ministerio de Energía, «Explorador Eólico,» Ministerio de Energía, 2020. [En línea]. Available: <http://eolico.minenergia.cl/>.

- [14] Ministerio de Energía, «Explorador Solar,» Ministerio de Energía, 2020. [En línea]. Available: <http://solar.minenergia.cl/sig>.
- [15] Ministerio de Energía de Chile , *Proyecciones de Consumo de Hidrógeno*, 2019.
- [16] Danish Maritime Authority, «A feasibility study for an LNG filling station infrastructure and test of recommendations,» Copenhagen, 2012.
- [17] IRENA, «Renewable Energy Benefits: Leveraging Local Capacity for Onshore Wind,» 2017.
- [18] M. e. al., «The impact of clean energy investments on the Greek economy: An input-output analysis for 2010-2020,» *Energy Policy*, n° 57, pp. 263-275, 2013.
- [19] IRENA, «Renewable Energy Benefits: Leveraging Solar Capacity for PV,» 2017.
- [20] Navigant, «Gas for Climate - Job Creation by Scaling Up Renewable Gas in Europe,» 2019.
- [21] Economic Policy Institute, «Updated employment multipliers for the U.S. economy,» Washington, DC, 2019.
- [22] Ammonia Energy Association, «Hydrogen in Australia: investments and jobs,» 11 Junio 2020. [En línea]. Available: <https://www.ammoniaenergy.org/articles/hydrogen-in-australia-investments-and-jobs/>.
- [23] Jefferson Parish Economic Development Commission, «JEDCO,» JEDCO, 01 September 2016. [En línea]. Available: <https://www.jedco.org/2016/09/dynonobel-america-unveils-new-ammonia-plant-in-jefferson-parish/>. [Último acceso: 06 January 2021].
- [24] Jefferson Parish Economic Development Commission, «JEDCO,» August 2013. [En línea]. Available: <https://www.jedco.org/wp-content/uploads/2012/06/August-2013-Media-Packet.pdf>. [Último acceso: 08 January 2021].
- [25] Gulf Coast Ammonia LLC and Starwood Energy Group Global LLC, «Starwood Energy invests in Gulf Coast Ammonia,» Starwood Energy Group Press Releases, Texas City, 2020.
- [26] Houston Business Journal, «Major ammonia plant project to start construction near Houston,» Houston Business Journal Energy, Texas City, 2020.
- [27] ADI Analytics LLC, «Economic and Employment - Impacts of U.S. Methanol Industry,» Methanol Institute , Houston, 2017.

- [28] Louisiana Economic Development , «Castleton Commodities International Announces \$1.2 Billion Methanol Project In Louisiana,» Louisiana Economic Development News, Louisiana, 2014.
- [29] The Advocate, «\$1.2B Plaquemines methanol plant receives air permits; site would create 50 jobs,» The Advocate News Business, Louisiana, 2020.
- [30] Federal Energy Regulatory Commission, «DRAFT ENVIRONMENTAL IMPACT STATEMENT for the Plaquemines LNG and Gator Express Pipeline Project,» Federal Energy Regulatory Commission, Washington D.C, 2018.
- [31] Alberta Government , «Premier's plan unlocks \$2-billion energy investment,» Nautical Energy, Alberta, 2019.
- [32] Gallipolis Daily Tribune, «\$1.2 billion project proposed for Mason County,» Gallipolis Daily Tribune Top Stories, Occidental Virginia, 2019.
- [33] Domestic Synthetic Fuels, «Construction permit granted for Mason county coal to liquids facility,» DS Fuels Media, Charleston, 2019.
- [34] Alaska Gasline Delevelopment Corp, «Alaska and China Sign Historic Joint Development Agreement,» Alaska Gasline Delevelopment Corp, Anchorage, 2017.
- [35] The Alaska Department of Labor and Workforce Development, «The Alaska LNG Project - Gasline Workforce Plan,» The Alaska Department of Labor and Workforce Development, Anchorage, 2018.
- [36] Federal Energy Regulatory Commission, «Penneast Pipeline Project - Final Environmental Impact Statement,» Federal Energy Regulatory Commission, Washington, DC, 2017.
- [37] Stantec Consulting, «Detailed Project Description - Cedar LNG Project Liquefaction and Export Terminal,» Cedar LNG, British Columbia, 2019.
- [38] McKinsey&Company, «Sustaining impact from Australian LNG from Australian LNG,» McKinsey Australia , Sydney, 2016.
- [39] I. F. S. FUTURES, «CALCULATING GLOBAL ENERGY SECTOR JOBS: 2015 METHODOLOGY UPDATE,» 2015.
- [40] Ministerio de Energía, «Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde,» Ministerio de Energía, Gobierno de Chile, Santiago, 2020.
- [41] Institute for Sustainable Futures , «Calculating Global Energy Sector Jobs - 2015 Methodology Update,» Institute for Sustainable Futures , Sidney, 2015.

- [42] Portal Minero, «Parque fotovoltaico Lalackama 3: Enel Green Power estima en 19 meses construcción del proyecto,» Portal Minero, Santiago, 2020.
- [43] Diario Financiero, «Primera planta de hidrógeno verde en Magallanes ingresa a tramitación ambiental,» Consejo Políticas de Infraestructura, Santiago, 2020.
- [44] Northern Territory Government Newsroom, «Start of Gas Manufacturing Industry in NT: 1000 Jobs in Construction through Methanol Project Planned for NT,» Northern Territory Government Newsroom, Northern Territory, 2019.
- [45] Oil&Gas Journal, «Coogee plans methanol plant for Northern Territory,» Oil&Gas Journal, Tulsa, 2019.
- [46] Methanex Corp, «METHANEX PLANS UP TO \$1.4 BILLION METHANOL PLANT IN GEISMAR -- ITS THIRD THERE,» Geismar News, Geismar, 2019.
- [47] Grain Central, «Perdaman eyes NSW fertiliser market with Narrabri plant,» Grain Central News, Brisbane, 2019.
- [48] World Fertilizer Magazin, «Santos and Perdaman sign heads of agreement for ammonia production facility,» World Fertilizer, Farnham, 2019.
- [49] Federal Energy Regulatory Commission, «Driftwood LNG Project - Draft Environmental Impact Statement,» Federal Energy Regulatory Commission, Washington DC, 2018.
- [50] ANNOVA LNG, LLC, «Annova LNG,» Annova LNG, 4 Abril 2020. [En línea]. Available: <https://annovalng.com/>. [Último acceso: 11 Enero 2021].
- [51] Énergie Saguenay, «Project Summary,» Énergie Saguenay, Quebec, 2014.
- [52] NREL, «Jobs and Economic Development Impact Model (JEDI) for Transmission Lines,» TL12.23.16, 2013.
- [53] CE Delft, «Werk door groene waterstof - Eerste verkenning naar behoud van werkgelegenheid en creëren van nieuwe banen door grootschalige uitrol groene waterstof in Nederland,» Delft, 2018.
- [54] McKinsey, «Hydrogen Roadmap France Dataset,» 2019.
- [55] Element Energy, «Hydrogen for economic growth - Unlocking jobs and GVA whilst reducing emissions in the UK,» 2019.
- [56] Argonne National Laboratory, «Employment Impacts of Hydrogen and Fuel Cell Technologies,» Washington D.C., 2017.

- [57] University of Michigan, «Developer Projections for Proposed Facilities,» [En línea]. Available: <http://webservices.itcs.umich.edu/drupal/recd/?q=node/64>. [Último acceso: 24 Agosto 2020].
- [58] Tractebel, Hinicio, «Early Business Cases for H2 in Energy Storage and more broadly Power To H2,» Brussels, 2017.
- [59] Editec, «Catastro de Equipamiento Minero 2013-2014,» 2014.
- [60] Instituto Nacional de Estadísticas, «CENSO 2017,» 2017.
- [61] Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones, «Observatorio Logístico,» 2015. [En línea]. Available: <https://www.observatoriologistico.cl/>. [Último acceso: 5 Agosto 2020].
- [62] US Department of Energy, «DOE Technical Targets for Fuel Cell Systems and Stacks for Transportation Applications,» [En línea]. Available: <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/doe-technical-targets-fuel-cell-systems-and-stacks-transportation-applications>. [Último acceso: 5 Agosto 2020].
- [63] O. A. Hjelkrem, P. Arnesen, T. A. Bo y R. S. Sondell, «Estimation of tank-to-wheel efficiency functions based on type approval data,» *Applied Energy*, vol. 276, 2020.
- [64] Ministerio de Energía de Chile, «Informe de Actualización de Antecedentes 2019,» Santiago, 2019.
- [65] Endeavor Insight, «Por qué las "Scaleups" son Críticas para la Creación de Empleo en Chile,» Santiago, 2013.
- [66] International Energy Agency, «The Future of Hydrogen: Assumptions annex,» IEA, 2019.
- [67] Tractebel and Hinicio, «Early Business Cases H2P,» FCHJU, Brussels, 2017.
- [68] J. Yutronic, «Los desafíos de la manufactura avanzada en Chile,» EMB, Santiago, 2017.
- [69] The World Bank, «Building Competitive Green Industries: The Climate and Clean Technology Opportunity for Developing Countries,» USA, 2014.
- [70] Inter-American Development Bank, «The labor impact of coal phase down scenarios in Chile,» IDB, Washington, 2019.
- [71] L. Cameron, B. v. d. Zwaan y T. Kober, «Employment in renewables: a literature review and case study,» de ECN, 2013.

- [72] Navigant, «Job Creation Opportunities in Hydropower,» de *National Hydropower Association*, 2009.
- [73] Guidehouse, «Hydrogen generation in Europe: Overview of costs and key benefits,» de *European Commission*, 2020.
- [74] International Finance Corporation, «Estimating Employment Effects of Powerlinks Transmission Limited Project in India and Bhutan,» IFC Development Impact Department, India, 2012.
- [75] Comisión Nacional de Energía, «Reporte Mensual ERNC - Enero 2021 Vol. N°53,» Comisión Nacional de Energía, Santiago , 2021.
- [76] Directemar, «Boletín Estadístico Marítimo,» Armada de Chile, Santiago, 2020.
- [77] Datasur, «Volumenes de Exportación de Metanol,» 2020.
- [78] ALFA LAVAL, HAFNIA, HALDOR TOPSØE, VESTAS, SIEMENS GAMESA, «Ammonfuel: An industrial view of ammonia as a marine fuel,» 2020.

7. Anexo I: Información y fuentes factores de empleabilidad de exportación

Carrier	Empresa	Nombre proyecto	País	Ciudad	Fecha reporte/noticia	Fecha operación	Unidad	Tamaño	Inversión [MUSD]	E. D construcción	E. D O&M	E. I	F.E.D construcción	F.E.D O&M	F.E.I	Confianza	Fuente
Metanol	Coogee Chemicals	Darwin Methanol Plant	Australia	Darwin	2019	2024	kton CH ₃ OH	350	385,8	1.000	233	117	2,86	0,67	0,33	Media	[44] [45]
Metanol	Típica	Típica	USA	USA	2017	2020	kton CH ₃ OH	1.500	1.100	2.086	291	301	1,39	0,19	0,20	Alta	[27]
Metanol	Methanex Corporation	Geismar	USA	Louisiana	2019	2022	kton CH ₃ OH	1.800	1.400	1.000	62	301	0,56	0,03	0,17	Media	[46]
Metanol	Castleon Commodities International	Braithwaite Methanol Plant	USA	Louisiana	2014	2019	kton CH ₃ OH	1.830	1.200	1.000	50	291	0,55	0,03	0,16	Alta	[28] [29] [30]
Metanol	Nautical	Grand Prairie	Canada	Alberta	2019	2022	kton kH ₃ OH	3.000	2.000	1.000	200	1.800	0,33	0,07	0,60	Alta	[31]
Amoniaco	Santos and Perdaman	Narrabri plant	Australia	Narrabri	2019	2023	kton NH ₃	300	1.100	700	100	100	2,33	0,33	0,33	Media	[47] [48]
Amoniaco	Dyno Nobel America	Jefferson Parish	USA	Louisiana	2013	2016	kton NH ₃	800	850	750	16	117	0,94	0,02	0,15	Alta	[23] [24]
Amoniaco	Starwood Energy Group Global LLC & Mabanaff GmbH	Gulf Coast Ammonia LLC facility	USA	Texas City	2020	2023	kton NH ₃	1.300	1.100	1.000	40		0,77	0,03	0,00	Alta	[25] [26]
Tuberías distribución	PennEast Pipeline	Penneast Pipeline project	USA	New Jersey	2017	2017	km	193,4	1.000	243	24	341	1,26	0,12	1,76	Alta	[36]
Tuberías distribución	Tellurian Inc	Driftwood LNG	USA	Louisiana	2019	2025	km	223,7	12.100	523	30	0	2,34	0,13	0,00	Media	[49]
Licuefacción	Annova LNG	Annova LNG	USA	Texas	2020	2025	kton LNG	6.500	3.000	700	165	1.322	0,11	0,03	0,20	Media	[50]
Licuefacción	GNL Québec	Énergie Saguenay Project	Canada	Québec	2014	2026	kton LNG	11.000	7.033	4.000	275	1.725	0,36	0,03	0,16	Media	[51]
Licuefacción	Alaska Development Corp	Alaska LNG	USA	Alaska	2017	2024	kton LNG	20.000	12.800	5.900	310	3.236	0,30	0,02	0,16	Alta	[34] [35]
Licuefacción	Tellurian Inc	Driftwood LNG	USA	Louisiana	2019	2025	kton LNG	27.600	15.400	3.107	498	3.934	0,11	0,02	0,14	Media	[49]
Alm. puertos GNL	Cedar LNG project	Cedar LNG Export Development Ltd.	Canada	British Columbia	2019	2025	1.000 m ³	250	1.695,5	80		162	0,43	0,00	0,86	Alta	[37] [38]
Combustibles sintéticos	The Domestic Synthetic Fuels	The Domestic Synthetic Fuels Facility	USA	Mason County	2019	2023	1.000 m ³	627.800	1.200	1.000	130	1.130	1,60	0,21	1,80	Alta	[32] [33]