



UNIVERSIDAD DE CONCEPCIÓN
FACULTAD DE INGENIERÍA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA QUÍMICA



**ESTUDIO DE LA OPTIMIZACIÓN DE LOGÍSTICA EN LA PRODUCCIÓN,
ALMACENAMIENTO Y EXPORTACIÓN DE HIDRÓGENO VERDE EN
CHILE**

POR

Blas Hernán Sanhueza Vásquez

Memoria de Título presentada a la Facultad de Ingeniería de la Universidad de Concepción para
optar al título profesional de Ingeniero Civil Químico

Profesores Guía:

Fernando Márquez

Juan Carrasco

Fabrizio Salvatori

Profesor comisión:

Romel Jiménez

Diciembre, 2022

Concepción, Chile

©2022, Blas Hernán Sanhueza Vásquez

Ninguna parte de esta tesis puede reproducirse o transmitirse bajo ninguna forma o por ningún medio o procedimiento, sin permiso por escrito del autor.

Resumen

Gracias a su enorme potencial renovable, Chile tiene una gran oportunidad para desarrollar una economía robusta en torno al hidrógeno verde, vector energético que está llamado a tener un rol protagónico en la transición energética que el planeta necesita. En este estudio se analizó la logística de la producción de hidrógeno verde en Chile y su posible uso interno y exportación.

A partir del estudio bibliográfico, se calculó el Costo Nivelado del Hidrógeno (LCOH) para cada una de las etapas de su cadena de valor, en primer lugar a partir de combinaciones generadas por la producción de hidrógeno en las regiones de Antofagasta, Biobío y Magallanes, utilizando tecnologías de electrólisis alcalina (ALK) y pilas de combustible de membranas de intercambio protónico (PEM), para los años 2022, 2030 y 2050, acondicionamientos de hidrógeno comprimido, líquido y en forma de amoníaco para distribución nacional y exportación a 5 potenciales puertos de destino: Osaka, Shanghai, Hamburgo, Rotterdam y Amberes-Brujas.

Se obtuvo que el LCOH de producción más bajo fue generado por la combinación Antofagasta-PV-ALK con 2,08 USD/kgH₂, 1,42 USD/kgH₂ y 0,99 USD/kgH₂, para los escenarios 2022, 2030 y 2050, respectivamente. Por otra parte, los LCOH de la etapa de acondicionamiento, en los casos más optimistas tomaron valores de 1,82 USD/kgH₂ para licuefacción, 2,53 USD/kgH₂ para el proceso Haber-Bosch más reacondicionamiento y 0,72 USD/kgH₂ para hidrógeno comprimido hasta 800 bar. En cuanto a distribución nacional, el LCOH de distribución alcanzó los 1,8 USD/kgH₂ en forma comprimida para distancias de hasta 300 km y 2,38 USD/kgH₂ en forma líquida hasta 1831 km recorridos. Finalmente, el mejor LCOH de exportación se obtuvo para la combinación Antofagasta-Rotterdam o Antofagasta-Amberes en forma de amoníaco con 7 USD/kgH₂, 4,5 USD/kgH₂, y 3,96 USD/kgH₂ para los años 2022, 2030 y 2050, respectivamente.

Se concluyó que en el escenario actual, los LCOH obtenidos aún no son competitivos frente a producciones de hidrógeno a partir de combustibles fósiles. Por otro lado, se cumplen los LCOH de producción de 1,6 USD/kgH₂, hacia el 2030 y 1 USD/kgH₂ hacia el 2050, permitiendo al hidrógeno verde ser competitivo frente al diésel y gas natural en la industria local hacia mediano plazo. Asimismo. En el caso exportación, el amoníaco representa la mejor opción de distribución hacia el mediano-largo plazo con LCOH competitivos frente a precios objetivos estimados.

Abstract

Due to its enormous renewable potential, Chile has a great opportunity to develop a robust economy around green hydrogen; an energy vector that is called to play a leading role in the energy transition that the planet needs. This study analyzed the logistics of green hydrogen production in Chile and its possible domestic use and export.

From the bibliographic study, the Levelized Cost of Hydrogen (LCOH) was calculated for each of the stages of its value chain, first from combinations generated by hydrogen production in the regions of Antofagasta, Biobío and Magallanes, using alkaline (ALK) electrolysis and PEM technologies, for the years 2022, 2030 and 2050, conditioning of compressed, liquid and ammonia hydrogen for domestic distribution and export to 5 potential destination ports: Osaka, Shanghai, Hamburg, Rotterdam and Antwerp-Bruges.

It was obtained that the lowest production LCOH was generated by the Antofagasta-PV-ALK combination with 2.08 USD/kgH₂, 1.42 USD/kgH₂ and 0.99 USD/kgH₂, for the 2022, 2030 and 2050 scenarios, respectively. On the other hand, the LCOH of the conditioning stage, in the most optimistic cases took values of 1.82 USD/kgH₂ for liquefaction, 2.53 USD/kgH₂ for the Haber-Bosch process plus reconditioning and 0.72 USD/kgH₂ for compressed hydrogen up to 800 bar. For domestic distribution, the LCOH reached USD USD/kgH₂ in compressed form for distances up to 300 km and USD USD/kgH₂ in liquid form up to 1831 km traveled. Finally, the best export LCOH was obtained for the Antofagasta-Rotterdam or Antofagasta-Antwerp combination in ammonia form with 7 USD/kgH₂, 4.5 USD/kgH₂, and 3.96 USD/kgH₂ for the years 2022, 2030 and 2050, respectively.

It was concluded that in the current scenario, the LCOH obtained are not yet competitive with hydrogen production from fossil fuels. On the other hand, the production LCOH's of 1.6 USD/kgH₂ by 2030 and 1 USD/kgH₂ by 2050 are reached, allowing green hydrogen to be competitive with diesel and natural gas in the local industry in the medium term. Likewise, in the case of exports, ammonia represents the best distribution option in the medium to long term with competitive LCOH compared to estimated target prices, following Chile's objective to position itself as a leading world exporter.

Índice general

1.	Introducción.....	1
2.	Objetivos	2
2.1.	Objetivo general.....	2
2.2.	Objetivos específicos	2
3.	Marco teórico	3
3.1.	Hidrógeno	3
3.1.1.	Producción de hidrógeno	5
3.2.	Hidrógeno verde.....	8
3.2.1.	Cadena de valor del hidrógeno verde	11
3.3.	Chile como productor de hidrógeno verde	26
3.3.1.	Estrategia Nacional de hidrógeno verde	27
3.4.	Potencial energético renovable Chileno	29
3.5.	Potenciales polos productivos de hidrógeno en Chile.....	32
3.5.1.	Antofagasta	33
3.5.2.	Biobío	35
3.5.3.	Magallanes	37
3.6.	Sistema eléctrico de Chile	39

3.7.	Demanda Chilena de energía.....	41
3.8.	Demanda Chilena de hidrógeno.....	43
3.9.	Demanda Mundial de hidrógeno.....	46
3.9.1.	Potencial mercado de exportación de hidrógeno Chileno	48
4.	Metodología.....	49
4.1.	Estudio en la literatura.....	50
4.2.	Potencial oferta y demanda de hidrógeno	51
4.3.	Evaluación económica.....	52
4.3.1.	Producción	54
4.3.2.	Acondicionamiento y almacenamiento	55
4.3.3.	Distribución.....	56
4.4.	Competitividad del hidrógeno verde en sus aplicaciones finales	58
5.	Resultados y discusión.....	59
5.1.	Proyecciones de oferta y demanda de hidrógeno.....	59
5.2.	Evaluación económica.....	66
5.2.1.	Costos nivelados de producción.....	66
5.2.2.	Costos nivelados de acondicionamiento.....	74
5.2.3.	Costos nivelados de distribución.....	79
5.3.	Competitividad del hidrógeno verde en sus aplicaciones finales	95

6.	Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) relacionados al estudio	100
7.	Conclusiones	102
8.	Referencias	104
9.	Anexos	112
9.1.	Proyecciones de oferta y demanda.....	112
9.2.	Evaluación económica.....	113
9.2.1.	LCOH producción	113
9.2.2.	LCOH acondicionamiento	114
9.2.3.	LCOH distribución.....	116
9.3.	Competitividad del hidrógeno verde en sus aplicaciones finales	117

Índice de tablas

Tabla 1. Propiedades físico químicas del hidrógeno. Fuente: [2].	3
Tabla 2. Costos de producción de hidrógeno. Fuente: [2], [9].	6
Tabla 3. Conductores y barreras del desarrollo del hidrógeno verde. Fuente: [7].	10
Tabla 4. Tipos de energía renovable. Fuente: [21].	12
Tabla 5. Costo eléctrico a partir de fuentes renovables (\$/MWh). Fuente: elaboración propia a partir de [7], [12], [21], [30]–[35].	15
Tabla 6. Descripción de procesos en electrolizadores. Fuente:[4], [37].	18
Tabla 7. Parámetros tecno-económicos de electrolizadores por tecnología. Fuentes: [12], [33], [35], [38], [39].	19
Tabla 8. Parámetros técnicos y económicos por tipo de acondicionamiento de hidrógeno. Fuentes: [30], [38], [48]–[51].	23
Tabla 9. Medios de transporte de hidrógeno. Fuente: [41].	25
Tabla 10. Etapas de proyección hidrógeno verde. Fuente: [5].	28
Tabla 11. Potencial renovable Chileno por región y tecnología. Fuentes: [31], [57], [58].	30
Tabla 12. Potencial renovable región de Antofagasta. Fuentes: [31], [57], [58].	33
Tabla 13. Potencial renovable región del Biobío. Fuentes: [31], [57], [58].	35
Tabla 14. Potencial renovable región de Magallanes. Fuentes: [31], [57], [58].	37
Tabla 15. Demanda Chilena de hidrógeno al año 2050. Fuente: [59].	44
Tabla 16. Parámetros económicos LCOH. Fuente: Elaboración propia.	53

Tabla 17. Potencial producción de hidrógeno verde en polos Chilenos.....	59
Tabla 18. Combinaciones de producción de hidrógeno verde región de Antofagasta.	66
Tabla 19. Combinaciones de producción de hidrógeno verde región del Biobío.	69
Tabla 20. Combinaciones de producción de hidrógeno verde región de Magallanes.	71
Tabla 21. Distancias entre puertos de polos de producción de hidrógeno verde Chilenos y destinos. Fuente: [82]......	87
Tabla 22. Precios objetivos del hidrógeno. Fuente: [44], [60], [83].	96

Índice de figuras

Figura 1. Aplicaciones del hidrógeno [5].	4
Figura 2. Identificación en colores según forma de producción del hidrógeno [8]	5
Figura 3. Proceso de producción de hidrógeno verde [11].	8
Figura 4. Distribución de costos de producción en una planta (Electrolizador PEM de 1 MW) [12].	9
Figura 5. Tecnologías de producción de energía solar. Elaboración propia a partir de [22]–[24].	13
Figura 6. Tendencias en total de costos instalados, factores de planta y costo nivelado de energías por tecnología entre años 2010 y 2020 [27].	14
Figura 7. Vista de niveles en proceso de electrólisis [16].	16
Figura 8. Funcionamiento y reacciones químicas de diferentes tipos de electrolizadores [36].	17
Figura 9. LCOH de almacenamiento de hidrógeno corto y mediano plazo [4], [52].	24
Figura 10. Proyección de mercados chilenos de hidrógeno verde y derivados [55].	27
Figura 11. Potencial energético renovable Chile por zona geográfica [57].	29
Figura 12. Distribución geográfica de capacidad eléctrica instalada Antofagasta [64].	34
Figura 13. Distribución geográfica capacidad eléctrica instalada Biobío [68].	36
Figura 14. Distribución geográfica del potencial eólico región de Magallanes [69].	38
Figura 15. Capacidad instalada por fuente Sistema Eléctrico Nacional [MW] años 2010-2022 [71].	39
Figura 16. Capacidad instalada Sistema eléctrico nacional año 2022 [72].	40
Figura 17. Balance energético Chileno, año 2019 [59]	41

Figura 18. Distribución de la demanda Chilena de hidrógeno. Izquierda: Año 2019, Derecha: Proyección hacia 2030/2035 [74].	43
Figura 19. Demanda de hidrógeno verde según región y escenario al 2050 [59].	45
Figura 20. Demanda global de hidrógeno por uso final al año 2050 [75].	46
Figura 21. Demanda global de hidrógeno por región al año 2050 [75].	47
Figura 22. Etapas de la metodología implementada.	49
Figura 23. Algoritmo de combinaciones de producción de hidrógeno verde. 1) Polo productivo. 2) Energía renovable. 3) Tecnología del electrolizador. 4) Escenarios temporales.	54
Figura 24. Algoritmo de combinaciones de formas de acondicionamiento del hidrógeno luego de electrólisis.	55
Figura 25. Rutas de exportación de hidrógeno verde desde polos chilenos hacia puertos internacionales.	57
Figura 26. Potencial producción de hidrógeno verde en polos de producción Chilenos versus demanda mundial al año 2050.	60
Figura 27. Demanda Chilena de hidrógeno v/s demanda de polos de producción al año 2050.	61
Figura 28. Potencial producción de H ₂ verde en relación a capacidad renovable instalada.	62
Figura 29. Capacidad de distribución de hidrógeno versus potencial renovable instalado región de Antofagasta.	63
Figura 30. Capacidad de distribución de hidrógeno versus potencial renovable instalado región del Biobío.	63
Figura 31. Capacidad de distribución de hidrógeno versus potencial renovable instalado región de Magallanes.	64

Figura 32. LCOH etapa producción a partir de energía PV región de Antofagasta.....	67
Figura 33. LCOH etapa producción a partir de energía CSP, región de Antofagasta.....	67
Figura 34. LCOH etapa producción a partir de electrolizador ALK, región del Biobío.....	69
Figura 35. LCOH etapa producción a partir de electrolizador PEM, región del Biobío.....	70
Figura 36. LCOH etapa producción a partir de electrolizador ALK, región de Magallanes.....	71
Figura 37. LCOH etapa producción a partir de electrolizador PEM, región de Magallanes.....	72
Figura 38. LCOH etapa producción años 2022, 2030, 2050.....	73
Figura 39. LCOH etapa compresión.....	74
Figura 40. LCOH etapa licuefacción.....	75
Figura 41. LCOH proceso Haber-Bosch (Acondicionamiento a amoníaco NH ₃).....	76
Figura 42. LCOH tipos de acondicionamiento de hidrógeno.....	77
Figura 43. LCOH distribución comprimida desde Antofagasta (CH ₂).....	80
Figura 44. LCOH distribución comprimida desde Biobío (CH ₂).....	80
Figura 45. LCOH distribución comprimida desde Magallanes (CH ₂).....	81
Figura 46. Radios de distribución de 300 km, desde polos de producción. De izquierda a derecha: Antofagasta, Biobío, Magallanes.....	82
Figura 47. LCOH distribución líquida desde Antofagasta (LH ₂).....	83
Figura 48. LCOH distribución líquida desde Biobío (LH ₂).....	83
Figura 49. LCOH distribución líquida desde Magallanes (LH ₂).....	84
Figura 50. LCOH formas de exportación.....	86

Figura 51. Exportación de hidrógeno desde puertos Chilenos a Osaka en forma líquida.	89
Figura 52. Exportación de hidrógeno desde puertos Chilenos a Osaka en forma de Amoníaco.	89
Figura 53. Exportación de hidrógeno desde puertos Chilenos a Shanghái en forma líquida.	90
Figura 54. Exportación de hidrógeno desde puertos Chilenos a Shanghái en forma de Amoníaco. .	90
Figura 55. Exportación de hidrógeno desde puertos Chilenos a Rotterdam en forma líquida.	91
Figura 56. Exportación de hidrógeno desde puertos Chilenos a Rotterdam en forma de Amoníaco.	91
Figura 57. Exportación de hidrógeno desde puertos Chilenos a Amberes en forma líquida.....	92
Figura 58. Exportación de hidrógeno desde puertos Chilenos a Amberes en forma de Amoníaco...	92
Figura 59. Exportación de hidrógeno desde puertos Chilenos a Hamburgo en forma líquida.	93
Figura 60. Exportación de hidrógeno desde puertos Chilenos a Hamburgo en forma de Amoníaco.	93
Figura 61. Competitividad del hidrógeno verde Chileno en el corto y mediano plazo (Economía Nacional).....	97
Figura 62. Competitividad del hidrógeno verde Chileno en el mediano y largo plazo (mercado internacional).....	98
Figura 63. Competitividad del hidrógeno verde Chileno en el mediano y largo plazo (mercado internacional).....	98
Figura 64. Proyección oferta y demanda región de Antofagasta.	112
Figura 65. Proyección oferta y demanda región del Biobío.	112
Figura 66. Proyección oferta y demanda región de Magallanes.	113
Figura 67. Parámetros proyectados para cálculo LCOH producción.	113
Figura 68. Parámetros precios de energía renovable año 2022.....	113

Figura 69. Parámetros precios de energía renovable año 2030.....	113
Figura 70. Parámetros precios de energía renovable año 2050.....	114
Figura 71. Ejemplo de cálculo LCOH producción combinación Antofagasta-PV-ALK-2022.	114
Figura 72. Parámetros de cálculo LCOH acondicionamiento.	114
Figura 73. Ejemplo de cálculo LCOH acondicionamiento comprimido.	115
Figura 74. Ejemplo de cálculo LCOH acondicionamiento líquido.	115
Figura 75. Ejemplo de cálculo LCOH acondicionamiento portador amoníaco.	115
Figura 76. Cálculos LCOH distribución nacional.	116
Figura 77. Cálculos LCOH exportación líquida.	116
Figura 78. Cálculos LCOH exportación portador amoníaco.	116
Figura 79. Precios proyectados del hidrógeno en puertos de destino [83].	117
Figura 80. Precios objetivos del hidrógeno en Chile respecto al diésel [44].	117
Figura 81. Precios objetivos del hidrógeno en Chile respecto al gas natural [44].	117

Glosario

H ₂	Hidrógeno gaseoso	PV	Fotovoltaico
CH ₂	Hidrógeno comprimido gaseoso	CSP	Concentración solar de potencia
LH ₂	Hidrógeno líquido	ALK	Electrolizador alcalino
NH ₃	Amoníaco (líquido)	PEM	Electrolizador de membrana de intercambio de protones
LHV	Poder calorífico inferior	ANT	Región de Antofagasta
HHV	Poder calorífico superior	BB	Región del Biobío
USD	Dólar estadounidense	MAG	Región de Magallanes
CAPEX	Costos de inversión de capital	UE	Unión Europea
OPEX	Costos operacionales	I+D	Investigación y Desarrollo
WACC	Costo medio ponderado de capital	MoU	Memorándum de entendimiento
NPV	Valor actual neto	ECLP	Estrategia Climática de Largo Plazo
LCOH	Costo nivelado del hidrógeno	PELP	Planificación Energética Largo Plazo

Masa

kg kilogramo

t Tonelada (1000 kilogramos)

Presión

atm Atmósfera

bar Bar (0,99 atm)

Volumen

L Litro (unidad básica de volumen)

m³ Metro cúbico (1000 L)**Velocidad**

kmh Kilómetros recorridos por hora

nudo Nudo (1,852 km/h)

milla Milla (1,609 km)

Energía

J Joule (unidad básica de energía)

cal Caloría (4,184 J)

W Watt (Js⁻¹)

kWh Kilowatt hora, un kilowatt usado en una hora (3,6 MJ)

Prefijos Sistema Internacional (SI)k Kilo (mil, 10³)M Mega (millón, 10⁶)G Giga (billón, 10⁹)T Tera (trillón, 10¹²)P Peta (cuatrillón, 10¹⁵)E Exa (quintillón, 10¹⁸)

1. Introducción

La urgencia de mitigar el cambio climático y cumplir con los objetivos de carbono neutralidad hacia el 2050, propuesto por el acuerdo de París, va de la mano con la descarbonización de los sistemas energéticos, es decir, abandonar los combustibles fósiles y reemplazarlos por fuentes que reduzcan la emisión de carbono a la atmósfera.

El hidrógeno verde está llamado a tener un papel protagonista en esta transición energética, al ser un vector energético versátil, que puede ser utilizado en distintas aplicaciones: generando electricidad a través de celdas de combustible, combustionando y/o como reactivo en procesos químicos [1], no produciendo emisiones directas de contaminantes o gases de efecto invernadero [2].

La producción de este energético y su factibilidad técnica-económica depende mayoritariamente de los recursos específicos de cada país y de las fuentes energéticas asociadas al mismo territorio. En adición a lo anterior, las formas de acondicionamiento y distribución para uso final juegan también un papel fundamental en términos de competitividad de costos.

Chile, especialmente, ha sido identificado por diversas fuentes, como un país estratégico clave para la producción de hidrógeno a partir de electrólisis, gracias a su potencial renovable envidiable, contando con la mejor radiación solar del mundo en el desierto de Atacama, una Patagonia ventosa, zona central con factores de planta muy altos, inmensa cantidad de volcanes beneficiando a la geotermia y, además, un potencial considerable para el uso de biomasa y energía hídrica.

El presente informe, analiza la estructura, y diferentes opciones que puede tomar la cadena de valor de hidrógeno verde, producido en el país, en tres polos de producción: Antofagasta, Biobío y Magallanes, evaluando el costo nivelado del hidrógeno (LCOH) desde su producción, hasta distintas aplicaciones finales, ya sean domésticas o internacionales, con el fin de seleccionar las mejores opciones en cuanto a logística, para la optimización de los beneficios económicos asociados, en escenarios actuales, a mediano y largo plazo.

2. Objetivos

2.1. Objetivo general

- Analizar la logística de la producción de hidrógeno verde y su posible uso interno y exportación en Chile.

2.2. Objetivos específicos

- Evaluar la mejor ubicación de proyectos productivos de hidrógeno verde en Chile.
- Determinar la logística óptima de almacenamiento y distribución de hidrógeno verde en Chile.
- Evaluar los puertos de exportación de hidrógeno verde en Chile y los puntos de destino óptimos de venta de hidrógeno verde.

3. Marco teórico

3.1. Hidrógeno

El hidrógeno es el primer elemento de la tabla periódica y el más abundante en el universo. En la Tierra, se encuentra asociado en moléculas más complejas, tales como el agua o compuestos carbonados. En condiciones normales de presión y temperatura, el hidrógeno es un gas incoloro, inodoro, insípido, no metálico y altamente inflamable [3].

En adición a lo anterior, el hidrógeno posee características físicas relevantes, las cuales son materia de interés, y punto de partida para su uso en distintas aplicaciones.

Tabla 1. Propiedades fisicoquímicas del hidrógeno. Fuente: [2].

Propiedad	Hidrógeno	Comparación
Densidad (gas)	0,089 kg/m ³ (0°C, 1 bar)	1/10 en relación al gas natural
Densidad (líquido)	70,79 kg/m ³ (-253°C, 1 bar)	1/6 en relación al gas natural
Poder calorífico inferior (LHV)	120,1 MJ/kg, 33 kWh/kg	3 veces en relación a la gasolina
Energía específica	8,5 MJ/L	1/3 en relación al LPG

Según la Tabla 1, el hidrógeno se vuelve atractivo al poseer elevada cantidad de energía por unidad de masa, por sobre el gas natural o gasolina, por ejemplo. Al mismo tiempo y dado que es el elemento más ligero de la tabla periódica, tiene una baja densidad de energía por unidad de volumen [2], por lo que se requieren procesos de acondicionamiento para aumentar esta densidad energética.

La capacidad de almacenar energía, para posteriormente ser liberada en distintas formas, convierte al hidrógeno en un vector energético muy versátil, pudiendo transformarse en electricidad o combustibles sintéticos [4], y utilizarse con distintos fines, como los que se muestran en la Figura 1.

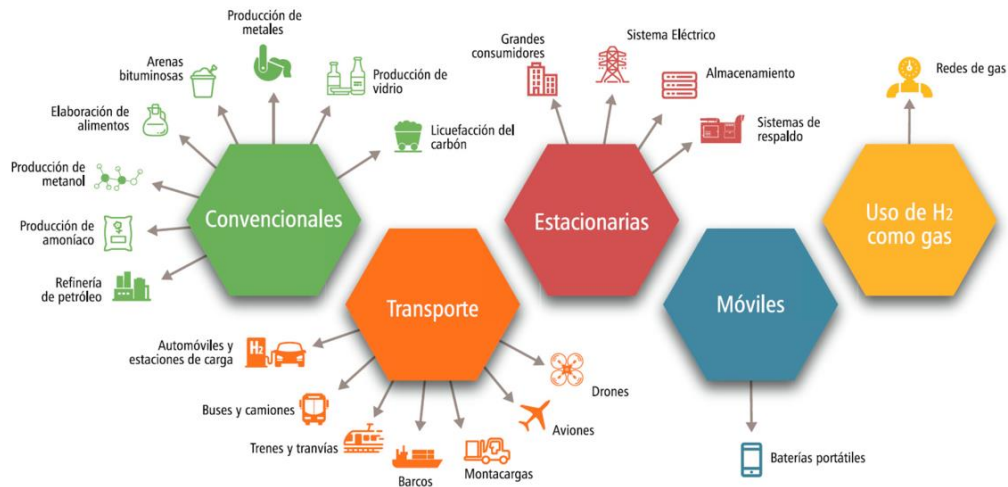


Figura 1. Aplicaciones del hidrógeno [5].

En relación a los variados usos finales del hidrógeno mostrados en la Figura 1, las principales formas en que la energía es entregada es a través de celdas o pilas de combustible, generando electricidad o siendo combustionado para hacer funcionar motores, principalmente. Para ambos casos el hidrógeno es combinado con agua, no produciendo emisiones directas de contaminantes o gases de efecto invernadero [2], tal como se muestra en la ecuación (1).



Bajo este escenario, el hidrógeno producido de forma limpia representa una gran oportunidad en ayudar al mundo a alcanzar la carbono neutralidad hacia el 2050, avanzando hacia una transición energética que deje atrás la utilización de combustibles fósiles derivados del carbón.

Se estima que el uso de hidrógeno podría ayudar a evitar la generación de aproximadamente 80 Gigatoneladas de dióxido de carbono entre la actualidad y el 2050 [6].

3.1.1. Producción de hidrógeno

Dependiendo el tipo de proceso, y las fuentes de energía utilizadas, el hidrógeno puede ser producido de diferentes maneras. Es por ello por lo que se utiliza una nomenclatura a través de colores para clasificar la forma de obtención de éste, y así facilitar su identificación y discusión [7].

Los colores más comunes del hidrógeno se describen en la Figura 2.



Figura 2. Identificación en colores según forma de producción del hidrógeno [8]

En adición a la descripción de identificaciones del hidrógeno por colores mostrada en la Figura 2, existen debates que advierten que los encargados de diseñar políticas públicas, debiesen desarrollar una nomenclatura para la identificación del hidrógeno no solo basada en su forma de producción, sino

que también en la medición de su impacto en emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI), la cual cuenta con un sistema de verificación que permita a los usuarios y gobiernos saber el origen y la calidad del hidrógeno [7].

Actualmente, se producen cerca de 120 millones de toneladas de hidrógeno cada año, de las cuales dos tercios corresponden a hidrógeno puro, mientras que el tercio restante es una mezcla de hidrógeno con otros gases. Esto equivale a 14,4 Exajoules (EJ), cerca del 4% del uso global energético y no energético final [9].

Aproximadamente el 96% de la producción se deriva del reformado de materias primas de combustibles fósiles (49 % de gas natural, 29 % de hidrocarburos líquidos y 18 % de carbón), sólo el 4% restante se produce a través de la electrólisis del agua [10].

El principal motivo de la preferencia actual de producción de hidrógeno a partir de combustibles fósiles, es por causa del precio de las respectivas materias primas utilizadas en cada proceso. Debido a esto, el costo de producir hidrógeno hoy, es mucho menos favorable a partir de energías renovables en comparación con métodos convencionales históricamente utilizados (hidrógeno negro, gris, marrón). En la Tabla 2, se muestra el costo nivelado de producción de hidrógeno (LCOH) a partir de distintas materias primas.

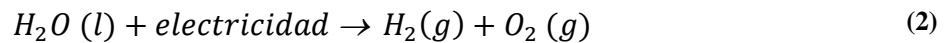
Tabla 2. Costos de producción de hidrógeno. Fuente: [2], [9].

Color de Hidrógeno	Costo de producción
Negro	1,2 – 2,2 USD/kgH ₂
Gris	0,9 – 3,2 USD/kgH ₂
Azul	1,5 – 2,9 USD/kgH ₂
Verde	3,0 – 7,5 USD/kgH ₂

A pesar de las diferencias de hasta 90% en los costos de producción de hidrógeno en la actualidad, según la Tabla 2, se espera que la producción a partir de derivados fósiles aumenten sus precios hacia el mediano y largo plazo, debido principalmente a compromisos globales de reducción de emisiones y penalizaciones a través de impuestos al carbón, mientras que, por otro lado los costos del hidrógeno producido a partir de energías renovables se vean reducidos gracias a bajas en los precios de electricidad, desarrollo de tecnologías asociadas y objetivos de carbono neutralidad.

3.2. Hidrógeno verde

Tal como lo descrito en la Figura 2, existen variadas alternativas para la producción de hidrógeno. En el caso del hidrógeno verde, se utiliza un proceso electroquímico, llamado electrólisis, en el cual, mediante adición de electricidad, proveniente de fuentes renovables, es posible la separación de la molécula de agua, en hidrógeno y oxígeno en forma gaseosa.



Una de las características más relevantes de esta tecnología de producción, descrita por la reacción química de la ecuación (2) es que, en la obtención de hidrógeno a partir de la electrólisis del agua, no se generan emisiones directas de GEI, siendo este, un método limpio y no contaminante.

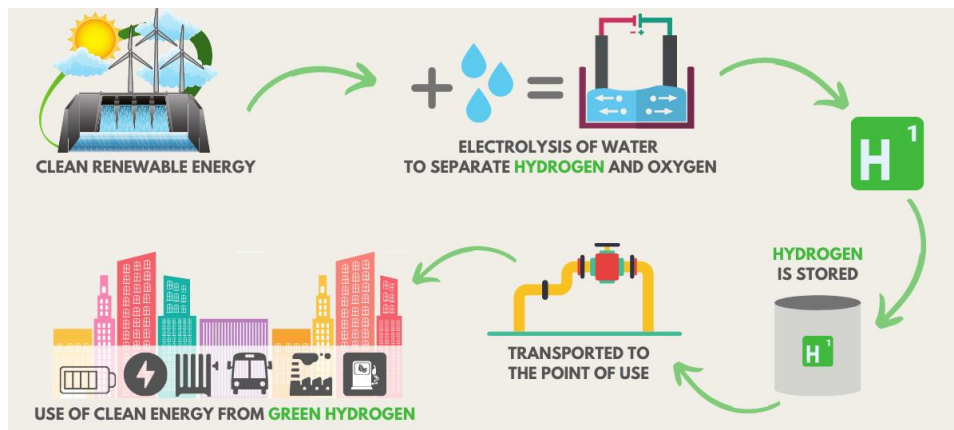


Figura 3. Proceso de producción de hidrógeno verde [11].

El proceso productivo de hidrógeno verde mostrado en la Figura 3, muestra el rol fundamental de diversos factores en el costo de producción a lo largo de sus etapas. Una aproximación a partir de producción con tecnología de electrólisis PEM se presenta en la Figura 4.

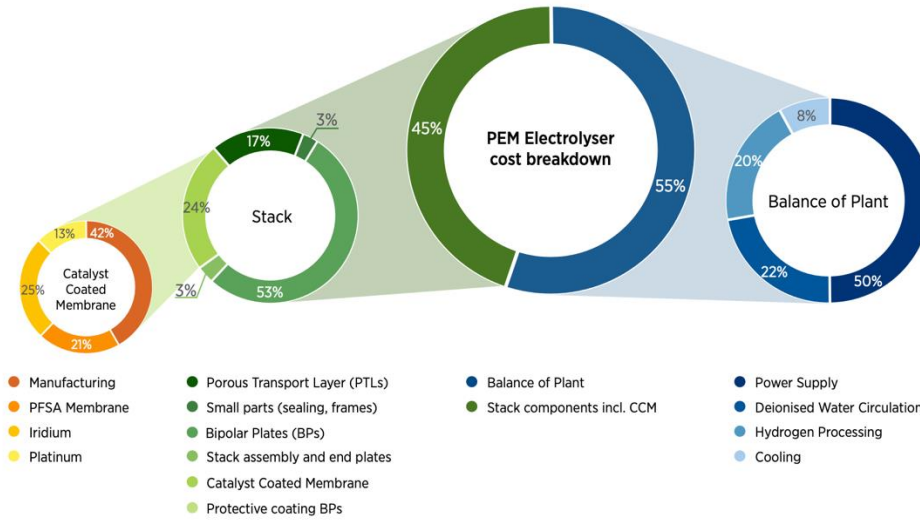


Figura 4. Distribución de costos de producción en una planta (Electrolizador PEM de 1 MW) [12].

Según lo mostrado por la Figura 4, el costo de la electricidad puede llegar a representar entre un 40% - 80% del costo total, mientras que la tecnología de producción caracterizada por el tipo de electrolizador, comprende entre un 33% - 45% aproximadamente [13].

A pesar de que la generación de hidrógeno a través de electrólisis del agua data desde 1789 [14], no ha sido el principal método mundialmente utilizado. Actualmente el hidrógeno producido de forma verde representa una alternativa viable, contribuida por el desarrollo e impulso de diversos factores. Algunos de éstos, así como también los principales problemas se presentan en la Tabla 3.

Tabla 3. Conductores y barreras del desarrollo del hidrógeno verde. Fuente: [7].

Conductores	Barreras
Reducción de costos de producción de energías renovables	Costo de producción aún no es competitivo frente a producción con otras fuentes de energía
Desarrollo y reducción de costos de electrolizadores y tecnología asociada	Pérdidas energéticas en el proceso productivo
Objetivos globales de carbono neutralidad	Falta de infraestructura e inversiones en investigación y desarrollo (I+D)
Diversificación del uso y aplicaciones conjuntas	Reconocimiento de mercado, certificaciones y regulación

Tal como se muestra en la Tabla 3, actualmente es un gran momento en el desarrollo del hidrógeno verde, principalmente asociado a la reducción de los costos de factores dominantes en la producción y urgencias ambientales globales. Sin embargo, afrontar las barreras es una necesidad de suma urgencia, que requiere un soporte económico y trabajo público-privado, para crear una economía global del hidrógeno robusta, la cual no se construye por sí sola [15].

3.2.1. Cadena de valor del hidrógeno verde

Los distintos caminos o rutas que describen el proceso del hidrógeno verde desde la obtención, hasta sus usos y/o aplicaciones finales, recibe el nombre de cadena de valor.

La cadena de valor del hidrógeno verde es función de la aplicación final deseada y puede contemplar algunas o todas de las siguientes actividades [4].

3.2.1.1. Producción

La producción de hidrógeno verde utiliza agua como materia prima y electricidad renovable como fuente de energía para separar el hidrógeno y el oxígeno del agua mediante un electrolizador [16].

I. Agua

El agua es la materia prima en el proceso de electrólisis. Por estequiometría relativa a la ecuación (2), en teoría se necesitan cerca de 9 litros de agua para obtener 1 kilogramo de hidrógeno, sin embargo, debido a distintas ineficiencias a lo largo de la cadena de valor, se requieren entre 18 a 24 litros de agua por cada kilogramo de hidrógeno producido [17].

En áreas con escasez de agua dulce, utilizar agua de mar podría convertirse en una alternativa, utilizando osmosis inversa para su desalinización, teniendo un impacto cercano a un 2% del costo total de producción de hidrógeno (0,01 – 0,02 USD/kgH₂) [17].

Estimando una proyección de producción mundial de hidrógeno verde, de aproximadamente 660 millones de toneladas al año 2050, el agua requerida para tal producción sólo representaría un 0,08% del consumo global actual de agua dulce [16].

Por lo anterior, el agua no representa un mayor problema al momento de producir hidrógeno verde, y no es considerado un factor determinante en el desarrollo de la producción.

II. Energías renovables

La energía renovable se deriva de procesos naturales que se reponen constantemente. En sus diversas formas, se deriva directa o indirectamente del sol o del calor generado en las profundidades de la tierra [18]. Los recursos renovables son virtualmente inagotables en duración, pero limitados en la cantidad de energía disponible por unidad de tiempo [19].

Dentro de las ventajas de las energías renovables, se puede mencionar su poder de regeneración, bajos costos de mantenimiento, alta disponibilidad, mientras que por el lado de sus desventajas aparecen problemas como dependencia climática, altos costos de instalación, problemas de intermitencia y fluctuaciones de las fuentes [20].

Dependiendo de la fuente de generación, los principales tipos de energía renovable se presentan en la Tabla 4.

Tabla 4. Tipos de energía renovable. Fuente: [21].

Tipo de energía	Fuente
Solar	Radiación electromagnética del sol
Eólica	Energía cinética del viento
Geotérmica	Calor subterráneo de la tierra
Biomasa	Materia orgánica
Hidroeléctrica	Energía potencial y cinética del agua

Los distintos tipos de energías renovables, descritas en la Tabla 4, presentan, a su vez diferentes tecnologías respecto a la forma en que capturan, convierten y distribuyen la energía. En el caso específico de la energía solar, la energía solar fotovoltaica (PV) y concentración solar de potencia (CSP) son las más desarrolladas y utilizadas actualmente. Diagramas referenciales se muestran en la Figura 5.

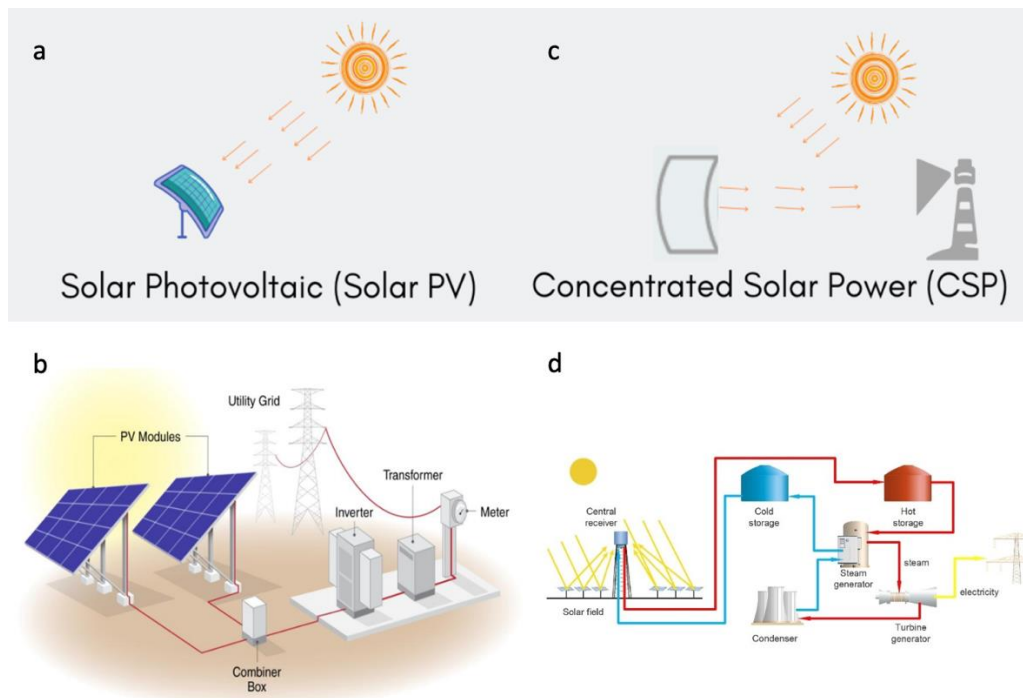


Figura 5. Tecnologías de producción de energía solar. Elaboración propia a partir de [22]–[24].

La tecnología PV, produce electricidad a través de celdas especiales, las cuales capturan la luz solar, provocando una reacción química, liberando electrones y generando corriente eléctrica continua, la que posteriormente se convierte a corriente alterna, generalmente mediante inversores, para que se distribuya en la red eléctrica [25].

Por otro lado, la tecnología CSP produce energía eléctrica al convertir la energía del sol en calor de alta temperatura utilizando varias configuraciones de espejos. La energía del sol es concentrada por

varios reflectores, luego usada para impulsar un motor térmico y un generador eléctrico. Las plantas que utilizan este sistema constan de dos partes: una que recolecta energía solar y la convierte en calor, y la otra que convierte la energía térmica en electricidad [25].

La principal ventaja de la tecnología CSP, es que puede almacenar energía, pudiendo operar en cualquier condición y en forma continua las 24 horas del día, traduciéndose en factores de planta más altos que los de la PV.

Por otro lado, la tecnología PV se puede instalar en casi todos los lugares donde se puede instalar CSP, pero no al revés [26], debido a menores requerimientos operacionales y simplicidad tecnológica.

En cuanto a costos, la tecnología CSP requiere mayor inversión, lo que, sumado a su complejidad de construcción y operación, sitúan a la tecnología PV como la opción preferente al momento de invertir en la actualidad.

A modo de comparación y comportamiento en los últimos años, los parámetros tecno-económicos de las tecnologías de energías renovables detalladas a partir de la Tabla 4, se presentan en la Figura 6.

	Total installed costs			Capacity factor			Levelised cost of electricity		
	(2020 USD/kW)			(%)			(2020 USD/kWh)		
	2010	2020	Percent change	2010	2020	Percent change	2010	2020	Percent change
Bioenergy	2 619	2 543	-3%	72	70	-2%	0.076	0.076	0%
Geothermal	2 620	4 468	71%	87	83	-5%	0.049	0.071	45%
Hydropower	1 269	1 870	47%	44	46	4%	0.038	0.044	18%
Solar PV	4 731	883	-81%	14	16	17%	0.381	0.057	-85%
CSP	9 095	4 581	-50%	30	42	40%	0.340	0.108	-68%
Onshore wind	1 971	1 355	-31%	27	36	31%	0.089	0.039	-56%
Offshore wind	4 706	3 185	-32%	38	40	6%	0.162	0.084	-48%

Figura 6. Tendencias en total de costos instalados, factores de planta y costo nivelado de energías por tecnología entre años 2010 y 2020 [27].

De la Figura 6 se destaca que los costos de electricidad renovable han disminuido considerablemente en la última década, debido fuertemente a la disminución en costos de instalación de la tecnología y

el aumento de los factores de planta, el cual representa la razón entre la energía producida y la que podría producirse operando continuamente a máxima capacidad durante un determinado periodo de tiempo [28].

Dentro las reducciones de precios más relevantes destacan la energía solar y energía eólica, con bajas de hasta un 85% en la modalidad fotovoltaica y un 56% la energía eólica en tierra.

Chile cuenta con algunos de los mejores recursos renovables del mundo, y, dentro de las metas en el área energética a futuro, es que hacia el año 2035, el 60% de la generación eléctrica nacional provenga de fuentes renovables, mientras que, al año 2050, el 70% de la misma generación debe provenir de fuentes renovables [29]. Según [12], se espera que los costes de la electricidad solar y eólica bajen, de 20-30 USD/MWh en la actualidad a 10-20 USD/MWh a mediados de siglo.

A partir de estas expectativas, se presentan los precios relativos a energías renovables en Chile actuales, y proyectadas en escenarios futuros en regiones más favorecidas con potenciales renovables eólicos y solares. Ver Tabla 5.

Tabla 5. Costo eléctrico a partir de fuentes renovables (\$/MWh). Fuente: elaboración propia a partir de [7], [12], [21], [30]–[35].

Año 2022				Año 2030				Año 2050			
ANT		BB	MAG	ANT		BB	MAG	ANT		BB	MAG
PV	CSP	Eólico		PV	CSP	Eólico		PV	CSP	Eólico	
22	55	42	38	20	50	33,6	30,4	18	47	26,9	24,3

La Tabla 5 destaca diferencias significativas en cuanto a los precios de electricidad provenientes de distintas tecnologías. Los costos de la electricidad CSP es un 250% más costosa que su similar PV y presentan proyecciones de reducción entre 15% y 20% hacia el año 2050. Por otro lado, la energía

eólica, tanto en regiones del Biobío y Magallanes presentan costos intermedios en relación a ambas tecnologías solares, pero disminuyendo su valor en más de 35% hacia el año 2050.

III. Electrolizadores

Los electrolizadores son dispositivos electroquímicos que se utilizan para dividir la molécula de agua en hidrógeno y oxígeno gracias al paso de una corriente eléctrica [16].

Su descripción se puede dividir en tres niveles: celda, donde se lleva a cabo el proceso electroquímico; pila, la cual incluye múltiples celdas conectadas en serie, espaciadores, soportes, entre otros; y planta, la cual va más allá de la pila, incluyendo todos los equipos aguas arriba y aguas abajo en el proceso de obtención de hidrógeno.

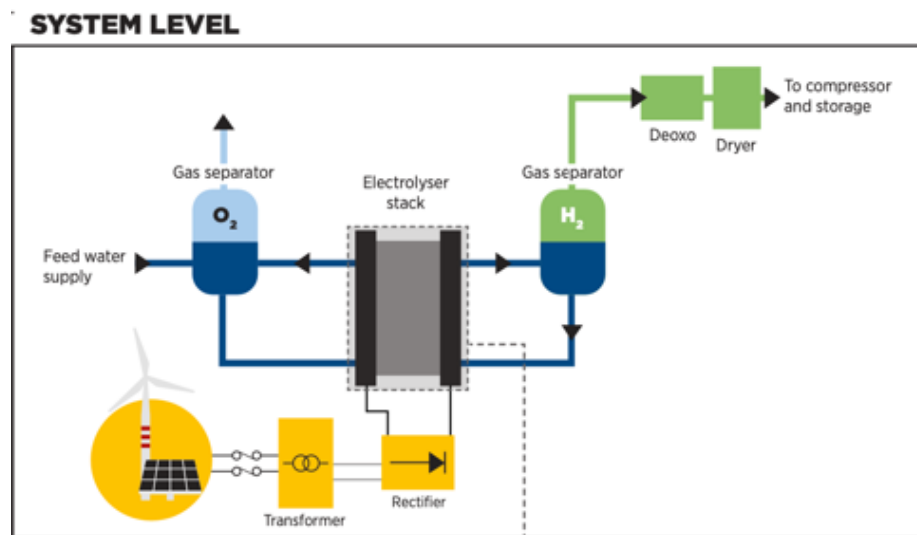


Figura 7. Vista de niveles en proceso de electrólisis [16].

Relativo al proceso de electrólisis mostrado en la Figura 7, existen distintos tipos de electrolizadores, principalmente debido al diferente tipo de material electrolítico involucrado y las especies iónicas que conduce. Actualmente existen tres tecnologías mayormente desarrolladas: electrólisis alcalina (ALK), electrólisis de membrana de intercambio de protones (PEM) y celdas de electrólisis de óxido sólido

(SOEC), mencionadas de mayor a menor madurez tecnológica. El funcionamiento de cada uno de estos electrolizadores se presenta en la Figura 8.

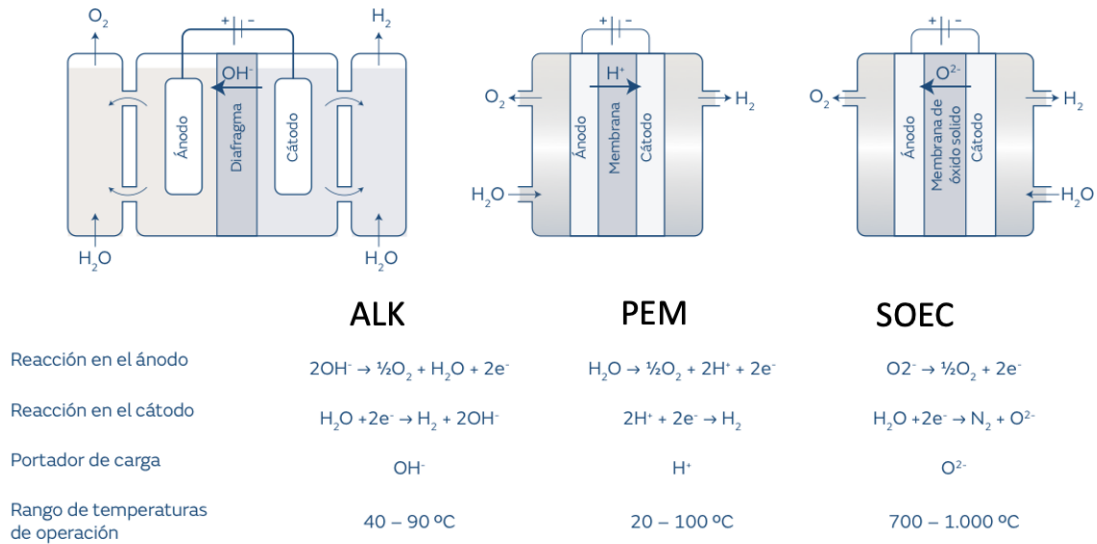


Figura 8. Funcionamiento y reacciones químicas de diferentes tipos de electrolizadores [36].

A partir de las reacciones propias de cada electrolizador, ocurridas en cada ánodo y cátodo, descritas en la Figura 8, se detalla el proceso, y las principales ventajas y desventajas de cada tecnología en la Tabla 6.

Tabla 6. Descripción de procesos en electrolizadores. Fuente:[4], [37].

Electrolizador	Proceso	Ventajas	Desventajas
ALK	Las moléculas de H ₂ O se rompen y los iones OH ⁻ se transfieren a través de un electrolito alcalino.	<p>Costos de capital bajos</p> <p>Tecnología madura y en el rango de MW</p> <p>Vida útil de la pila comparativamente larga</p>	<p>Bajas densidades de corriente</p> <p>Bajas presiones operacionales</p> <p>Electrolito líquido corrosivo.</p>
PEM	Las moléculas de H ₂ O se rompen y los iones H ⁺ se transfieren a través de un electrolito de membrana polimérica.	<p>Amplio rango de operación y respuesta dinámica</p> <p>Ausencia de fluidos corrosivos</p> <p>Diseño compacto del sistema.</p>	<p>Costos altos de la celda electrolítica</p> <p>Vida útil baja</p> <p>Tecnología recientemente en escala MW</p>
SOEC	Las moléculas de H ₂ O se rompen y los iones O ₂ ⁻ se transfieren a través de un electrolito de óxido-sólido.	<p>Eficiencias teóricas de hasta 100%</p> <p>Operación reversible</p> <p>Altas densidades de corriente</p>	<p>Largos tiempos de encendido y apagado</p> <p>Tamaño de la celda limitado</p> <p>Infraestructura capaz de trabajar a altas temperaturas</p>

Según la Tabla 6, los electrolizadores Alcalinos (ALK), presentan la mayor madurez y desarrollo, siendo escalables a proyectos del orden de Megawatt (MW) de capacidad instalada. Por otra parte, la tecnología PEM, está experimentando un crecimiento, siendo más flexible operacionalmente y adaptable de gran forma al trabajo con energías renovables, mientras que, los electrolizadores SOEC, presentan grandes ventajas termodinámicas al trabajar a altas temperaturas, llegando a eficiencias del 100% teóricamente, sin embargo, aún se encuentra en etapa temprana de desarrollo.

Basado en estas características de desempeño, y costos asociados, relativos a cada tecnología de electrolizadores, el costo final de producción de hidrógeno verde se ve afectado en menor o mayor medida. Tales parámetros tecno-económicos, para escenarios actuales y proyectados para cada electrolizador, se presentan en la Tabla 7.

Tabla 7. Parámetros tecno-económicos de electrolizadores por tecnología. Fuentes: [12], [33], [35], [38], [39].

	ALK			PEM			SOEC		
	2022	2030	2050	2022	2030	2050	2022	2030	2050
Presión de operación (bar)	1-30			30-80			1		
T. de operación (°C)	60-80			50-80			650-1.000		
Eficiencia eléctrica (% LHV)	63-70	65-71	70-80	56-60	63-68	67-74	74-81	77-84	77-90
Horas de operación (h)	60.000-100.000	90.000-100.000	100.000-150.000	30.000-90.000	60.000-90.000	100.000-150.000	10.000-30.000	40.000-60.000	75.000-100.000

Tiempo de carga (%)	10-110			0-160			20-100		
Superficie utilizada (m ² /kW)	0,095			0,048			-		
CAPEX (USD/kW)	500-1400	400-850	200-700	1100-1.800	650-1.500	200-900	2.800-5.600	800-2.800	500-1.000
OPEX	2 % del CAPEX								

Según la Tabla 7, las eficiencias eléctricas y costos de capital, son los principales parámetros que variarán sus valores en el mediano y largo plazo, ampliamente favorecidas por la aceleración requerida en post del escenario de cero emisiones netas al año 2050, que exige expandir la capacidad de electrólisis a más de 700 GW para 2030 [40]. Por otro lado, no se esperan cambios asociados a gastos operacionales de ninguna de las tecnologías, ni tampoco reducción de los espacios físicos requeridos para la instalación y funcionamiento de las unidades de electrolizadores.

3.2.1.2. Acondicionamiento y almacenamiento

Las características físicas del hidrógeno hacen que sea necesario acondicionarlo para su almacenamiento, transporte y/o uso [4]. En su estado gaseoso sin presión, el hidrógeno conserva una densidad volumétrica relativamente baja. Es por esto que existen tecnologías que mejoran la economía del almacenamiento al aumentar su densidad volumétrica, permitiendo almacenar mayores cantidades de hidrógeno [41].

- **Hidrógeno comprimido (CH₂)**

La forma más común de lograr mayores densidades de almacenamiento de hidrógeno es a través de la compresión en forma gaseosa [42], este proceso es llevado a cabo mediante diferentes tecnologías de compresores en función del nivel de presión final a alcanzar. Las presiones de almacenamiento

oscilan entre 200 y 800 bar [4] e incluso pueden llegar a 1000 bar en aplicaciones de la industria aeroespacial [43]. La energía requerida para lograr tales condiciones oscila entre el 9 y el 16 % del LHV del H₂ comprimido.

La compresión del hidrógeno se lleva a cabo de forma adiabática e isentrópica, con el proceso regido por la ecuación (4), donde SEC es la energía específica consumida por el compresor, p₀ y p_f son las presiones de entrada y salida del hidrógeno, respectivamente, γ es el coeficiente adiabático y V₀ el volumen específico inicial.

$$SEC \left(\frac{kWh}{kgH_2} \right) = \frac{\gamma - 1}{\gamma} \cdot p_0 \cdot V_0 \cdot \left(\frac{p_f^\gamma}{p_0} - 1 \right) \quad (3)$$

Según la ecuación (4), el consumo de energía específica (SEC) en la compresión estará afectada directamente por las presiones iniciales y finales del hidrógeno; es decir, mientras más alta sea la presión de salida deseada, mayor será el consumo energético, lo que también afectará directamente al costo final de compresión de hidrógeno.

- **Hidrógeno líquido (LH₂)**

El hidrógeno líquido ofrece la posibilidad de aumentar la densidad hasta 71 kg/m³, enfriando el hidrógeno por debajo de -253 °C [42]. El proceso de acondicionamiento toma lugar en una planta de licuefacción, la cual utiliza una combinación de intercambiadores de calor, compresores, válvulas de expansión, para lograr el enfriamiento necesario [44]. La energía requerida para el proceso es el 36% del LHV del H₂, con pérdidas por evaporación de 0.1-0.5% por día.

- **Almacenamiento químico**

Una alternativa sencilla para el almacenamiento de hidrógeno son las sustancias químicas denominadas portadores de hidrógeno (hydrogen carriers), las cuales generalmente se encuentran en estado líquido en condiciones estándar y requieren precauciones similares a los combustibles tradicionales para su almacenamiento y transporte.

- **Amoníaco (NH₃)**

El amoníaco se considera como una de las mejores opciones para la exportación de hidrógeno a gran escala, debido a que actualmente ya es comercializado aproximadamente un 10% de su producción mundial, significando que existe una infraestructura disponible y robusta (más de 120 puertos en el mundo), estándares reconocidos y conocimientos técnicos para su operación y manejo seguro [45]. Además, el hidrógeno al ser transportado en forma de amoníaco también presenta la ventaja de la versatilidad al poder ser usado directamente en potenciales demandas finales [46], donde figuran actores relevantes como China, Japón y la Unión Europea [47].

En el plano físico, el hidrógeno almacenado en forma de amoníaco también presenta ventajas significativas en términos de contenido de masa respecto al hidrógeno líquido, con una densidad equivalente a 122,4 kg/m³ (18% del NH₃). Esta densidad es 70% superior respecto a la densidad del hidrógeno líquido. Sin embargo, la síntesis de NH₃, comúnmente realizada por el proceso Haber-Bosch [48], requiere costos adicionales por su complejidad y por su posterior reconversión final en el lugar de llegada. La reacción que describe el proceso Haber-Bosch se detalla en la ecuación (4).



La síntesis de amoníaco a partir de hidrógeno y nitrógeno mostrada en la ecuación (4) es exotérmica, es decir libera energía. A pesar de ello, también se requiere del consumo de energía, la cual es demandada por el proceso Haber-Bosch en sí, y además por una unidad separadora de aire, desde la cual se obtiene el nitrógeno. Este consumo eléctrico es relevante en el costo de acondicionamiento final, al igual que en el proceso de licuefacción.

Los parámetros tecno-económicos que caracterizan cada uno de los acondicionamientos descritos, que influyen en los costos finales de cada proceso, se presentan en la Tabla 8.

Tabla 8. Parámetros técnicos y económicos por tipo de acondicionamiento de hidrógeno. Fuentes: [30], [38], [48]–[51].

Tipo de acondicionamiento o sistema	Presión de operación (bar)	CAPEX (USD)	Consumo energético	O&M (% CAPEX)
Unidad de compresión	20-800	3900 \$/kW _e	1– 5 kWh/kgH ₂	4
Unidad licuefacción	80	50 k\$/kgH ₂ /h	4 – 7 kWh/kgH ₂	4
Unidad de síntesis amoníaco	200-350	3500 \$/kgNH ₃ /h	0,64 MWh/kgNH ₃	2

Según los parámetros relativos a los tipos de acondicionamiento de hidrógeno mostrados en la Tabla 8 y la descripción previa de cada uno de los procesos asociados, los costos de capital (CAPEX) de cada planta o unidad, están fuertemente ligados al consumo energético de la misma. Es decir, a mayores requerimientos de operación, mayores son los consumos energéticos, y, por ende, mayores LCOH de acondicionamiento en la cadena de valor completa.

Por otra parte, luego del proceso de acondicionamiento, en muchos casos, es necesario el almacenamiento temporal del hidrógeno, debido, por ejemplo, a la baja demanda final del mismo o baja logística de distribución. En tales casos, existen opciones relativas al estado físico requerido, cantidades y tiempos, generando altos costos adicionales en el LCOH total de hidrógeno. Costos actuales y proyectados se presentan en la Figura 9.

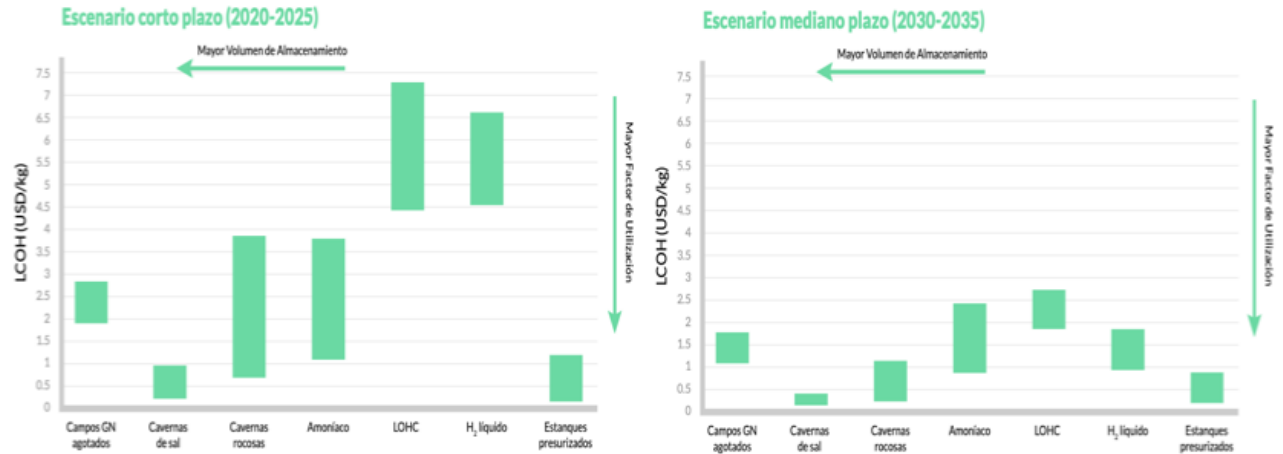


Figura 9. LCOH de almacenamiento de hidrógeno corto y mediano plazo [4], [52].

Según la Figura 9, los costos de almacenamiento están fuertemente asociados a requerimientos geográficos y cantidades. Se espera un panorama optimista hacia el mediano plazo, con disminuciones de costos de almacenamiento específicamente para acondicionamientos líquidos y en forma de amoníaco, asociados, principalmente al desarrollo de tecnologías e infraestructura específica para la cadena de valor del hidrógeno, a diferencia de la actualidad.

3.2.1.3. Transporte y distribución

Posterior a la producción y acondicionamiento, el hidrógeno debe ser transportado hasta el usuario final. El punto de partida para la selección del método más apropiado para el transporte de hidrógeno es un contrato entre un proveedor y un comprador [41].

El hidrógeno se puede transportar por camión, barco, ferrocarril y tubería, con tecnologías similares a como se transporta el gas natural en la actualidad [36]. Los métodos de transporte, como así sus requerimientos y distancias óptimas en las cuales pueden desarrollarse, se describen en la Tabla 9.

Tabla 9. Medios de transporte de hidrógeno. Fuente: [41].

Medio de transporte	Almacenamiento requerido	Distancias relacionadas
Camión y ferrocarril	CH ₂ , LH ₂ , NH ₃	< 300 km, <1000 km
Tubería	CH ₂	1000-4000 km
Barco	LH ₂ , NH ₃	> 4000 km

Tal como se muestra en la Tabla 9, existen recomendaciones de distribución ligadas a las distancias por recorrer, en donde, dependiendo de las exigencias de los acondicionamientos requeridos pueden llegar a no ser económicamente viables. Por una parte camiones, y ferrocarriles se posicionan como las mejores opciones para transportes regionales a interregionales, mientras que, por otro lado, para distribución de hidrógeno asociado a largas distancias, la vía marítima toma delantera, a pesar de que, actualmente, se dispone de infraestructura heredada de la economía del LNG y no tecnologías específicamente desarrolladas para el comercio mundial de hidrógeno.

Según una prueba piloto de exportación de hidrógeno de Australia a Japón, se cuenta con barcos de 2500 m³ de capacidad total de transporte de hidrógeno en forma líquida, mientras que se espera hacia

el 2030 y 2050, exista infraestructura que pueda albergar 11.000 m³ de hidrógeno en forma líquida y 53.000 m³ de amoníaco [2]. Esfuerzos en esta dirección, se ven reflejados en el continente europeo, donde la empresa noruega Moss Maritime ha diseñado un buque con capacidad de transporte de 9.000 m³ de hidrógeno licuado. A nivel español, hay planes de desarrollo de transporte de hidrógeno marítimo en los próximos años, como los de la empresa Enagás, para enviar hasta tres cargamentos por semana a destinos como Francia y Holanda vía la terminal de Rotterdam [2].

3.3. Chile como productor de hidrógeno verde

Debido a su enorme y conocido potencial de diversas fuentes de energías renovables a lo largo del país, Chile tiene una ventaja comparativa muy alta en cuanto a otros países: los precios de producción de energía renovable relativamente bajos, sobre todo del recurso solar debido a su alta irradiación, y recurso eólico debido a atractivas ubicaciones costeras y en altura con mucho viento, permitiendo que Chile se pueda convertir en un productor de hidrógeno verde a gran escala [5] y ser el segundo país que podría generar el hidrógeno verde más barato a largo plazo en el mundo [53].

Sumado a lo anterior, Chile posee [54]:

- Altos objetivos en torno al Acuerdo Climático de París
- Suficientes áreas de tierra disponibles para plantas de energía renovables
- Buena infraestructura y experiencia de exportación
- Impacto regional en países vecinos
- Grandes grupos internacionales interesados en descarbonizar su producción (sector minero y energético)
- Buenas relaciones comerciales con el mundo

Respaldando lo anterior, y con el fin de contar con una política, planificación e iniciativas públicas para apoyar al hidrógeno, al igual que países que representan casi el 90% del PIB mundial [5], Chile lanzó su Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde, con fecha Noviembre de 2020.

3.3.1. Estrategia Nacional de hidrógeno verde

La Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde considera tres objetivos principales en cuanto al comportamiento y desarrollo del hidrógeno verde en Chile:

- Contar con capacidad de 5 GW de electrólisis al año 2025
- Producir el hidrógeno verde más barato del planeta al año 2030
- Estar dentro de los 3 principales exportadores del planeta al año 2040

Se proyecta que entre 2025 y 2050 los mercados chilenos de hidrógeno verde y sus derivados tendrán un crecimiento anual del 15%, a causa de aplicaciones domésticas (nacionales) y exportaciones, tal como se muestra en la Figura 10.

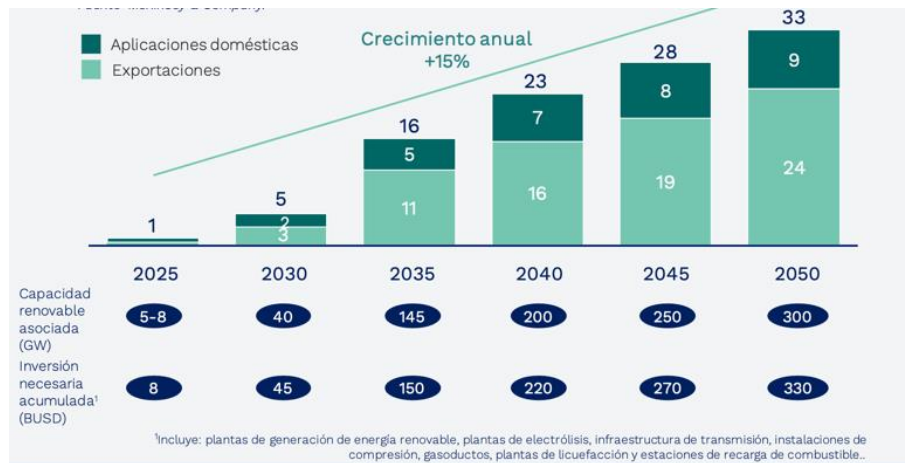


Figura 10. Proyección de mercados chilenos de hidrógeno verde y derivados [55].

El crecimiento descrito en la Figura 10, estaría descrito por tres grandes oleadas o etapas, que se pueden ver en la Tabla 10.

Tabla 10. Etapas de proyección hidrógeno verde. Fuente: [5]

Etapa 1 (Hasta 2025)	Etapa 2 (2025-2030)	Etapa 3 (2030+)
Consumos domésticos con demanda establecida Reemplazo del hidrógeno gris en refinerías del país Inclusión del hidrógeno en el transporte de pasajeros y carga pesada	Extensión de uso en transporte Inicio de exportación competitiva	Conquista mercado global Nuevos mercados de exportación

Dentro de las proyecciones estimadas por la estrategia nacional, descritas por la Tabla 10, las dos primeras etapas requerirían de una exigente disposición de parte de industrias nacionales para integrar al hidrógeno como motor de sus procesos productivos, lo que se traduce en políticas público-privadas ambiciosas. Por otra parte, el comienzo de la exportación y conquista del mercado global requerirán de una economía nacional robusta y confiable, que además de generar confianzas internacionales, oferte beneficios más atractivos que productores de otras partes del mundo (Australia, China, Arabia Saudita, etc.).

3.4. Potencial energético renovable Chileno

Chile posee extraordinaria radiación solar, especialmente en el desierto de Atacama, gracias a la fría corriente de Humboldt, una Patagonia ventosa, la cual ofrece factores de planta fenomenales para los parques eólicos terrestres, inmensa cantidad de volcanes beneficiando a la geotermia, alrededor de 5.000 kilómetros permitiendo que todo tipo de energía mareomotriz y undimotriz pueda ser usado, y además, existe un potencial considerable para el uso de biomasa y energía hídrica en el centro y sur del país [56].

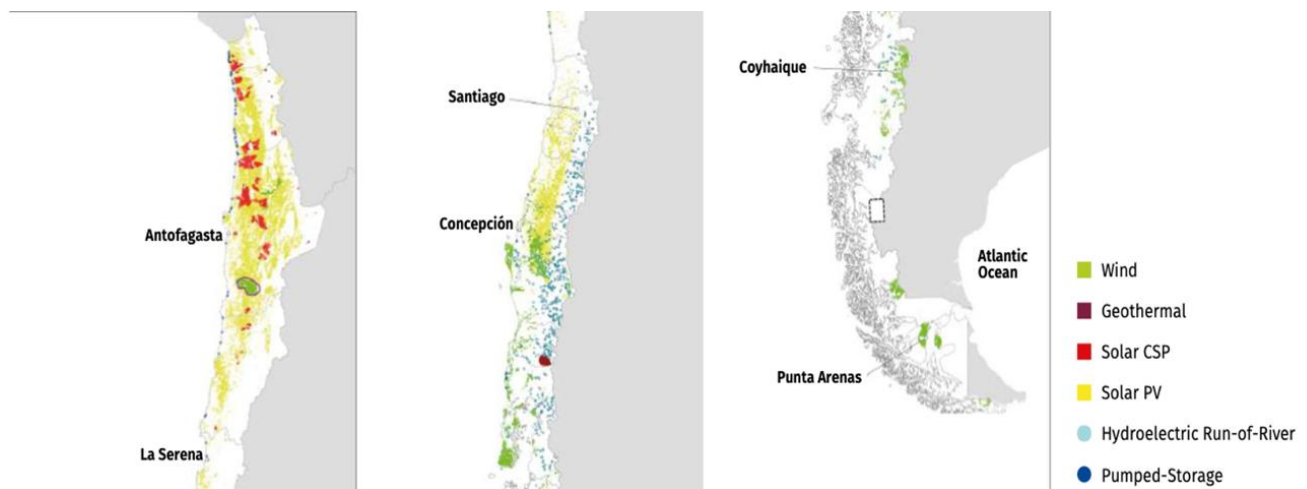


Figura 11. Potencial energético renovable Chile por zona geográfica [57].

Tal como se ve en la Figura 11, distintas regiones a lo largo del territorio son favorecidas con un gran potencial renovable, destacándose la energía solar y eólica. Con base en diferentes estudios y estadísticas desarrollados durante los últimos años, ha sido posible caracterizar y cuantificar el potencial de estas energías renovables en Chile, los cuales se presentan en la Tabla 11.

Tabla 11. Potencial renovable Chileno por región y tecnología. Fuentes: [31], [57], [58].

Región	Potencial por tecnología (MW)					Total regional (MW)	%
	Eólica	CSP	FV	Geotermia	Hidroeléctrico		
Arica y Parinacota	0	11.430	50.254	250	0	61.934	2,7
Tarapacá	0	39.617	313.501	477	0	353.595	15,3
Antofagasta	14.202	93.927	961.765	2.049	0	1.071.944	46,3
Atacama	316	6.360	232.757	0	0	239.433	10,3
Coquimbo	1.191	171	31.073	0	10	32.445	1,4
Valparaíso	24	0	17.036	0	54	17.113	0,7
Metropolitana	33	0	32.974	0	259	33.265	1,4
O'Higgins	45	0	68.209	200	483	68.938	3,0
Maule	1.167	0	163.450	490	1.813	166.920	7,2
Ñuble	1.705	0	103.575	27	375	105.682	4,6
Biobío	12.307	0	74.259	100	2.095	88.762	3,8

Araucanía	6.632	0	19.139	172	1.550	27.492	1,2
Los Ríos	3.092	0	0	77	1.096	4.265	0,2
Los Lagos	15.531	0	413	0	1.230	17.505	0,8
Aysén	9.916	0	2.386	0	833	13.135	0,6
Magallanes	12.658	0	0	0	0	12.658	0,5
Total	2.375 GW						

Tal como se muestra en la Tabla 11, en materia de energías renovables, Chile ostenta un potencial con fines eléctricos estimado en 2.375 GW, el que representa 76 veces la capacidad instalada eléctrica al año 2021 [58]. Las tecnologías con mayor potencial son la solar y eólica, donde los extremos del país son los principales beneficiados, atribuido a que la zona norte posee una de las mejores radiaciones del mundo, mientras que Magallanes, una fuerza de viento extraordinaria. La zona centro sur del país también posee recursos renovables importantes, como, por ejemplo, la región del Biobío, la cual además cuenta con la demanda actual de hidrógeno más alta del país.

Tomando en cuenta sólo a las regiones de Antofagasta, Biobío y Magallanes, y sus respectivos potenciales solares y eólicos, representan en conjunto aproximadamente la mitad del potencial total del país, posicionándose gracias a esto, y otras características descritas en la sección 3.5, como las principales zonas potenciales de producción de hidrógeno verde Chileno.

3.5. Potenciales polos productivos de hidrógeno en Chile

La planificación energética tiene la posibilidad de identificar anticipatoriamente aquellas zonas territoriales que tendrán un importante desarrollo de proyectos renovables en el tiempo, se utiliza de mejor manera el territorio y además se hace un uso más eficiente de las posiciones disponibles en subestaciones existentes del Sistema Eléctrico Nacional, además de contar con planificación directa de parte del estado [59].

Utilizando criterios sociales-ambientales-territoriales, y económicos-tecnológicos, el Ministerio de Energía a través de su Planificación Energética a Largo Plazo 2023-2027 [60], definió como potenciales polos de desarrollo de generación eléctrica a las provincias de Antofagasta y Tocopilla, en la región de Antofagasta, con prioridad para esta década.

A su vez, uno de los siguientes polos de desarrollo estaría comprendido en provincias entre las regiones del Biobío y Los Lagos, cuyo mayor nivel de incorporación y conexión de nuevos proyectos renovables, se gestará entre las décadas del 2030 y 2050.

En adición a ambas regiones, el ex Biministro de Energía y Minería, Juan Carlos Jobet, indicó que Chile tiene las mejores condiciones estratégicas en la Región de Magallanes para que sea un polo en la generación y exportación de hidrógeno verde, por su excelente potencial en energía eólica capaz de producir a futuro un 13% del hidrógeno verde del mundo, por su infraestructura petroquímica y experiencia portuaria [61].

La caracterización de cada una de las zonas mencionadas, como potencial polo productivo, se detalla en las secciones 3.5.1, 3.5.2 y 3.5.3.

3.5.1. Antofagasta

La Región de Antofagasta tiene una superficie de 126.049 km², posee una población de 607.534 habitantes (Censo 2017) [62] y cuenta con el PIB per cápita más alto del país, según el Banco Central de Chile.

Sus principales actividades económicas son la minería, pesca y turismo, siendo la minería la más importante, produciendo más del 65% del PIB Regional.

En cuanto a infraestructura crítica, relativa a su economía, en la región se encuentra uno de los dos terminales de regasificación de gas natural (GNL) del país, ubicado en el puerto de Mejillones, contando con muelle de descarga, tanques de almacenamiento de GNL, planta de regasificación e infraestructura de camiones de carga y descarga. Por otra parte, el puerto Angamos, cuenta con espacios utilizados por la empresa ENAEX para importar amoníaco [63] .

Gracias al desierto de Atacama, la región cuenta con la radiación solar más alta del planeta, siendo éste su principal potencial renovable, dividido en tecnologías PV y CSP.

Tabla 12. Potencial renovable región de Antofagasta. Fuentes: [31], [57], [58].

Tipo de energía renovable	Capacidad Instalada [GW]	Potencial [GW]	Factor de planta
Solar- FV	1,02	961,8	33%
Solar- CSP	1,10	94	53%

Según la Tabla 12, Antofagasta cuenta con más del 40% del potencial renovable Chileno, sólo considerando su potencial solar, donde la tecnología PV es predominante, a pesar de presentar factores de planta inferiores que la tecnología CSP. Sumando ambas tecnologías, la capacidad instalada representa menos del 1% del potencial solar total disponible, caracterizando una región con mucha

disponibilidad de proyectos. La distribución de plantas generadoras de la región se presenta en la Figura 12.



Figura 12. Distribución geográfica de capacidad eléctrica instalada Antofagasta [64].

Dentro de la matriz eléctrica renovable mostrada por la Figura 12, la capacidad solar instalada representa la mitad respecto a la matriz termoeléctrica, siendo las comunas de María Elena, Tal Tal y Sierra Gorda las principales ubicaciones de los proyectos solares, ubicándose en promedio a 150 km de distancia hasta posibles puertos de exportación.

3.5.2. Biobío

La región del Biobío cuenta con una superficie de 23.890 km² y una población de 1.557.414 habitantes, siendo la tercera región más habitada del país [65].

La principal actividad económica es la manufactura (24% del PIB regional) [65], destacando la industria de la celulosa, actividad forestal, siderurgia y refinería de petróleo. Generación de electricidad, pesca y agricultura tradicional tienen un papel secundario.

La industria pesada se concentra en la comuna de Talcahuano, reuniendo plantas productoras de químicos, acereras, astilleros y refinería de petróleo ENAP (principal demandante actual de hidrógeno), entre otras.

Gracias a la variada actividad económica descrita anteriormente, la región del Biobío cuenta con infraestructura crítica relativa a la importación de materias primas (principalmente petróleo) y distribución interna y exportación de productos. Destacan principalmente el oleoducto Sur de ENAP, conectando desde la región del Biobío hasta San Fernando [66], y el sistema portuario más grande y diverso del país [67], compuesto por 5 puertos importantes: Talcahuano, San Vicente (terminal de importación y distribución ENAP), Lirquén, Penco y Coronel.

La región del Biobío es la segunda región con mayor capacidad instalada de producción de energía (20% del total del país) [65]. Dentro de sus desafíos se encuentra diversificar su matriz, hacia energías renovables, en donde destaca principalmente su potencial eólico, detallado en la Tabla 13.

Tabla 13. Potencial renovable región del Biobío. Fuentes: [31], [57], [58].

Tipo de energía renovable	Capacidad Instalada [GW]	Potencial [GW]	Factor de planta
Eólica	0,49	12,3	33%

Según la Tabla 13, menos del 4% del potencial eólico disponible ha sido instalado para la generación eléctrica, existiendo espacio para la ejecución de proyectos futuros, con condiciones promedios de

factores de planta similares a los de la tecnología PV en Antofagasta. La distribución actual de la capacidad eléctrica instalada en la región se presenta en la Figura 13.

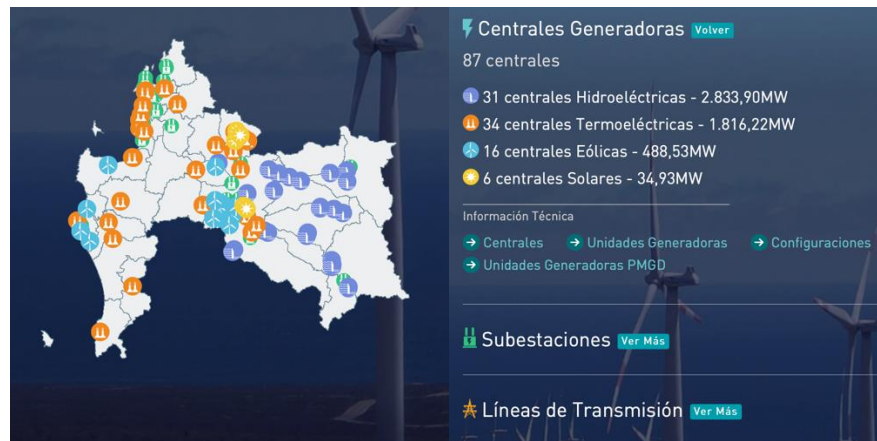


Figura 13. Distribución geográfica capacidad eléctrica instalada Biobío [68].

A pesar de que existen centrales eólicas en sectores costeros de la región, las zonas con los mejores vientos y factores de planta asociados se encuentran hacia el interior, destacando las comunas de Los Ángeles, Cabrero, Mulchén y Nacimiento, en donde según lo mostrado por la Figura 13, también se concentran algunas centrales de generación ya en funcionamiento.

3.5.3. Magallanes

La región de Magallanes tiene una extensión de 132.297 km², siendo la mayor superficie territorial de Chile, mientras que su población es de 164.661 habitantes, lo cual la caracteriza como la segunda región menos poblada del país [69].

La mayor parte de las actividades económicas de la región se concentran en torno al sector industrial, principalmente en la extracción y producción de hidrocarburos como el petróleo y el gas natural.

La refinería Gregorio, de ENAP es la encargada de producir cerca del 7% del total de derivados del petróleo en el país, obteniendo las materias primas a través de los terminales portuarios de Cabo Negro, Gregorio y Clarencia [66].

En el ámbito de infraestructura crítica, el puerto de Cabo Negro tiene capacidad de comercializar propano, butano, diésel y gasolina. Está ubicado junto al Estrecho de Magallanes, con la posibilidad de exportar hidrógeno a través del Océano Pacífico y/o Atlántico y ubicado junto a METHANEX, una planta de producción de metanol, la cual también posee instalaciones de almacenamiento y de distribución [63].

Dentro del contexto energético, la región de Magallanes y Antártica Chilena cuenta con uno de los mejores recursos eólicos a nivel nacional, el cual podría llegar a generar un 13% del total de demanda de hidrógeno del mundo [69]. La caracterización del principal potencial renovable se detalla en la Tabla 14.

Tabla 14. Potencial renovable región de Magallanes. Fuentes: [31], [57], [58].

Tipo de energía renovable	Capacidad Instalada [GW]	Potencial [GW]	Factor de planta
Eólica	0,013	127	54%

Respecto a los polos de Antofagasta y Biobío, y según la Tabla 14, la región de Magallanes es la de menor capacidad instalada, sólo con proyectos tales como Cabo negro (2,55 MW) y Vientos

Patagónicos (10,35 MW), caracterizándose como el polo con mayor capacidad de explotación e inversión, los cuales se fundamentan en el extenso radio de fuentes eólicas, que se muestran en la Figura 14.

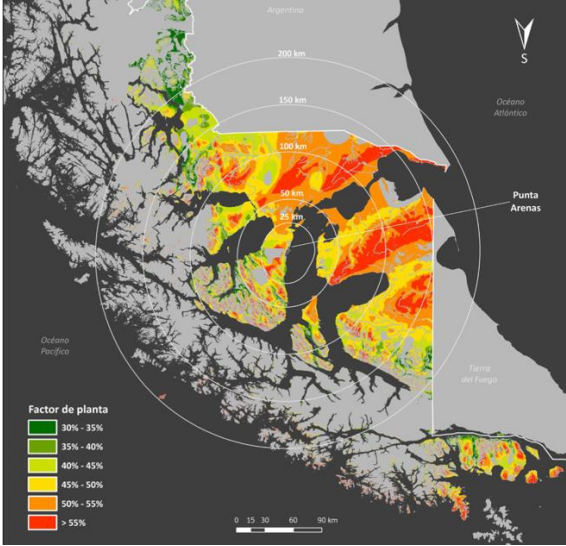


Figura 14. Distribución geográfica del potencial eólico región de Magallanes [69].

Según la Figura 14, los mayores factores de planta del recurso eólico en Magallanes se distribuyen hacia el sector sureste del territorio continental y en una parte importante de la Isla Grande de Tierra del Fuego, significando que los mejores vientos se encuentran en radios menores a 100 km desde la ciudad de Punta Arenas.

3.6. Sistema eléctrico de Chile

El mercado eléctrico chileno está compuesto por tres sistemas independientes [70].

- **Sistema Eléctrico Nacional (SEN):** sistema compuesto por los antiguos sistemas Interconectado Central (SIC) e Interconectado del Norte Grande (SING).

A mayo de 2022 cuenta con una capacidad instalada de 32.038 MW. El 57,8% de la capacidad instalada corresponde a fuentes renovables, mientras que el 42,2% corresponde a fuentes térmicas (15,8% carbón, 15,7% gas natural y 10,7% petróleo).

- **Sistema de Aysén (SEA):** sistema que produce electricidad para abastecer la Región de Aysén del General Carlos Ibáñez del Campo. A marzo de 2022 posee una capacidad instalada neta de 66 MW, con un 61% diésel, 34% hidráulica y 5% eólica.

- **Sistema de Magallanes (SEM):** sistema que produce electricidad para abastecer las Región de Magallanes y de la Antártica Chilena. A marzo de 2022 posee una capacidad instalada neta de 116 MW, con un 84% gas natural, 14% diésel, y 2% eólica.

Dentro de los tres sistemas, el más representativo, abasteciendo a más del 98% de la población Chilena y que abarca desde Arica a Chiloé, es el SEN, el cual ha crecido en cuanto a generación eléctrica de la mano a los requerimientos del país. La Figura 15 muestra el comportamiento de la capacidad instalada por fuente del SEN, en los últimos 22 años.

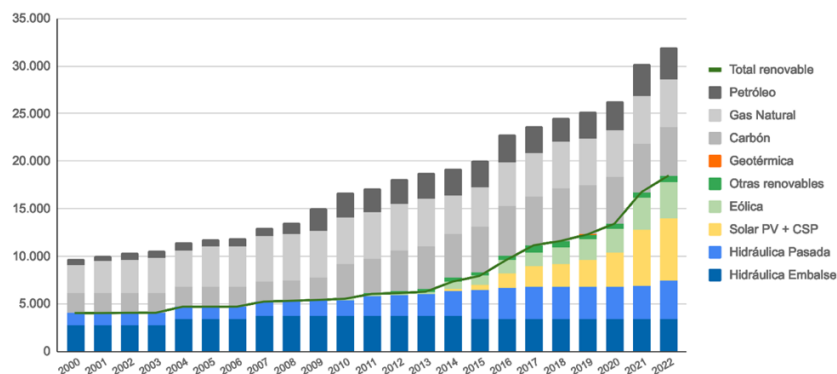


Figura 15. Capacidad instalada por fuente Sistema Eléctrico Nacional [MW] años 2010-2022 [71].

Según la Figura 15, la capacidad instalada del Sistema Eléctrico Nacional ha aumentado en más de un 200% desde comienzos del milenio. Sumado a lo anterior, la matriz eléctrica también ha evolucionado en cuanto al tipo de fuentes instaladas, destacándose que, actualmente, la capacidad instalada a partir de fuentes renovables es superior a la de fuentes no renovables. Ver Figura 16.

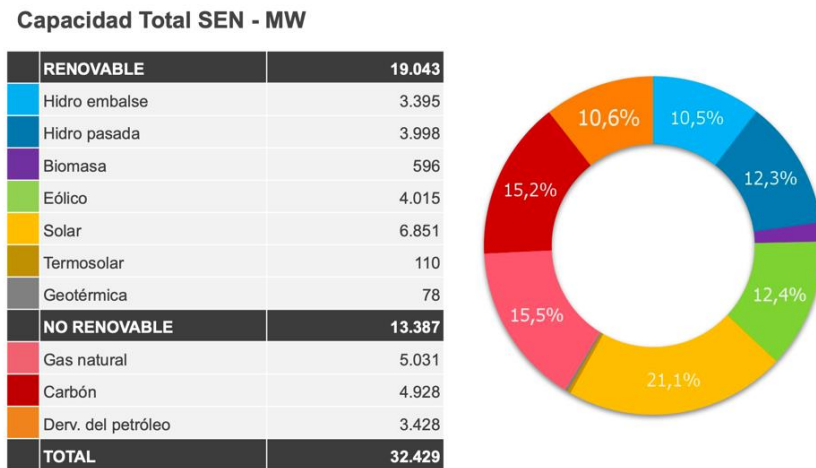


Figura 16. Capacidad instalada Sistema eléctrico nacional año 2022 [72].

Según la Figura 16, el total de capacidad instalada actualmente en el SEN, el 59% corresponde a tecnología de generación en base a recursos renovables (hidroeléctrica, solar FV, eólica, biomasa y geotermia), mientras que el 41% restante corresponde a centrales termoeléctricas a gas natural, carbón o derivados del petróleo [72]. Se espera que este comportamiento siga en aumento, estimando en una generación eléctrica a partir de fuentes renovables hacia el año 2050 del 95%, según la Política Nacional Minera 2050.

3.7. Demanda Chilena de energía

El contexto energético chileno, se divide en tres grandes partes. Matriz primaria: obtención de las materias energéticas primas; Centros de transformación: utilización de energía para su transformación en otros energéticos; Matriz secundaria: energía destinada los sectores consumidores.

La Figura 17, muestra la información energética chilena consumida según la última edición disponible del Balance Nacional de Energía, correspondiente al año 2019 [59].

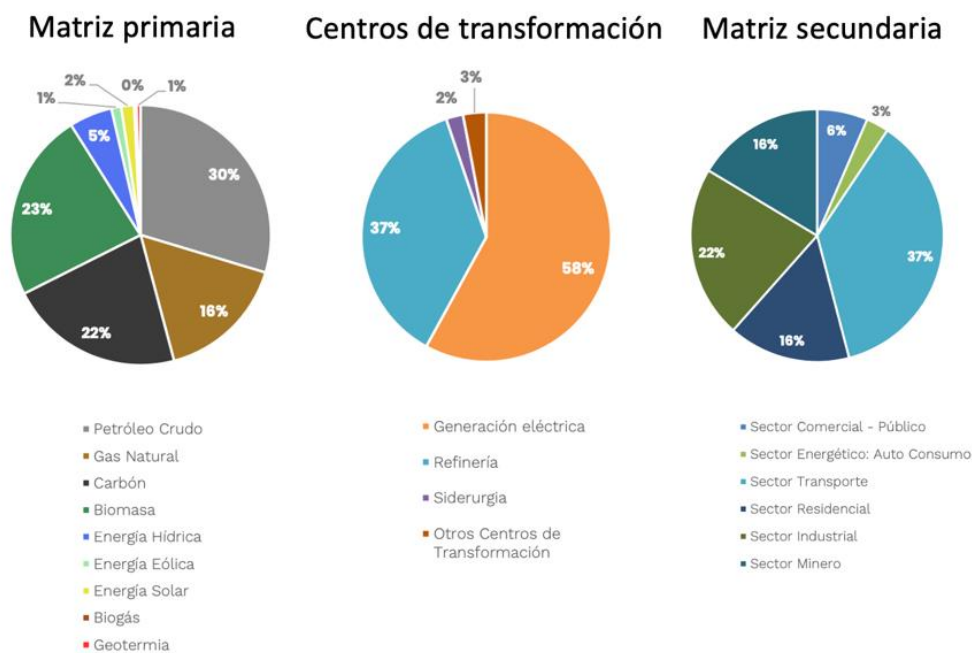


Figura 17. Balance energético Chileno, año 2019 [59]

Según la Figura 17, los recursos fósiles se destacan como las principales materias primas energéticas, representando 68% del total, destacándose además la participación de 23% de biomasa. Por otra parte, la generación eléctrica constituye el principal centro de transformación con una representación de 58%, seguida por la refinería de petróleo con 37% del total.

En cuanto al consumo sectorial, los sectores de Transporte e Industria consumen la gran parte de la energía en Chile, sumando ambos el 59% del total.

La demanda energética nacional concentra la demanda energética de parte de todas las actividades económicas (industria, minería, transporte, comercio, sector público y sector residencial) establecidas en territorio nacional. Dos de los principales determinantes de la demanda energética, corresponden a la cantidad de habitantes y a las perspectivas de crecimiento económico.

A partir del año 2009 a la fecha la demanda energética chilena, ha crecido en más de un 35%, pasando de 52,8 TWh a 75,8 TWh en 2022, y está previsto un aumento con una tasa promedio anual del 3,8%, lo que equivale a alcanzar 154,6 TWh en el año 2041 [73].

La demanda Chilena de hidrógeno incide de forma importante en el crecimiento de la demanda eléctrica a lo largo del período 2020-2050. La demanda de electricidad destinada particularmente para la producción de hidrógeno verde, a través de electrólisis, para consumo nacional alcanza a representar entre un 19% y 43% de la demanda total de electricidad a nivel nacional al año 2050 [59].

Según el Informe Preliminar de Demanda 2021-2041 de la Comisión Nacional de la Energía, la demanda energética en Chile, asociada a la producción de hidrógeno verde irá aumentando progresivamente con el pasar de los años, pasando de 199 GWh en 2023 a 40.636 GWh en 2041 [73].

3.8. Demanda Chilena de hidrógeno

La demanda de hidrógeno en Chile, está destinada a abastecer diversos procesos productivos, para ser utilizado como reactante, y se estima en cerca de 55.000 toneladas anuales. La mayor parte de esta demanda (cerca del 99%), es requerida por las refinerías de petróleo de ENAP, las cuales son abastecidas por la empresa Linde S.A., donde se produce hidrógeno a partir de reformado con vapor de gas natural [1]. Hidrógeno como subproducto de la producción de clorato de sodio en Eka Chile, y aplicaciones en menor escala en industrias de vidrios, alimentos y metalurgia representan la demanda restante.

Por otro lado, con el objetivo de incrementar la demanda doméstica a través de diversas aplicaciones se estimó un crecimiento de la demanda hacia el año 2030/2035 de 325.615 toneladas de hidrógeno al año por parte de la Comisión Nacional de Minería y Energía [74].

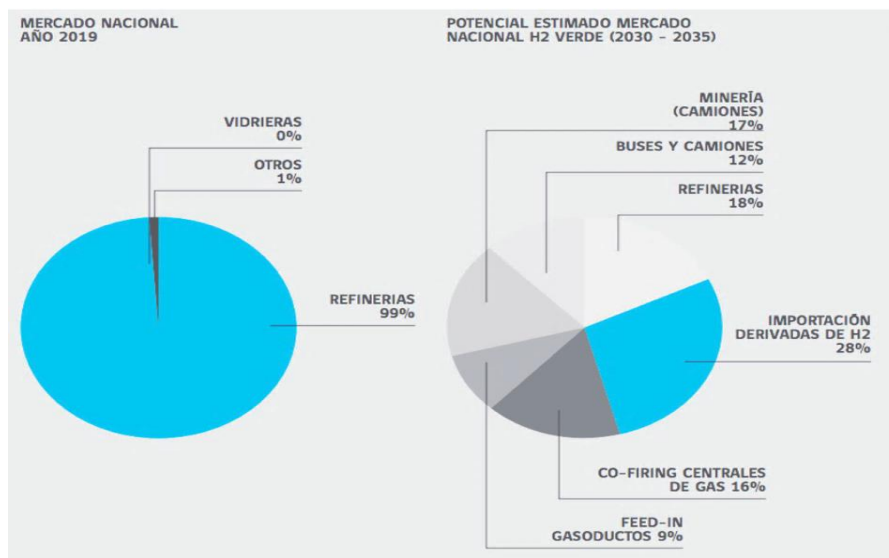


Figura 18. Distribución de la demanda Chilena de hidrógeno. Izquierda: Año 2019, Derecha: Proyección hacia 2030/2035 [74].

Según la Figura 18, la proyección de demanda nacional de hidrógeno hacia el año 2030 aumentaría 6 veces en comparación con la actualidad, principalmente por el desarrollo de los sectores de minería y transportes.

En el mismo contexto, la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) plantea tres escenarios de demanda de hidrógeno verde de Chile hacia el año 2050, los cuales se muestran en la Tabla 15.

Tabla 15. Demanda Chilena de hidrógeno al año 2050. Fuente: [59].

Escenario energético	Demanda Hidrógeno (Tcal)	Demanda de Hidrógeno (GWh)¹	Demanda de hidrógeno (Ton)
Recuperación lenta post COVID	27.900	32.427	982.636
Rumbo a la carbono-neutralidad	78.200	86.612	2.624.606
Transición acelerada	96.800	112.506	3.409.273

Dentro de las proyecciones de demanda de hidrógeno hacia mitad de siglo de la Tabla 15, las regiones Metropolitana, y Antofagasta, destacan como principales zonas de demanda dentro del territorio nacional, en cualquiera de los escenarios propuestos. Esto debido a usos en transporte y minería, respectivamente. También destacan las regiones Biobío-Ñuble y Atacama como demandantes secundarias, con una relevancia no menor. Ver Figura 19.

¹ Se ocupa factor de conversión 1 GWh = 0,604 Tcal.

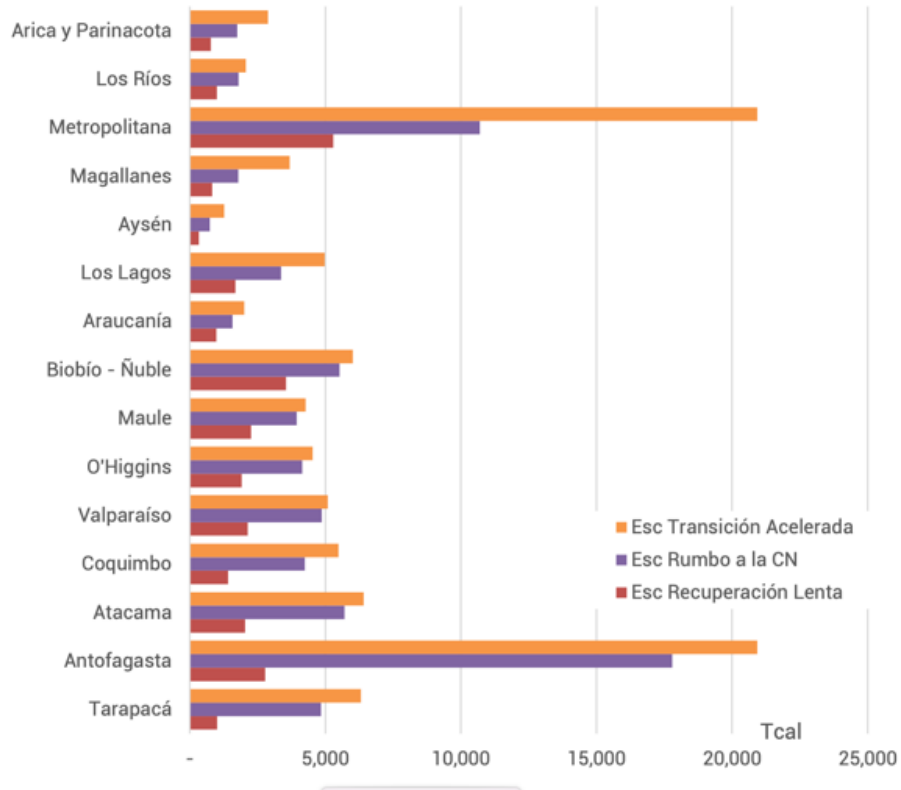


Figura 19. Demanda de hidrógeno verde según región y escenario al 2050 [59].

Según la Figura 19, el escenario de transición acelerada supondría un aumento de más del 50% en la demanda de hidrógeno de la Región Metropolitana, respecto al escenario de carbono neutralidad, al igual que la región de Magallanes. Por su parte Antofagasta aproximadamente un 20% de aumento respecto al mismo escenario. Las regiones restantes no tomarían un rol protagónico en cuanto a demandas de hidrógeno en cualquiera sea el escenario propuesto por la PELP.

3.9. Demanda Mundial de hidrógeno

Actualmente, la demanda global de hidrógeno en 2022 se estima en 75,2 millones de toneladas anuales y se prevé que crezca hasta 94,1 millones de toneladas anuales en 2027 [20].

Por otra parte, la demanda mundial de hidrógeno alcanzará los 660 millones de toneladas anuales en 2050, bajo un escenario de carbono neutralidad lo que supondrá el 12% de la demanda de energía mundial [75].

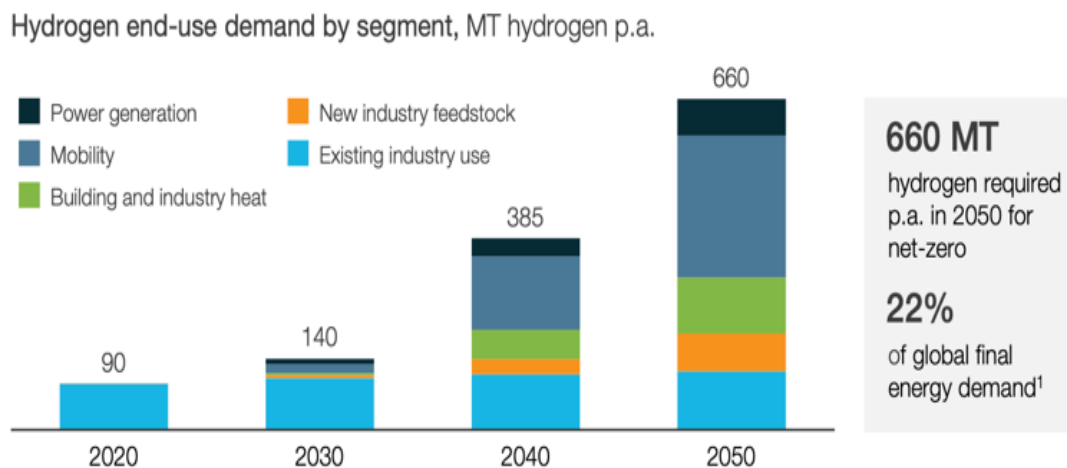


Figura 20. Demanda global de hidrógeno por uso final al año 2050 [75].

Según la Figura 20, los principales usos finales del hidrógeno demandado serán por parte del sector transporte y movilidad, por el contrario, al escenario actual, en donde la totalidad del hidrógeno es demandado por las principales potencias mundiales para el uso en diferentes procesos industriales.

Dentro de los principales países demandantes de hidrógeno al 2050, se prevé que China puede ser responsable de una cuarta parte de la demanda total, dado su enorme potencial industrial. Por otra parte, destaca India, proyectando cuadruplicar su producción de acero y Estados Unidos con un gran crecimiento procedente del sector transporte. La distribución por país de demanda de hidrógeno hacia mediados de siglo se muestra en la Figura 21.

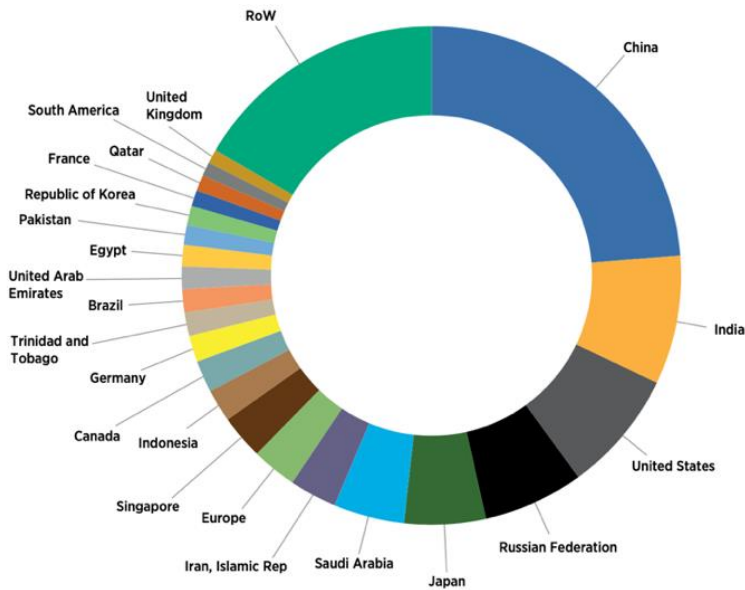


Figura 21. Demanda global de hidrógeno por región² al año 2050 [75].

Según la Figura 21, se espera que la demanda global de hidrógeno se incremente por parte de los mismos países demandantes en la actualidad y con fuertes incrementos por parte de países emergentes que tienen metas de carbono neutralidad, teniendo que implementar cambios en fuentes energéticas principalmente en transporte y movilidad. Los países europeos, tanto como asiáticos son los principales mercados que requerirán importaciones de hidrógeno en el futuro, debido a condiciones de producción nacional que pueden ser incluso más costosas que los costos totales de importación y reacondicionamiento en puertos de llegada.

Tales oportunidades, convierten a Chile en un posible candidato proveedor para exportar hidrógeno verde a distintos países en el mundo, en donde tomar acción y crear acuerdos de colaboración tempranos pueden marcar las bases para convertirse en un líder de exportación global, tal como lo prevé la Estrategia Nacional de Hidrógeno.

² RoW: Resto del Mundo (Rest of World)

3.9.1. Potencial mercado de exportación de hidrógeno Chileno

Dentro del contexto de demanda mundial, para el 2050 estima que Chile podría proveer una fracción significativa del hidrógeno verde del mundo, es decir, 50% del mercado de Japón, y el 20% del mercado Chino [74].

Por otro lado, el conflicto entre Rusia y Ucrania ha perturbado enormemente el sistema energético mundial. Ha causado dificultades como consecuencia de los elevados precios de la energía y ha acentuado las preocupaciones en materia de seguridad energética, evidenciando así la excesiva dependencia de la UE de las importaciones de gas, petróleo y carbón procedentes de Rusia.

Es por esto, que la Unión Europea, comunica su plan “REPowerEU”, el cual trata de reducir rápidamente la dependencia de los combustibles fósiles rusos.

Dentro de los objetivos de este plan, están acelerar la transición energética hacia una matriz limpia, y diversificar su cadena de suministro.

REPowerEU establece un objetivo de 10 millones de toneladas de producción nacional de hidrógeno renovable y 10 millones de toneladas de importaciones de hidrógeno renovable para 2030 [76].

Bajo este escenario, Chile puede tomar partido, y sumarse como un gran proveedor de hidrógeno dentro de los países que conforman la UE.

En cuanto a relaciones diplomáticas, Chile ha firmado Memorándum de entendimiento con miras a desarrollar la cooperación, asistencia y desarrollo en materia de hidrógeno verde en miras hacia el futuro.

Entre estos destacan, compromisos con Hamburgo [77], Amberes [78] y Rotterdam [79], puertos principales del continente europeo y responsables de gran parte del manejo energético de la zona, los cuales se posicionan como principales potenciales países compradores de hidrógeno Chileno.

4. Metodología

La metodología utilizada en este informe, sobre el estudio de la optimización de la logística de producción, almacenamiento y exportación de hidrógeno verde en Chile, utilizó distintas etapas, las cuales se detallan a continuación.

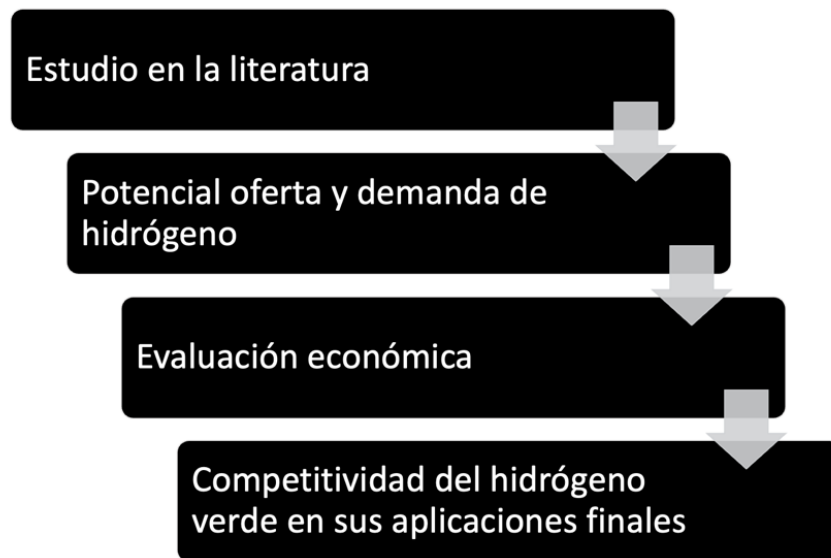


Figura 22. Etapas de la metodología implementada.

Cada una de las etapas de la metodología implementada, mostradas en la Figura 22, se detallan en las secciones 4.1, 4.2, 4.3 y 4.4.

4.1. Estudio en la literatura

Con el objetivo de contextualizar el escenario pasado, actual y proyectado del hidrógeno verde, se estudió y caracterizó el desarrollo del proceso completo, desde su producción, hasta sus distintos usos finales y formas actuales de transporte.

Las principales características de la búsqueda de información, concentró el esfuerzo por reunir la mayor cantidad de parámetros de comportamiento de los distintos factores dentro de la cadena de valor del hidrógeno verde, abarcando producción, acondicionamiento y transporte y distribución.

A partir de eso, fue posible obtener valores en tres escenarios de producción, para el año actual, 2030 y 2050. Entre los principales valores actuales y proyectados, destacan los precios de las energías renovables, electrolizadores, envíos y sistemas de acondicionamiento.

Finalmente se identificaron polos de producción de hidrógeno verde a partir de la caracterización previa geográfica del país, visto en la sección 3.4 y posibles puntos de destino, en caso de exportación, de acuerdo con los potenciales compradores y demandantes mundiales de hidrógeno a futuro, detallados en la sección 3.9.

4.2. Potencial oferta y demanda de hidrógeno

En segundo lugar, a partir de los potenciales renovables de los polos de producción seleccionados se estimó los posibles flujos de hidrógeno que pudiesen ser producidos actualmente y a futuro, a partir de las ecuaciones (5) y (6), las cuales relacionan la energía renovable producida como factor de la capacidad de generación instalada, y el hidrógeno producido, como factor del flujo de energía eléctrica y eficiencia de electrolizadores, respectivamente.

$$ER \text{ producida} = \text{Capacidad instalada (MW)} \cdot 8760 \left(\frac{h}{\text{año}} \right) \cdot \text{factor de planta (\%)} \quad (5)$$

$$H_2 \text{ producido (kgH}_2) = \text{Electricidad (kWh)} \cdot \text{consumo del electrolizador} \left(\frac{kWh}{kgH_2} \right) \quad (6)$$

Con las posibles producciones de hidrógeno calculadas por polo en distintos escenarios temporales, y de la mano de los respaldos de la Estrategia Nacional de hidrógeno verde y la Proyección energética a Largo Plazo 2023-2027, se evaluaron las capacidades de abastecimiento de demandas regionales, nacionales y mundiales, actuales y proyectadas, estableciendo, en cada caso, los posibles rangos de disponibilidad de hidrógeno para ser distribuido, tanto de forma nacional, como internacional.

4.3. Evaluación económica

Con el propósito de evaluar la producción de hidrógeno verde en Chile, y sus posibles usos internos o exportación, se utilizó la métrica estandarizada del LCOH (costo nivelado de hidrógeno, por sus siglas en inglés), el cual representa el costo, en dólares americanos (USD) de producir un kilogramo de hidrógeno bajo determinadas condiciones. El cálculo del LCOH se detalla en la ecuación (7).

$$LCOH \left(\frac{USD}{kgH_2} \right) = \frac{NPV \text{ de costos totales}}{NPV \text{ de producción de hidrógeno}} \quad (7)$$

Por una parte, el NPV de costos totales, representa la suma del valor actual neto del total de costos esperados para cada año considerados en el período de tiempo del proyecto de hidrógeno, considerando costos de inversión y de operación (CAPEX y OPEX), caracterizado por la ecuación (8).

$$NPV \text{ of total costs} \left(\frac{USD}{year} \right) = \sum_n \frac{\text{Total CAPEX y OPEX}_n}{(1 + \text{discount rate})^n} \quad (8)$$

De la misma manera, el NPV de producción de hidrógeno, está dado por la suma del valor actual neto del total de la producción esperada para cada año considerados en el período de tiempo del mismo proyecto, el cual se detalla en la ecuación (9).

$$NPV \text{ of Hydrogen production} \left(\frac{kgH_2}{year} \right) = \sum_n \frac{\text{Hydrogen production}}{(1 + \text{discount rate})^n} \quad (9)$$

Para discutir detalladamente las mejores opciones del hidrógeno verde desde un polo productivo hasta su uso o aplicación final, se analizó cada una de las etapas de la cadena de valor del hidrógeno verde (sección 3.2.1) por separado, según la ecuación (10).

$$LCOH \left(\frac{USD}{kgH_2} \right) = LCOH_{producción} + LCOH_{ acondicionamiento } + LCOH_{ distribución } \quad (10)$$

A partir de la ecuación 8, se detallan las metodologías propuestas para el cálculo de cada LCOH, en las secciones de producción (4.3.1), acondicionamiento y almacenamiento (4.3.2) y distribución (4.3.3).

Los distintos casos evaluados consideraron los polos de producción de Antofagasta, Biobío y Magallanes en tres escenarios temporales, los cuales representan la actualidad (2022), mediano plazo (2030) y largo plazo (2050). Para el total de casos evaluados se supusieron parámetros económicos, que se detallan en la Tabla 16.

Tabla 16. Parámetros económicos LCOH. Fuente: Elaboración propia.

Parámetro	Valor
Tiempo del proyecto	15 años
Inflación anual	1,5 %
Costo medio ponderado de capital (WACC)	10 %

En adición a las suposiciones propuestas por la Tabla 16, se trabajó bajo el supuesto de un proyecto de producción de hidrógeno verde completo, es decir, conexión directa, en donde las plantas de producción y acondicionamiento de H₂ se ubican in situ junto con las plantas de generación de energías renovables.

4.3.1. Producción

La estimación de costos del LCOH en la etapa de producción a partir de los polos de Antofagasta, Biobío y Magallanes, consideró una sola fuente de generación de energías renovables en cada plaza (solar y eólica). Particularmente para el caso de Antofagasta se evaluó el recurso solar a partir de valores de energía solar PV y solar CSP.

Por otro lado, para el proceso de electrólisis se consideraron dos tipos de electrolizadores: ALK y PEM, por ser los que se encuentran mayormente desarrollados en la actualidad.

A partir de los parámetros variables descritos, y tomando en cuenta los escenarios temporales 2022, 2030 y 2050, se utilizó el algoritmo de la Figura 23 para la generación de las distintas combinaciones posibles de producción.

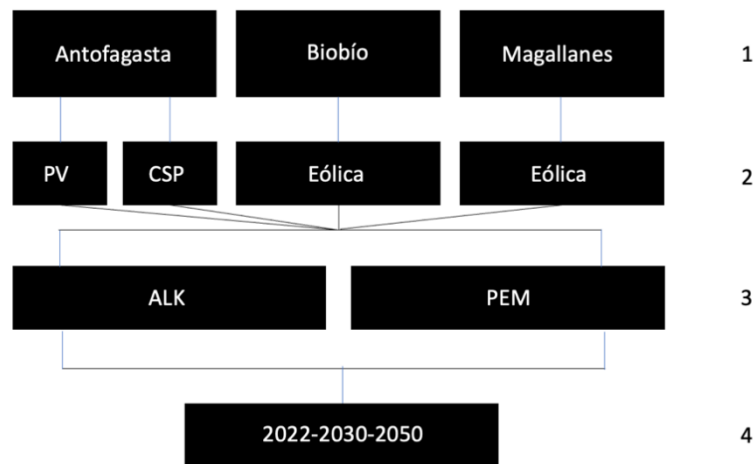


Figura 23. Algoritmo de combinaciones de producción de hidrógeno verde. 1) Polo productivo. 2) Energía renovable. 3) Tecnología del electrolizador. 4) Escenarios temporales.

A partir de la Figura 23, se consideró un abastecimiento continuo de energía renovable, para todos los escenarios evaluados.

4.3.2. Acondicionamiento y almacenamiento

Para el cálculo del LCOH en la etapa de acondicionamiento, se consideraron tres estados del hidrógeno: comprimido (CH_2), Líquido (LH_2) y almacenado en forma de Amoníaco (NH_3), los cuales según lo descrito en la sección 3.2.1.2, son los tres que se encuentran mayormente desarrollados.

Con la misma lógica de la sección 4.3.1, se empleó un algoritmo de posibles combinaciones de acondicionamiento del hidrógeno verde, luego de la electrólisis, el cual se muestra en la Figura 24.

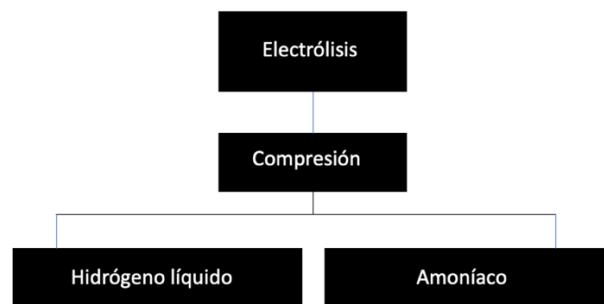


Figura 24. Algoritmo de combinaciones de formas de acondicionamiento del hidrógeno luego de electrólisis.

Según la Figura 24, en cualquier caso de acondicionamiento se consideró el proceso de compresión del hidrógeno gaseoso, según lo recomendado por [38], con el fin de evitar una unidad de almacenamiento gaseoso en el medio del proceso, lo cual hubiese generado una restricción para el posterior proceso de acondicionamiento, ya fuese licuefacción o Haber – Bosch.

Se consideró que el proceso de producción, acondicionamiento y distribución trabajó de forma ideal y estacionaria, es decir, en ningún caso se requirieron días de almacenamiento del hidrógeno acondicionado previo a su distribución. Se consideraron pérdidas por distribución de hidrógeno asociadas a tiempos de viaje en llegar a destino.

Sólo para efectos comparativos, se utilizaron los precios de almacenamiento referenciales, descritos en la sección 3.2.1.2, los cuales fueron extraídos de la literatura.

4.3.3. Distribución

El análisis de los costos asociados a la distribución de hidrógeno fue separado en dos secciones, las cuales representan distintas opciones, en relación con el usuario, y uso final.

4.3.3.1. Nacional

Desde los tres polos productivos: Antofagasta, Biobío y Magallanes, con el hidrógeno verde ya producido y acondicionado, se consideró la distribución en territorio nacional del hidrógeno en forma comprimida (CH_2) y en forma líquida (LH_2), según recomendaciones descritas en la sección 3.2.1.3.

Se consideraron puntos de referencia, para cada polo, las capitales regionales, es decir Antofagasta, Concepción y Punta Arenas, para Antofagasta, Biobío y Magallanes, respectivamente.

4.3.3.2. Exportación

Para la distribución internacional, a partir de los mismos tres polos productivos, y con el hidrógeno acondicionado, se evaluó la distribución marítima del hidrógeno verde en forma líquida (LH_2), y en forma de amoníaco (NH_3), también según recomendaciones descritas en la sección 3.2.1.3.

Para tal objetivo se seleccionaron puertos locales de salida, siendo éstos los puertos de Antofagasta, Talcahuano y Cabo negro.

Por otro lado también se seleccionaron puertos de llegada, relacionados a 5 países potenciales de exportación, siendo los puertos de Osaka, Shanghai, Hamburgo, Rotterdam y Amberes-Brujas los

posibles primeros destinos para satisfacer las demandas de Japón, China, Alemania, Países bajos, y Holanda-Bélgica.

Con tales variables, se generaron 45 posibles combinaciones de envíos desde los polos de producción, los cuales de forma referencial, se grafican en la Figura 25.

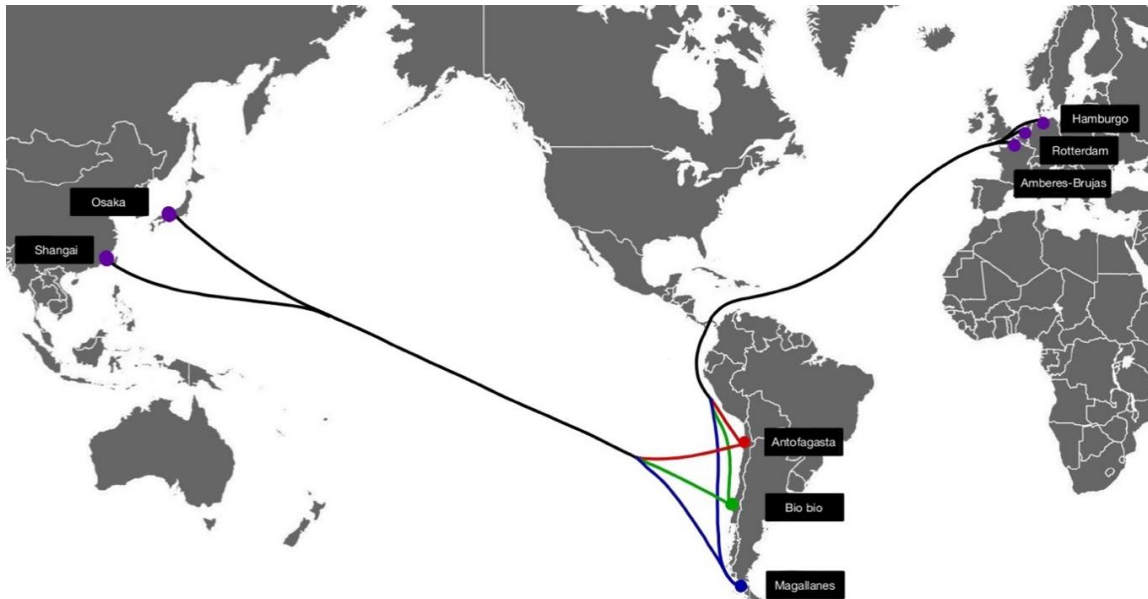


Figura 25. Rutas de exportación de hidrógeno verde desde polos chilenos hacia puertos internacionales.

Según la Figura 25. Rutas de exportación de hidrógeno verde desde polos chilenos hacia puertos internacionales. las principales rutas de exportación de hidrógeno verde, desde polos Chilenos, contemplan el paso a través del Canal de Panamá, para exportaciones hacia las regiones Europeas, mientras que en el caso de demandantes del continente Asiático, existe conexión directa a través del océano Pacífico. No se consideraron costos asociados a cargos por utilización del canal de Panamá.

4.4. Competitividad del hidrógeno verde en sus aplicaciones finales

Con los costos nivelados del hidrógeno (LCOH) en todas las etapas de su cadena de valor: producción, acondicionamiento y distribución nacional e internacional, se evaluó la competitividad del hidrógeno producido en Chile, en sus distintas posibles aplicaciones finales, relativas a usos regionales, nacionales o mundiales, comparándola con precios del hidrógeno producido en otras partes del mundo y/o a partir de métodos convencionales, y otras fuentes energéticas con precios actuales y proyectados, seleccionando finalmente, las mejores opciones que impliquen los mejores beneficios económicos, en cada período de tiempo evaluado.

5. Resultados y discusión

5.1. Proyecciones de oferta y demanda de hidrógeno

A partir del potencial renovable por polo de producción, detallado en la sección 3.5, se calculó la posible producción de hidrógeno verde, según las ecuaciones (5) y (6), asumiendo eficiencia promedio actual de los electrolizadores de 54 kWh/kgH₂ (62% de eficiencia respecto al LHV), y considerando sólo potencial solar para la región de Antofagasta, y sólo potencial eólico, para las regiones de Biobío y Magallanes . Los resultados se muestran en la Tabla 17.

Tabla 17. Potencial producción de hidrógeno verde en polos Chilenos.

Polo productivo y potencial renovable	Producción potencial de hidrógeno verde (MTH₂/año)
Antofagasta, potencial solar PV	52
Antofagasta, potencial solar CSP	8
Biobío, potencial eólica	0,7
Magallanes, potencial eólica	11

Según los resultados de la Tabla 17, Chile como productor de hidrógeno verde, considerando sólo una fuente de energía renovable, en tres de sus regiones (lo que representa sólo la mitad del potencial renovable disponible total), podría producir cerca de 72 millones de toneladas (MT) de hidrógeno verde al año, es decir, casi el 100% de la producción mundial actual.

Por otra parte, considerando la proyección de demanda mundial de hidrógeno al año 2050, estimada en 660 millones de toneladas (MT), Chile podría producir más de una décima parte de esta, considerando los mismos tres polos de producción, según se muestra en la Figura 26.

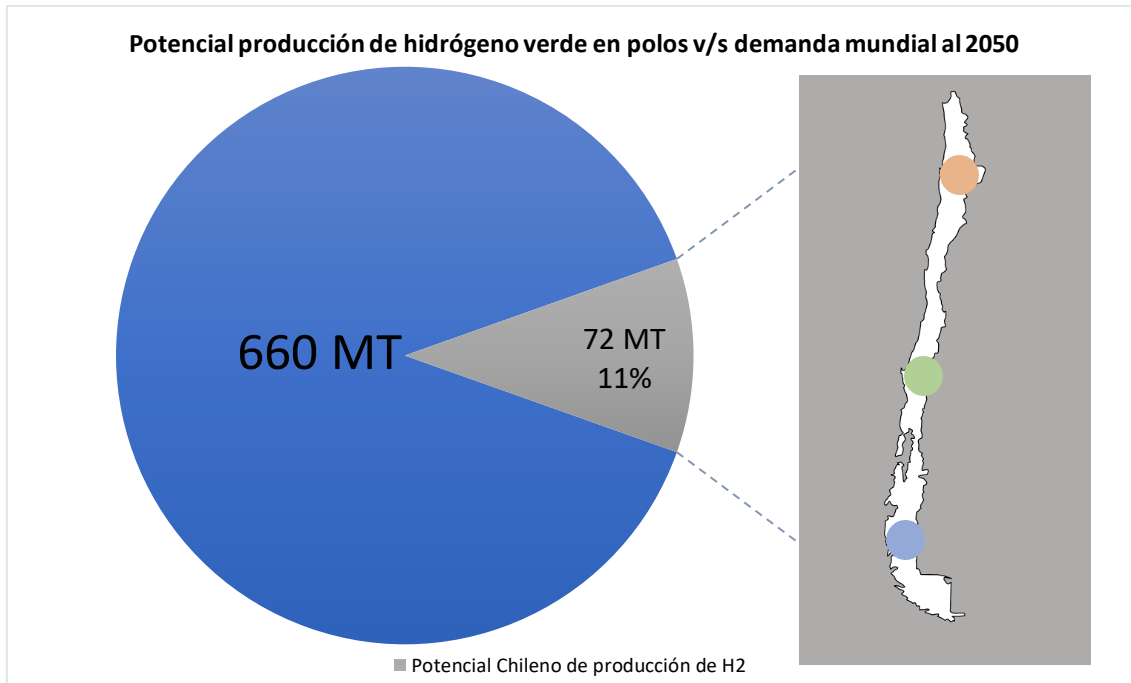


Figura 26. Potencial producción de hidrógeno verde en polos de producción Chilenos³ versus demanda mundial al año 2050.

Por otra parte, dentro del contexto interno Chileno, según la caracterización detallada en la sección 3.8, la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) plantea tres escenarios de demanda de hidrógeno verde de Chile hacia el año 2050, asociados a una recuperación lenta post COVID, carbono neutralidad, y transición acelerada. Tales escenarios fueron comparados con proyecciones de demanda de hidrógeno en las regiones de Antofagasta, Biobío y Magallanes, las cuales fueron calculadas a

³ Los polos de producción Chilenos están representados con color naranja, verde y azul, para regiones de Antofagasta, Biobío y Magallanes, respectivamente.

partir de estimaciones mostradas en la Figura 19. Demanda de hidrógeno verde según región y escenario al 2050 [59] Los resultados obtenidos se muestran en la Figura 27.

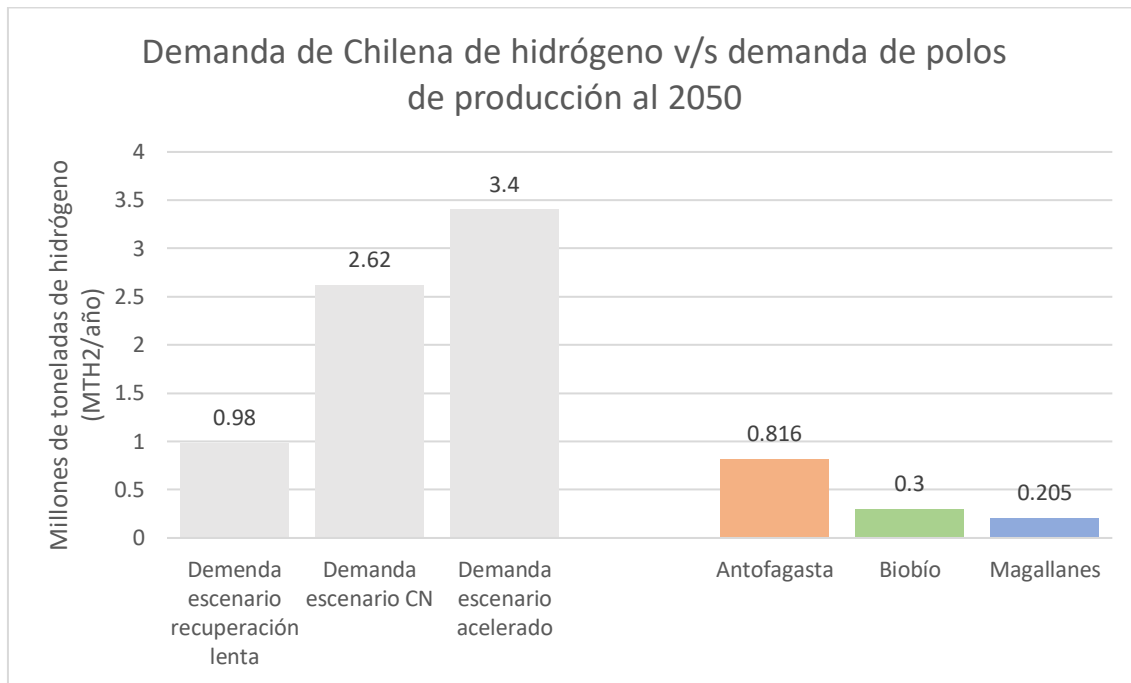


Figura 27. Demanda Chilena de hidrógeno v/s demanda de polos de producción al año 2050.

Según los resultados mostrados en la Figura 27, en el escenario de transición acelerada, es decir, en el posible caso más exigido de demanda de hidrógeno en el país, los tres polos estudiados representan el 39% de la demanda total de hidrógeno Chilena, lo que, en adición al resto de demandas regionales concentran entre 70-75% de la demanda nacional de hidrógeno, excluyendo a la región Metropolitana, la cual por sí sola podría representar cerca del 25% de la demanda total de hidrógeno en Chile.

En relación con estos resultados, se calcularon los requerimientos necesarios por parte de cada uno de los polos para alcanzar a abastecer, en un futuro, el total de sus propias demandas regionales, como también el total de la demanda nacional de hidrógeno verde en el escenario de mayor exigencia. Los requerimientos obtenidos se muestran en la Figura 28.

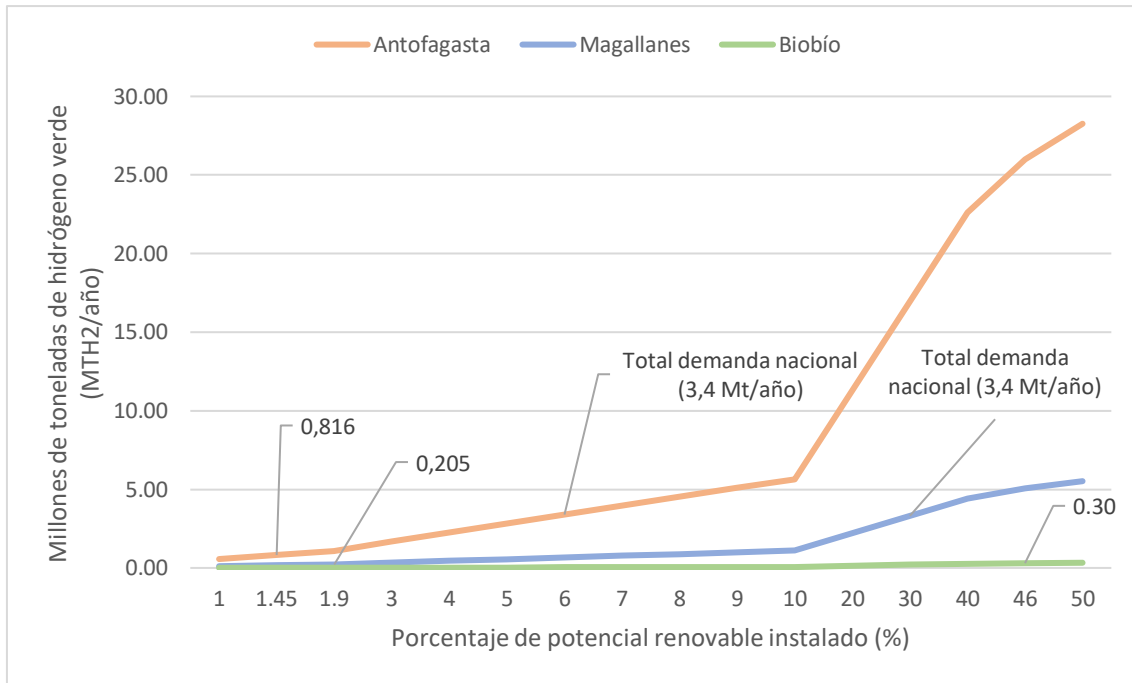


Figura 28. Potencial producción de H2 verde en relación a capacidad renovable instalada.

Según la Figura 28, la región de Antofagasta, con sólo un 1,45% de su potencial renovable instalado, podría abastecer completamente su propia demanda de hidrógeno estimada al 2050, lo que requeriría una capacidad de electrólisis instalada de 5,3 GW. Caso similar ocurre con la región de Magallanes, que con menos de un 2% de su potencial eólico disponible, podría satisfacer por completo su demanda de hidrógeno estimada para el mismo año, para lo que se requeriría una capacidad de electrólisis de 1,3 GW instalada.

Por su parte, la región del Biobío, al tener un potencial renovable menor que los otros polos productivos, requiere casi la mitad de su potencial eólico (46%), para abastecer su propia demanda, requiriendo 1,9 GW de electrólisis instalada.

Con el mismo argumento, las regiones de Antofagasta y Magallanes podrían producir la demanda total de hidrógeno del país de 3,4 Millones de toneladas (MT) de hidrógeno con sólo un 6% y 30% de sus potenciales renovables instalados, respectivamente. Por su parte, la región del Biobío, con el total de su potencial eólico instalado, no podría cubrir la demanda nacional de hidrógeno al 2050, ya que sólo podría generar un estimado de 0,7 MT de hidrógeno verde.

Por tal razón se evaluó en detalle la capacidad de distribución de hidrógeno verde producida en cada polo, posterior a la suposición que se autoabastece por completo cada una de las demandas regionales proyectadas al año 2050, generando deltas entre producción y consumo. Los requerimientos que permitirían las posibles distribuciones, como porcentaje de potencial renovable instalado, y capacidad de electrólisis requeridas se muestran en las Figura 29, Figura 30 y Figura 31.

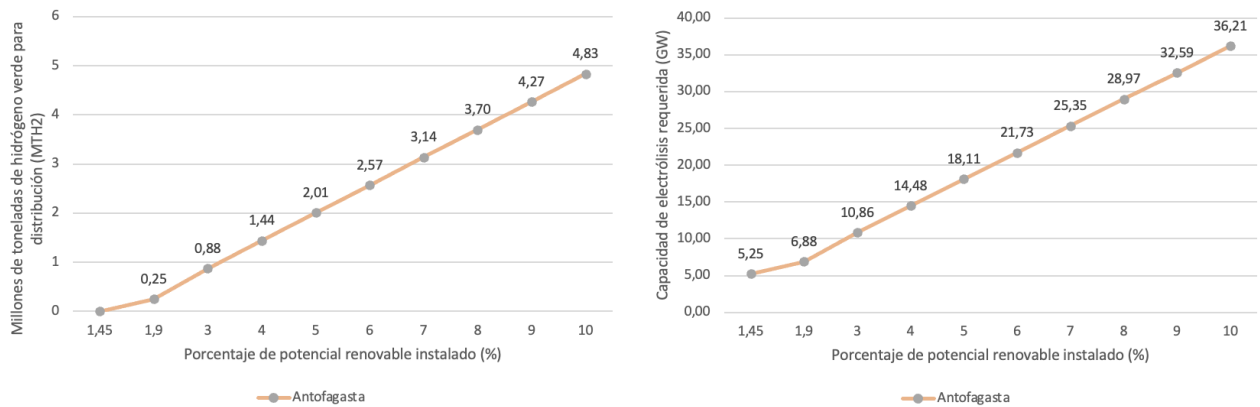


Figura 29. Capacidad de distribución de hidrógeno versus potencial renovable instalado región de Antofagasta.

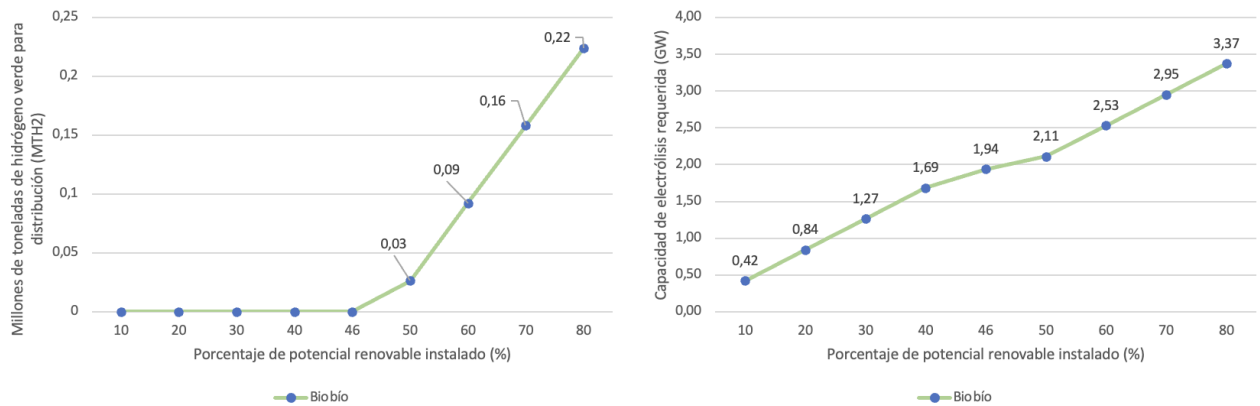


Figura 30. Capacidad de distribución de hidrógeno versus potencial renovable instalado región del Biobío.

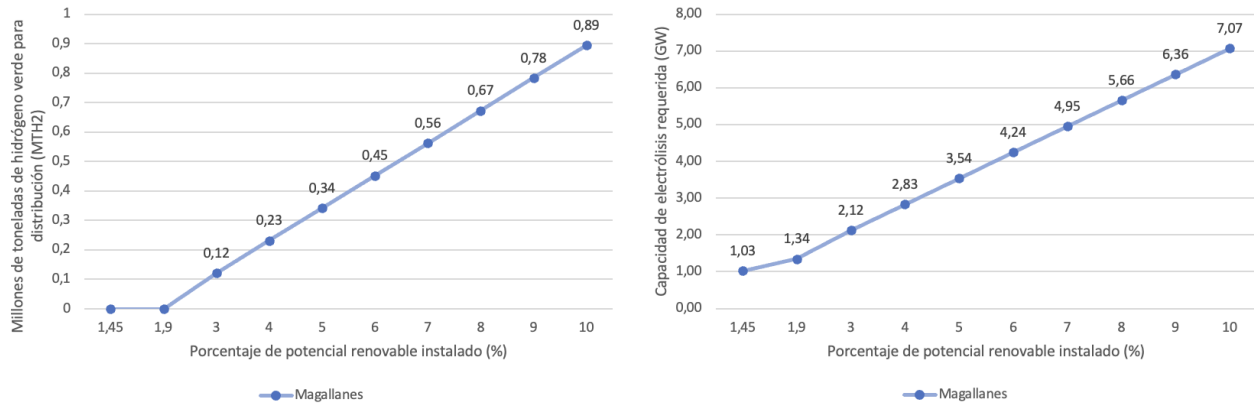


Figura 31. Capacidad de distribución de hidrógeno versus potencial renovable instalado región de Magallanes.

Dentro de los resultados obtenidos mostrados en las Figura 29, Figura 30 y Figura 31, se destacan las regiones de Antofagasta y Magallanes, las cuales con 15 GW, y 2,4 GW de potencial renovable instalado, ya completan su demanda interna. A partir de ese punto, con una evaluación conservadora de sólo un 10% de su potencial renovable instalado, en total pudiesen distribuir 5,7 Millones de toneladas de hidrógeno verde, tanto en contexto nacional o internacional, requiriendo en total 43 GW de capacidad de electrólisis instalada.

Por su parte, la región del Biobío requerirá por sobre los 2 GW de capacidad de electrólisis instalada para sobrepasar la producción de su propia demanda de hidrógeno, teniendo en cuenta que para eso se necesita por sobre la mitad de su potencial eólico renovable instalado. En caso de completar su capacidad eólica, es decir, instalando 12,3 GW en energía, y, abasteciendo por completo su demanda, la región podrá distribuir cerca de 0,4 Millones de toneladas (MT) de hidrógeno verde, ya sea en plano nacional o internacional.

Las estimaciones anteriores, entregan señales o indicios que, las regiones de Antofagasta y Magallanes tienen características suficientes para establecerse como polos orientados a ser centros de producción para abastecimiento regional, como para poder abastecer demandas de otros usuarios finales en distintos lugares. Por el contrario, la región del Biobío, presenta características para posicionarse como un Hub, o centro de hidrógeno, el cual tenga por objetivo producir y consumir hidrógeno dentro de la

región, con el fin de abastecer los distintos procesos de su zona industrial, ahorrando costos de transporte y distribución.

Cabe destacar que los resultados obtenidos son en base a demanda regional de hidrógeno más exigente, relacionados a un escenario energético de transición acelerada. Por lo anterior, las demandas de hidrógeno de cada polo pueden ser menores, lo que conlleva a deltas de producción mayores, dando mayor cabida a la distribución tanto local como internacional.

En adición a lo anterior, el caso evaluado consideró el supuesto de privilegiar el abastecimiento de las demandas regionales, el cual también es el escenario de mayores requerimientos, previo a intenciones de distribución tanto nacional, como internacional, el cual no debe ser obligatoriamente el curso normal de los proyectos que se implementen hacia el futuro. Por tal motivo, se evaluaron, indiferentemente, la capacidad de distribución desde los tres polos productivos (sección 5.2.3).

5.2. Evaluación económica

5.2.1. Costos nivelados de producción

A partir de las posibilidades de producción de hidrógeno verde, dadas por el algoritmo caracterizado en la Figura 23, se generaron 24 posibles escenarios, los cuales son inherentes a los 3 polos productivos. Para cada una de estas combinaciones se calculó el Costo nivelado del Hidrógeno (LCOH) relativos a la producción, utilizando las ecuaciones (7), (8) y (9) , y utilizando los parámetros detallados en la Tabla 5 y Tabla 7. Los resultados obtenidos se detallan por región a continuación.

5.2.1.1. Antofagasta

Dentro del polo productivo de la región de Antofagasta, se generaron 12 combinaciones posibles de producción de hidrógeno verde, las cuales se detallan en la Tabla 18.

Tabla 18. Combinaciones de producción de hidrógeno verde región de Antofagasta.

Antofagasta-PV-ALK-2022	Antofagasta-PV-PEM-2022
Antofagasta-PV-ALK-2030	Antofagasta-PV-PEM-2030
Antofagasta-PV-ALK-2050	Antofagasta-PV-PEM-2050
Antofagasta-CSP-ALK-2022	Antofagasta-CSP-PEM-2022
Antofagasta-CSP-ALK-2030	Antofagasta-CSP-PEM-2030
Antofagasta-CSP-ALK-2050	Antofagasta-CSP-PEM-2050

Utilizando las combinaciones que se muestran en la Tabla 18 se obtuvieron LCOH para la etapa de producción en la Región de Antofagasta, los cuales se muestran en las Figura 32 y Figura 33 para energía solar PV y CSP, respectivamente.

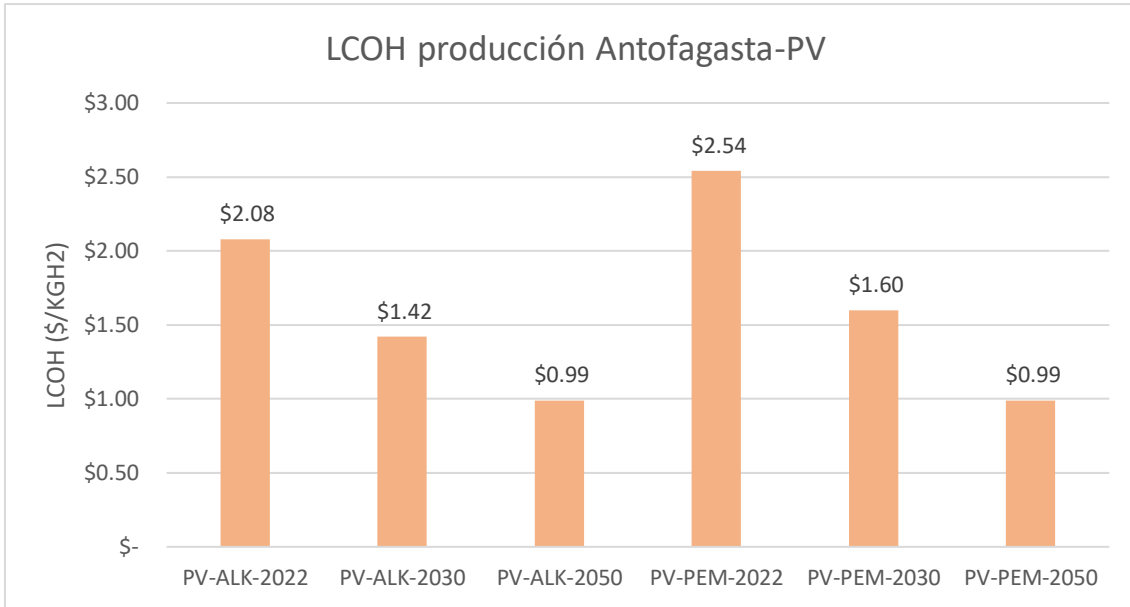


Figura 32. LCOH etapa producción a partir de energía PV región de Antofagasta.

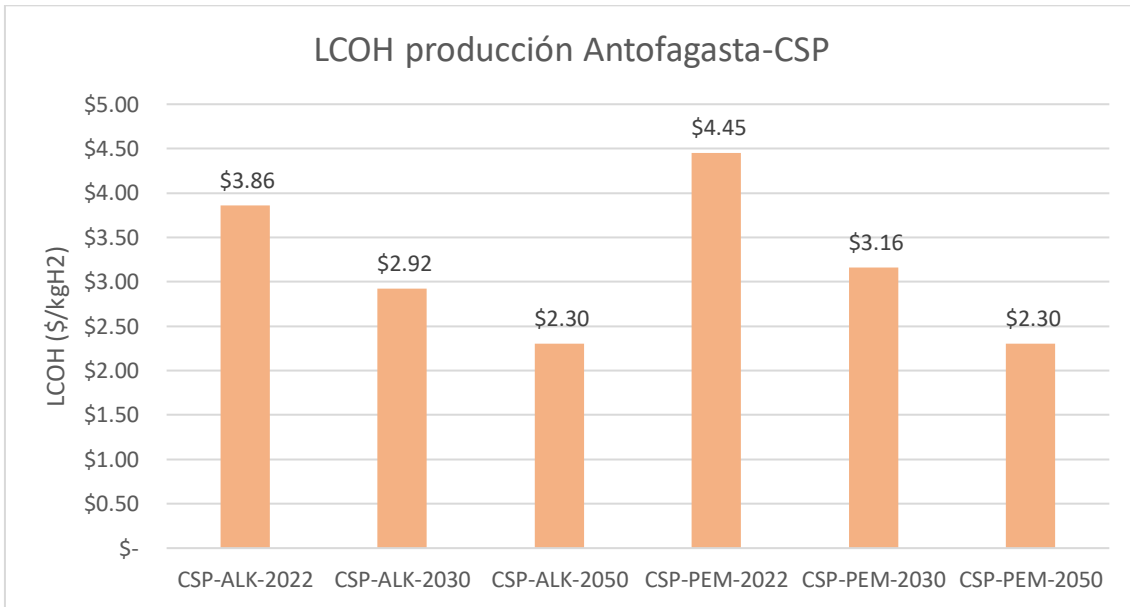


Figura 33. LCOH etapa producción a partir de energía CSP, región de Antofagasta.

La Figura 32 muestra que los LCOH de producción de hidrógeno a partir de energía PV en Antofagasta no tienen grandes diferencias respecto al tipo de electrolizador utilizado en cada escenario evaluado, no sobrepasando en ningún caso los \$0,5 de diferencia entre tecnologías. Por otra parte, los precios entre el escenario actual, y el año 2050 disminuyen entre un 53% y 61% dependiendo del electrolizador utilizado. Se destaca que para ambos casos de electrólisis utilizada, el LCOH de producción cumple los precios objetivos propuestos por la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde de 1,6 USD/kgH₂ al año 2030, y 1 USD/kgH₂ al año 2050.

Por su parte, la Figura 33 muestra que los LCOH de producción de hidrógeno a partir de energía CSP en Antofagasta son hasta un 85% más caros en la actualidad, respecto a sus símiles a partir de energía PV. En el mediano plazo, es decir al año 2030, los precios duplican a los símiles a partir de energía PV, mientras que, hacia largo plazo (año 2050), esta tecnología renovable no logra reducir los LCOH por debajo de los 2 USD/kgH₂, no alcanzando los precios objetivos asociados a la etapa de producción en escenarios futuros.

5.2.1.2. Biobío

La región del Biobío generó 6 posibles combinaciones de producción de hidrógeno verde, las cuales se detallan en la Tabla 19.

Tabla 19. Combinaciones de producción de hidrógeno verde región del Biobío.

Biobío-Eólica-ALK-2022	Biobío-Eólica-PEM-2022
Biobío-Eólica-ALK-2030	Biobío-Eólica-PEM-2030
Biobío-Eólica-ALK-2050	Biobío-Eólica-PEM-2050

Utilizando las combinaciones de la Tabla 19, se obtuvieron LCOH para la etapa de producción en la Región del Biobío, divididos en tecnologías de electrolizador ALK y PEM, los cuales se muestran en las Figura 34 y Figura 35, respectivamente.

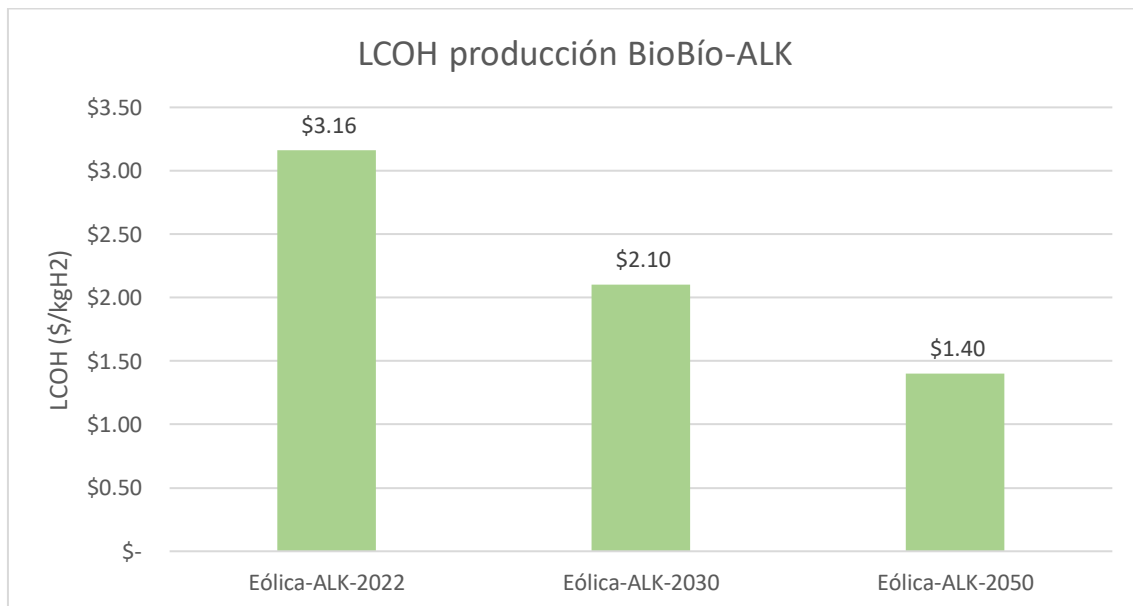


Figura 34. LCOH etapa producción a partir de electrolizador ALK, región del Biobío.

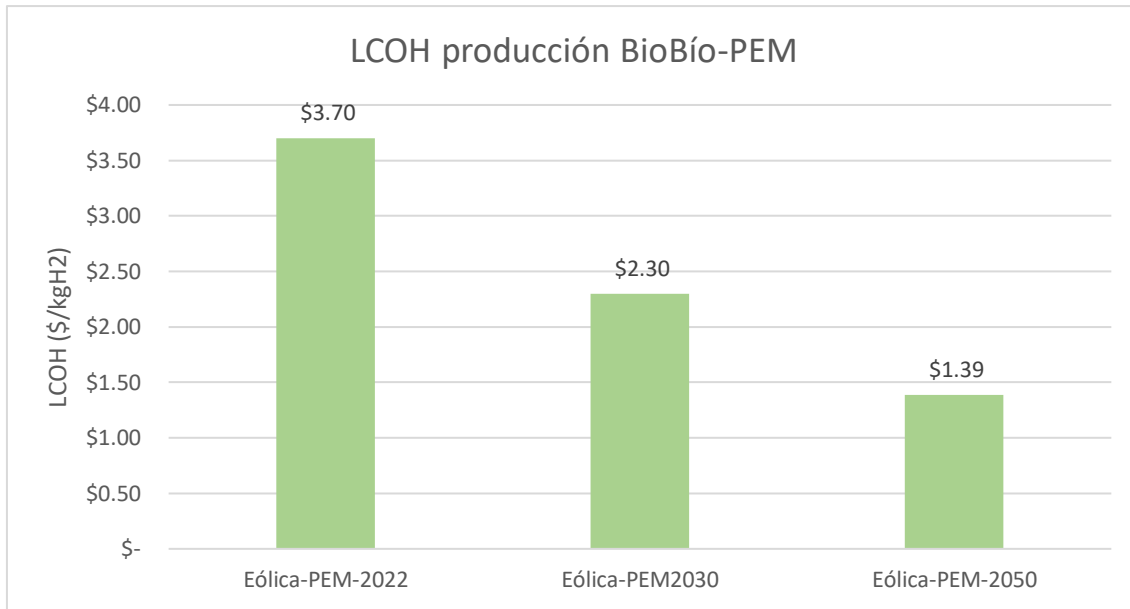


Figura 35. LCOH etapa producción a partir de electrolizador PEM, región del Biobío.

Según la Figura 34, la producción de hidrógeno verde en la región del Biobío a partir de energía eólica y tecnología ALK, presenta una caída del 66% entre el escenario actual y el 2050, mientras que a mediano plazo no logra bajar de la barrera de los 2 USD/kgH₂.

Al mismo tiempo, la Figura 35, presenta que, los LCOH de producción en la región del Biobío, con tecnología PEM, son superiores que los de tecnología ALK, tanto en el escenario actual, como en el mediano plazo, mientras que al año 2050, los LCOH se igualan, siendo indiferentes al tipo de electrólisis utilizada.

Para ambas tecnologías de electrólisis el escenario a largo plazo de producción disminuye a LCOH por debajo de 1,4 USD/kgH₂, pudiendo ser competitivo con los precios objetivos estimados por debajo de 1 USD/kgH₂.

5.2.1.3. Magallanes

Al igual que la región del Biobío, Magallanes generó 6 posibles combinaciones de producción de hidrógeno verde, a partir de su recurso renovable eólico, las que se detallan en la Tabla 20.

Tabla 20. Combinaciones de producción de hidrógeno verde región de Magallanes.

Magallanes-Eólica-ALK-2022	Magallanes-Eólica-PEM-2022
Magallanes-Eólica-ALK-2030	Magallanes-Eólica-PEM-2030
Magallanes-Eólica-ALK-2050	Magallanes-Eólica-PEM-2050

Utilizando las combinaciones de la Tabla 20, se obtuvieron LCOH para la etapa de producción en la Región de Magallanes, divididos en tecnologías de electrolizador ALK y PEM, los cuales se muestran en Figura 36 y Figura 37 , respectivamente.

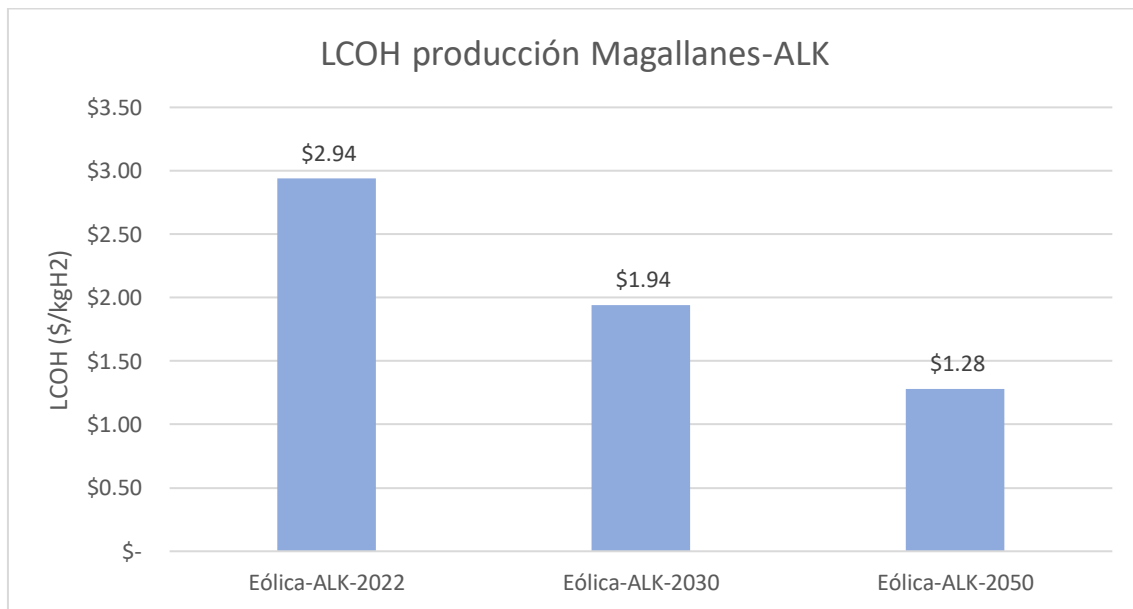


Figura 36. LCOH etapa producción a partir de electrolizador ALK, región de Magallanes.

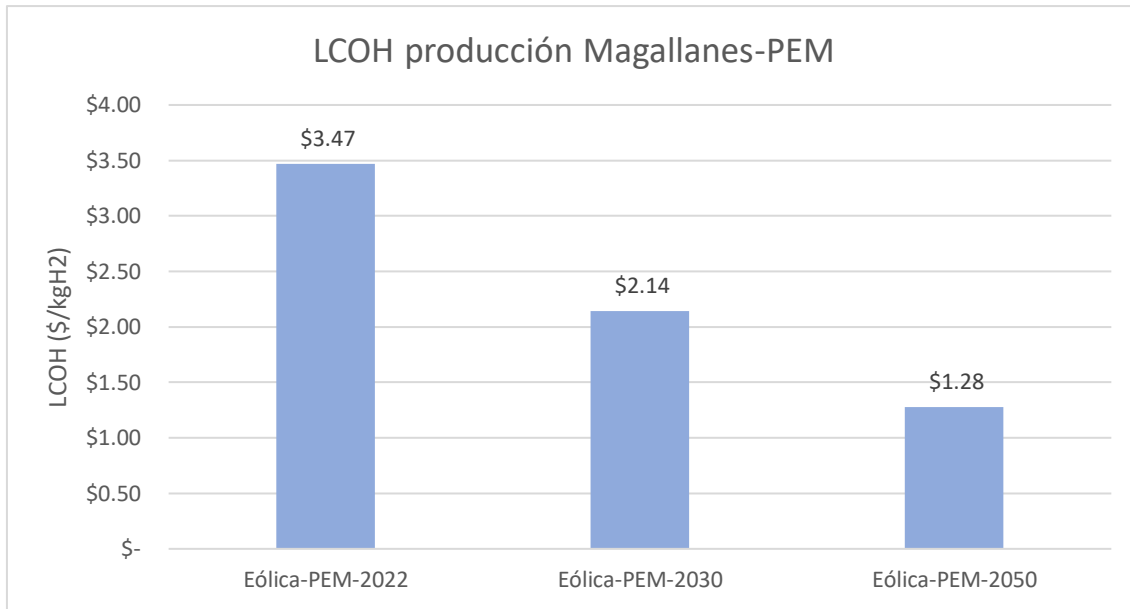


Figura 37. LCOH etapa producción a partir de electrolizador PEM, región de Magallanes.

Según la Figura 36, la producción de hidrógeno verde en Magallanes a partir de tecnología ALK, es la segunda combinación más barata, sólo por debajo de la producción a partir de energía PV en Antofagasta. El panorama a mediano plazo (2030), muestra un LCOH por debajo de los 2 USD/kgH₂, y hacia el largo plazo cercano a los 1,3 USD/kgH₂, en línea con la región del Biobío y 30 % más caro que la producción en Antofagasta a partir de energía solar PV.

Por otro lado, la producción en Magallanes a partir de tecnología PEM, según la Figura 37, muestra que, los LCOH de producción son superiores en comparación con la tecnología ALK en la actualidad (18%) y el mediano plazo (10%).

Al igual que en los otros polos de producción evaluados, Magallanes utilizando ambas tecnologías de electrolizadores hacia el año 2050 iguala sus LCOH, disminuyendo hasta 1,28 USD/kgH₂, siendo más competitivo que la región del Biobío.

Una vista condensada de los 24 LCOH de producción relativos a cada uno de los polos analizados se muestra en la Figura 38.

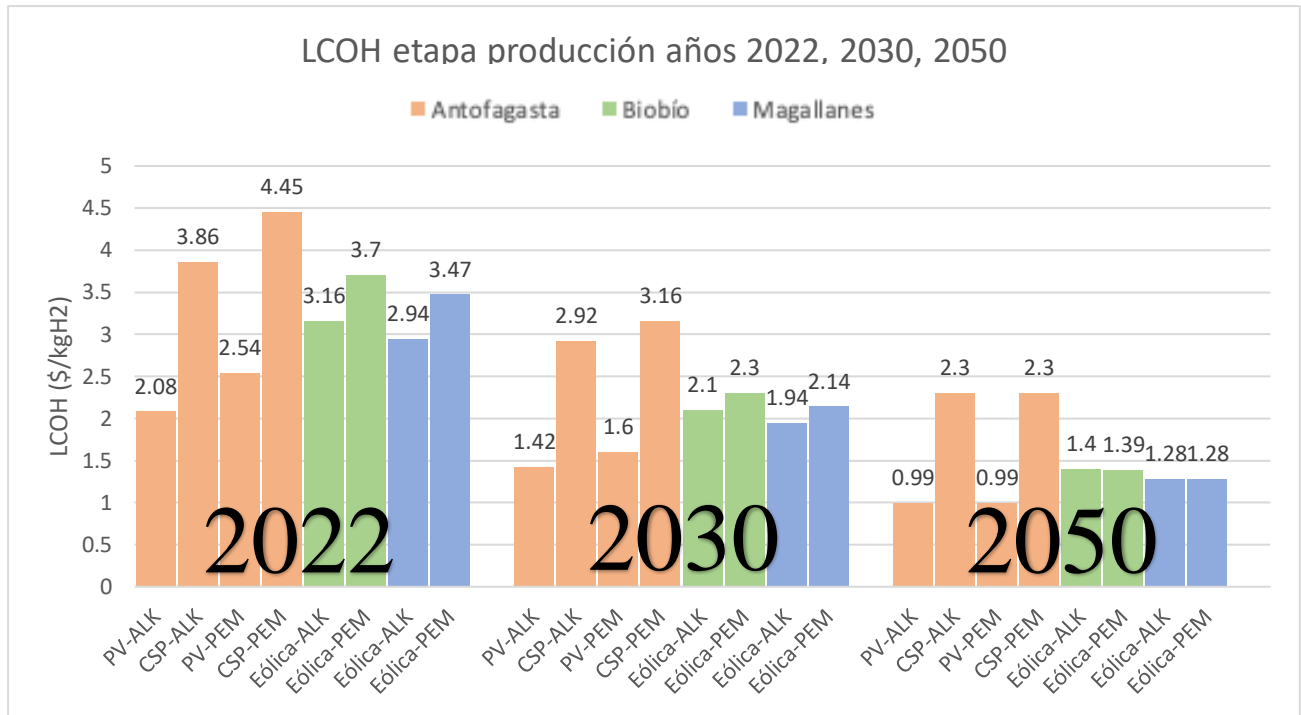


Figura 38. LCOH etapa producción años 2022, 2030, 2050.

La Figura 38 presenta los resultados obtenidos en cada una de las combinaciones evaluadas. La combinación más económica de producción se encuentra en la región de Antofagasta, a partir de energía PV, ya sea utilizando electrolizador ALK o PEM, en todos los escenarios temporales. Por otro lado Biobío y Magallanes presentan diferencias de LCOH de producción entre sí de hasta 0,3 USD/kgH₂ en la actualidad, la cual se reduce a mediano plazo, y, hacia un escenario al 2050 esta diferencia se reduce a sólo 0,12 USD/kgH₂, posicionándose como opciones de producción igualmente competitivas.

A excepción de Antofagasta-CSP, todas las demás combinaciones de logran reducir sus LCOH de producción hacia el 2050 por debajo de 1,4 USD/kgH₂, destacándose en particular Antofagasta-PV, la cual logra un LCOH de producción de 0,99 USD/kgH₂, siguiendo la línea de los precios objetivos proyectados y presentando opciones reales de competitividad frente a los precios del hidrógeno a partir de combustibles fósiles a partir del corto-mediano plazo.

5.2.2. Costos nivelados de acondicionamiento

A partir del algoritmo presentado por la Figura 24. Algoritmo de combinaciones de formas de acondicionamiento del hidrógeno luego de electrólisis se generaron 3 posibles combinaciones de acondicionamiento del hidrógeno verde producido en los polos Chilenos; Hidrógeno comprimido (CH_2), Hidrógeno líquido (LH_2) con compresión previa, Amoníaco (NH_3) con compresión previa.

El cálculo del LCOH para cada uno de los procesos se realizó utilizando los parámetros técnico-económicos relativos a cada sistema de acondicionamiento, descritos por la Tabla 8, utilizando las ecuaciones (7), (8) y (9), para los años 2022, 2030 y 2050.

Se consideró el hidrógeno producido a partir de electrólisis con condiciones de entrada a la unidad de acondicionamiento de 20 bar y 25°C. Los resultados obtenidos se muestran a continuación.

5.2.2.1. Compresión (CH_2)

Según lo descrito en la sección 3.2.1.2, la compresión del hidrógeno requiere energía para ser llevada a cabo (energía específica consumida), la cual depende directamente de la presión final a la cual se quiera llegar. Considerando que, tanto para el almacenamiento de hidrógeno comprimido, como para los proceso sde licuefacción y Haber-Bosch, se requieren presiones diferentes, se calculó el costo de compresión de hidrógeno desde 20 bar, hasta distintas presiones finales. Ver Figura 39.

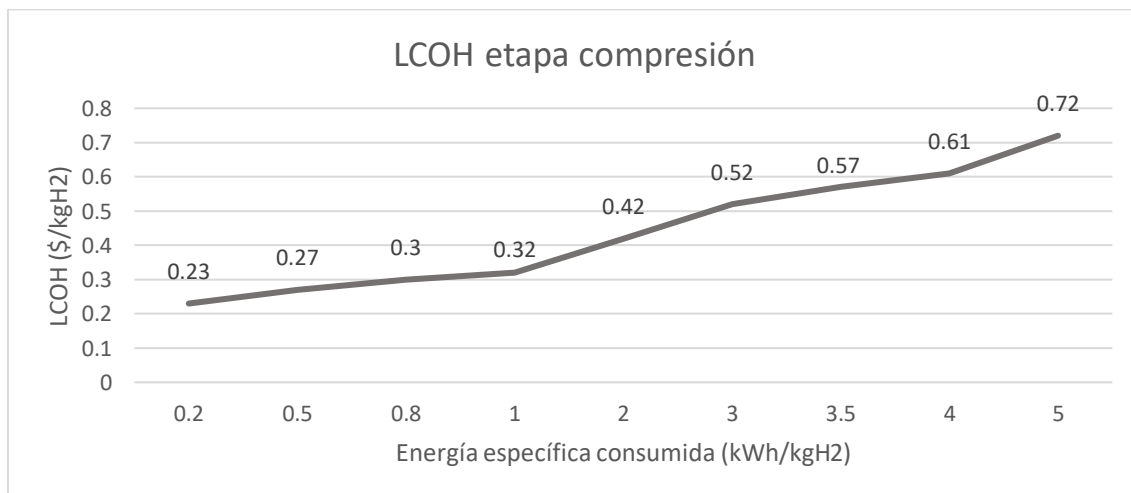


Figura 39. LCOH etapa compresión.

De acuerdo a los resultados mostrados en la Figura 39, el LCOH de compresión aumenta a medida que se requiera mayor energía por el compresor. Según lo descrito en la sección 3.2.1.2, una precompresión óptima para un proceso posterior de licuefacción es de 80 bar, lo cual según [38], [41], requiere menos de 1 kWh por cada kg de H₂ producido, significando un LCOH de hasta 0,32 USD/kgH₂. En el caso del proceso Haber-Bosch, para almacenar el hidrógeno en forma de amoníaco, se requiere una precompresión entre 200 y 350 bar, lo que significa un requerimiento energético de aproximadamente 3,5 kWh/kgH₂ [41],[4], obteniendo un LCOH de 0,57 USD/kgH₂.

Por otra parte, el almacenamiento y transporte de hidrógeno gaseoso oscila entre presiones de 200-800 bar, y, según [4], requiere un consumo energético entre 3 - 5,2 kWh/kgH₂, significando que, el respectivo LCOH de compresión varía entre 0,52 y 0,72 USD/kgH₂.

5.2.2.2. Licuefacción (LH₂)

La licuefacción es costosa, consume mucha energía y tiene una escala relativamente pequeña. Según [49]–[51], las unidades típicas en funcionamiento utilizan entre 10 y 15 kWh/kgH₂. Por otra parte, el proyecto IDEALHY [49], investigó sobre un proceso de licuefacción eficiente, la cual puede reducir los costos energéticos en un 50% aproximadamente comprimiendo el hidrógeno previamente hasta 80 bar. Los resultados obtenidos a partir de tales consumos energéticos se presentan en la Figura 40.

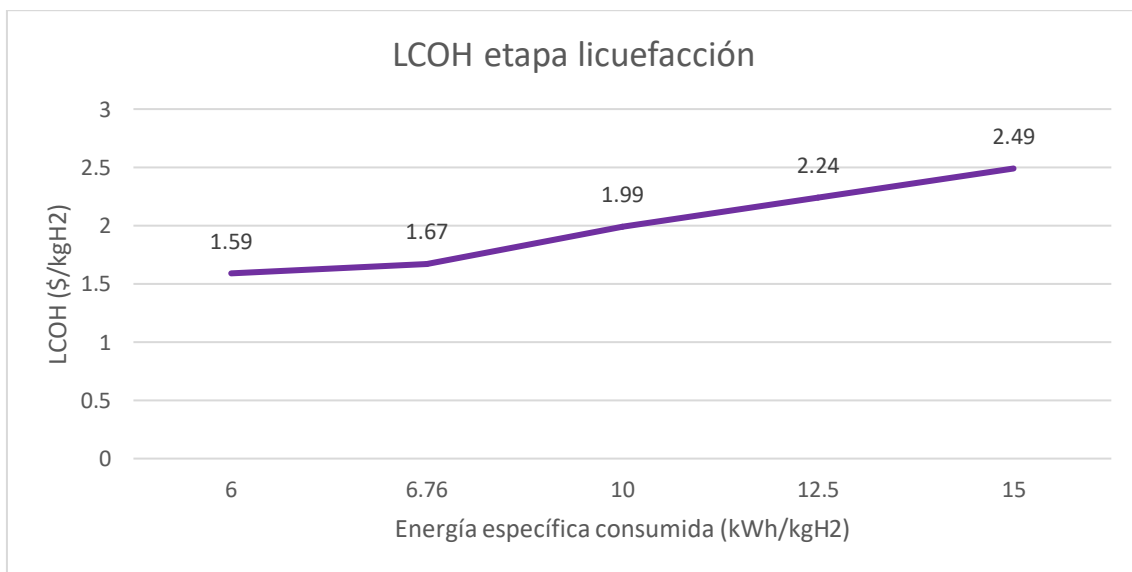


Figura 40. LCOH etapa licuefacción.

Según los resultados mostrados en la Figura 40, el LCOH de licuefacción puede tomar valores de hasta 2,49 USD/kgH₂, en el peor de los casos, mientras que, siguiendo el proceso de licuefacción eficiente por parte de IDEALHY [49], los costos energéticos pueden reducirse por debajo de los 7 kWh/kgH₂, incluso llegando a 6 kWh/kgH₂, para casos donde exista una compresión previa a 80 bar. Tales deseables condiciones arrojaron un LCOH de licuefacción de 1,59 USD/kgH₂, resultados que van en línea con lo expuesto por [80], con LCOH de licuefacción entre 1,38-1,72 USD/kgH₂.

5.2.2.3. Carrier Amoníaco (NH₃)

El hidrógeno se almacenado químicamente en forma de amoníaco presenta sólo el 18% de la masa total de la molécula, y presenta una densidad de 122,4 kg/m³. Es por esto, que el LCOH del acondicionamiento a amoníaco (NH₃), requirió ser calculado a partir de 5,56 veces la producción de hidrógeno verde. El proceso Haber-Bosch, también consume energía eléctrica, que afecta el costo de producción final. Los resultados obtenidos, en base consumos energéticos descritos en la Tabla 8 , se presentan en la Figura 41.

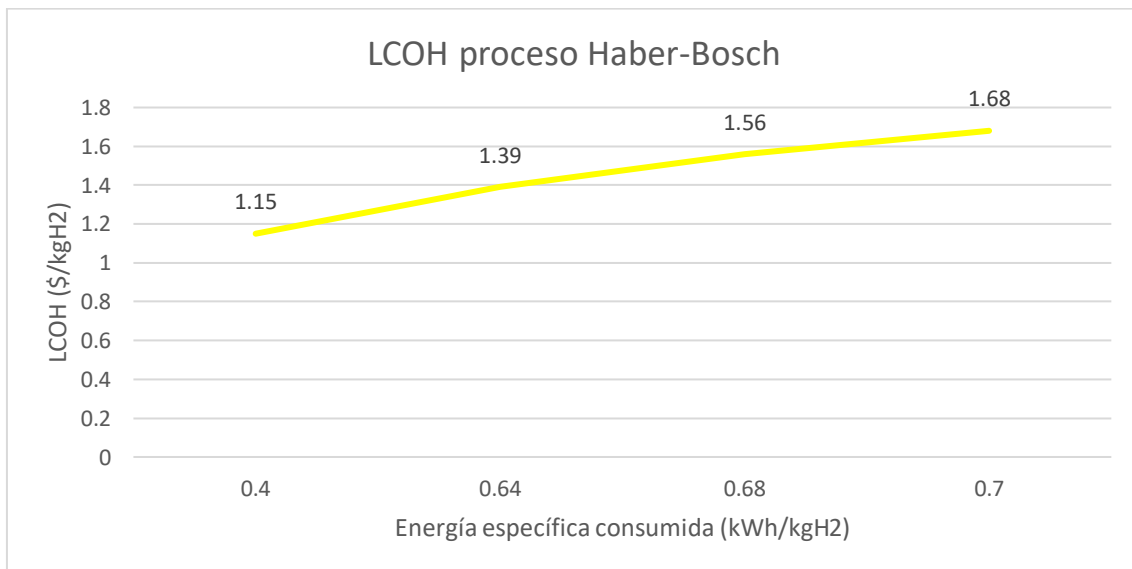


Figura 41. LCOH proceso Haber-Bosch (Acondicionamiento a amoníaco NH₃).

Tal como se muestra en la Figura 41, el LCOH en etapa de acondicionamiento en forma de amoníaco (NH_3), dependiendo el consumo eléctrico, oscila entre 1,15-1,68 USD/kgH₂, los cuales, coinciden con lo reportado por [30], con costos nivelados de la producción de amoníaco (LCOA) entre 500-700 USD/tNH₃.

Cabe destacar que, para efectos de reconversión del amoníaco (NH_3) a hidrógeno (H_2) nuevamente en el puerto de destino, se tomaron valores desde [38], adicionando 0,66 USD/kgH₂ a la distribución de hidrógeno en forma líquida.

A partir de cada proceso de acondicionamiento por separado, se seleccionaron valores relativos a cada uno de los procesos combinados, tomando en cuenta cada presión de compresión adecuada para su requerimiento posterior. Los resultados combinados obtenidos se muestran en la Figura 42.

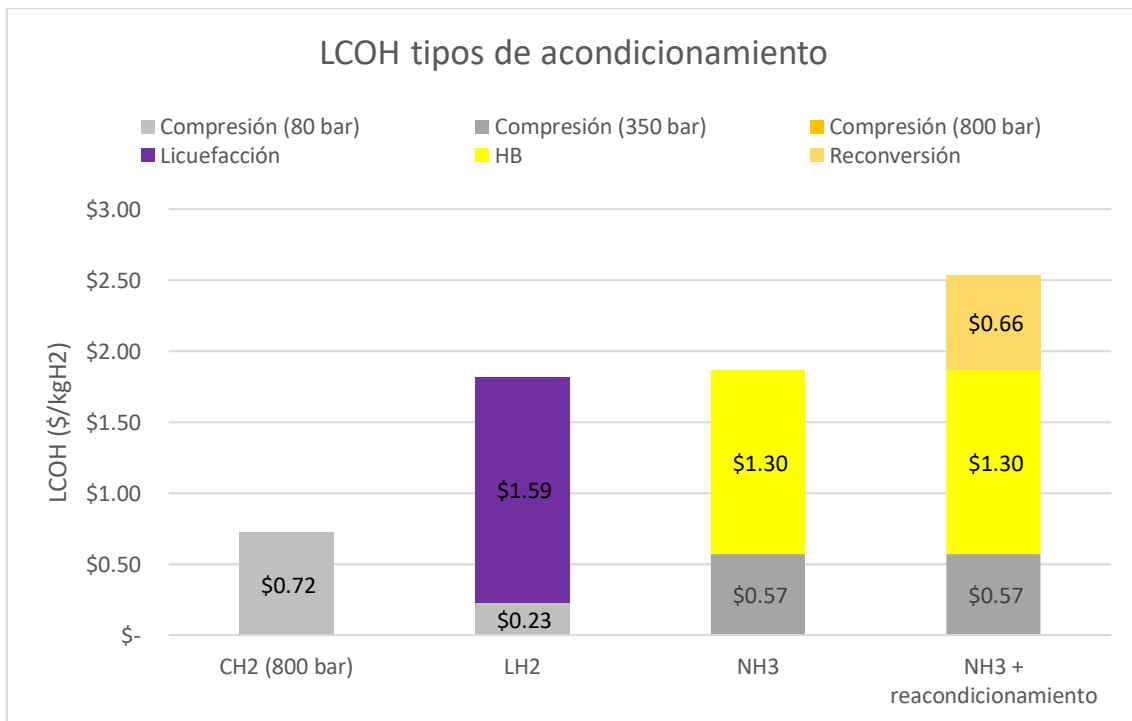


Figura 42. LCOH tipos de acondicionamiento de hidrógeno.

A partir de los resultados de la Figura 42, se muestra que en caso de requerir acondicionar hidrógeno, hasta los niveles más comprimidos en la actualidad (800 bar) significa un costo nivelado de hasta 0,72 USD/kgH₂, el cual puede ser reducido disminuyendo la presión final de acondicionamiento. Por otro lado, el costo total de la licuefacción de hidrógeno no presenta grandes diferencias con el proceso Haber-Bosch por sí solo. Tomando en cuenta que, el acondicionamiento de hidrógeno en forma de amoníaco va de la mano con una reconversión en el lugar de llegada de distribución, sí se presentan diferencias significativas con el proceso de licuefacción, siendo este último, un acondicionamiento 40% más barato que el de Haber-Bosch más reacondicionamiento, presentando LCOH totales de 1,82 y 2,53 USD/kgH₂ respectivamente.

Dado que, los procesos de acondicionamiento estimados han sido ampliamente utilizados por largos años y desarrollados constantemente, no se espera que éstos reduzcan sus costos en el futuro, por lo que no se consideraron cambios en los escenarios 2030 y 2050.

5.2.3. Costos nivelados de distribución

Puesto que la potencial generación de hidrógeno verde en los tres polos supera las propias demandas regionales, se calculó el costo de distribución del vector energético, en primera instancia de forma interna (nacional), y posteriormente posibles casos de exportación (distribución internacional). Ambos resultados se detallan en las secciones 5.2.3.1 y 5.2.3.2.

5.2.3.1. Distribución nacional

Para evaluar costos nivelados de hidrógeno a nivel local se evaluaron dos formas de distribución, bajo la premisa de las recomendaciones de la literatura. Considerando que la longitud del país alcanza los 4270 kilómetros, con ancho entre 90-445 kilómetros [81], las alternativas de distribución contemplaron al hidrógeno comprimido, para distancias de hasta 300 km, y al hidrógeno líquido, para distancias de hasta 4000 km. No se consideraron distribuciones de hidrógeno a través de tuberías, ni tampoco almacenado químicamente en forma de amoníaco.

Distribución hidrógeno comprimido (CH₂)

El LCOH total hasta la etapa de distribución acondicionado de forma comprimida (CH₂), a través de camiones acondicionados, se consideró un factor de 0,6 USD/kgH₂*100km, obtenido desde [2]. Como situación límite, se supuso una distancia máxima de distribución terrestre de 300 km, de radio, la cual es la distancia límite para este tipo de distribución local, según [2]. Los resultados obtenidos, considerando esta distancia máxima de distribución en el país, a partir de los tres polos productivos, se presentan en las Figura 43, Figura 44 y Figura 45.

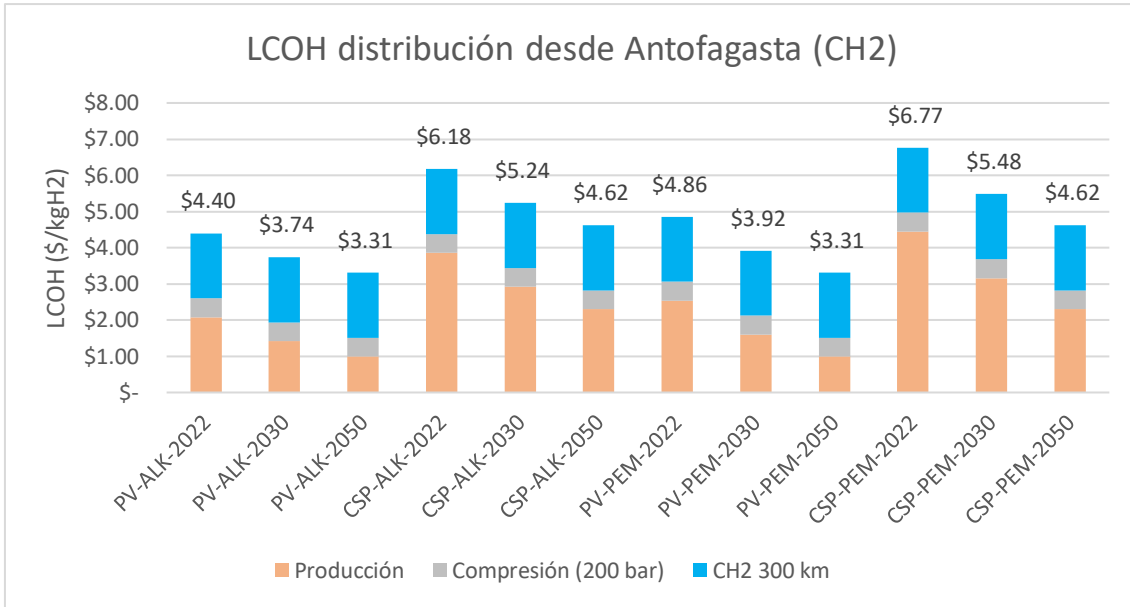


Figura 43. LCOH distribución comprimida desde Antofagasta (CH₂).

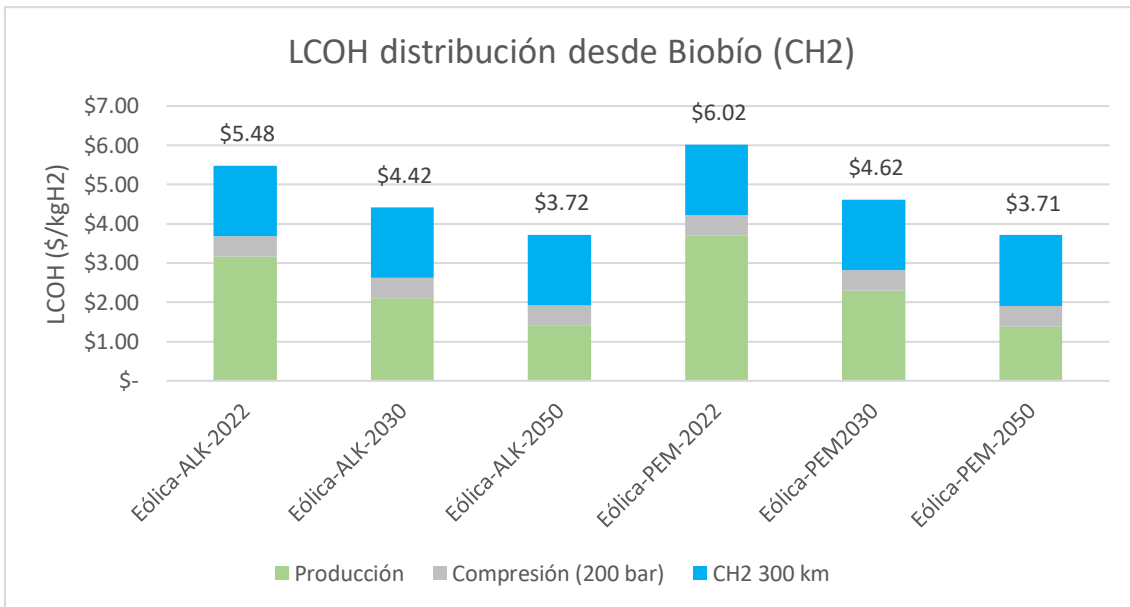


Figura 44. LCOH distribución comprimida desde Biobío (CH₂).

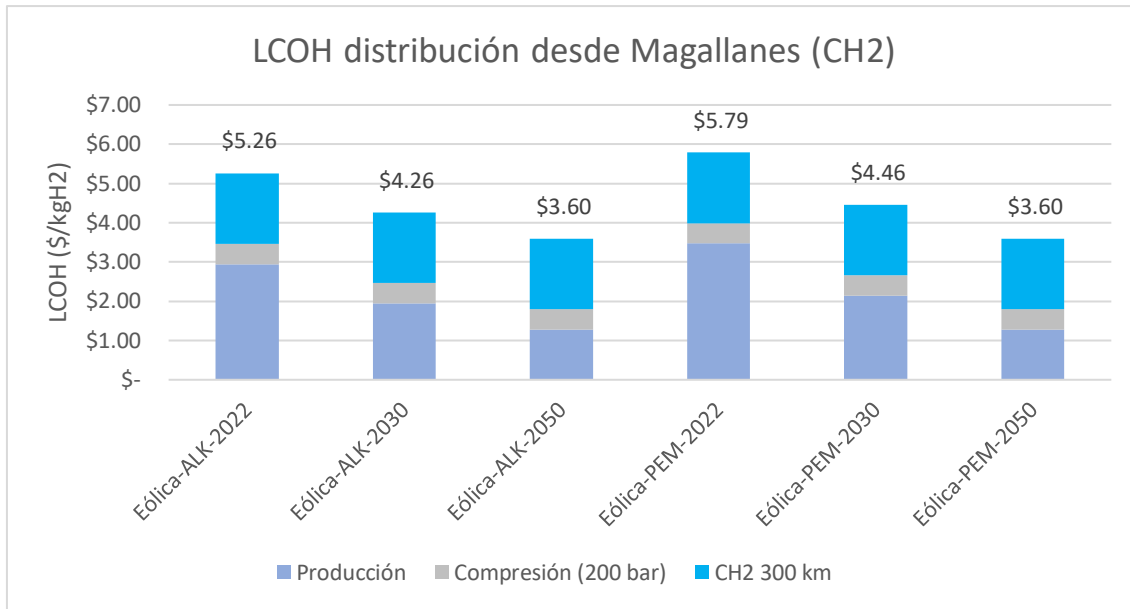


Figura 45. LCOH distribución comprimida desde Magallanes (CH₂).

Los resultados obtenidos en las Figura 43, Figura 44 y Figura 45, reflejan que la distribución de hidrógeno comprimido significa aproximadamente entre un 30% y 40% del LCOH total hasta la etapa de distribución en el período actual para todas las formas de producción. Esta misma contribución para todas las configuraciones, hacia mediano plazo sobrepasa el 45% y hacia largo plazo puede significar más del 50% del LCOH hasta esta etapa, es decir, llegar a niveles en que la distribución sea más cara que la producción.

Por otro lado, se comprueba que para distribuciones con distancias mayores a 300 kilómetros los precios aumentarían significativamente, llegando a sobrepasar el LCOH de producción en distancias mayores a 500 kilómetros.

Con el fin de delimitar las zonas de distribución, bajo el acondicionamiento comprimido de hidrógeno a partir de los polos de producción, se graficaron los radios de 300 kilómetros relativos a Antofagasta, Biobío y Magallanes. Ver Figura 46.

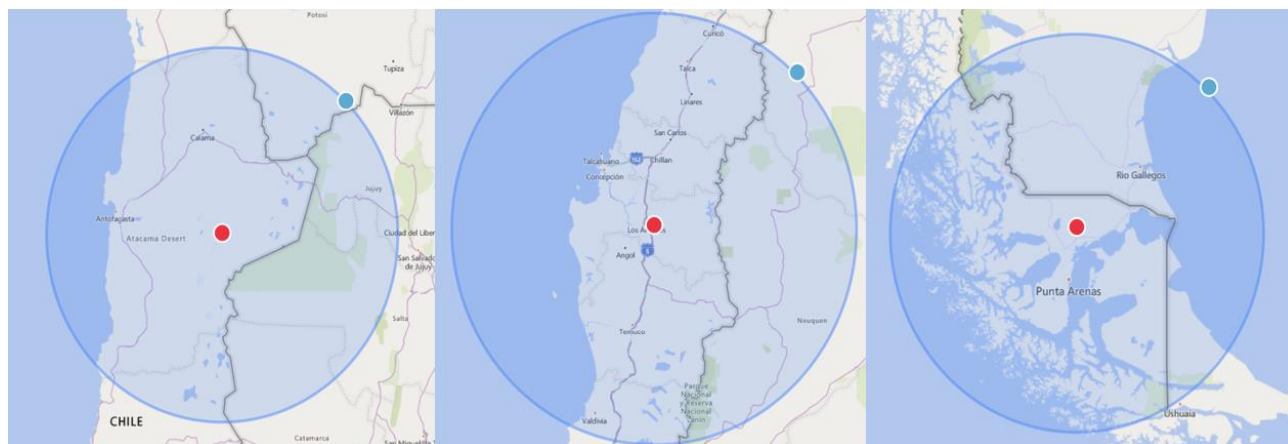


Figura 46. Radios de distribución de 300 km, desde polos de producción. De izquierda a derecha: Antofagasta, Biobío, Magallanes.

Los radios de distribución de hidrógeno comprimido, mostrados en la Figura 46, abarcan, en todos los casos, gran parte de las superficies regionales, lo que, tomando en cuenta que han sido calculados a partir de las capitales regionales como centro de cada circunferencia, y, los proyectos de producción de hidrógeno verde se distribuyen en distintas comunas, se prevé que el abastecimiento regional puede ser completo, con los mismos LCOH calculados para las distancias máximas de 300 km de distancia entre inicio y fin de distribuciones.

Distribución hidrógeno líquido (LH₂)

Para el cálculo del LCOH total hasta la etapa de distribución de forma líquida (LH₂) a través de camiones acondicionados, se consideró un factor de 0,13 USD/kgH₂*100km, obtenido desde [2]. Como situación límite, se supuso una distancia máxima de distribución terrestre de 1831 km, la cual es la distancia que separa Antofagasta de la región del Biobío, siendo esta, la distancia más larga entre los 3 polos productivos. Se descartó la distancia entre Antofagasta-Magallanes por la presencia del polo productivo de Biobío entre ambas, y en segundo lugar porque no es posible la conexión terrestre entre ambos puntos sin atravesar la cordillera. Misma razón descartó la distancia entre Magallanes y Biobío. Los resultados obtenidos, considerando esta distancia máxima de distribución en el país, a partir de los tres polos productivos, se presentan en Figura 47, Figura 48 y Figura 49.

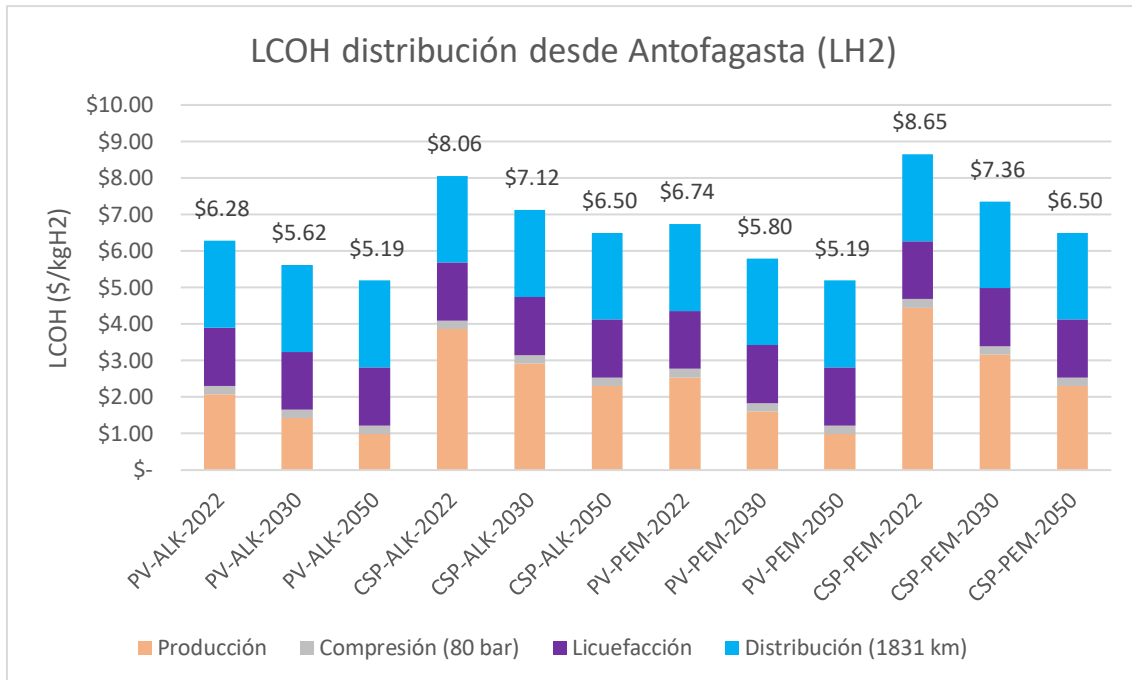


Figura 47. LCOH distribución líquida desde Antofagasta (LH₂).

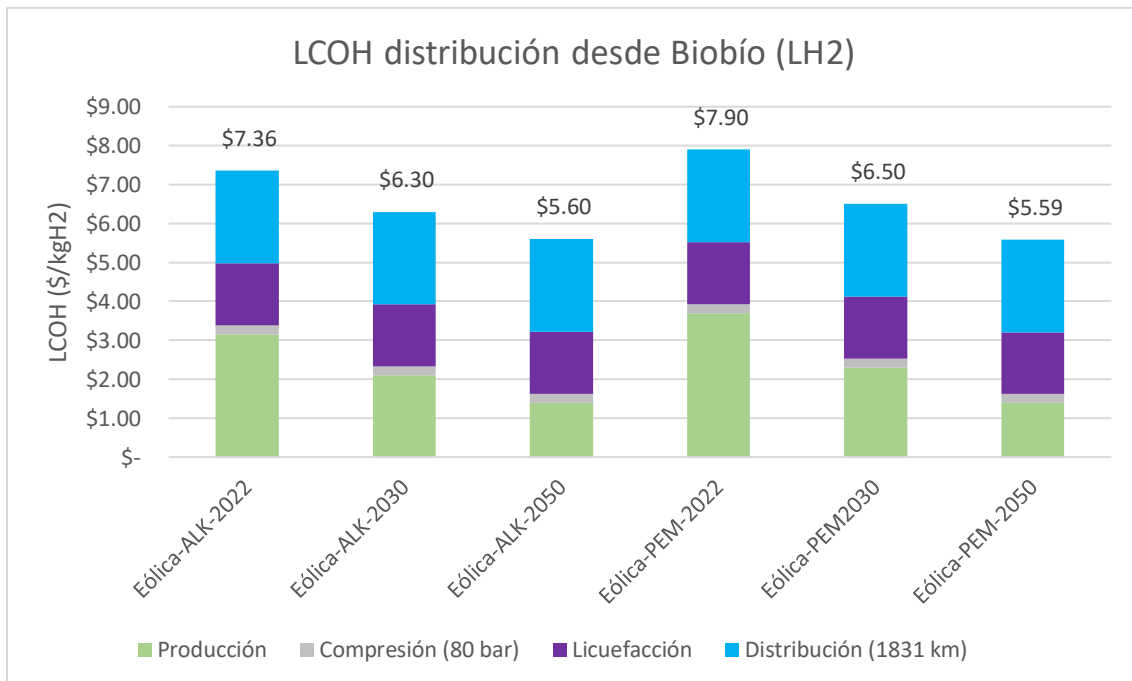


Figura 48. LCOH distribución líquida desde Biobío (LH₂).

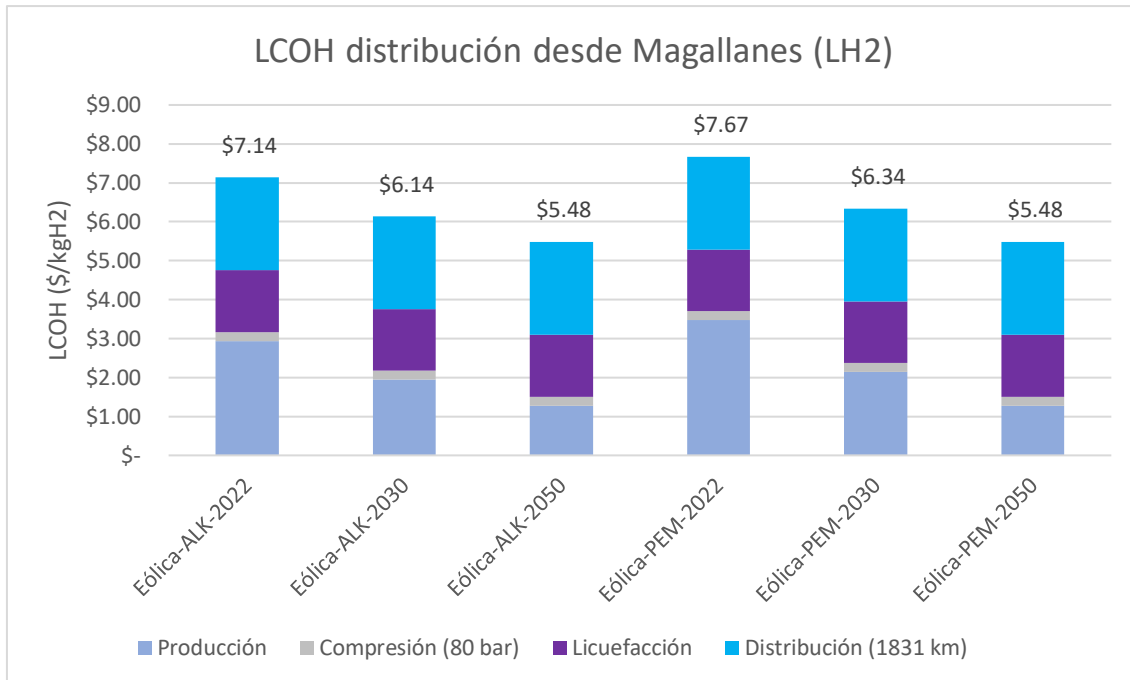


Figura 49. LCOH distribución líquida desde Magallanes (LH₂).

Los resultados obtenidos, graficados en las Figura 47, Figura 48 y Figura 49, detallan el rango de distancias que pudiesen ser cubiertas por distribución de hidrógeno en forma líquida a partir de los polos de producción.

En primer lugar, suponiendo que los tres polos se encuentran produciendo hidrógeno, se podría distribuir hidrógeno en forma líquida, por menos de 8,7 USD/kgH₂ en todo el territorio nacional en la actualidad, mientras que hacia el 2030 por menos de 7,5 USD/kgH₂, y hacia mediados de siglo, por menos de 6,5 USD/kgH₂, considerando precios máximos, recorriendo 1831 kilómetros de distancia entre producción y destino.

Por otro lado se puede desprender que Antofagasta es claramente la mejor opción de distribución hacia la frontera con Perú, y, pensando en distribución entre la tercera y octava región, Antofagasta también es la mejor opción de distribución hasta la región de O'Higgins, por sobre la región del Biobío, basado en los precios de producción más bajos de cada polo, considerando el mediano y largo plazo. Esto

indica que, la región Metropolitana, una de las demandas más altas de hidrógeno a cubrir, debiese ser abastecida por hidrógeno producido en la región de Antofagasta, por sobre los dos otros polos.

Biobío por su parte, presenta precios competitivos con Antofagasta hasta la región de O'Higgins, luego hacia el norte, se hace más caro el LCOH total. Pensando en distribución hacia el sur, no existen grandes diferencias de costos totales de distribución entre Biobío y Magallanes, siendo competitivos ambos, hasta un punto medio de distancia que los separa. Considerando que la distribución terrestre en desde Magallanes a otras regiones no es posible sin pasar por Argentina, Biobío se posiciona como la mejor opción de distribución hasta la décima región de Los Lagos.

Magallanes finalmente, por su geografía, a pesar de tener precios competitivos con Biobío, sólo puede pensar en distribución regional vía terrestre, pensando en que, una distribución interregional, tendría que atravesar la cordillera, haciendo más largos los viajes, y dificultando la logística de reparto, haciendo más extremas las rutas y teniendo que hacer trámites de aduana, para entrar y sacar hidrógeno del país.

5.2.3.2. Exportación

El cálculo del costo nivelado del hidrógeno (LCOH) para la etapa de exportación se realizó en base a consideraciones relativas a las capacidades de carga y costos asociados a los posibles envíos de hidrógeno acondicionados en forma líquida (LH₂) y almacenado químicamente en forma de Amoníaco (NH₃).

Tomando en cuenta un caso base de exportación de 20 Millones de toneladas (Mt) de hidrógeno verde al año, lo que por estequiometría es igual a 111 Millones de toneladas (Mt) en caso de exportación en forma de amoníaco (NH₃), se obtuvieron LCOH de exportación, los cuales se muestran en la Figura 50.

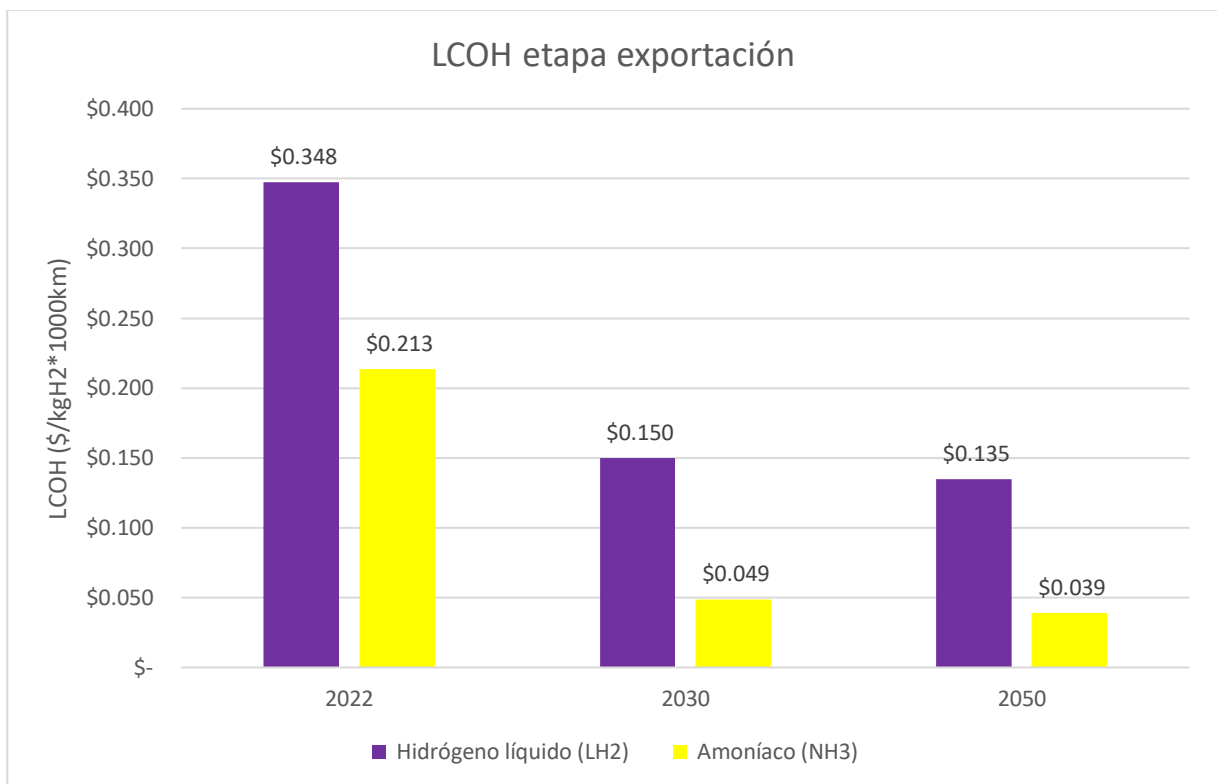


Figura 50. LCOH formas de exportación.

Para ambas formas de exportación, según la Figura 50, se ven reducciones considerables en el costo de distribución de hidrógeno hacia el exterior hacia mediano y largo plazo, relativas al desarrollo de flota específica con capacidades de envíos muy superiores a las actuales, las cuales son heredadas principalmente de acondicionamientos de envíos de LPG. Para todos los casos, la distribución de hidrógeno líquido es más caro que la distribución en forma de amoníaco, producto de que gracias a la densidad del hidrógeno en forma de amoníaco, mayores cantidades pueden ser transportadas en menos volumen utilizado. Por otro lado, se debe tener en cuenta que a pesar que el envío en forma de amoníaco sea más barato, requiere una reconversión en el puerto de llegada. Es por tal motivo, que estos LCOH, variarán en función de la distancia entre las rutas de distribución.

Luego, pensando en los puntos de destino, según lo detallado en la sección 4.3.3.2, se generaron 15 posibles combinaciones de exportación de hidrógeno verde a partir de los tres polos productivos, cuyas distancias con los cinco puertos de llegada se detallan en la Tabla 21.

Tabla 21. Distancias entre puertos de polos de producción de hidrógeno verde Chilenos y destinos. Fuente: [82].

Distancia puerto a puerto (km)	Antofagasta	Talcahuano	Cabo Negro
Osaka	15.231	15.271	15.139
Shanghái	16.230	16.161	15.720
Rotterdam	11.209	12.303	11.935
Amberes	11.217	12.311	11.943
Hamburgo	11.616	12.711	12.342

Tomando los LCOH de distribución de hidrógeno en forma líquida y amoníaco de la Figura 50, y las distancias a cubrir, generadas por las combinaciones de la Tabla 21, se obtuvieron LCOH totales de distribución a cada uno de los puertos de destino, los cuales se muestran en la Figura 51, Figura 52, Figura 53, Figura 54, Figura 55, Figura 56, Figura 57, Figura 58, Figura 59 y Figura 60

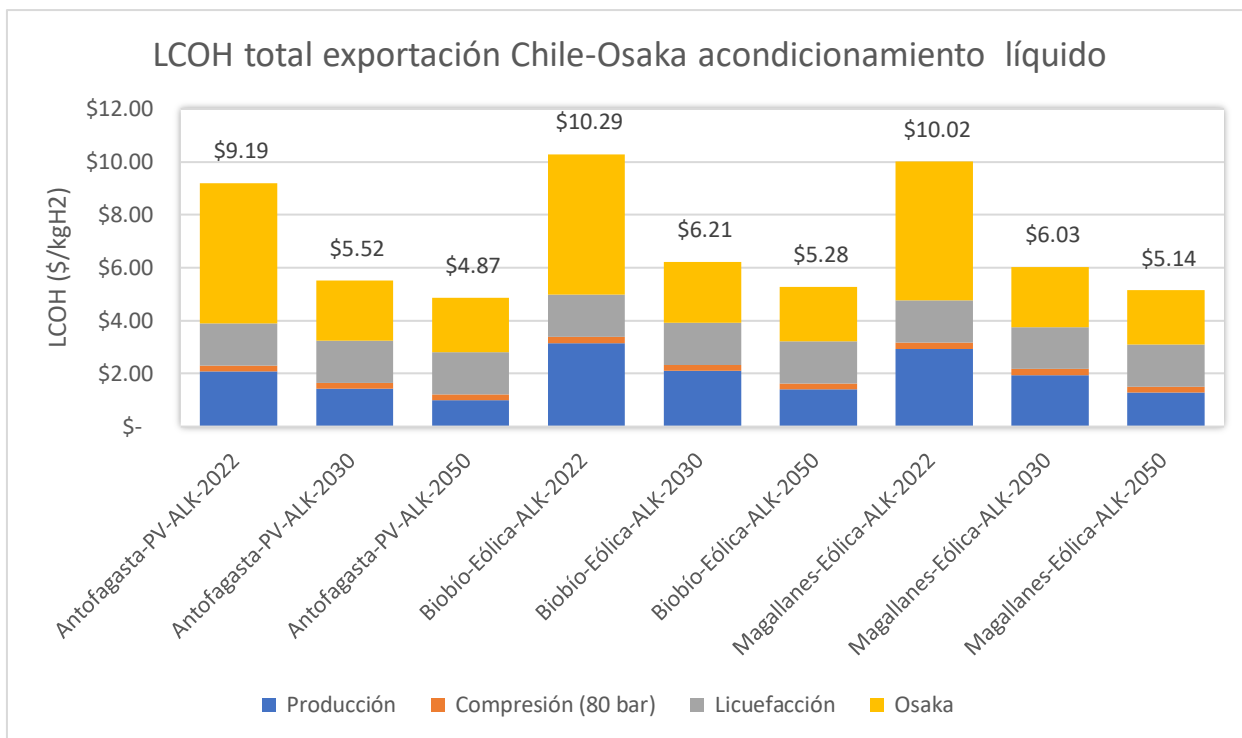


Figura 51. Exportación de hidrógeno desde puertos Chilenos a Osaka en forma líquida.

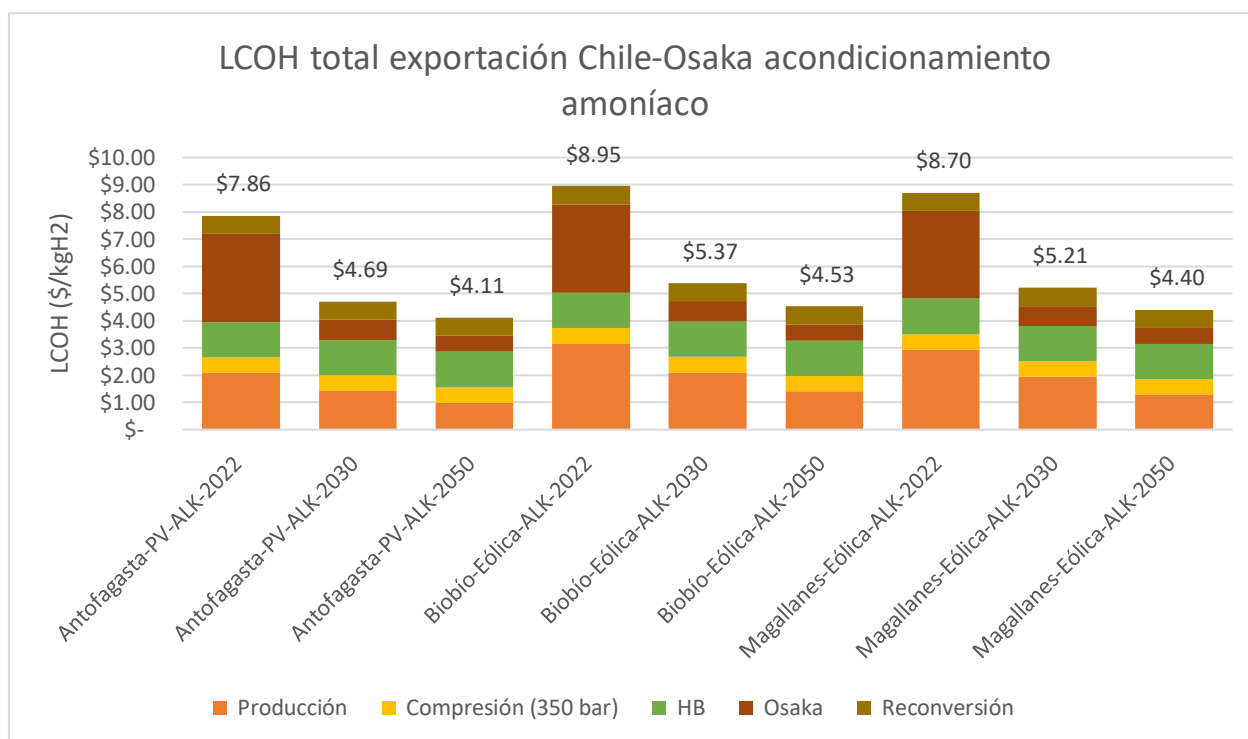


Figura 52. Exportación de hidrógeno desde puertos Chilenos a Osaka en forma de Amoníaco.

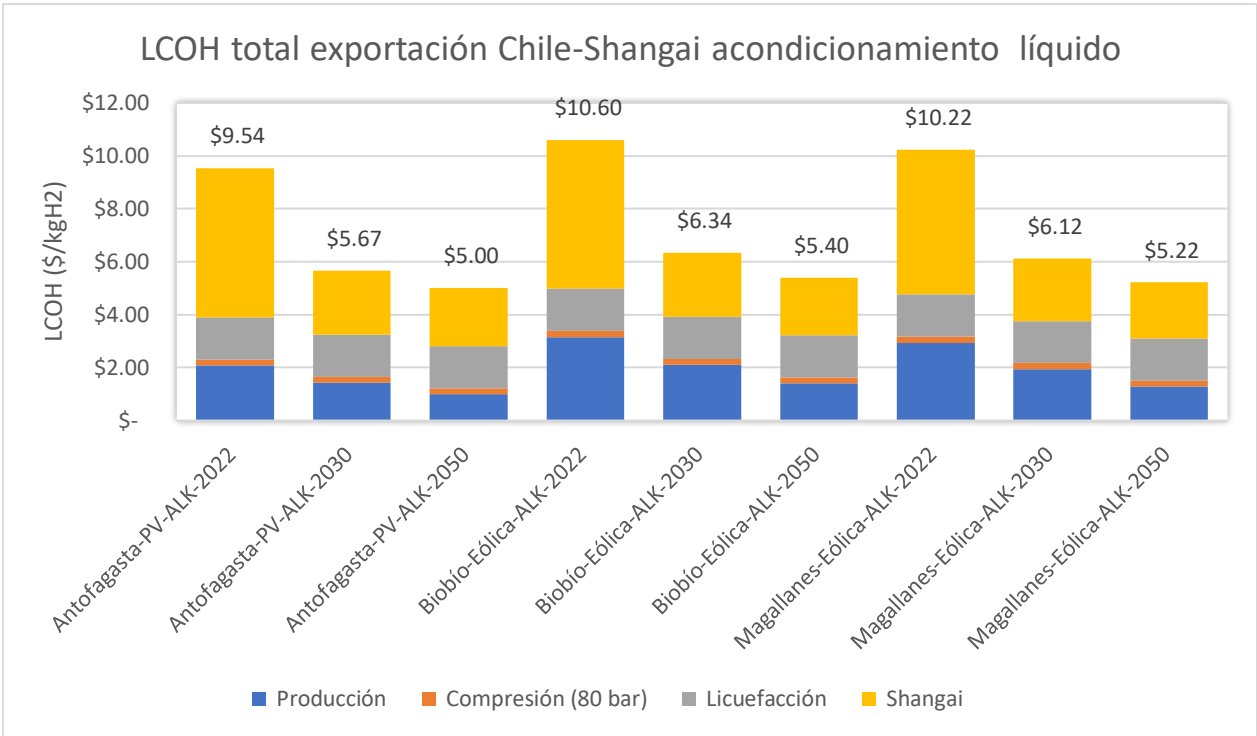


Figura 53. Exportación de hidrógeno desde puertos Chilenos a Shanghái en forma líquida.



Figura 54. Exportación de hidrógeno desde puertos Chilenos a Shanghái en forma de Amoniaco.

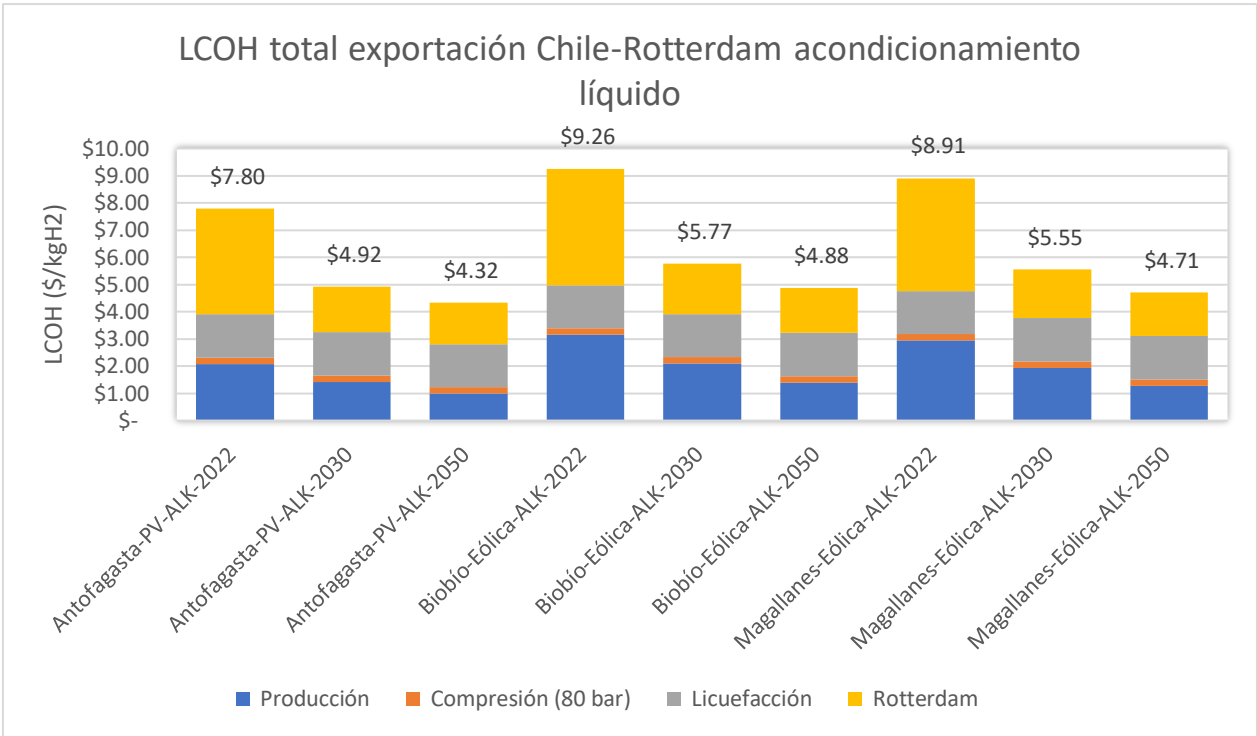


Figura 55. Exportación de hidrógeno desde puertos Chilenos a Rotterdam en forma líquida.

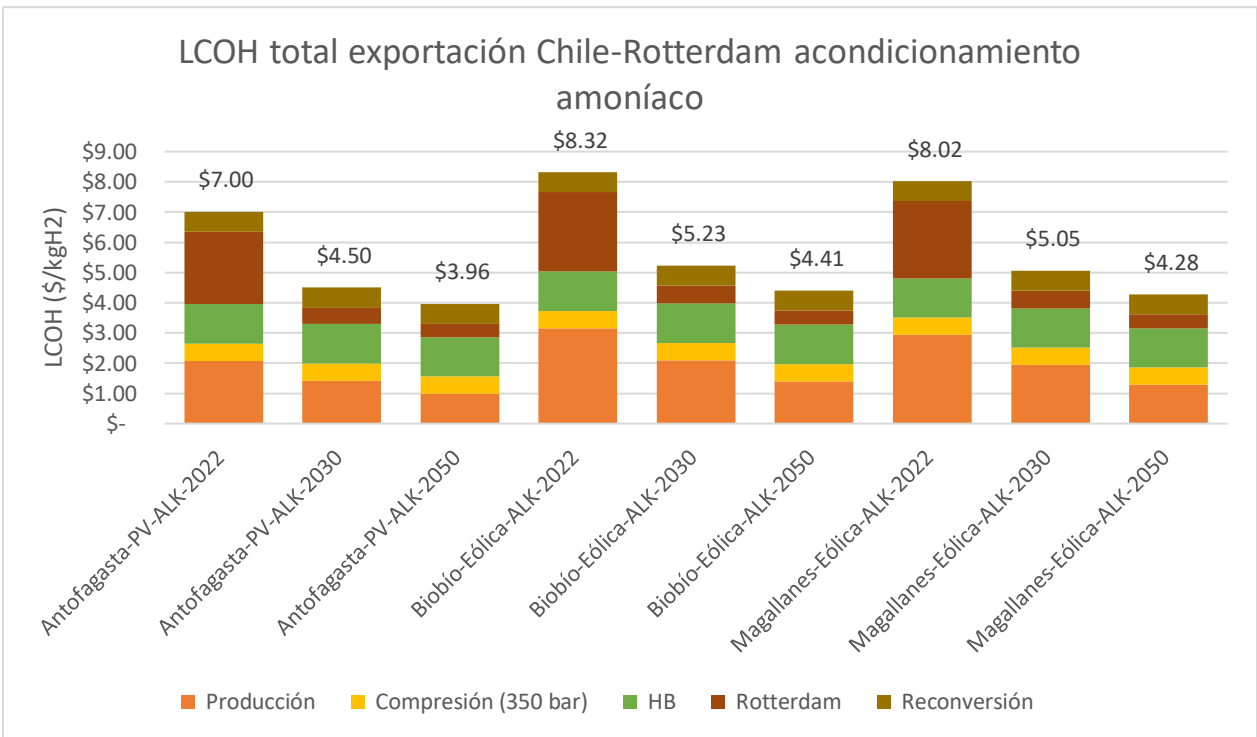


Figura 56. Exportación de hidrógeno desde puertos Chilenos a Rotterdam en forma de Amoniaco.

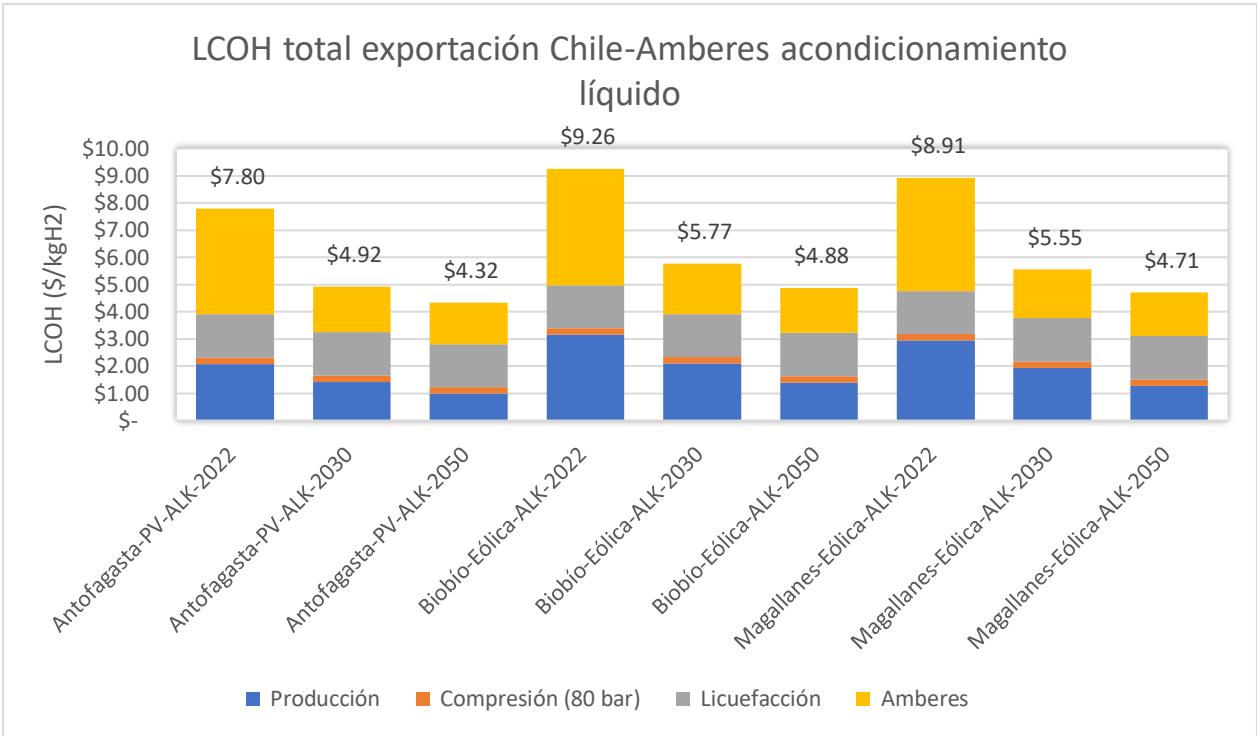


Figura 57. Exportación de hidrógeno desde puertos Chilenos a Amberes en forma líquida.

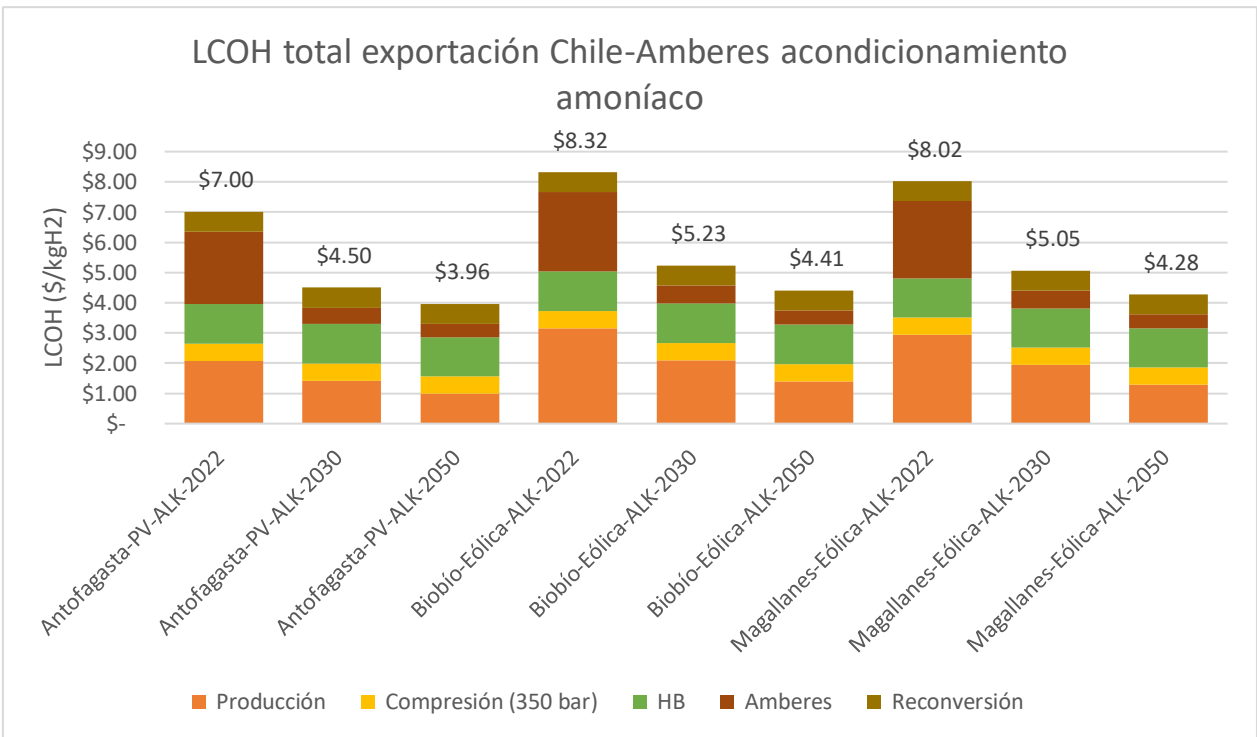


Figura 58. Exportación de hidrógeno desde puertos Chilenos a Amberes en forma de Amoníaco.

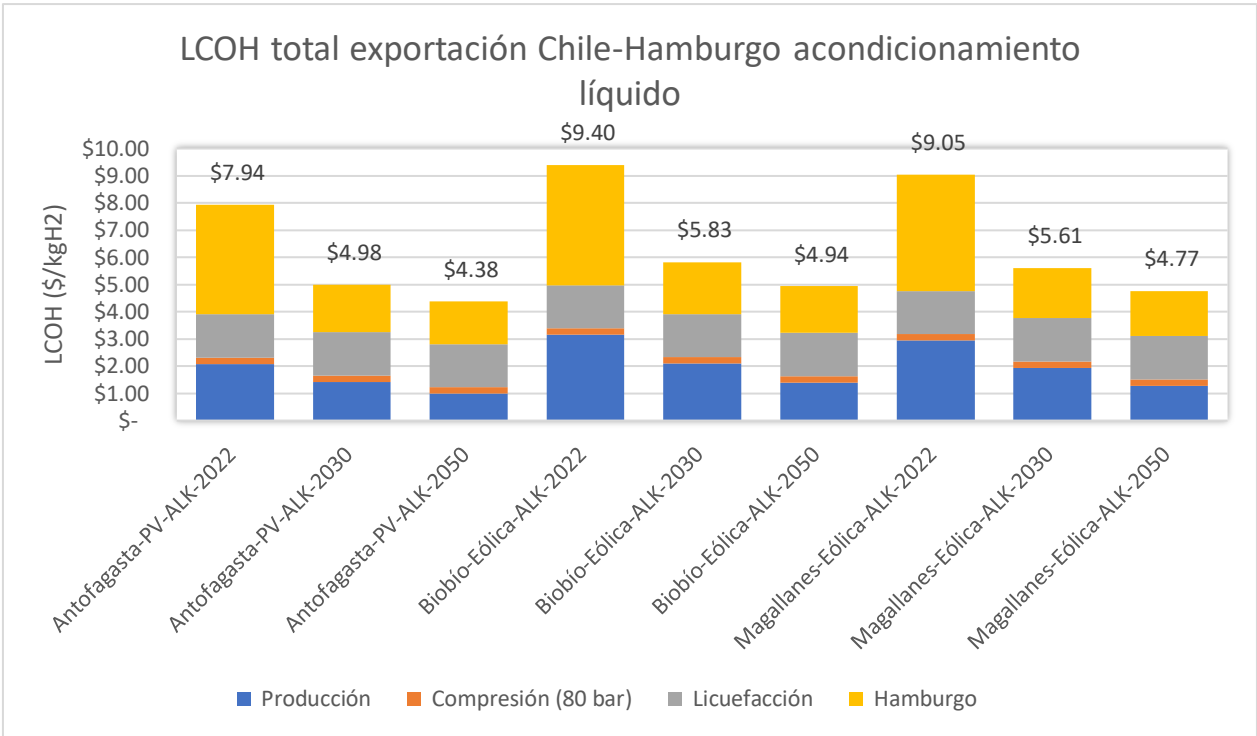


Figura 59. Exportación de hidrógeno desde puertos Chilenos a Hamburgo en forma líquida.

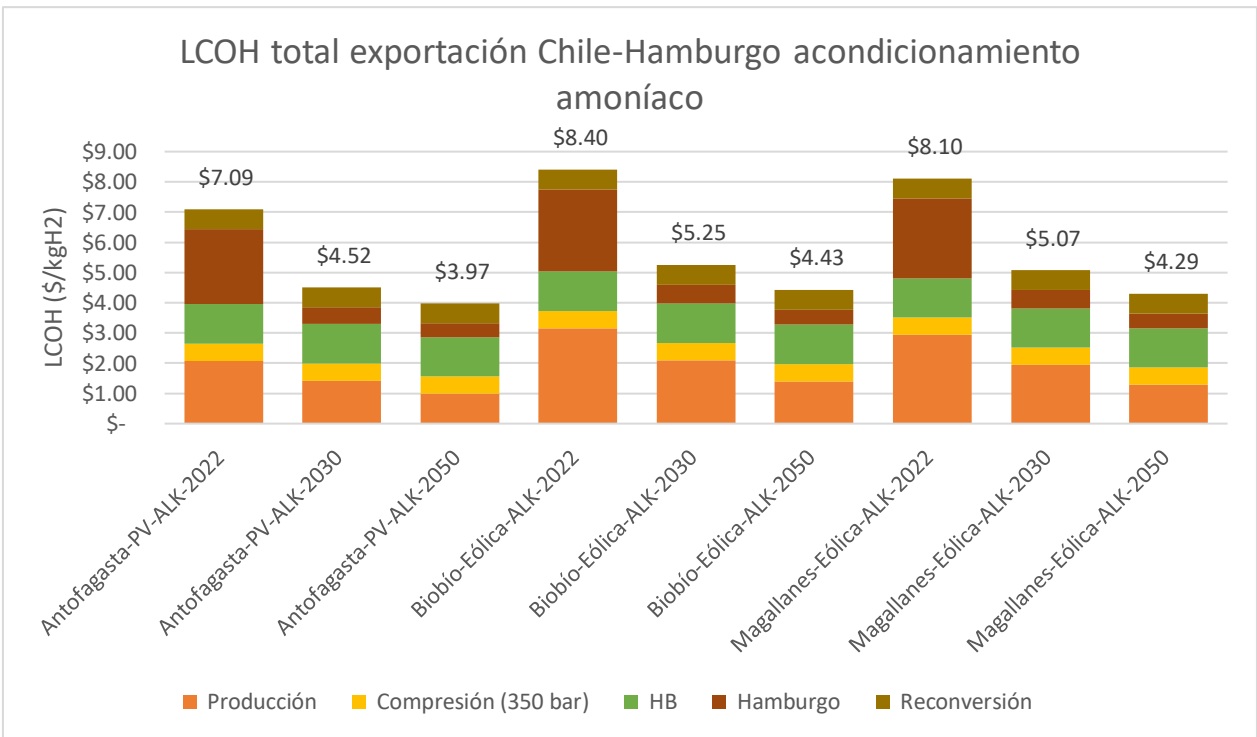


Figura 60. Exportación de hidrógeno desde puertos Chilenos a Hamburgo en forma de Amoniaco.

Para todos los casos evaluados, los precios del hidrógeno verde en puertos, en ambas formas de acondicionamiento, aún no son competitivas ante los precios del hidrógeno producido mundialmente a partir de otras fuentes (0,9-3,2 USD/kgH₂). Por otro lado, es importante notar que, también en ambas formas de acondicionamiento, los precios totales del hidrógeno verde Chileno en puertos internacionales hacia el 2030 reflejan caídas del 40% aproximadamente en sus precios con respecto a la actualidad, y reducciones entre un 44% y 50% hacia el año 2050 en comparación al día de hoy.

En cuanto a formas de envío, en todas las combinaciones, como era esperado, el acondicionamiento del hidrógeno en forma de amoníaco, es más barato que el acondicionamiento en forma de hidrógeno líquido, en todos los puertos de llegada. Sin embargo, la brecha de diferencia entre formas de envío se reduce, hacia el mediano y largo plazo, principalmente atribuido al desarrollo de tecnología específica para los envíos en forma de hidrógeno líquido.

Debido a distancias entre puertos Chilenos y los de llegada, las distribuciones, hacia la región europea, es decir puertos de Rotterdam, Amberes y Hamburgo, presentan los LCOH más baratos, en relación a la exportación hacia Asia donde China presenta los LCOH más altos. Además, se presentan LCOH totales semejantes en todos los puertos europeos, siendo un indicio de que se podría abastecer a toda la región europea por precios similares, dado sus distancias pequeñas entre puertos y su buena logística de carga/descarga.

Es importante tener en cuenta que, todos los países evaluados, también tienen y tendrán grandes demandas por amoníaco, por lo que en caso de necesitar, o que los puertos de destino, no cuenten con plantas reacondicionadoras, Chile podría distribuir amoníaco verde, a todas las regiones, con precios inferiores, ahorrando en torno 1 USD/kgH₂ por concepto de reacondicionamiento a hidrógeno (cracking).

5.3. Competitividad del hidrógeno verde en sus aplicaciones finales

Calculados todos los LCOH de cada forma de producción a partir de los tres polos y los respectivos LCOH de acondicionamiento y distribución, se compararon escenarios evaluando la competitividad del hidrógeno producido en Chile, frente a posibles aplicaciones finales.

Tomando en cuenta los objetivos de la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde, se consideró en primer lugar, fortalecer la industria local en el corto mediano plazo, mientras que en segundo lugar, desde el 2030 en adelante el objetivo de Chile es posicionarse como líder exportador mundial y ser competitivos frente a otros países productores y exportadores.

Las principales actividades a fortalecer y/o reemplazar en la industria local, vienen dadas por el uso del hidrógeno verde en el transporte, en inyección de redes de gas natural y producción interna de amoníaco verde, por lo que, el precio del hidrógeno verde tendría que ser competitivo frente al diésel y al gas natural.

Por otra parte, para conquistar un mercado mundial en exportaciones, el principal objetivo de la estrategia es tener un LCOH de producción bajo 1,6 USD/kgH₂ y luego, ser competitivo frente a precios del hidrógeno puestos en los puertos de llegada de las posibles demandas Chilenas, con respecto a sus precios objetivo, y ofertas de otros países productores.

Cada una de las estimaciones de precios objetivos hacia el 2030 y 2050 fueron extraídas de literatura, y, cuando fue necesario, recalculadas, haciendo alusión a que, el hidrógeno y el otro combustible comparado, tuviesen el mismo poder energético para poder ser reemplazado. Todos los valores obtenidos se presentan en la Tabla 22.

Tabla 22. Precios objetivos del hidrógeno. Fuente: [44], [60], [83].

Elemento de comparación	Año 2030	Año 2050
Diesel en Chile ⁴	4,95 USD/kgH ₂	6,27 USD/kgH ₂
Gas Natural en Chile ⁵	1,46 USD/kgH ₂	1,66 USD/kgH ₂
Target Price importación H ₂ Japón	3,60 USD/kgH ₂	< 3,60 USD/kgH ₂
Target Price importación H ₂ UE	2 USD/kgH ₂	< 2 USD/kgH ₂
Promedio en puerto LH ₂	6,50 USD/kgH ₂	4,50 USD/kgH ₂
Promedio en puerto NH ₃	6,11 USD/kgH ₂	3,89 USD/kgH ₂

Tomando en cuenta las combinaciones de producción más bajas a partir de cada polo, y los valores referenciales objetivos del hidrógeno de la Tabla 22. Precios objetivos del hidrógeno. Fuente: [44], [60], [83]., se obtuvieron panoramas generales para la producción de hidrógeno verde en la actualidad, mediano y largo plazo, los cuales se muestran en las Figura 61, Figura 62 y Figura 63.

⁴ 1 kg de H₂ equivale a 3,3 litros de Diesel

⁵ 1 kg de H₂ equivale a 3,5 litros de Gas Natural

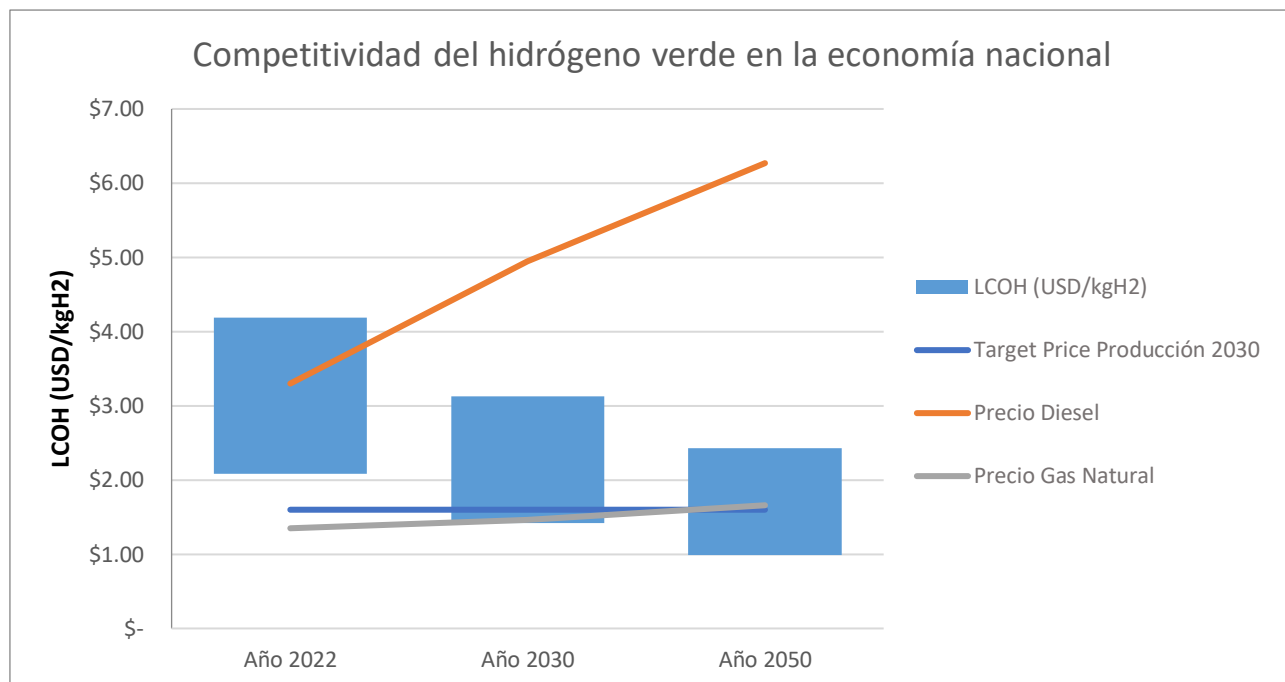


Figura 61. Competitividad del hidrógeno verde Chileno en el corto y mediano plazo (Economía Nacional).

Según la Figura 61, los precios del hidrógeno verde producidos en tres polos Chilenos, y considerando acondicionamiento y posibles distribuciones regionales, alcanzarían el precio objetivo propuesto por la estrategia nacional hacia el 2030. Tal alcance permitiría hacer del hidrógeno verde un competidor directo en el reemplazo, por ejemplo, del diésel, en industrias mineras y transporte hacia el corto y mediano plazo, lo que por el momento actual aún no es una realidad en su totalidad.

Por otro lado, pensando en inyecciones de hidrógeno en redes de gas natural, el hidrógeno actualmente no es competitivo, pero sí lo será hacia el año 2030 en donde los precios acortan brechas y se generan oportunidades de competencia, entre ambas fuentes energéticas.

Hacia el futuro (año 2050), la economía Chilena podría estar compuesta en un alto porcentaje del reemplazo del hidrógeno en diversas aplicaciones locales, debido a precios del mismo, inferiores a derivados fósiles.

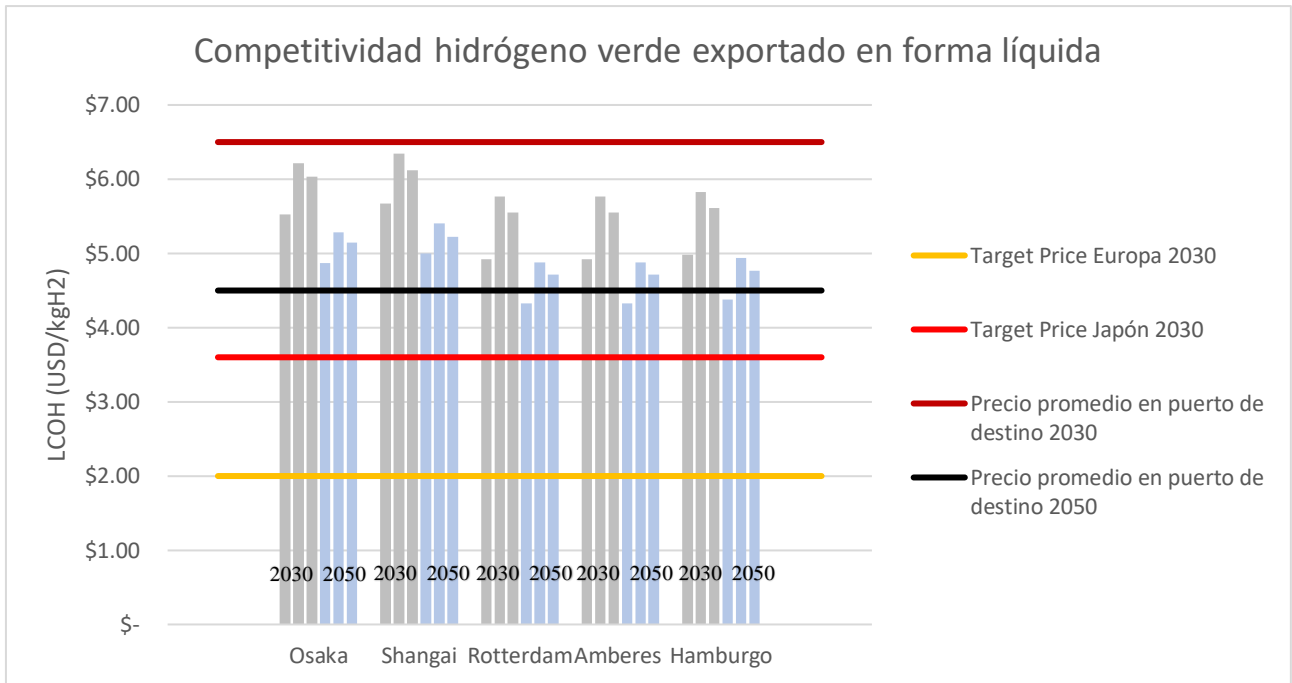


Figura 62. Competitividad del hidrógeno verde Chileno en el mediano y largo plazo (mercado internacional).

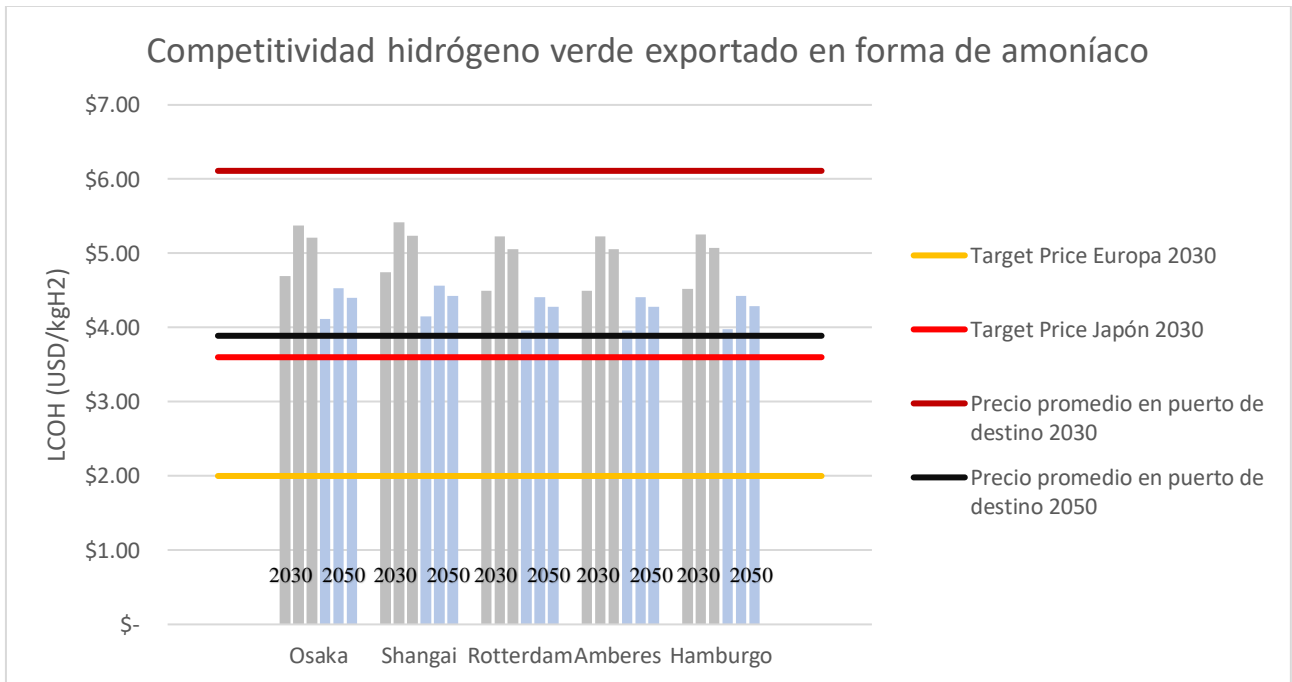


Figura 63. Competitividad del hidrógeno verde Chileno en el mediano y largo plazo (mercado internacional).

Las comparaciones mostradas por las Figura 62 y Figura 63, reflejan que el panorama de exportación de hidrógeno verde desde puertos Chilenos hacia puertos en el extranjero comienza a ser competitiva hacia el mediano plazo, es decir desde el año 2030 en adelante. En este escenario se visibiliza que, para ambas formas de exportación, los resultados obtenidos están bajo los LCOH totales promedio estimados por [83] hacia el año 2030, mientras que hacia el 2050, sólo centavos de dólar sobre el promedio.

Por otra parte, también se desprende que, los LCOH totales de exportación en forma de amoníaco, son mucho más competitivos frente a los precios objetivos que, el acondicionamiento en forma líquida. Particularmente, los resultados obtenidos para Japón en forma de amoníaco, presentan valores entre 4,28 y 4,50 USD/kgH₂, lo que lo deja con grandes opciones frente al precio de 3,60 USD/kgH₂ solicitado por el gobierno Japonés a tal fecha.

El contexto europeo, es, la opción más barata de exportación del hidrógeno verde Chileno hacia el mediano y largo plazo, obteniendo como mejores resultados los LCOH totales bajo los 4 USD/kgH₂, también dejando una buena opción frente al precio estimado proyectado por la Unión Europea para las importaciones de hidrógeno, a pesar de que no se cumpla a cabalidad.

Importantes factores tales como acuerdos público-privados, impuestos al carbono, inversiones en I+D y educación podrían acelerar la competitividad del hidrógeno Chileno con miras a un escenario de exportación y de posicionamiento como uno de los principales productores y distribuidores de hidrógeno verde del mundo, tomando ventajas respecto a los símiles productores en el medio oriente, Australia y China, por ejemplo.

6. Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) relacionados al estudio

Dentro de este estudio se analizaron las implicancias sociales y ambientales de la logística de producción de hidrógeno verde tanto en sus distribuciones internas, como en casos de exportación a partir de polos Chilenos, las cuales se vinculan directamente con los ODS propuestos por la Organización de las Naciones Unidas con el fin de lograr ser capaz de satisfacer las necesidades actuales, sin comprometer la capacidad de las futuras generaciones [84]. Los Objetivos de desarrollo identificados se presentan a continuación.

Trabajo decente y crecimiento económico (ODS 8)

Chile como productor de hidrógeno verde ha desarrollado y promovido políticas que apoyan las actividades productivas para el crecimiento e innovación de distintas regiones, como la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde, Política Energética a Largo Plazo, por ejemplo. Por otro lado este crecimiento irá de la mano de la diversificación y modernización tecnológica, lo que conlleva creación de empleos y uso de mano de obra local, promoviendo prácticas y entornos seguros para todos los trabajadores. Según la consultora HINICIO, el desarrollo de una industria del hidrógeno verde en Chile tiene el potencial de generar como mínimo 22 mil, 87 mil y 94 mil empleos para los años 2030, 2040 y 2050, respectivamente.

Ciudades y comunidades sostenibles (ODS 11)

La activación de la industria local, como está prevista para la primera oleada dentro de la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde, a través del reemplazo de fuentes energéticas por hidrógeno en distintas aplicaciones, permitirá el acceso a sistemas de transporte seguros y sostenibles, aumentando capacidad de planificación y gestión en distintos planos regionales. Además, gracias el uso del hidrógeno en refinerías, producción de amoníaco o inyección en redes de gas se reducirá el impacto ambiental de las ciudades, con énfasis en la calidad del aire y patrimonios naturales.

Acción por el clima (ODS 13)

A través de sus compromisos climáticos mundiales, Chile ha incorporado políticas y planes nacionales en torno a la mitigación del cambio climático, apoyándose fuertemente en el desarrollo de una economía en base de hidrógeno verde, los cuales han fortalecido la capacidad país de adaptación y resiliencia a los riesgos que conlleva el calentamiento global. En adición a lo anterior se ha mejorado la sensibilización, capacidad humana y educación en torno a problemáticas globales, estableciendo alertas tempranas, que ayuden a tomar acción en comunidad.

7. Conclusiones

Considerando sólo tres polos de producción de hidrógeno verde en el territorio Chileno (Antofagasta, Biobío, Magallanes), y sólo fuentes de energía renovable solar y eólica, el país podría producir 72 millones de toneladas de hidrógeno verde al año, lo que equivale el 11% de la producción mundial total al año 2050, de las cuales podría generar un delta de 68 millones de toneladas para exportación hacia otros países.

En cuanto a formas de producción se concluye que la combinación de producción en el polo productivo de la región de Antofagasta a partir de energía PV y electrolizador alcalino, es la que presenta un menor LCOH tanto en la actualidad como hacia los años 2030 y 2050, presentando además reducciones totales de 32% y 53% en comparación con el año 2022, respectivamente. Se destaca que todas las combinaciones, a excepción de Antofagasta-CSP, logran reducir sus LCOH de producción por debajo de 1,4 USD/kgH₂ al año 2050.

De la etapa de acondicionamiento se concluye que, a condiciones más exigentes requeridas por las unidades acondicionadoras, se requerirá mayor energía, traduciéndose en mayores LCOH en cada uno de los procesos. Se destaca que, siguiendo recomendaciones de IDEALHY, una precompresión antes de los procesos de licuefacción y Haber-Bosch, disminuye los LCOH totales de acondicionamiento en todos los casos.

En casos de acondicionamiento de hidrógeno para almacenamiento gaseoso comprimido hasta los niveles más exigidos, pueden significar LCOH de hasta 0,72 USD/kgH₂ respectiva a esta etapa.

Por otro lado, tomando en cuenta que, el acondicionamiento de hidrógeno en forma de amoníaco va de la mano con una reconversión en el lugar de llegada de distribución, se presentan diferencias significativas con el proceso de licuefacción, siendo este último, un acondicionamiento 40% más barato que el de Haber-Bosch más reacondicionamiento, presentando LCOH totales de 1,82 y 2,53 USD/kgH₂ respectivamente.

En cuanto a distribución local, se concluye que el acondicionamiento en forma comprimida es la mejor opción sólo pensando en distribuciones locales por debajo de los 300 km, es decir, cobertura regional

de cada uno de los polos productivos, significando este costo de distribución, entre un 30 y 40% del LCOH total hasta aplicaciones regionales finales.

Para distribuciones interregionales, la mejor opción es a través de hidrógeno líquido. Antofagasta es la mejor opción de distribución hasta la frontera con Perú, y hacia el sur hasta la región de O'Higgins, en donde el polo productivo del Biobío comienza a tener también distribución competitiva hacia el norte, significando que, la demanda de la región Metropolitana (una de las más altas), debiese ser cubierta principalmente por Antofagasta. Magallanes, por su parte, pensando en su geografía a pesar de tener precios competitivos, debe pensar en ser un polo destinado a distribución local, o exportación marítima.

En el ámbito de exportación, se concluye que los LCOH totales, en la actualidad, aún no son competitivos respecto a precios de hidrógeno negro o gris, pero hacia 2030 y 2050 se reflejan disminuciones de 40% y 50% en los mejores casos, respectivamente.

Según la forma de envío, el acondicionamiento del hidrógeno en forma de amoníaco es más barato que el acondicionamiento en forma de hidrógeno líquido, en todos los puertos de llegada, en donde las exportaciones de H₂ hacia las zonas de la región europea, es decir puertos de Rotterdam, Amberes y Hamburgo, presentan los LCOH más baratos, en relación a la exportación hacia Asia, donde China presenta los LCOH más altos. Además, se presentan LCOH totales semejantes en todos los puertos europeos, siendo un indicio de que se podría abastecer a toda la región europea por precios similares, dado sus distancias pequeñas entre puertos y su buena logística de carga/descarga. Estos precios podrían ser igual o aún más atractivos al vender el hidrógeno como amoníaco verde ahorrando en torno 1 USD/kgH₂ por concepto de reacondicionamiento a hidrógeno (cracking).

En términos competitivos, se concluye que entre la actualidad y el mediano plazo (2030), el hidrógeno verde podría tomar fuerzas en aplicaciones nacionales, como reemplazo del diésel, aportes en cuanto al blending en distribución de gas natural, mientras que hacia el 2050, sea fuente energética principal.

Finalmente, y dentro del plano internacional, Chile podría hacerse competitivo desde el año 2030 en adelante, alcanzando LCOH totales en puertos de destino del mismo orden de magnitud que los precios estimados por los demandantes. Se destacan precios por debajo de los 4,28 USD/kgH₂ en Japón, y bajo los 4 USD/kgH₂ en toda la Unión Europea en exportaciones en forma de Amoníaco.

8. Referencias

- [1] Internationale Zusammenarbeit (GIZ), “Tecnologías del hidrógeno y perspectivas para Chile,” 2019.
- [2] International Energy Agency (IEA), “The Future of Hydrogen.”
- [3] “Química.es.” <https://www.quimica.es/enciclopedia/Hidrogeno.html> (accessed Oct. 06, 2022).
- [4] C. Emisiones, “H 2 MANUAL DEL HIDRÓGENO VERDE Manual ilustrado para entender los conceptos básicos fundamentales del Hidrógeno Verde. Sobre el manual.” [Online]. Available: www.ah2vbiobio.cl/recursos
- [5] “Estrategia para el mercado de Hidrógeno verde en Chile.”
- [6] “Power & Beyond” Accessed: Oct. 08, 2022. [Online]. Available: <https://www.power-and-beyond.com/hydrogen-is-the-key-to-achieving-net-zero-a-ffbce550a131474ec421d66929d1c8cf/>
- [7] I. Renewable Energy Agency, *Green hydrogen: A guide to policy making*. 2020. [Online]. Available: www.irena.org
- [8] “Infografía colores del hidrógeno Misión Cavendish”.
- [9] D. Gielen, E. Taibi, and R. Miranda, *HYDROGEN: A RENEWABLE ENERGY PERSPECTIVE*. 2019. [Online]. Available: www.irena.org
- [10] A. Al-Qahtani, B. Parkinson, K. Hellgardt, N. Shah, and G. Guillen-Gosalbez, “Uncovering the true cost of hydrogen production routes using life cycle monetisation,” *Appl Energy*, vol. 281, Jan. 2021, doi: 10.1016/j.apenergy.2020.115958.
- [11] Just Agriculture, “Green hydrogen, the fuel of future,” Nov. 2022.

- [12] T. International Renewable Energy Agency, *GREEN HYDROGEN COST REDUCTION SCALING UP ELECTROLYSERS TO MEET THE 1.5°C CLIMATE GOAL H 2 O 2*. 2020. [Online]. Available: www.irena.org/publications
- [13] “Lazard’s Levelized Cost of Hydrogen Analysis-Executive Summary Overview of Analysis,” 2021.
- [14] Science direct, “Water electrolysis,” 2018.
- [15] “IDTechex.” <https://www.idtechex.com/th/research-article/electrolyzers-are-the-first-step-toward-green-hydrogen-production/23478> (accessed Nov. 18, 2022).
- [16] T. International Renewable Energy Agency, *GREEN HYDROGEN COST REDUCTION SCALING UP ELECTROLYSERS TO MEET THE 1.5°C CLIMATE GOAL H 2 O 2*. 2020. [Online]. Available: www.irena.org/publications
- [17] R. R. Beswick, A. M. Oliveira, and Y. Yan, “Does the Green Hydrogen Economy Have a Water Problem?” *ACS Energy Letters*, vol. 6, no. 9. American Chemical Society, pp. 3167–3169, Sep. 10, 2021. doi: 10.1021/acsenergylett.1c01375.
- [18] International Energy Agency., *Resources to reserves 2013: oil, gas, and coal technologies for the energy markets of the future*. IEA, 2013.
- [19] “U.S Energy Information Administration.” <https://www.eia.gov/energyexplained/renewable-sources/> (accessed Oct. 07, 2022).
- [20] K. Ayaz, M. S. Sulemani, and N. Ahmed, “Efficient Energy Performance within Smart Grid,” *Smart Grid and Renewable Energy*, vol. 08, no. 03, pp. 75–86, 2017, doi: 10.4236/sgre.2017.83005.
- [21] M. Ö. A. Akan, A. A. Selam, and S. Ü. O. Firat, “Renewable energy sources: Comparison of their use and respective policies on a global scale,” in *Handbook of Research on Green Economic Development Initiatives and Strategies*, IGI Global, 2016, pp. 238–269. doi: 10.4018/978-1-5225-0440-5.ch0011.

- [22] “Solar Edition.” <https://solaredition.com/egwac-factor-the-rise-of-solar-pv-and-csp-technologies-globally-from-2018-to-2030/> (accessed Nov. 16, 2022).
- [23] “EV Wind.” <https://www.evwind.com/2020/10/31/como-se-construye-una-central-fotovoltaica/> (accessed Nov. 16, 2022).
- [24] C. H. Moris, M. T. C. Guevara, A. Salmon, and A. Lorca, “Comparison between concentrated solar power and gas-based generation in terms of economic and flexibility-related aspects in Chile,” *Energies (Basel)*, vol. 14, no. 4, Feb. 2021, doi: 10.3390/en14041063.
- [25] “Solar feeds.” <https://www.solarfeeds.com/mag/csp-and-pv-differences-comparison/> (accessed Nov. 17, 2022).
- [26] “Renewable energy world.” <https://www.renewableenergyworld.com/storage/how-solar-pv-is-winning-over-csp/#gref> (accessed Nov. 17, 2022).
- [27] Irena, *Renewable Power Generation Costs 2020*. 2021. [Online]. Available: www.irena.org
- [28] P. Ignacio Núñez, “Generación eólica y solar fotovoltaica: ¿Qué tan variables son?”
- [29] “Las-ERNC-en-el-mercado-electrico-chileno-2021”.
- [30] J. Armijo and C. Philibert, “Flexible production of green hydrogen and ammonia from variable solar and wind energy: Case study of Chile and Argentina,” *Int J Hydrogen Energy*, vol. 45, no. 3, pp. 1541–1558, Jan. 2020, doi: 10.1016/j.ijhydene.2019.11.028.
- [31] Ministerio de Energía/GIZ, *Energías Renovables en Chile: el potencial eólico, solar e hidroeléctrico de Arica a Chiloé*. 2014. [Online]. Available: www.minenergia.cl
- [32] Irena, *Renewable Power Generation Costs 2020*. 2021. [Online]. Available: www.irena.org
- [33] “Path to hydrogen competitiveness A cost perspective,” 2020. [Online]. Available: www.hydrogencouncil.com.
- [34] I. Renewable Energy Agency, *Renewable Energy Statistics 2019*. 2019. [Online]. Available: www.irena.org

- [35] pidjoe, “The Future of Hydrogen.”
- [36] J. Ramón, M. Teresa, A. Gotzon, G. J. Guilera, A. Tarancón, and M. Torrell, “35 Hidrógeno Vector energético de una economía descarbonizada.”
- [37] E. Esteban and R. Saavedra, “PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA CON IMPLEMENTACIÓN DE PRODUCCIÓN Y CONSUMO DE HIDRÓGENO MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO.”
- [38] F. I. Gallardo, A. Monforti Ferrario, M. Lamagna, E. Bocci, D. Astiaso Garcia, and T. E. Baeza-Jeria, “A Techno-Economic Analysis of solar hydrogen production by electrolysis in the north of Chile and the case of exportation from Atacama Desert to Japan,” *Int J Hydrogen Energy*, vol. 46, no. 26, pp. 13709–13728, Apr. 2021, doi: 10.1016/j.ijhydene.2020.07.050.
- [39] P. Clave En, L. A. Descontaminación, C. F. Guerra, and L. Reyes -Bozo, *El hidrógeno como vector energético*. [Online]. Available: www.shutterstock.com.
- [40] “IEA (2022), Electrolysers, IEA, Paris.” <https://www.iea.org/reports/electrolysers>, License: CC BY 4.0
- [41] Bruce S *et al.*, “Pathways to an economically sustainable hydrogen industry in Australia National Hydrogen Roadmap ENERGY AND FUTURES www.csiro.au CITATION.” [Online]. Available: www.csiro.au
- [42] M. Reuß, T. Grube, M. Robinius, P. Preuster, P. Wasserscheid, and D. Stolten, “Seasonal storage and alternative carriers: A flexible hydrogen supply chain model,” *Appl Energy*, vol. 200, pp. 290–302, 2017, doi: 10.1016/j.apenergy.2017.05.050.
- [43] “Asociación Chilena de Hidrógeno (H2 Chile).” <https://h2chile.cl/cadena-valor-almacenamiento/> (accessed Nov. 18, 2022).
- [44] E. Técnica, Y. Económica, D. Uso, D. E. Hidrógeno, and V. En, “RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERA CIVIL ELÉCTRICA POR:

FREDY LADISLAO JIMÉNEZ SÁEZ FECHA: 2020 PROF. GUÍA: ALEX ALEGRIA MEZA.”

- [45] “Ammonfuel-an industrial view of ammonia as a marine fuel,” 2020.
- [46] A. Patonia and R. Poudineh, *Global trade of hydrogen what is the best way to transfer hydrogen over long distances?*
- [47] I. Energy Agency, “Ammonia Technology Roadmap Towards more sustainable nitrogen fertiliser production.” [Online]. Available: www.iea.org/t&c/
- [48] J. Ikäheimo, J. Kiviluoma, R. Weiss, and H. Holttinen, “Power-to-ammonia in future North European 100 % renewable power and heat system,” *Int J Hydrogen Energy*, vol. 43, no. 36, pp. 17295–17308, Sep. 2018, doi: 10.1016/j.ijhydene.2018.06.121.
- [49] K. Stolzenburg *et al.*, “Efficient Liquefaction of Hydrogen: Results of the IDEALHY Project.”
- [50] U. Cardella, L. Decker, and H. Klein, “Economically viable large-scale hydrogen liquefaction,” in *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, Mar. 2017, vol. 171, no. 1. doi: 10.1088/1757-899X/171/1/012013.
- [51] R. Drnevich Praxair -Tonawanda, “Hydrogen Delivery Liquefaction & Compression,” 2003.
- [52] “Hydrogen Economy Outlook Key messages,” 2020.
- [53] D. Armaroli *et al.*, *Global hydrogen trade to meet the 1.5°C climate goal: Part III – Green hydrogen cost and potential*. 2022. [Online]. Available: www.irena.org/publications
- [54] “Energy Partnership Chile-Alemania.” <https://www.energypartnership.cl/es/newsroom/hidrogeno-chile/> (accessed Oct. 08, 2022).
- [55] H. Verde, “Estrategia Nacional.”
- [56] “Asociación Chilena de Hidrógeno.” <https://h2chile.cl/chile-el-campeon-oculto-del-hidrogeno-una-historia-de-reivindicacion-economica-chilena/> (accessed Oct. 08, 2022).

- [57] C. Rodrigo Abarca del Río *et al.*, “The Chilean Potential for Exporting Renewable Energy.” [Online]. Available: www.negro.cl
- [58] C. Vásquez Páez *et al.*, “Identificación y Cuantificación de.”
- [59] Ministerio de energía de Chile, “Planificación energética de largo plazo informe preliminar,” 2021.
- [60] Ministerio de energía de Chile, “Planificación energética de largo plazo informe preliminar,” 2021.
- [61] “Fuel Cell Works.” <https://fuelcellworks.com/news/chile-magallanes-region-could-produce-13-green-hydrogen-in-the-world-with-wind-energy/> (accessed Oct. 08, 2022).
- [62] M. de A. ODEPA, “Región de Antofagasta: información regional,” 2019. [Online]. Available: www.odepa.gob.cl
- [63] Engie and Japan, “Conditions and Opportunities of Green Hydrogen Trade from Chile to.” [Online]. Available: <https://wits.worldbank.org/CountryProfile/en/Country/CHL/Year/201>
- [64] “Coordinador Eléctrico Nacional- Antofagasta.” <https://infotecnica.coordinador.cl/geo/region/antofagasta-3> (accessed Oct. 08, 2022).
- [65] Gobierno de Chile, “Antecedentes regionales: Región del Biobío.”
- [66] M. Para *et al.*, “OPTIMIZACIÓN DE LA LOGÍSTICA DE ABASTECIMIENTO TERRESTRE Y MARÍTIMA PARA LA DEMANDA PROYECTADA 2016-2030 DE ENAP FELIPE ANDRÉS CERÓN SPIKIN PROFESOR GUÍA,” 2016.
- [67] J. Antonio and R. Sáez, ““BÍO-BÍO REGIÓN PUERTO: SITUACIÓN ACTUAL Y PERSPECTIVAS A FUTURO.””
- [68] “Coordinador Eléctrico Nacional- Biobío.” <https://infotecnica.coordinador.cl/geo/region/biobio-10> (accessed Oct. 08, 2022).

- [69] Unidad gestión de información división energías sostenibles, “Identificación de Potenciales Renovables: Caso Eólico,” 2021.
- [70] A. Nicolás and G. Bernal, “Matriz energética y eléctrica en Chile.”
- [71] “Generadoras de Chile.” <http://generadoras.cl/generacion-electrica-en-chile> (accessed Oct. 07, 2022).
- [72] Generadoras de Chile, “Boletín Mercado Eléctrico sector generación,” Aug. 2022.
- [73] Comisión Nacional de Energía, “INFORME PRELIMINAR DE PREVISIÓN DE DEMANDA 2021-2041 SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL Y SISTEMAS MEDIANOS,” 2021.
- [74] O. M. Autor Nicolás García Bernal Rafael Torres Enrique Vivanco F, “Desarrollo del mercado de Hidrógeno verde en Chile,” 2020.
- [75] “Hydrogen for Net-Zero,” 2021. [Online]. Available: www.hydrogencouncil.com
- [76] “Plan REPowerEU.”
- [77] “Chile y el Puerto de Hamburgo firman Memorando de Entendimiento sobre la exportación e importación de hidrógeno verde.” <https://h2businessnews.com/chile-y-el-puerto-de-hamburgo-firman-memorando-de-entendimiento-sobre-la-exportacion-e-importacion-de-hidrogeno-verde/> (accessed Oct. 08, 2022).
- [78] “Memorándum de entendimiento Chile- Amberes.” <https://www.gob.cl/noticias/chile-firma-memoradum-de-entendimiento-con-dos-puertos-estrategicos-de-europa-para-fomentar-la-produccion-de-hidrogeno-verde/> (accessed Oct. 08, 2022).
- [79] “Memorándum de entendimiento Chile- Rotterdam.” <https://energia.gob.cl/noticias/nacional/chile-firma-memorandum-de-entendimiento-con-el-puerto-mas-grande-de-europa-para-exportar-hidrogeno-verde> (accessed Oct. 08, 2022).

- [80] U. Cardella, L. Decker, and H. Klein, “Roadmap to economically viable hydrogen liquefaction,” *Int J Hydrogen Energy*, vol. 42, no. 19, pp. 13329–13338, May 2017, doi: 10.1016/j.ijhydene.2017.01.068.
- [81] “Gobierno de Chile.” <https://www.gob.cl/nuestro-pais/> (accessed Oct. 19, 2022).
- [82] “Sea distances.” <https://sea-distances.org/advanced> (accessed Oct. 05, 2022).
- [83] Hinicio, *Cuantificación del encadenamiento industrial y laboral para el desarrollo del hidrógeno en Chile*. [Online]. Available: www.minenergia.cl
- [84] Organización de las Naciones Unidas, “The Sustainable Development Goals report 2020,” 2020.

9. Anexos

9.1. Proyecciones de oferta y demanda

Antofagasta solar						
Capacidad instalada (GW)	2,12					
Potencial (GW)	Factor de planta (%)	Potencial GWh	MT h2	Porcentaje	A exportar (MTH2)	Electrólisis requerida (GW)
1055,8	0,33	3216794,64	60			
10,558	0,33	30521,0664	0,57	1	0	3,62
15,3091	0,33	44255,54628	0,82	1,45	0	5,25
20,0602	0,33	57990,02616	1,07	1,9	0,25	6,88
31,674	0,33	91563,1992	1,70	3	0,88	10,86
42,232	0,33	122084,2656	2,26	4	1,44	14,48
52,79	0,33	152605,332	2,83	5	2,01	18,11
63,348	0,33	183126,3984	3,39	6	2,57	21,73
73,906	0,33	213647,4648	3,96	7	3,14	25,35
84,464	0,33	244168,5312	4,52	8	3,70	28,97
95,022	0,33	274689,5976	5,09	9	4,27	32,59
105,58	0,33	305210,664	5,65	10	4,83	36,21
211,16	0,33	610421,328	11,30	20	10,48	72,42
316,74	0,33	915631,992	16,96	30	16,14	108,63
422,32	0,33	1220842,656	22,61	40	21,79	144,84
485,668	0,33	1403969,054	26,00	46	25,18	166,57
527,9	0,33	1526053,32	28,26	50	27,44	181,05
633,48	0,33	1831263,984	33,91	60	33,09	217,26
739,06	0,33	2136474,648	39,56	70	38,74	253,48
844,64	0,33	2441685,312	45,22	80	44,40	289,69

Figura 64. Proyección oferta y demanda región de Antofagasta.

Biobío eólica						
Capacidad instalada (GW)	0,49					
Potencial (GW)	Factor de planta (%)	Potencial GWh	MT h2	Porcentaje	A exportar (MTH2)	Electrólisis requerida (GW)
12,3	0,33	35556,84	0,66			
0,123	0,33	355,5684	0,01	1	0	0,04
0,17835	0,33	515,57418	0,01	1,45	0	0,06
0,2337	0,33	675,57996	0,01	1,9	0	0,08
0,369	0,33	1066,7052	0,02	3	0	0,13
0,492	0,33	1422,2736	0,03	4	0	0,17
0,615	0,33	1777,842	0,03	5	0	0,21
0,738	0,33	2133,4104	0,04	6	0	0,25
0,861	0,33	2488,9788	0,05	7	0	0,30
0,984	0,33	2844,5472	0,05	8	0	0,34
1,107	0,33	3200,1156	0,06	9	0	0,38
1,23	0,33	3555,684	0,07	10	0	0,42
2,46	0,33	7111,368	0,13	20	0	0,84
3,69	0,33	10667,052	0,20	30	0	1,27
4,92	0,33	14222,736	0,26	40	0	1,69
5,658	0,33	16356,1464	0,30	46	0	1,94
6,15	0,33	17778,42	0,33	50	0,03	2,11
7,38	0,33	21334,104	0,40	60	0,09	2,53
8,61	0,33	24889,788	0,46	70	0,16	2,95
9,84	0,33	28445,472	0,53	80	0,22	3,37

Figura 65. Proyección oferta y demanda región del Biobío.

Magallanes eolica						
Capacidad instalada (GW)	0,013					
Potencial (GW)	Factor de planta (%)	Potencial GWh	MT h2	Porcentaje	A exportar (MTH2)	Electrólisis requerida (GW)
126	0,54	596030,4	11,04			
1,26	0,54	5960,304	0,11	1	0	0,00
1,827	0,54	8642,4408	0,16	1,45	0	1,03
2,394	0,54	11324,5776	0,21	1,9	0	1,34
3,78	0,54	17880,912	0,33	3	0,12	2,12
5,04	0,54	23841,216	0,44	4	0,23	2,83
6,3	0,54	29801,52	0,55	5	0,34	3,54
7,56	0,54	35761,824	0,66	6	0,45	4,24
8,82	0,54	41722,128	0,77	7	0,56	4,95
10,08	0,54	47682,432	0,88	8	0,67	5,66
11,34	0,54	53642,736	0,99	9	0,78	6,36
12,6	0,54	59603,04	1,10	10	0,89	7,07
25,2	0,54	119206,08	2,21	20	2,00	14,14
37,8	0,54	178809,12	3,31	30	3,10	21,21
50,4	0,54	238412,16	4,42	40	4,21	28,29
57,96	0,54	274173,984	5,08	46	4,87	32,53
63	0,54	298015,2	5,52	50	5,31	35,36
75,6	0,54	357618,24	6,62	60	6,41	42,43
88,2	0,54	417221,28	7,73	70	7,52	49,50
100,8	0,54	476824,32	8,83	80	8,62	56,57

Figura 66. Proyección oferta y demanda región de Magallanes.

9.2. Evaluación económica

9.2.1. LCOH producción

		Alkaline			PEM		
		2022	2030	2050	2022	2030	2050
Electrolizer efficiency	kwh/kgH2	54	50	45	58	52	45
Electrolizer cost	\$/kw	900	450	200	1200	580	200

Figura 67. Parámetros proyectados para cálculo LCOH producción.

2022			
Antofagasta		Bío Bío	Magallanes
PV	CSP	Eolic	Eolic
22	55	42	38

Figura 68. Parámetros precios de energía renovable año 2022.

2030			
Antofagasta		Bío Bío	Magallanes
PV	CSP	Eolic	Eolic
20	50	33,6	30,4

Figura 69. Parámetros precios de energía renovable año 2030.

2050			
Antofagasta		Bío Bío	Magallanes
PV	CSP	Eolic	Eolic
18	47	26,88	24,32

Figura 70. Parámetros precios de energía renovable año 2050.

Production		Capacity installed	H2 production														
Capacity installed	kW	100,643	kg/year														
Capacity installed	MW	100,643															
CAPEX	\$/kW	900															
OPEX	\$/year	0,02															
El. Efficiency	kWh/kgH2	54															
Process Water cost	\$/kgH2	0,021															
Electricity cost	\$/MWh	22															
H operation	h/year	8760															
Annual inflation	%	0,015															
WACC	%	0,1															
Plant lifetime	Years	15															
El. Utilization	%	0,98															
Production		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Investment costs	90578697,2	19008000	19008000	19008000	19008000	19008000	19008000	19008000	19008000	19008000	19008000	19008000	19008000	19008000	19008000	19008000	19008000
Energy cost		2.147.574	2.179.788	2.212.484	2.245.672	2.279.357	2.313.547	2.348.250	2.383.474	2.419.226	2.455.515	2.492.347	2.529.732	2.567.678	2.606.194	2.645.287	
OPEX																	
Present Value of cost	90578697,2	19232340	17510568,23	15943264	14516544	13217774	12035457	10959133	9979280,5	9087235,6	8275114	7535740,5	6862585,3	6249705,5	5691692,7	5183624,6	
NPV of cost	252858756	\$/year															
Hydrogen production		16000000	16000000	16000000	16000000	16000000	16000000	16000000	16000000	16000000	16000000	16000000	16000000	16000000	16000000	16000000	
Present Value of Hydrogen	14545455	13223140,5	12021037	10928215	9934741,2	9031582,9	8210529,9	7464118,1	6785561,9	6168692,6	5607902,4	5098093,1	4634630,1	4213300,1	3830272,8		
NPV of hydrogen	121697272	kgH2/year															
LCOH	2,07776848																

Figura 71. Ejemplo de cálculo LCOH producción combinación Antofagasta-PV-ALK-2022.

9.2.2. LCOH acondicionamiento

Acondicionamiento		
Compression Unit		
Specific cost	\$/((kgH2/h)	11000
SEC	kWh/kgH2	0,2
O&M	% CAPEX	4
LH2 Licuef. Unit		
Specific cost	\$/((kg/h)	50000
SEC	kWh/kgH2	6
O&M	% CAPEX	4
NH3 unit		
Specific cost	\$/((kg/h)	3500
SEC	kWh/kgH2	640
O&M	% CAPEX	2
Parameters		
Inflación	%	0,01
Wacc	%	0,1

Figura 72. Parámetros de cálculo LCOH acondicionamiento.

Compression unit		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Investment costs	113013699																
Energy cost		1800000	1800000	1800000	1800000	1800000	1800000	1800000	1800000	1800000	1800000	1800000	1800000	1800000	1800000	1800000	1800000
OPEX		4520547,945	4565753,425	4611410,959	4657252,07	4704100,3	4751141,32	4798652,74	4846639,26	4895105,66	4944056,71	4993497,28	5043432,25	5093866,57	5144805,24	5196253,29	
Present Value of cost	113013699	5745952,677	5260953,244	4816987,948	4410576,51	4038534,6	3697948,49	3386152,22	3100706,27	2839378,36	2600125,81	2381079,35	2180528,41	1996907,59	1828784,27	1674847,41	
NPV of total cost	162973161,8	\$/year															
Hydrogen production		90000000	90000000	90000000	90000000	90000000	90000000	90000000	90000000	90000000	90000000	90000000	90000000	90000000	90000000	90000000	
Present value of Hydrogen		81818181,82	74380165,29	67618332,08	61471211	55882919	50802653,7	46184230,6	41985664,2	38168785,7	34698896	31544451	28676773,6	26069794,2	23699812,9	21545284,4	
NPV of H2 production	684547155,6	kgH2/year															
LCOH	0,238074412																

Figura 73. Ejemplo de cálculo LCOH acondicionamiento comprimido.

Licuef. Unit		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Investment costs	513698630																
Energy cost		54000000	54000000	54000000	54000000	54000000	54000000	54000000	54000000	54000000	54000000	54000000	54000000	54000000	54000000	54000000	54000000
OPEX		20547945,21	20753424,66	20960958,9	21170568,5	21382274	21596096,9	21812057,9	22030178,5	22250480,3	22472985,1	22697714,9	22924692,1	23153939	23385478,4	23619333,1	
Present Value of cost	513698630	67770859,28	61779689,8	56319277,91	51342509,7	46806461	42672025,9	38903573	35468639,4	32337647,1	29483646,2	26882081,2	24510577,5	22348747,9	20378015,1	18581451,2	
NPV of total cost	1089283833	\$/year															
Hydrogen production		90000000	90000000	90000000	90000000	90000000	90000000	90000000	90000000	90000000	90000000	90000000	90000000	90000000	90000000	90000000	
Present value of Hydrogen		81818181,82	74380165,29	67618332,08	61471211	55882919	50802653,7	46184230,6	41985664,2	38168785,7	34698896	31544451	28676773,6	26069794,2	23699812,9	21545284,4	
NPV of H2 production	684547155,6	kgH2/year															
LCOH	1,591247329	\$/kgH2															

Figura 74. Ejemplo de cálculo LCOH acondicionamiento líquido.

Haber-bosch		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Investment costs	35958904,1																
Energy cost		5.760.000.000	5.760.000.000	5.760.000.000	5.760.000.000	5.76E+09	5.760.000.000	5.760.000.000	5.760.000.000	5.760.000.000	5.760.000.000	5.760.000.000	5.760.000.000	5.760.000.000	5.760.000.000	5.760.000.000	5.760.000.000
OPEX		165.959.178	167.618.770	169.294957,6	170.987907	172.697786	174.424764	176.169012	177.930702	179.710009	181.507109	183.322180	185.155402	187.006956	188.877025	190.765796	
Present Value of cost	35.958.904	5.387.235.616	4.898.858.487	4.454767061	4.050944544	3.684E+09	3.349828069	3.046193320	2.770088496	2.519016869	2.290708195	2.083098167	1.894309727	1.722636081	1.566525249	1.424566019	
NPV of total cost	45178473362	\$/year															
Hydrogen production		16000000	16000000	16000000	16000000	16000000	16000000	16000000	16000000	16000000	16000000	16000000	16000000	16000000	16000000	16000000	
Present value of Hydrogen		14545454,55	13223140,5	12021036,81	10928215,3	9934741,2	9031582,88	8210529,89	7464118,08	6785561,89	6168692,63	5607902,39	5098093,08	4634630,08	4213300,07	3830272,79	
NPV of H2 production	40216972721	kgH2/year															
LCOH	1,689238	\$/kgH2															

Figura 75. Ejemplo de cálculo LCOH acondicionamiento portador amoníaco.

9.2.3. LCOH distribución

Combinación de producción	Producción			Distribucion			Distribucion	
	Producción	Compresión (80 bar)	Compresión (200 bar)	CH2	total 300 km	LH2	total 1831 km	
PV-ALK-2022	\$ 2,08	0,23	0,52	1,8	4,4	2,3803	6,2803	
PV-ALK-2030	\$ 1,42	0,23	0,52	1,8	3,74	2,3803	5,6203	
PV-ALK-2050	\$ 0,99	0,23	0,52	1,8	3,31	2,3803	5,1903	
CSP-ALK-2022	\$ 3,86	0,23	0,52	1,8	6,18	2,3803	8,0603	
CSP-ALK-2030	\$ 2,92	0,23	0,52	1,8	5,24	2,3803	7,1203	
CSP-ALK-2050	\$ 2,30	0,23	0,52	1,8	4,62	2,3803	6,5003	
PV-PEM-2022	\$ 2,54	0,23	0,52	1,8	4,86	2,3803	6,7403	
PV-PEM-2030	\$ 1,60	0,23	0,52	1,8	3,92	2,3803	5,8003	
PV-PEM-2050	\$ 0,99	0,23	0,52	1,8	3,31	2,3803	5,1903	
CSP-PEM-2022	\$ 4,45	0,23	0,52	1,8	6,77	2,3803	8,6503	
CSP-PEM-2030	\$ 3,16	0,23	0,52	1,8	5,48	2,3803	7,3603	
CSP-PEM-2050	\$ 2,30	0,23	0,52	1,8	4,62	2,3803	6,5003	
Eólica-ALK-2022	\$ 3,16	0,23	0,52	1,8	5,48	2,3803	7,3603	
Eólica-ALK-2030	\$ 2,10	0,23	0,52	1,8	4,42	2,3803	6,3003	
Eólica-ALK-2050	\$ 1,40	0,23	0,52	1,8	3,72	2,3803	5,6003	
Eólica-PEM-2022	\$ 3,70	0,23	0,52	1,8	6,02	2,3803	7,9003	
Eólica-PEM2030	\$ 2,30	0,23	0,52	1,8	4,62	2,3803	6,5003	
Eólica-PEM-2050	\$ 1,39	0,23	0,52	1,8	3,71	2,3803	5,5903	
Eólica-ALK-2022	\$ 2,94	0,23	0,52	1,8	5,26	2,3803	7,1403	
Eólica-ALK-2030	\$ 1,94	0,23	0,52	1,8	4,26	2,3803	6,1403	
Eólica-ALK-2050	\$ 1,28	0,23	0,52	1,8	3,6	2,3803	5,4803	
Eólica-PEM-2022	\$ 3,47	0,23	0,52	1,8	5,79	2,3803	7,6703	
Eólica-PEM-2030	\$ 2,14	0,23	0,52	1,8	4,46	2,3803	6,3403	
Eólica-PEM-2050	\$ 1,28	0,23	0,52	1,8	3,6	2,3803	5,4803	

Figura 76. Cálculos LCOH distribución nacional.

LH2									
Osaka	Shangai	Rotterdam	Amberes	Hamburgo	Osaka	Shangai	Rotterdam	Amberes	Hamburgo
\$ 5,29	\$ 9,19	\$ 5,64	\$ 9,54	\$ 3,90	\$ 7,80	\$ 3,90	\$ 7,80	\$ 4,04	\$ 7,94
\$ 2,28	\$ 5,52	\$ 2,43	\$ 5,67	\$ 1,68	\$ 4,92	\$ 1,68	\$ 4,92	\$ 1,74	\$ 4,98
\$ 2,06	\$ 4,87	\$ 2,19	\$ 5,00	\$ 1,51	\$ 4,32	\$ 1,51	\$ 4,32	\$ 1,57	\$ 4,38
\$ 5,31	\$ 10,29	\$ 5,62	\$ 10,60	\$ 4,28	\$ 9,26	\$ 4,28	\$ 9,26	\$ 4,42	\$ 9,40
\$ 2,29	\$ 6,21	\$ 2,42	\$ 6,34	\$ 1,85	\$ 5,77	\$ 1,85	\$ 5,77	\$ 1,91	\$ 5,83
\$ 2,06	\$ 5,28	\$ 2,18	\$ 5,40	\$ 1,66	\$ 4,88	\$ 1,66	\$ 4,88	\$ 1,72	\$ 4,94
\$ 5,26	\$ 10,02	\$ 5,46	\$ 10,22	\$ 4,15	\$ 8,91	\$ 4,15	\$ 8,91	\$ 4,29	\$ 9,05
\$ 2,27	\$ 6,03	\$ 2,36	\$ 6,12	\$ 1,79	\$ 5,55	\$ 1,79	\$ 5,55	\$ 1,85	\$ 5,61
\$ 2,04	\$ 5,14	\$ 2,12	\$ 5,22	\$ 1,61	\$ 4,71	\$ 1,61	\$ 4,71	\$ 1,67	\$ 4,77

Figura 77. Cálculos LCOH exportación líquida.

NH3														
Osaka	Reconversión	Shangai	Reconversión	Rotterdam	Reconversión	Amberes	Reconversión	Hamburgo	Reconversión	Osaka	Reconversión	Hamburgo	Reconversión	
\$ 3,25	\$ 0,66	\$ 7,86	\$ 3,46	\$ 8,07	\$ 2,39	\$ 0,66	\$ 7,00	\$ 2,39	\$ 0,66	\$ 7,00	\$ 2,48	\$ 0,66	\$ 7,09	
\$ 0,74	\$ 0,66	\$ 4,69	\$ 0,79	\$ 0,66	\$ 4,74	\$ 0,55	\$ 0,66	\$ 4,50	\$ 0,55	\$ 0,66	\$ 4,50	\$ 0,57	\$ 0,66	\$ 4,52
\$ 0,67	\$ 0,66	\$ 4,19	\$ 0,71	\$ 0,66	\$ 4,23	\$ 0,49	\$ 0,66	\$ 4,01	\$ 0,49	\$ 0,66	\$ 4,01	\$ 0,51	\$ 0,66	\$ 4,03
\$ 3,26	\$ 0,66	\$ 8,95	\$ 3,45	\$ 0,66	\$ 9,14	\$ 2,63	\$ 0,66	\$ 8,32	\$ 2,63	\$ 0,66	\$ 8,32	\$ 2,71	\$ 0,66	\$ 8,40
\$ 0,74	\$ 0,66	\$ 5,37	\$ 0,79	\$ 0,66	\$ 5,42	\$ 0,60	\$ 0,66	\$ 5,23	\$ 0,60	\$ 0,66	\$ 5,23	\$ 0,62	\$ 0,66	\$ 5,25
\$ 0,67	\$ 0,66	\$ 4,60	\$ 0,71	\$ 0,66	\$ 4,64	\$ 0,54	\$ 0,66	\$ 4,47	\$ 0,54	\$ 0,66	\$ 4,47	\$ 0,56	\$ 0,66	\$ 4,49
\$ 3,23	\$ 0,66	\$ 8,70	\$ 3,35	\$ 0,66	\$ 8,82	\$ 2,55	\$ 0,66	\$ 8,02	\$ 2,55	\$ 0,66	\$ 8,02	\$ 2,63	\$ 0,66	\$ 8,10
\$ 0,74	\$ 0,66	\$ 5,21	\$ 0,77	\$ 0,66	\$ 5,24	\$ 0,58	\$ 0,66	\$ 5,05	\$ 0,58	\$ 0,66	\$ 5,05	\$ 0,60	\$ 0,66	\$ 5,07
\$ 0,66	\$ 0,66	\$ 4,47	\$ 0,69	\$ 0,66	\$ 4,50	\$ 0,52	\$ 0,66	\$ 4,33	\$ 0,52	\$ 0,66	\$ 4,33	\$ 0,54	\$ 0,66	\$ 4,35

Figura 78. Cálculos LCOH exportación portador amoníaco.

9.3. Competitividad del hidrógeno verde en sus aplicaciones finales

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]

Figura 79. Precios proyectados del hidrógeno en puertos de destino [83].

Año	Costo [USD/lt]	Precio objetivo [USD/kg H ₂]
2019	0,57	1,89
2020	0,71	2,35
2021	0,78	2,60
2022	0,82	2,71
2023	0,84	2,79
2024	0,86	2,84
2025	0,87	2,88
2026	0,89	2,94
2027	0,90	2,98
2028	0,92	3,03
2029	0,94	3,09
2030	0,95	3,12
2031	0,97	3,19
2032	0,98	3,22
2033	0,99	3,27

Figura 80. Precios objetivos del hidrógeno en Chile respecto al diésel [44].

Año	Costo [USD/m ³]	Precio objetivo [USD/kg H ₂]
2019	0,371	1,299
2020	0,386	1,352
2021	0,384	1,345
2022	0,386	1,353
2023	0,393	1,377
2024	0,399	1,397
2025	0,406	1,421
2026	0,408	1,429
2027	0,411	1,438
2028	0,412	1,441
2029	0,415	1,453
2030	0,416	1,455
2031	0,416	1,455
2032	0,417	1,456
2033	0,417	1,457

Figura 81. Precios objetivos del hidrógeno en Chile respecto al gas natural [44].

UNIVERSIDAD DE CONCEPCION – FACULTAD DE INGENIERIA

RESUMEN DE MEMORIA DE TITULO

Departamento	: Departamento de Ingeniería Química
Carrera	: Ingeniería Civil Química
Nombre del memorista	: Blas Hernán Sanhueza Vásquez
Título de la memoria	: Estudio de la optimización de logística en la producción, almacenamiento y exportación de hidrógeno verde en Chile
Fecha de la presentación oral	:
Profesor guía	: Fernando Márquez, Juan Carlos Carrasco, Fabrizio Salvatori
Profesor revisor	: Romel Jiménez
Concepto	:
Calificación	:

Resumen

Gracias a su enorme potencial renovable, Chile tiene una gran oportunidad para desarrollar una economía robusta en torno al hidrógeno verde, vector energético que está llamado a tener un rol protagónico en la transición energética que el planeta necesita. En este estudio se analizó la logística de la producción de hidrógeno verde en Chile y su posible uso interno y exportación.

A partir del estudio bibliográfico, se calculó el Costo Nivelado del Hidrógeno (LCOH) para cada una de las etapas de su cadena de valor, en primer lugar a partir de combinaciones generadas por la producción de hidrógeno en las regiones de Antofagasta, Biobío y Magallanes, utilizando tecnologías de electrólisis alcalina (ALK) y pilas de combustible de membranas de intercambio protónico (PEM), para los años 2022, 2030 y 2050, acondicionamientos de hidrógeno comprimido, líquido y en forma de amoníaco para distribución nacional y exportación a 5 potenciales puertos de destino: Osaka, Shanghai, Hamburgo, Rotterdam y Amberes-Brujas.

Se obtuvo que el LCOH de producción más bajo fue generado por la combinación Antofagasta-PV-ALK con 2,08 USD/kgH₂, 1,42 USD/kgH₂ y 0,99 USD/kgH₂, para los escenarios 2022, 2030 y 2050, respectivamente. Por otra parte, los LCOH de la etapa de acondicionamiento, en los casos más optimistas tomaron valores de 1,82 USD/kgH₂ para licuefacción, 2,53 USD/kgH₂ para el proceso Haber-Bosch más reacondicionamiento y 0,72 USD/kgH₂ para hidrógeno comprimido hasta 800 bar. En cuanto a distribución nacional, el LCOH de distribución alcanzó los 1,8 USD/kgH₂ en forma comprimida para distancias de hasta 300 km y 2,38 USD/kgH₂ en forma líquida hasta 1831 km recorridos. Finalmente, el mejor LCOH de exportación se obtuvo para la combinación Antofagasta-Rotterdam o Antofagasta-Amberes en forma de amoníaco con 7 USD/kgH₂, 4,5 USD/kgH₂, y 3,96 USD/kgH₂ para los años 2022, 2030 y 2050, respectivamente.

Se concluyó que en el escenario actual, los LCOH obtenidos aún no son competitivos frente a producciones de hidrógeno a partir de combustibles fósiles. Por otro lado, se cumplen los LCOH de producción de 1,6 USD/kgH₂, hacia el 2030 y 1 USD/kgH₂ hacia el 2050, permitiendo al hidrógeno verde ser competitivo frente al diésel y gas natural en la industria local hacia mediano plazo. Asimismo. En el caso exportación, el amoníaco representa la mejor opción de distribución hacia el mediano-largo plazo con LCOH competitivos frente a precios objetivos estimados.