

Solar NH₃-Pool Chile:

Conceptos para el desarrollo de un parque industrial sostenible de hidrógeno/amoniaco verde en la región de Antofagasta (Chile)

Como empresa de propiedad federal, la GIZ apoya al gobierno alemán en la consecución de sus objetivos en el ámbito de la cooperación internacional para el desarrollo sostenible.

Publicado por

Deutsche Gesellschaft für
Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Oficinas Registradas

Bonn and Eschborn, Germany
Friedrich-Ebert-Allee 32 + 36 53113 Bonn, Deutschland
T +49 228 44 60-0
F +49 228 44 60-17 66
Dag-Hammarskjöld-Weg 1-5 65760 Eschborn, Deutschland T +49 61 96 79-0
F +49 61 96 79-11 15
E info@giz.de I www.giz.de

Reporte por

Soventix Chile SpA
Coronel Pereira 62, of 404
Las Condes, Santiago
CHILE

Autores

Jorge Taboada, Soventix Chile SpA
Thomas Stetter, SI Solar Investment GmbH
Peter Bettin, Pabettin GmbH
Sergio Shipley

Revisores

Javier Ortiz de Zúñiga, GIZ GmbH
María José Lambert, GIZ GmbH
Isabella Boese, GIZ GmbH
Bárbara Duarte, GIZ GmbH

Layout y Edición

Paula Reyes Velásquez

Descargo de responsabilidad Soventix. La información contenida en este documento ha sido obtenida o está basada en fuentes que Soventix considera fiables. Sin embargo, Soventix no garantiza la exactitud, actualidad o integridad de la información. Esta información puede contener supuestos y pronósticos prospectivos. Estas son declaraciones de opinión al momento de la publicación y puede cambiar más adelante. Soventix también se reserva el derecho a cambiar de opinión, expresada en este documento, sin previo aviso ni obligación de justificarlo. Soventix renuncia a toda responsabilidad por cualquier pérdida que surja del uso de estos documentos y la posible consecuencias legales, regulatorias, tributarias y contables.

El Programa Internacional de Fomento del Hidrógeno (H2Uppp) del Ministerio Federal de Economía y Protección del Clima (BMWK) de Alemania promueve proyectos y el desarrollo del mercado del hidrógeno verde en determinados países en desarrollo y emergentes como parte de la Estrategia Nacional del Hidrógeno.

La ejecución de H2Uppp corre a cargo de la Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH en nombre del Ministerio Federal de Economía y Acción por el Clima (BMWK). Las opiniones y recomendaciones expresadas no reflejan necesariamente las posiciones de las instituciones encargantes o de la agencia ejecutora.

Santiago, abril 2024

Tabla de contenidos

Lista de abreviaturas	6
Resumen ejecutivo	8
Introducción	9
Proyecto público-privado Solar NH3-Pool Chile.....	9
Objetivos y enfoque.....	10
Estructura del informe.....	10
1 Fundamentos y conceptualización del proyecto	12
1.1 Políticas públicas y marco institucional nacional.....	12
1.2 Marco regulatorio aplicable	15
1.3 Conceptualización de un parque industrial para hidrógeno verde y derivados.....	18
1.4 Modelo de negocios.....	20
1.5 Experiencias internacionales	23
2 Infraestructura habilitante en Antofagasta y Mejillones	25
2.1 Recursos de energías renovables en Antofagasta	25
2.2 Análisis de infraestructura regional.....	26
2.3 Suministro de energías renovables y redes de transmisión.....	28
2.4 Infraestructura logística y de transporte en Mejillones.....	33
2.5 Suministro de agua industrial	37
2.6 Potenciales localizaciones de componentes de la cadena de valor.....	39
3 Plan maestro para el desarrollo de un parque industrial en Mejillones	41
3.1 Dimensionamiento preliminar de áreas.....	41
3.2 Análisis de localización del parque industrial.....	45
3.2.1 Instrumentos de planificación territorial en Mejillones.....	45
3.2.2 Consideraciones medioambientales y comunitarias	48
3.3 Plan maestro del Parque Industrial H2 Mejillones.....	50
4 Diseño conceptual de una planta modelo de amoníaco verde	53
4.1 Selección de tecnología y economías de escala.....	53
4.1.1 Proceso de electrólisis	54
4.1.2 Síntesis de amoníaco	57
4.1.3 Separación de aire	58
4.1.4 Economías de escala de un sistema integrado	59
4.2 Configuración de la planta modelo	59
4.2.1 Selección de capacidad de producción y configuración	59
4.2.2 Configuración óptima	61
4.3 Estimación de costos.....	66
4.3.1 Costos de inversión del sistema	66
4.3.2 Costos de operación.....	67
4.3.3 Costos nivelados	67

5	Colaboración con grupos de interés y difusión de resultados	71
5.1	Colaboración con instituciones públicas.....	71
5.2	Colaboración con el sector privado y financiero.....	72
5.3	Colaboración con instituciones académicas y de investigación.....	72
5.4	Difusión de resultados.....	73
6	Conclusiones y recomendaciones	75
6.1	Conclusiones.....	75
6.2	Recomendaciones.....	77
7	Referencias bibliográficas	79

Lista de Tablas y Figuras

Tablas

Tabla 1. Terminales portuarios de la comuna de Mejillones.	34
Tabla 2. Capacidad Instalada de Desalación en Antofagasta en Operación.	39
Tabla 3. Proyección de demanda de hidrógeno y derivados de la región de Antofagasta.....	42
Tabla 4. Resumen de las capacidades del parque industrial H2 Mejillones.....	43
Tabla 5. Footprint unitarios promedio de plantas tipo del parque industrial.....	44
Tabla 6. Superficies estimadas de las diferentes unidades del Parque Industrial.	44
Tabla 7. Resultados de la Modelación.....	65
Tabla 8. Costos de inversión Clase 5 de cada subsistema considerado para la primera fase del proyecto.....	66
Tabla 9. Costos de inversión y costos nivelados de la planta modelo.	69

Figuras

Figura 1. Gobernanza del Plan de Hidrógeno Verde.....	14
Figura 2. Esquema conceptual del Parque Industrial H2 Mejillones.	19
Figura 3. Modelo de negocio en base a contratos de suministro con proveedores múltiples a lo largo de la cadena de valor.....	21
Figura 4. Infraestructura compartida en el Complejo Industrial y Portuario de Pécem Brasil.....	23
Figura 5. Point Lisas Industrial State en Trinidad y Tobago.	24
Figura 6. Regiones en el mundo con potencial de producción de hidrógeno verde de bajo costo.	25
Figura 7. Radiación solar en la región de Antofagasta.....	26
Figura 8. Infraestructura en la región de Antofagasta.....	27
Figura 9. Redes de transmisión eléctrica y subestaciones en Antofagasta.....	29
Figura 10. Alternativas consideradas.....	31
Figura 11. Costo de Inversión (CAPEX) de las 4 alternativas de sistemas de transmisión.	32
Figura 12. Arquitectura del sistema de transporte de energía eléctrica en 500kV para un parque industrial.....	32
Figura 13. Terminales del Complejo Portuario de Mejillones.	35
Figura 14. Esquema de terminal de carga de amoníaco en TGN.....	36
Figura 15. Plan Maestro del Complejo Portuario Mejillones.....	37
Figura 16. Localizaciones de las principales plantas del sistema productivo.	40
Figura 17. Desglose de demanda en H2 y NH3 para la región de Antofagasta.....	41
Figura 18. Esquema de proyecto tipo 1 a partir de energía solar.....	43
Figura 19. Esquema de proyecto tipo 2 a partir de energía solar y eólica.....	43
Figura 20. Análisis comparativo de producción y superficie estimada del parque industrial Mejillones.	45

Figura 21. Zonas favorables para la localización del parque industrial.....	46
Figura 22. Zonas aptas para la localización del parque industrial.....	47
Figura 23. Trazados de redes zona de Mejillones.....	48
Figura 24. Áreas de nidificación de la especie Gaviotín Chico (Sterna Lorata).....	49
Figura 25. Plan maestro del Parque Industrial H2 Mejillones.....	51
Figura 26. Cadena de valor de un proyecto Power-to-Ammonia.....	54
Figura 27. Estimación de costos de inversión para electrólisis AWE.....	55
Figura 28. Estimación de costos de inversión para electrólisis PEM.....	55
Figura 29. Estimación de costos de inversión para electrólisis SOEC.....	56
Figura 30. Costos de inversión específicos planta Haber-Bosch.....	57
Figura 31. Costo destilación criogénica respecto a la capacidad de producción de nitrógeno.....	58
Figura 32. Economías de escala de sistema integrado de producción de amoníaco.....	59
Figura 33. Trenes de producción de amoníaco verde del proyecto en ambas fases.....	60
Figura 34. Diagrama general de balance de masa y energía para la primera fase del proyecto.....	62
Figura 35. Sistema optimizado de suministro eléctrico.....	63
Figura 36. Producción y consumo anual de electricidad del sistema.....	63
Figura 37. Curvas de producción de hidrógeno verde durante el año.....	64
Figura 38. Costos de inversión para la primera fase de la planta modelo.....	66
Figura 39. Distribución de los costos nivelados de la planta de amoníaco.....	68
Figura 40. Costo nivelado de amoníaco agrupado.....	68
Figura 41. Análisis de sensibilidad de los costos nivelados de amoníaco verde.....	70

Lista de abreviaturas

Abreviación	Nombre
AWE	Alkaline Water Electrolysis (Electrólisis Alcalina)
BCN	Biblioteca del Congreso Nacional de Chile
BEI	Banco Europeo de Inversión
BESS	Battery Energy Storage Systems (Sistemas de Almacenamiento de Energía de Baterías)
BID	Banco Interamericano de Desarrollo
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (Ministerio Federal de Economía y Protección del Clima)
CAPEX	Capital Expenditure (Gastos de Capital)
CBAM	Carbon Border Adjustment Mechanism (Mecanismo de Ajuste en Frontera por Carbono)
CIPP	Complejo Industrial y Portuario de Pecém
CNE	Comisión Nacional de Energía
CO2	Dióxido de Carbono
COCHILCO	Comisión Chilena del Cobre
CODELCO	Corporación Nacional del Cobre
CORFO	Corporación Nacional de Fomento de la Producción
CPM	Complejo Portuario Mejillones
DDU	División de Desarrollo Urbano
DIA	Declaración de Impacto Ambiental
EIA	Estudio de Impacto Ambiental
FERRONOR	Empresa de Transporte Ferroviario S.A.
GEI	Gases de Efecto Invernadero
GHI	Global Horizontal Irradiance (Irradiación Horizontal Global)
GIZ	Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit GmbH
H2	Hidrógeno
H2V	Hidrógeno Verde
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau (Banco Alemán de Reconstrucción y Desarrollo)
KOH	Hidróxido de Potasio
LCOA	Levelized Cost of Ammonia (Costos Nivelados de Amoníaco)
LCOE	Levelized Cost of Electricity (Costos Nivelados de la Electricidad)
LCOH	Levelised Cost of Hydrogen (Costos Nivelados de Hidrógeno)
MINVU	Ministerio de Vivienda y Urbanismo
MW	Mega Watts
NDA	Non Disclosure Agreement (Acuerdo de Confidencialidad)
NH3	Amoníaco
OGUC	Ordenanza General de Urbanismo y Construcciones
OPEX	Operational Expenditures (Costos de operación)
PEM	Proton Exchange Membrane (Membrana de Intercambio de Protones)
PPA	Power Purchase Agreement (Acuerdo de Compraventa de Energía)
PPP	Public Private Partnership (Colaboración Público Privada)
PRIBCA	Plan Regulador Intercomunal del Bordo Costero de la Región de Antofagasta
PSA	Pressure Swing Adsorption (Adsorción por Oscilación de Presión)
RED II	Directiva Europea de Energías Renovables
RFNBO	Renewable Fuels of Non-biological Origin (Combustible Renovable de Origen no Biológico)
SAF	Sustainable Aviation Fuel (Combustible Sostenible de Aviación)

Solar NH3-Pool Chile:

Conceptos para el desarrollo de un parque industrial sostenible de hidrógeno/amoniaco verde en la región de Antofagasta (Chile)

SCDI	Namibia Southern Corridor Development Initiative
SEC	Superintendencia de Electricidad y Combustibles
SEIA	Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental
SEA	Servicio de Svaluación Ambiental
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SPV	Special Purpose Vehicle (Vehículo de Propósito Especial)
SOEC	Solid Oxide Electrolyzer Cell (Celda de Electrolizador de Óxido Sólido)
TGN	Terminal de Graneles Norte
UE	Unión Europea
UNIDO	United Nations Industrial Development Organization (Organización para el Desarrollo Industrial de las Naciones Unidas)
ZAP	Zona Área Portuaria

Resumen ejecutivo

El presente informe expone los resultados principales del proyecto denominado “SolarNH3-Pool Chile: *Conceptos para el desarrollo de un parque industrial sostenible de hidrógeno/ amoníaco verde en la región de Antofagasta (Chile)*”, desarrollado por un consorcio formado por las empresas Soventix Chile SpA, SI Solar Investments GmbH y Pabettin GmbH, en colaboración con la Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH en el marco del [Programa H2Uppp](#). Este proyecto de colaboración público-privada (PPP) contempla el desarrollo de una serie de estudios con el propósito de elaborar una propuesta innovadora y replicable, aportando a la conceptualización de un parque industrial para hidrógeno verde y derivados en Mejillones, promoviendo el uso compartido de la infraestructura habilitante de modo de mejorar la competitividad y sostenibilidad de la naciente industria de hidrógeno verde y derivados en la región de Antofagasta.

Para elaborar los fundamentos de la propuesta, se desarrolló una conceptualización de un parque industrial para hidrógeno verde y derivados, examinando además las políticas públicas, así como el marco regulatorio aplicables a esta industria. Se revisaron también experiencias a nivel internacional para extraer algunas lecciones útiles para este trabajo. Estos fundamentos se complementaron con un análisis de la infraestructura regional, y específicamente en la comuna de Mejillones, incluyendo los terminales portuarios, plantas de desalinización de agua de mar, las redes camineras y ferroviarias, redes de transmisión eléctrica, gasoductos, entre otros.

En base a los resultados anteriores, se elaboró una propuesta de plan maestro para el desarrollo sostenible en el largo plazo de un parque industrial en la comuna de Mejillones, aportando un dimensionamiento de las superficies de terreno requeridas, junto con una planificación referencial de la infraestructura común necesaria, de modo de aportar una visión orientadora y dar sustento a una reserva estratégica de terrenos. El plan maestro se plantea como una contribución para el ordenamiento territorial, facilitando el uso eficiente de la infraestructura, del suelo y del borde costero, contribuyendo a mitigar los impactos ambientales negativos de los proyectos. La propuesta ofrece además una serie de ventajas para los proyectos individuales que se localicen dentro del parque industrial, tales como una reducción de sus costos de inversión y operación, el acceso más expedito a terrenos, menores plazos para la obtención de permisos, y con ello también menores riesgos de desarrollo y de financiamiento.

Este reporte desarrolló por otra parte el diseño conceptual de una planta modelo de producción de amoníaco verde en el parque industrial propuesto. Utilizando un enfoque sistemático de optimización de la cadena de valor completa, este diseño permitió estimar el CAPEX y OPEX de la planta modelo y con ello los costos nivelados de producción de hidrógeno (LCOH) y amoníaco (LCOA). El diseño contempla un desarrollo del proyecto en dos etapas, para aprovechar las economías de escala de los procesos productivos. La primera etapa contempla una capacidad de producción de 1,000 ton/día (320 kton/año equivalente), con una duplicación de la capacidad en la segunda etapa llegando a 2,000 ton/día.

Los resultados económicos obtenidos son positivos en términos de los costos nivelados de producción de amoníaco (LCOA), los que se consideran competitivos, comparados con los precios promedio en el mercado internacional del amoníaco gris. Si se consideran los aportes en los flujos de ingreso adicionales del proyecto provenientes de la comercialización de subproductos (como oxígeno, los excedentes de energía renovable, la venta de bonos de carbono), se pueden alcanzar costos de producción (LCOA) en el rango de los 600 a 800 USD/ton de amoníaco, con costos nivelados de hidrógeno (LCOH) en el rango de 3.5 a 4.0 USD/kg.

El proyecto contempló desde el inicio la colaboración y consulta con diferentes actores de los sectores público, privado, financiero y académico/centros de investigación, con el propósito de ir validando la pertinencia de las propuestas y de contribuir además a la transferencia de conocimientos y la formación de capital humano. El presente trabajo concluye con recomendaciones para avanzar hacia una etapa de implementación de la propuesta de un parque industrial en Mejillones, que incluya la oportuna reserva de terrenos y el diseño de un modelo adecuado de gobernanza del parque. Para esta etapa, se estima pertinente considerar como referencia las directrices elaboradas por la Organización para el Desarrollo Industrial de la Naciones Unidas (UNIDO, 2021) para el diseño de ecoparques industriales.

Introducción

Proyecto público-privado Solar NH3-Pool Chile

En nombre del BMWK, el programa "International Hydrogen Ramp-Up Programme" (H2Uppp), implementado por la GIZ, apoya la expansión y el desarrollo de los mercados de hidrógeno verde (H2V) y sus derivados, denominados productos PtX, en determinados países en desarrollo y emergentes. Chile es uno de los países socios de H2Uppp y tiene potencial para convertirse en un actor global en la producción de hidrógeno verde, uso doméstico y exportación, debido a su alto potencial de energía renovable. En tal contexto, la evolución del mercado del hidrógeno verde, tanto a escala mundial como en Chile, es cada vez más dinámica. Los países en desarrollo y emergentes necesitan apoyo específico para identificar vías económicas de producción y uso, proyectar oportunidades a lo largo de la cadena de valor y desarrollar modelos de negocio, así como para mejorar su marco regulador del H2V y los productos PtX.

El presente informe expone los resultados principales del proyecto denominado *"SolarNH3-Pool Chile: Conceptos para el desarrollo de un parque industrial sostenible de hidrógeno/ amoníaco verde en la región de Antofagasta (Chile)"*, desarrollado entre el 15 de noviembre de 2022 hasta el 29 de febrero de 2024 por un consorcio formado por las empresas Soventix Chile SpA, SI Solar Investments GmbH y Pabettin GmbH, en colaboración con la GIZ en el marco del Programa H2Uppp.

Soventix Chile es una filial de Soventix GmbH, con sede en Wesel, Alemania. El grupo de empresas Soventix opera en 9 países de 4 continentes y cuenta con más de 12 años de experiencia en el sector de las energías renovables. Soventix Chile SpA se ha consolidado en la industria fotovoltaica en Chile, así como en países de Sudamérica, como un socio altamente cualificado con una amplia gama de servicios en consultoría, desarrollo, planificación y financiación de proyectos, así como en construcción llave en mano, supervisión de obra, operación y mantenimiento de parques solares.

Por su parte, SI Solar Investments GmbH, con sede en Suiza, se dedica al desarrollo de proyectos en el sector solar. Actualmente desarrolla 500 MW de proyectos sobre suelo y 50 MW sobre tejado. La empresa también participa en proyectos innovadores como los agro-fotovoltaicos, proyectos fotovoltaicos de comunidades energéticas y proyectos de producción de hidrógeno.

Por otro lado, Pabettin GmbH, con sede en Alemania, cuenta con experiencia internacional desde 2014 en el campo del desarrollo, estructuración de financiamiento y construcción de parques solares fotovoltaicos. Ha logrado unos veinte parques solares sobre suelo con socios locales e internacionales, incluyendo varios proyectos en Chile.

El desarrollo de "parques industriales" de hidrógeno verde y sus derivados (ej. amoníaco verde) puede jugar un rol esencial para el desarrollo costo-eficiente y sostenible de una economía del hidrógeno. Al poner en común las plantas de producción de amoníaco, varias empresas medianas con capacidades de producción menores pueden, en conjunto, generar una economía de escala para la producción y comercialización competitivas del amoníaco para la exportación, pero también para uso local.

Dado el desarrollo temprano de la industria, los inversores, y también las futuras empresas que quieran participar en el sector, experimentan un alto riesgo financiero si actúan de manera individual, dada la necesidad de crear grandes capacidades de producción para alcanzar precios competitivos a escala internacional. La planificación estratégica de una agrupación de plantas, i.e. parque industrial, para hidrógeno verde conlleva a una menor inversión requerida por cada proyecto, generando una apertura al mercado y, por ende, la concreción de proyectos.

La coordinación de varios proyectos de producción a mediana escala con una infraestructura común es esencial para producir y exportar el hidrógeno o el amoníaco del parque industrial. Las infraestructuras compartidas pueden reducir los costes específicos de cada proyecto y evitar la construcción de infraestructuras innecesarias. Además, al

optimizarse el diseño de la infraestructura para incluir varios proyectos, se puede minimizar los impactos medioambientales.

El concepto de parques industriales para hidrógeno verde adquiere mayor peso en las regiones donde se encuentran puertos con servicios internacionales y condiciones de energía renovable favorables. Antofagasta ofrece una oportunidad especial para explotar este potencial y crear así valor añadido para la Región.

Objetivos y enfoque

El compromiso con el avance de la industria del hidrógeno verde se ejemplifica en la colaboración público-privada entre la GIZ y el consorcio liderado por Soventix Chile SpA con el propósito de contribuir al desarrollo de un parque industrial de hidrógeno verde y derivados en la región de Antofagasta, específicamente en la comuna de Mejillones, y al logro de los objetivos nacionales de descarbonización y protección del clima.

Este proyecto se elabora en la etapa inicial de desarrollo de la industria del hidrógeno verde y derivados en Chile, donde se anunciaron públicamente unos 64 proyectos, principalmente en las regiones de Antofagasta y Magallanes. Estos proyectos se desarrollan en forma aislada, buscando aprovechar la disponibilidad de recursos de energía renovables de buena calidad, pero resolviendo de forma independiente sus requerimientos de infraestructura. Se visualiza la necesidad de una adecuada planificación territorial que permita usar mejor el territorio, aprovechar mejor la infraestructura de uso común para reducir los costos de inversión de los proyectos, aprovechar sinergias para reducir costos de operación y minimizar los impactos ambientales negativos.

En el marco de este proyecto H2Uppp, las dos empresas elaboraron una serie de estudios/acciones:

- La conceptualización y el desarrollo sostenible de un parque industrial de hidrógeno verde y derivados en la comuna de Mejillones, región de Antofagasta, basado en el aprovechamiento de sinergias y el uso compartido de la infraestructura regional existente y por construir.
- El prediseño, a nivel conceptual, de una planta modelo de producción de hidrógeno y amoníaco verde, con un análisis técnico-económico preliminar para la configuración y dimensionamiento de los diferentes elementos de la cadena de valor de esta planta.
- La promoción de relaciones de colaboración con autoridades locales y regionales, comunidades locales, el sector público y privado, círculos académicos, entre otros, para contribuir a la transferencia de conocimientos, aprendizajes y formación de capital humano avanzado para esta nueva industria.

El presente proyecto de colaboración público-privada (PPP) desarrolla una propuesta concreta e innovadora, aportando a la conceptualización de un parque industrial para hidrógeno verde y derivados en Mejillones, promoviendo así el uso compartido de infraestructura habilitante y el aprovechamiento de sinergias, de modo de mejorar la competitividad y sostenibilidad de los proyectos. Los respectivos estudios fueron elaborados por especialistas del consorcio liderado por Soventix SpA y consultoras especializadas mediante subcontratación. Hincio realizó las consultorías sobre el plan maestro general del parque industrial y el prediseño de una planta modelo de amoníaco verde dentro de éste, First Climate abordó la huella de carbono y contribución de *carbon finance*, e Inodú llevó a cabo un análisis y prediseño conceptual de la infraestructura compartida correspondiente.

Estructura del informe

El contenido de este informe se estructura en los siguientes capítulos:

- El primer capítulo aborda los fundamentos y la conceptualización de un parque industrial para H2V, analizando las políticas públicas existentes y el marco institucional nacional, así como el marco regulatorio para el desarrollo de un pool de activos H2/NH3. Se estudian las sinergias y análisis de economías de escala en la cadena de valor del hidrógeno/amoníaco verde y modelos de negocio/estructuras contractuales para

la puesta en marcha de un parque industrial. Por último, se presentan experiencias similares a nivel internacional.

- El segundo capítulo hace un análisis de la infraestructura habilitante y logística en Antofagasta y específicamente en la comuna de Mejillones. Se presenta un inventario de la infraestructura regional relevante para las cadenas de suministro y la logística del hidrógeno y el amoníaco (puerto, capacidad de transporte y de almacenamiento, estaciones ferroviarias y de carga, entre otros). También incluye medidas de mejora de la infraestructura regional para optimizar la logística y los costes de transporte de los proyectos de hidrógeno y amoníaco. Se realiza un enfoque de soluciones y modelos empresariales para optimizar el suministro de energías renovables. Del mismo modo, se presentan enfoques de soluciones y modelos empresariales para la optimización del suministro de agua del parque de plantas (plantas desalinizadoras de agua de mar) para lograr una mayor sostenibilidad y eficiencia económica.
- El tercer capítulo desarrolla un plan maestro del parque industrial en la comuna de Mejillones, obteniendo el dimensionamiento de las superficies de terreno requeridas, junto con una planificación referencial de la infraestructura común necesaria y alternativas de localizaciones viables para el parque.
- El cuarto capítulo presenta un diseño conceptual de una planta modelo de amoníaco verde en el parque industrial propuesto. Se incluye una evaluación y selección de tecnologías de las plantas principales, se optimiza el sistema productivo y sus capacidades y se elabora un concepto de planta para dos etapas de desarrollo: el dimensionamiento de sus equipos y plantas, los costos de inversión y operación, y resultados principales en costos nivelados de producción.
- El quinto capítulo presenta las distintas colaboraciones que se establecieron tanto con el sector público, privado, financiero y académico/centros de investigación, y cómo se contribuyó a la transferencia de conocimientos en la región y a nivel internacional.
- Finalmente, el informe concluye con un resumen de las principales conclusiones y recomendaciones.

1 Fundamentos y conceptualización del proyecto

1.1 Políticas públicas y marco institucional nacional

Desde la última década del siglo XX, Chile ha experimentado un crecimiento significativo en su demanda energética, impulsado principalmente por el desarrollo industrial y el aumento de la población. Este crecimiento ha generado una mayor dependencia de los combustibles fósiles, especialmente el carbón y el petróleo, para la generación de electricidad, lo que ha conllevado a un aumento en las emisiones de gases de efecto invernadero. Es en este contexto en que Chile comenzó a impulsar una transición hacia un sistema energético más limpio y diversificado en base al acuerdo internacional de París, plasmado en el documento “Energía 2050: Política Energética de Chile”, del año 2022.

En noviembre de 2020, el Ministerio de Energía de Chile publicó la “Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde” en la cual se define la visión, objetivos, pilares estratégicos y el plan de acción general para el desarrollo de la industria del hidrógeno verde y derivados en Chile. La estrategia destaca las ventajas que presenta Chile para esta nueva industria, agregando además relevancia al rol de esta en la transición energética y en el logro de los objetivos de descarbonización de la economía, sentando las bases para direccionar el trabajo del sector público hacia la promoción del desarrollo de la industria.

El plan de acción, incluido en la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde, contempla 4 enfoques con 3 medidas específicas a realizar para cada uno. Una de estas medidas aborda específicamente la temática de ordenamiento territorial y uso de recursos:

“Evaluaremos las oportunidades y desafíos del hidrógeno verde en las políticas, ordenamientos y planes territoriales. Se analizarán las consideraciones de incluir la cadena de valor del hidrógeno verde en los procesos de elaboración de políticas y planes territoriales en diversas regiones. Esto facilitará una adecuada inserción territorial y un uso racional de nuestros suelos y recursos naturales, considerando sinergias e interacciones con otras actividades y requerimientos humanos, tal como el uso de agua.” (Énfasis agregado)

Según el extracto mencionado anteriormente, y teniendo en consideración esta medida, se pone en evidencia la necesidad de un desarrollo sostenible de esta nueva industria y su integración armónica con las comunidades, siendo relevantes “las políticas, ordenamientos y planes territoriales”.

En el 2022 se crea el “Comité de Desarrollo de la Industria de Hidrógeno Verde” bajo la resolución 60/2022 del Ministerio de Economía, Fomento y Turismo a través de la Corporación de Fomento de la Producción (CORFO), el cual tiene como objetivo acelerar el desarrollo sostenible de la industria de hidrógeno verde y sus derivados en Chile. En esta resolución se detallan las principales funciones del comité, entre ellas se encuentra apoyar la implementación de la Estrategia Nacional de Hidrógeno verde; gestionar iniciativas, actividades y programas impulsados por el Estado para el desarrollo de la industria del H2V; proponer líneas de investigación con desarrollo en innovación y fomento de la industria del hidrógeno verde; brindar apoyo en el diseño de instrumentos de fomento, innovación productiva o empresarial y financiamiento (BCN, 2022), entre otras. Estas funciones tienen directa relevancia en el desarrollo de proyectos de este tipo.

Durante el año 2023 se desarrolló en profundidad el borrador del “Plan de Acción de Hidrógeno Verde 2023-2030” (Ministerio de Energía), en el cual se definió su objetivo principal:

“(…) definir y difundir una hoja de ruta entre el año 2023 y 2030 que permita el despliegue de una industria sostenible del hidrógeno verde y derivados, a través de acciones coordinadas entre las distintas carteras del gobierno y organismos relacionados, en concordancia con las iniciativas regionales y locales”.

Este desarrollo culminó en un proceso participativo, con el propósito de darle mayor concreción a la implementación de la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde, reforzando su carácter de política de Estado.

El borrador del “Plan de Acción de Hidrógeno Verde 2023-2020” fue publicado en diciembre de 2023 y estuvo disponible para consulta pública hasta el 13 de febrero de 2024. A la fecha del presente informe, el Ministerio de Energía se encuentra en desarrollo del documento final considerando el proceso consultivo del documento.

El borrador del plan de acción contempla 111 medidas en donde se abordan aspectos de planificación territorial, uso eficiente del terrenos fiscales y uso compartido de infraestructura habilitante para la nueva industria del hidrógeno. El documento también define 30 “Medidas destacadas para impulsar una industria sostenible de H2V y derivados en Chile”, las cuales abordan temáticas relacionadas con el eje inversiones, incentivos e institucionalidad, sostenibilidad, valor local, e infraestructura y organización territorial.

A continuación, se presentan las medidas destacadas que predominan sobre áreas de administración pública y planificación territorial (Plan de Acción Hidrógeno Verde, 2023):

Nº 2. Implementar aceleradamente un plan de regulaciones habilitantes para la industria.

Nº 9. Disponer de terrenos fiscales para el fomento de la industria, promoviendo un desarrollo sustentable de ésta.

Nº19. Desarrollar oportunamente diversos instrumentos que promuevan la planificación interministerial e integrada de infraestructura habilitante.

Nº20. Desarrollar planes y acciones que fomenten infraestructura compartida en las distintas partes de la cadena de valor de la industria, a través de una coordinación entre distintos actores públicos y privados.

Nº22. Armonizar instrumentos de planificación territorial con los desafíos de la industria, priorizando las regiones de Antofagasta, Valparaíso y Biobío, y particularmente la comuna de Mejillones como punto de partida.

Nº 24. Desarrollar Planes Estratégicos de Energía con Evaluación Ambiental Estratégica en las regiones de Antofagasta y Magallanes y la Antártica Chilena, culminando ambos antes de 2025.

Nº 30. Elaborar y/o actualizar hojas de ruta regionales consistentes con el Plan de Acción de Hidrógeno Verde 2023-2030.”

Las propuestas mencionadas en el plan de acción se pretenden coordinar y completar hasta el año 2030. La primera ventana temporal de implementación (2023-2026) está diseñada para lograr completar las medidas de inversión, normas y regulaciones necesarias, afianzando relaciones con posibles compradores. La segunda ventana (2026-2030), está diseñada para concretar el desarrollo productivo y la descarbonización con énfasis en el trabajo regional y desarrollo local (Plan de Acción Hidrógeno Verde, 2023)

Adicionalmente, se prevé la necesidad de actualizar las medidas planificadas a corto plazo (fines del año 2024). Dentro del plan de acción se declaró, como próximo paso a seguir, la actualización de la “Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde”, dirigiendo los esfuerzos hacia una política industrial de desarrollo sostenible en cuanto se cumplan 5 años desde la publicación del plan de acción.

El desarrollo del parque industrial se realizaría conforme a los requisitos regulatorios y los planes regionales actuales, y se ajustará en función de los planes regionales que se implementen durante la ejecución del proyecto. Esta labor incluye la consideración y evaluación de las implicancias de la aplicación de las medidas mencionadas anteriormente en el parque industrial.

Cabe destacar que la propuesta de un parque industrial de hidrógeno verde en Mejillones puede entenderse como una medida concreta que permite implementar directamente, en una localización específica, varias de las medidas más genéricas contenidas en los documentos citados.

El borrador del plan de acción precisa además la estructura de gobernanza para la gestión e implementación de las políticas y medidas contenidas en él. Esta gobernanza asigna roles específicos a los diferentes organismos públicos, así como instancias de toma de decisiones, tal como se muestra en la siguiente figura:



Figura 1. Gobernanza del Plan de Hidrógeno Verde.

Fuente: (Borrador Plan de Acción de Hidrógeno Verde, 2023).

Un rol destacado en esta gobernanza lo juegan el Ministerio de Energía y la CORFO. El primero de ellos, preside el Consejo Interministerial, formado por 11 ministerios, mientras que la función de secretaría ejecutiva del comité la desempeña CORFO, con el rol de acelerar el desarrollo sostenible de la industria de hidrógeno verde y sus derivados en Chile, mediante la articulación de iniciativas impulsadas por el Estado y el apoyo en el diseño e implementación de instrumentos de fomento, innovación y financiamiento.

La gobernanza descrita en mayor detalle en el documento citado es relevante para efecto de la coordinación con los organismos públicos en el desarrollo e implementación de las iniciativas y proyectos vinculados al despliegue de la industria del hidrógeno verde, como los contenidos en el presente Informe.

Además de la estrategia y el plan de acción de H2V, se han desarrollado diferentes iniciativas en el marco de políticas públicas del país. Entre ellas está la publicación de criterios de evaluación en el SEIA para proyectos de H2V, la publicación de la “Ley Marco Sobre Cambio Climático”, la iniciativa “Ventana al Futuro” y distintos programas de financiamiento.

De las últimas iniciativas mencionadas dentro del marco de políticas públicas, se destaca el documento técnico en donde se especifican los criterios de evaluación en el SEIA para proyectos de H2V, pues se debe considerar que “el desarrollo de la industria del H2V no contempla necesariamente el desarrollo de un único proyecto por etapas, sino que más bien se compone por distintas tipologías de proyectos que describen de manera conjunta los procesos y subprocesos involucrados en la producción del H2V, conformando la cadena de valor del H2V” y es por esto que “el proponente deberá señalar qué proceso o subproceso de la cadena de valor abarcará el proyecto o actividad a evaluar, con el objetivo de circunscribir la evaluación ambiental únicamente a las partes, acciones y obras físicas del proyecto, y no a otros procesos o subprocesos de la cadena de valor” (SEA, 2023).

1.2 Marco regulatorio aplicable

Además de identificar las políticas públicas y el marco institucional, es relevante conocer el marco regulatorio aplicable a los métodos de obtención de hidrógeno y derivados, a los productos mismos, como también para su comercialización en mercados internacionales.

Por un lado, la presente sección analiza el marco regulatorio nacional en Chile actual. Se destacan las regulaciones más relevantes, como la Ley de Eficiencia Energética del Ministerio de Energía y la DDU N° 470 del Ministerio de Vivienda y Urbanismo (MINVU). También se presentan las medidas para habilitar la industria de hidrógeno verde, tales como las implementadas por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) para la obtención de permisos especiales de proyectos de hidrógeno o las medidas anunciadas del Plan de Acción de Hidrógeno Verde de carácter regulatorio. Por otro lado, la sección revisa el marco regulatorio europeo aplicable para que productos, tales como hidrógeno verde o sus derivados, puedan ser considerados para dar cumplimiento a las metas climáticas de la Unión Europea.

El hidrógeno ha sido comúnmente empleado en la industria como materia prima para la industria química, por lo que existen regulaciones para el manejo de esta sustancia. Si bien no existe actualmente un marco legal específico para el hidrógeno verde, el país está desarrollando y modificando la legislación y regulación para responder a las necesidades de la creciente industria de hidrógeno verde. La creación de un marco regulatorio de hidrógeno verde es una política de Estado y es explicitado en la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde de 2020.

En este contexto, el año 2021, se promulgó la Ley de Eficiencia Energética N°21,305/2021, la cual en su artículo 7 modifica el Decreto de Ley N°2,224/1978 en donde se crea al Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía.

Dentro de los alcances modifica las competencias del Ministerio de Energía, incorporando al hidrógeno y combustibles a partir del hidrógeno, y demás fuentes y vectores energéticos como competencias del Ministerio de Energía (BCN, 2021). El resultado de esta modificación se emplaza en el artículo 3 de la Ley N°2.224/1978 el cual se cita a continuación:

“Para los efectos de la competencia que sobre la materia corresponde al Ministerio de Energía, el sector de energía comprende a todas las actividades de estudio, exploración, explotación, generación, transmisión, transporte, almacenamiento, distribución, consumo, uso eficiente, importación y exportación, y cualquiera otra que concierna a la electricidad, carbón, gas, petróleo y derivados, energía nuclear, geotérmica y solar, hidrógeno y combustibles a partir de hidrógeno, y demás fuentes energéticas y vectores energéticos.”

Esta actualización de la definición del hidrógeno (y sus derivados) como un vector energético es consistente con las regulaciones europeas. Además, ha permitido que la SEC pueda otorgar permisos especiales para iniciar y operar la mayoría de los proyectos de hidrógeno, exceptuando los proyectos especiales relacionados con la minería. Para esto, se ha puesto a disposición desde la SEC y el Ministerio de Energía la “Guía de apoyo para solicitud de aprobación de proyectos especiales de hidrógeno”.

En tal sentido, la citada guía tiene el propósito de orientar la implementación de proyectos de hidrógeno cuando éstos consideren alguna instalación relacionada con producción, acondicionamiento, transporte, distribución, almacenamiento o consumo de hidrógeno como combustible. También apoya en la elaboración de una carpeta de documentación necesaria para tramitación de solicitudes de autorización de instalación a entregar a la SEC (SEC, 2021).

Además de la regulación con especial foco en seguridad, es relevante considerar la regulación asociada a la compatibilidad territorial. Para esto, el MINVU, emitió una circular (Ord. N° 0504) desde la División de Desarrollo Urbano (DDU) N°470/2022, la cual se titula como “Uso de suelo aplicable a edificaciones, instalaciones y redes asociados a la generación de Hidrógeno”. Esta circular define el uso de suelo de proyectos de producción de hidrógeno verde y amoníaco según los tipos definidos en el artículo 2.1.29. de la Ordenanza General de Urbanismo y Construcciones (OGUC).

Cabe destacar que en cuanto los proyectos tengan por finalidad la generación de hidrógeno, entonces se define su uso de suelo como "Infraestructura Energética". En cambio, cuando los proyectos tengan por finalidad la producción de amoníaco, siendo el hidrógeno solo un insumo para su producción, entonces se define el tipo de uso de suelo como "Actividades Productivas". Aquello está ilustrado mediante los siguientes extractos de la DDU 470, que se citan a continuación:

"Por consiguiente, las redes o trazados de cualquiera de los componentes de los proyectos, en tanto estén destinados al transporte del hidrógeno, se entenderán siempre admitidos y se sujetarán a las disposiciones que establezcan los organismos competentes y las normas que el ordenamiento jurídico les imponga."(...).

"Las instalaciones y edificaciones correspondientes deberán ser calificadas por la Secretaría Regional Ministerial de Salud, en conformidad a lo establecido en el inciso quinto del mencionado artículo 2.1.29. de la OGUC."(...).

"Los proyectos donde el producto que se obtiene de dicha actividad es una sustancia que no forma parte del sector energía, de conformidad con el artículo 3° del Decreto Ley N° 2,224, de 1978, como por ejemplo el [sic] amoníaco, siendo el hidrógeno solo un insumo para su producción, corresponden al tipo de uso de suelo Actividades Productivas, por ajustarse a lo dispuesto en el artículo 2.1.28. de la OGUC."(...).

Además de los aspectos legislativos y regulatorios existentes, el borrador del Plan de Acción de Hidrógeno Verde 2023-2030 hace referencia a la "habilitación regulatoria y normativa del mercado" (Anexo 1) y contempla, entre otras medidas, la "implementación de un plan de trabajo de regulaciones habilitantes para la industria del hidrógeno y derivados" (Medida N°3). Debido a los anuncios, se espera que la actualización de un plan de trabajo de regulaciones será publicada junto al Plan de Acción.

Además de las referencias anteriores, el Anexo N°1 del presente documento presenta una recopilación de la normativa vigente que involucra la producción de hidrógeno y amoníaco verde, de manera directa o indirecta, además de guías y normativas internacionales aplicables, como también el borrador del plan de trabajo de regulaciones del gobierno.

En conclusión, desarrollar un marco regulatorio adecuado para la nascente industria de hidrógeno verde y derivados permite crear seguridad y certeza jurídica, y habilitar el desarrollo de proyectos. Los aspectos normativos vinculados a la clasificación industrial de las plantas de producción de hidrógeno y derivados, los temas territoriales y ambientales asociados, así como las condiciones de seguridad en la producción y logística de los productos son claves para las decisiones de localización y diseño de los proyectos y para otorgar certeza a las inversiones.

Además del marco jurídico nacional, es relevante considerar las regulaciones que aplican en los mercados a los cuales se busca exportar los productos. Europa surge como un mercado de consumo relevante, y hasta la fecha la Unión Europea (UE) ya ha implementado regulaciones para la incorporación de productos de bajas emisiones y origen renovable.

En 2018 entró en vigor la Directiva Europea de Energías Renovables (RED II, *European Commission*, 2018). RED II establece una política general para la producción y promoción de energía desde fuentes renovables en la Unión Europea. Además, incluye metas energéticas, buscando alcanzar en la UE para el año 2030 un 32% del consumo total de energía en base a fuentes provenientes de energías renovables. RED II define al combustible renovable de origen no biológico (RFNBO), que incluye el hidrógeno y derivados basados en energía renovable. Mediante la propuesta de actualización, RED III, la participación de fuentes renovables en el consumo total de energía para el año 2030 aumentó a 42.5% (RED III, *European Commission* 2023). Además, mientras RED II consideró los RFNBOs solamente como combustibles para transporte, RED III extendió la definición independiente del sector de uso final.

Los actos delegados a los Artículos 27 y 28 de RED II entregan especificaciones regulatorias relevantes a considerar, tales como los requisitos detallados para el abastecimiento de electricidad renovable utilizada para la producción de RFNBOs y la metodología para evaluar un ahorro de emisiones de gases de efecto invernadero

(GEI) de los RFNBOs, como también el umbral de ahorro de emisiones GEI a cumplir. Aquella base regulatoria es aplicable tanto para proyectos de producción al interior de la UE como también para proyectos que busquen exportar hidrógeno verde y/o sus derivados hacia Europa.

Los requisitos regulatorios relevantes por cumplir por la cadena de valor de hidrógeno verde y derivados son presentados a continuación:

1. **Adicionalidad:**

- a. No se aplicará hasta 1/1/2038 a instalaciones que produzcan combustibles antes del 1/1/2028.
- b. La planta renovable entró en funcionamiento no antes de 36 meses que la instalación de combustible.
- c. La planta renovable no ha recibido subsidios estatales o ayuda a la inversión, excluyendo apoyo recibido destinado al terreno o las conexiones a la red.

2. **Correlación temporal:**

- a. Hasta 31 de diciembre de 2029: se requiere que la electricidad sea generada durante el mismo mes en que se produce el combustible (correlación a nivel mensual).
- b. A partir del 1 de enero de 2030: se requiere que la electricidad sea generada durante la misma hora en que se produce el combustible, o a partir de electricidad almacenada en un nuevo activo de generación situado detrás del mismo punto de conexión que la planta renovable o de combustibles, que se cargó durante la misma hora en que la planta renovable generó electricidad.
- c. El criterio de correlación temporal se considera cumplido si el costo marginal horario en el que se toma energía de la red es menor a 20 €/MWh.

3. **Correlación geográfica:**

- a. La planta renovable y la de combustibles están situadas en la misma zona de ofertas.
- b. Ambas plantas están en zonas interconectadas, y los costos marginales en la planta de combustibles son menores o iguales a los de la planta renovable.
- c. La planta renovable se ubica en zonas de ofertas marinas interconectadas con el electrolizador.

En consideración a estas regulaciones se han comenzado a desarrollar certificaciones de hidrógeno verde y derivados adecuadas, con el fin de acreditar el cumplimiento de los requisitos. Diversas organizaciones están trabajando para establecer esquemas internacionales de certificación. Dentro de éstos destacan CertifHy, el cual está en etapa piloto, el I-REC y el certificado de la *Ammonia Energy Association* (AEA), ambos en etapa de desarrollo, entre otras.

En relación con sus metas climáticas, la Unión Europea, ha creado la estrategia denominada *Carbon Border Adjustment Mechanism* (CBAM) (Comisión Europea, 2023), que permite lograr un precio justo sobre las emisiones de carbono durante la producción de productos que son importados a la UE, asegurando que el precio al carbono sobre los productos sea igual al de la producción local.

Lo anterior evitará una desventaja para la producción en la UE con respecto a la producción en jurisdicciones sin precio de carbono y promoverá una producción industrial más sostenibles en los países no pertenecientes a la UE. La implementación de CBAM se realizará en dos fases.

La primera fase se inició el 1 de octubre del 2023 y considera sólo el reporte de las emisiones, sin cobros, para las industrias del cemento, acero, aluminio, fertilizantes, hidrógeno y electricidad. En el 2026, el mecanismo estará totalmente operativo.

Sumado a lo anterior, mediante la reciente actualización de las normas de comercio de derecho de emisiones (ETS) (Comisión Europea, 2024), se corrige el fallo que concedía derechos de emisión gratuitos a los productores de industrias intensivas en combustibles fósiles, pero no a los proyectos equivalentes descarbonizados. De esta manera, los productores de hidrógeno verde y derivados tendrán la misma admisibilidad de derechos de emisión

gratuitos en virtud del ETS que los productores de hidrógeno y amoníaco basado en combustibles fósiles, y la producción de hierro y acero en base de coque.

Como resultado de lo anterior, a partir de 2025, los productores de hidrógeno y acero verde podrán reclamar estos créditos y venderlos, generando una nueva fuente de ingresos. Sin embargo, esta oportunidad será temporal, debido a que la UE está eliminando gradualmente los derechos de emisión de carbono gratuitos a medida que se introduce el CBAM durante los próximos diez años.

A modo de conclusión, el Gobierno de Chile se encuentra actualmente trabajando en un marco jurídico sólido para aprovechar las ventajas de la producción de hidrógeno verde y sus derivados en el país. Asimismo, se han desarrollado guías para facilitar la tramitación de los proyectos que busquen producir hidrógeno verde y sus derivados. Además, el Gobierno Regional de Antofagasta y la comuna de Mejillones se encuentran en procesos de actualización de varios instrumentos de planificación territorial, lo que debería generar más certeza jurídica para los proyectos que deseen instalar sus plantas en esa zona.

En lo que respecta a Europa, el *European Renewable Energy Directive* expone las exigencias que deben cumplirse en caso de querer exportar hidrógeno verde y/o sus derivados en la UE. Aquel documento, permite habilitar el desarrollo y uso de esquemas de certificación, que son esenciales para la apertura de nuevos mercados internacionales de exportación de estos productos, y que deberán ser consideradas cuidadosamente para el diseño de las plantas industriales.

1.3 Conceptualización de un parque industrial para hidrógeno verde y derivados

Chile cuenta con condiciones técnicas y políticas (actuales y en desarrollo) favorables para la industria de hidrógeno verde y derivados. Este escenario conllevó al anuncio de varios proyectos en territorio nacional, observándose la concentración de estos en la zona norte, central y sur, siendo la región de Antofagasta una de las que presenta un mayor portafolio de proyectos.

Antofagasta albergará tanto proyectos de mayor escala con fines de exportación internacional, como también, proyectos de escala intermedia para la industria y consumo de hidrógeno a nivel local. A mediados del 2023, se han identificado 12 proyectos de hidrógeno, en distintas etapas de desarrollo en la región, los cuales sumarán un total de 8,650 MW de electrólisis al 2030 (Hinicio, 2023).

Varias componentes de la cadena de valor de hidrógeno y derivados tienen necesidades técnicas similares entre proyectos. Por ejemplo, los proyectos pueden buscar producir el mismo producto final para su exportación, requiriendo infraestructura de almacenamiento y portuaria. No obstante, las necesidades de infraestructura aumentan significativamente los tiempos y costos para desarrollar los proyectos. Sumado a los riesgos financieros que aquello implica, el desarrollo y la construcción aislada y descoordinada de proyectos puede ser poco eficiente y sostenible.

Considerando los desafíos mencionados anteriormente, la propuesta de desarrollar un parque industrial de hidrógeno surge como una solución atractiva. Un parque industrial se define como una agrupación de actividades o proyectos, que pueden o no estar relacionadas entre sí, y que habilita el desarrollo industrial mediante su planificación y limitaciones espaciales, tal que las actividades se ubican en una propiedad compartida y favorable. Los parques industriales cuentan con una serie de servicios, tales como abastecimiento de energía eléctrica, abastecimiento de agua mediante diferentes tipos de tratamiento según el uso, entre otros. A nivel mundial, algunos parques industriales también ofrecen incentivos de impuestos, según la regulación de cada país.

En este contexto, la agrupación de actividades industriales en un parque industrial puede ser útil para proveer servicios y productos que sean complementarios entre ellas. Al compartir un territorio común, se reducen las distancias para el suministro de insumos, intercambio de productos intermedios, traslado de personas e

información. Estas instalaciones habilitan especialmente la infraestructura compartida entre proyectos, aprovechando las economías de escala para hacer los proyectos individuales económicamente más viables. Además de potenciar el desempeño económico, los parques industriales deben mejorar el desempeño ambiental y social mediante la colaboración entorno a los desafíos ambientales y de recursos. Así, la simbiosis industrial permitirá ganar competitividad y lograr un desarrollo sostenible.

El estado de la industria de hidrógeno verde en Chile es propicio para planificar, desde un inicio, el desarrollo sostenible y competitivo de un parque industrial para hidrógeno verde y derivados. El presente trabajo conceptualiza un parque industrial para hidrógeno verde en Mejillones, en la región de Antofagasta.

El concepto de parque industrial de hidrógeno verde considera una agrupación de varias plantas productivas de diferentes tipos de productos y tamaños, planificado como un desarrollo en etapas (ver Figura 2). Los productos principales son hidrógeno y amoníaco verdes, como también otros derivados (e.g., combustibles sintéticos) o productos que pueden aprovechar estas sustancias químicas como insumos, tales como la urea, fertilizantes nitrogenados, explosivos, entre otros. Además de las plantas químicas señaladas, un parque industrial de estas características atraerá la instalación de otras actividades industriales y de servicios complementarios, que se benefician de encadenamientos productivos y economías de ámbito, tales como maestranzas, bodegas industriales, laboratorios químicos, entre otras.

La cercanía física que proporciona el parque industrial de hidrógeno permite además aprovechar sinergias y economías de escala por el uso de infraestructura compartida, que puede involucrar el puerto de embarque, la logística de almacenamiento, tuberías de transporte, suministro de agua industrial, sistemas de generación y transmisión eléctrica, entre otras. Esto habilita el acceso a menores costos de suministro de los servicios asociados. No obstante, la propuesta para el parque industrial de hidrógeno verde en Mejillones considera que la infraestructura de generación y transmisión eléctrica, puerto y planta desaladora no formen directamente parte del parque, sino que prestarán servicios a las empresas localizadas dentro de éste.

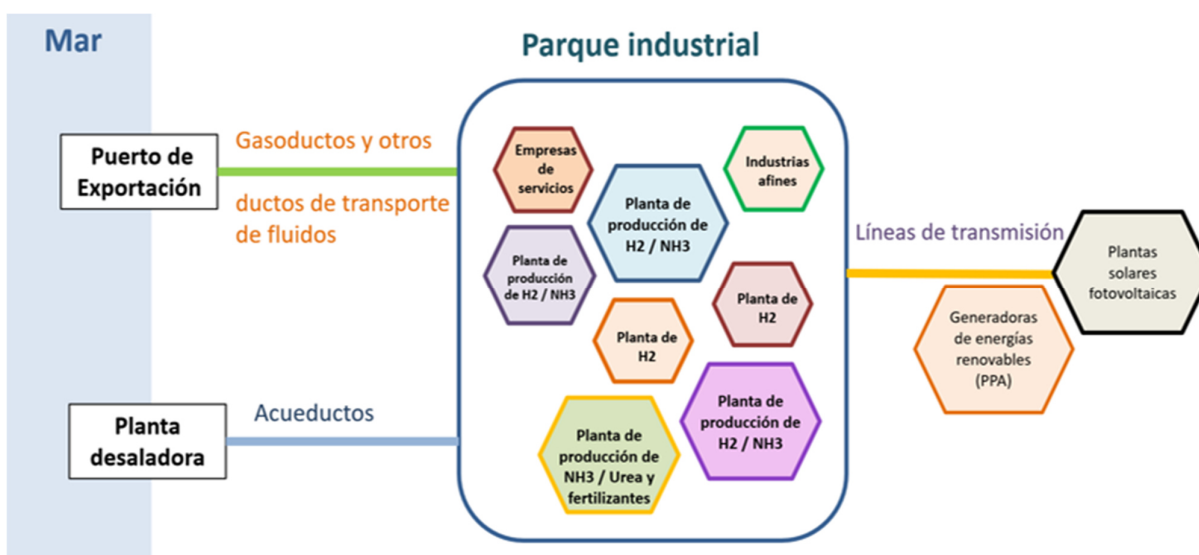


Figura 2. Esquema conceptual del Parque Industrial H2 Mejillones.

Fuente: (Elaboración propia).

En base a lo señalado, se puede plantear un modelo de negocio general para un proyecto que se instale al interior del parque industrial, que contemple el suministro de agua desalada o desmineralizada, así como los servicios portuarios y de almacenamiento, y eventualmente el suministro eléctrico (total o parcial), en base a contratos de servicios con proveedores externos.

Este modelo permitiría reducir los costos de inversión inicial de los proyectos (CAPEX), concentrar las inversiones y foco en el negocio principal, así como aprovechar menores costos de operación (OPEX) en base a las economías de escala en la prestación de esos servicios por parte de empresas especializadas que manejen mayores volúmenes, prestando sus servicios a varios clientes. Asimismo, cabe hacer presente que este modelo de negocio general, en base a contratos de suministro y prestación de servicios, es el que da fundamento para el uso de infraestructura compartida y para aprovechar sinergias a las empresas que se integren al parque industrial.

En un parque como el presentado en la Figura 2 se generan otras oportunidades para aprovechar economías de escala. En tal sentido, los procesos industriales que por su naturaleza requieren de grandes volúmenes de producción para lograr costos unitarios de producción competitivos.

Tal es el caso de la producción de nitrógeno por separación de aire y la síntesis de amoníaco mediante el proceso Haber Bosch. Para este proceso se requieren volúmenes de producción superiores a las 2.000 ton/día para aprovechar plenamente las economías de escala en estos procesos (ver también sección 5.1.4.). Para lograr esos volúmenes, es necesaria una producción de hidrógeno como insumo superior a las 300 ton/día. Una producción eficiente de hidrógeno, con la tecnología actual, no requiere sin embargo alcanzar volúmenes tan elevados. Con volúmenes de producción de unas 50 ton/día de hidrógeno ya se logra aprovechar bien las economías de escala del proceso de electrólisis. De este modo, el diseño del parque podría basarse en un conjunto de plantas eficientes de electrólisis, de escalas más pequeñas, que alimentan una planta de producción de amoníaco de mayor capacidad.

Esta configuración de producción se facilita si las plantas de hidrógeno y amoníaco se ubican dentro de un parque industrial.

1.4 Modelo de negocios

En la Figura 3 se presenta un modelo de negocios por peajes, con una estructura contractual para una configuración de plantas como la descrita. Para efectos de definir dichos modelos de negocio y gobernanza, se requiere definir los bordes del sistema en evaluación y las etapas involucradas:

- Upstream: se entenderá por upstream a toda la infraestructura relacionada con el abastecimiento de electricidad renovable y agua al proyecto de producción de hidrógeno y amoníaco verde (cuadro azul en Figura 3).
- Midstream: se entenderá por midstream a toda la infraestructura relacionada con la producción de hidrógeno y amoníaco verde (cuadro verde en Figura 3).
- Downstream: se entenderá por downstream a toda la infraestructura aguas debajo de la producción de amoníaco verde. Se limitará el análisis hasta la exportación del amoníaco verde desde el puerto hacia los consumos finales.

En el modelo de peajes la propiedad del upstream, la producción/condicionamiento y el transporte/exportación corresponden a entidades diferentes. El acondicionamiento y exportación en puerto no forman parte de la cadena de valor integrada, sino que actúan como proveedor de servicios independiente prestando estos a los propietarios de activos del upstream.

En este modelo de negocios por peajes, varias plantas productoras de hidrógeno verde, de menor escala, venden su producción a una planta de producción de amoníaco verde de gran escala por medio de contratos tipos *take or pay* de largo plazo. Para poder estructurar el financiamiento de los diferentes proyectos, en un modelo como el mostrado en la figura, se requiere una estructura de contratos y distribución de riesgos que resulten “bancables”, y compatible con esquemas tipo *project financing* bajo una figura como *Special Purpose Vehicle* (SPV), lo que constituye un desafío técnico y jurídico.

Como se muestra en la Figura 3, existen diversos tipos de riesgo (cuadro rojo) en las etapas de desarrollo y componentes de la cadena de valor, que deben alojarse correctamente en los modelos financieros y contratos respectivos, para que la estructura completa sea viable para conseguir el financiamiento requerido por las empresas participantes. Aplicando este modelo, conocido como modelo por peajes, se consigue hacer una repartición, diversificación y gestión del riesgo entre varios operarios/componentes del parque industrial, de esta manera se delimita el riesgo de cada proyecto/componente de forma individual.

Este entramado puede permitir también disminuir la prima de riesgo del proyecto en su conjunto y por ende los costos de financiamiento en la etapa CAPEX de cada componente. Esta alternativa también permite al instrumento financiero de abordar la transacción financiera como un portafolio de proyectos, lo que puede resultar más atractivo.

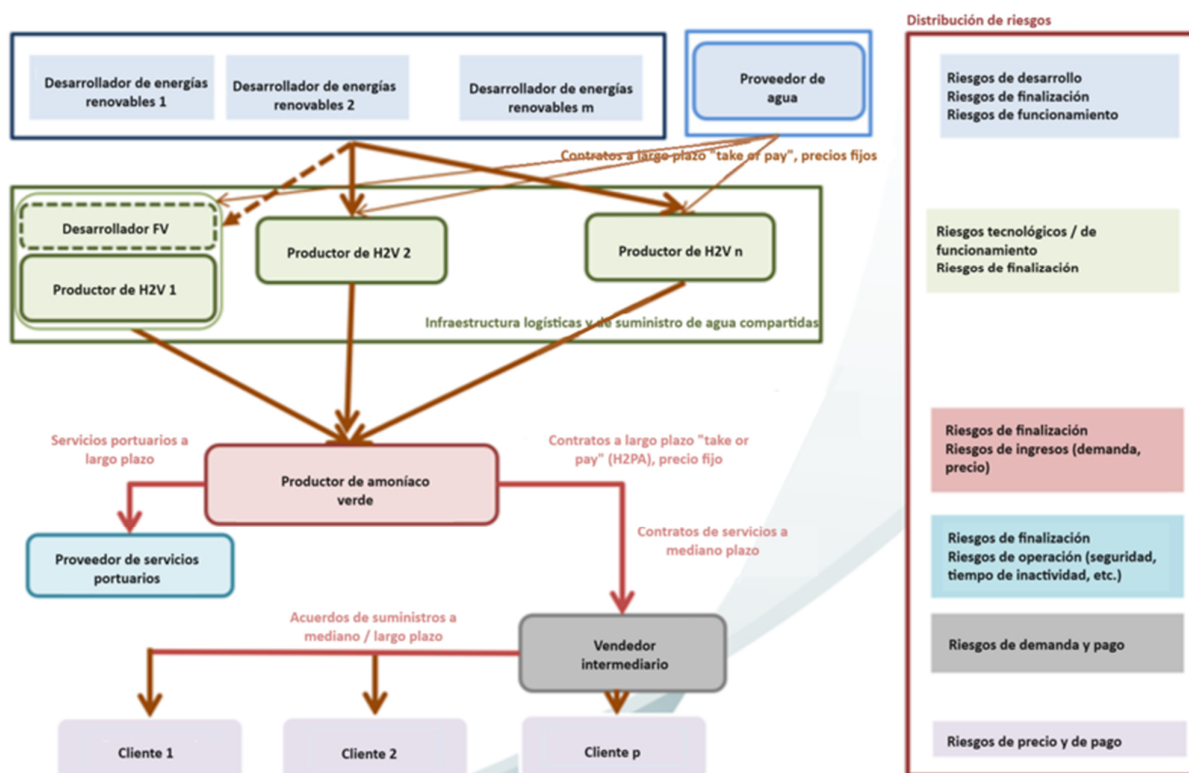


Figura 3. Modelo de negocio en base a contratos de suministro con proveedores múltiples a lo largo de la cadena de valor.

Fuente: (Elaboración propia).

Este modelo de negocio por peaje podrá tener variantes, cuyo análisis debe ser debidamente realizado según las necesidades del proyecto en particular. En DNV 2022 se presenta el detalle de los criterios de selección para elegir el modelo de negocio más apropiado para un proyecto de exportación de amoníaco verde. Entre los criterios se encuentran:

- Promoción del desarrollo y competitividad del mercado.
- Promoción a la inversión.
- Potencial de economías de escala e infraestructura compartida.

La forma de establecer un modelo de negocios depende también del nivel de uso de infraestructura. Como lo recopiló Inodú en su informe final *Análisis de infraestructura compartida para el Parque Industrial H2 Mejillones*.

Además de la competitividad económica, existen importantes ventajas desde el punto de vista ambiental, territorial y social. Desde el aspecto ambiental, la concentración planificada de plantas industriales en un área común evita el fraccionamiento territorial, si se compara con una localización distribuida y espontánea de las mismas plantas. El uso del suelo, tanto de las plantas como también de la infraestructura que las conecta con los suministros y servicios, resulta mucho más eficiente, reduciendo los impactos sobre los distintos componentes del medio ambiente involucrados, entre otros.

Desde el punto de vista social y económico, el desarrollo de un parque industrial planificado puede facilitar dinámicas favorables de encadenamientos y diversificación productiva con beneficios en las oportunidades laborales y de calidad de vida de las comunidades vecinas. Este tipo de beneficios se tratarán más adelante en este Informe.

Considerando la perspectiva de comercio internacional, la producción de combustibles bajos en carbono, como es el caso del hidrógeno y amoníaco verde, resulta ser ventajoso para entrar a los mercados de consumo que poseen regulaciones que habilitan los precios de carbono. Los mercados de carbono entregan incentivos financieros a entidades privadas o públicas por reducir o eliminar emisiones de GEI. Esta reducción o eliminación se cuantifican en créditos de carbono que pueden comprarse o venderse (UNDP, 2024). Para no desfavorecer la industria europea, la UE estableció el CBAM (ver sección 1.2).

Sumado a lo anterior, una reciente actualización de las normas del ETS permite conceder, de manera temporal, derechos de emisión gratuitos a proyectos de generación de combustibles limpios, por lo que, a partir de 2025, los productores de hidrógeno y acero verde podrán reclamar estos créditos y venderlos, generando una nueva fuente de ingresos, lo que podrá promover las decisiones finales de inversión para los proyectos.

A la fecha de elaboración del presente estudio, no se ha registrado un proyecto similar al parque industrial de hidrógeno en los *Voluntary Carbon Markets*, por lo que aún no se establece una metodología para acreditar la reducción de emisiones en esta área. Sin embargo, se están desarrollando iniciativas para crear una metodología para acreditar la reducción de emisiones dentro de la industria del hidrógeno verde, siendo las más adelantadas la metodología de *Hydrogen for Net Zero (H2NZ) Initiative* H2NZ, CDM NM0381 y la Golden Standard & VERRA, la cual se va a presentar el año 2025.

Debido a la falta de claridad sobre las formas de monetización directa disponibles actualmente, se podrían considerar opciones de monetización indirecta, por ejemplo, beneficiarse del "impuesto" que se aplica a las importaciones de amoníaco gris en la UE a través de la CBAM, o la certificación del amoníaco verde con una etiqueta de "bajas emisiones de carbono" para poder comercializarlo como un equivalente en Europa, correspondiendo al precio de CO₂ en el EU-ETS (aprox. 100 EUR/ton CO₂e).

Para que los proyectos de un parque industrial de hidrógeno verde puedan optar a los créditos de carbono, es necesario cuantificar la huella de carbono asociado a los servicios del parque, como también a los proyectos de producción. Una estimación preliminar de la huella de carbono de una planta modelo de producción de amoníaco verde, de una capacidad productiva anual de 320,000 ton, concluye la reducción de emisiones de aproximadamente 600,000 ton CO₂eq, en comparación con su símil productivo en base a combustibles fósiles.

Para consolidar la propuesta de un parque industrial y evaluar la posibilidad de optar por incentivos en mercados internacionales, es necesario realizar un análisis más detallado de las emisiones GEI asociados a la cadena de valor completa y las dimensiones del proyecto. Asimismo, se sugiere considerar una aplicación piloto de la solución digital para poder optar a la certificación de la cadena de valor del hidrógeno verde y derivados, herramienta que está actualmente en desarrollo mediante el proyecto de cooperación pública-privada entre la empresa SAP y GIZ denominado *Green Proof for the Hydrogen Value Chain – Digital Solutions for Green Hydrogen Certificates*¹. Finalmente, se recomienda hacer seguimiento a la iniciativa H2NZ y testear la aplicación de las metodologías en desarrollo para la monetización de en mercados voluntarios de carbono.

¹ Información disponible en: (<https://cdn.leverist.de/prod/7107/h2uppp-ppp-brazil-sap.pdf>).

1.5 Experiencias internacionales

Existen casos internacionales que ilustran la conceptualización de parques industriales descrita en la sección anterior y cuyos aprendizajes son útiles para el presente trabajo. Un ejemplo para destacar es el Complejo Industrial y Portuario de Pecém (CIPP), en el estado de Ceará en Brasil. Este complejo tiene reservada un área de aproximadamente 1,900 ha para la ubicación de proyectos Power-to-X, con una meta ambiciosa de producción para el 2030 de unos 1.3 millones de toneladas al año de hidrógeno equivalente.

La gobernanza del complejo industrial está a cargo de un consorcio público-privado, con participación del Estado de Ceará y el Puerto de Rotterdam. Para atraer inversionistas, se elaboró un plan maestro de desarrollo de largo plazo, que ofrece el uso compartido de infraestructura a los proyectos que se instalen dentro del parque, tales como un terminal portuario, estanques de almacenamiento de amoníaco, suministro de agua desalada y tratamiento de aguas servidas, redes de ductos de transporte de fluidos, redes de transmisión y suministro de energía, entre otras.

Cabe hacer presente que, en la experiencia de este complejo industrial, se destaca la importancia de tomar en cuenta el Plan de Acción de Hidrógeno Verde próximo a ser aprobado, el cual funciona como un símil al plan maestro de desarrollo a largo plazo de Brasil, junto con el desarrollo futuro de planes y estrategias propuestas en él. Dichas iniciativas estarán vigentes, a más tardar, el año 2030. Esta información se encuentra mayormente detallada en el capítulo de políticas públicas y marco institucional nacional. La figura siguiente resume algunas características del complejo industrial:



Figura 4. Infraestructura compartida en el Complejo Industrial y Portuario de Pécem Brasil.

Fuente: (CIPP, 2023).

Otro caso interesante de analizar es el parque Point Lisas Industrial Estate en Trinidad y Tobago, que se encuentra en operación. Su objetivo es la producción de amoníaco gris y fertilizantes, ocupando un área cercana a las 1.000

ha. En este parque coexisten múltiples empresas de manera exitosa, aprovechando ventajas por uso de infraestructura común. Además, el distanciamiento entre las plantas que conforman el parque no implica extensiones considerables de terreno, y el parque industrial se encuentra ubicado en las cercanías de zonas pobladas. Por último, el parque promueve el encadenamiento productivo, incluyendo industrias de fertilizantes, explosivos, hierro, generación energética, logística, entre otras.



Figura 5. Point Lisas Industrial State en Trinidad y Tobago.

Fuente: (Hinicio, 2023).

Los parques industriales, como se evidencia en el caso del Point Lisas Industrial Estate en Trinidad y Tobago y el Complejo Industrial y Portuario de Pecém (CIPP) en el estado de Ceará en Brasil, desempeñan un papel crucial en la promoción del desarrollo económico y la eficiencia industrial. Su capacidad para reunir a múltiples empresas en un solo lugar, aprovechando infraestructuras compartidas y promoviendo el encadenamiento productivo, resulta en una sinergia que impulsa la competitividad y la sostenibilidad de las operaciones. Este enfoque facilita la optimización de recursos y la colaboración entre empresas, permitiendo la implementación de prácticas más eficientes y la exploración de nuevas oportunidades comerciales.

Para la industria del hidrógeno verde, los parques industriales ofrecen un entorno propicio para la integración de la cadena de valor, desde la producción de energía renovable hasta la fabricación y distribución de tecnologías relacionadas con el hidrógeno verde.

2 Infraestructura habilitante en Antofagasta y Mejillones

La región de Antofagasta, en el norte de Chile, destaca como una de las zonas económicas más importantes del país, aportando el 12% del PGB nacional (Base de Datos Estadísticos, 2022). En esta región se emplaza la gran industria minera, abarcando el 63% de todo el PGB minero del país (Base de Datos Estadísticos, 2022). Chile es además el principal productor de cobre del mundo aportando un 25 % de la producción mundial en el año 2022 (COCHILCO, 2022), lo que convierte a Antofagasta en una de las regiones con mayor producción y exportación de cobre a nivel mundial, ya que aporta un 56% del total de cobre producido en el país (COCHILCO, 2022).

Las ciudades más importantes de la Región son Antofagasta, capital de la región y que concentra el 63.7% de la población; Calama, cercano a varias operaciones mineras, y Mejillones, una pequeña ciudad ubicada a 60 km al norte de Antofagasta, en donde se encuentran las principales industrias e instalaciones portuarias.

El desarrollo de la industria minera ha favorecido la consolidación de la infraestructura regional, de las industrias proveedoras de insumos y servicios, como también del mercado de mano de obra industrial. La región de Antofagasta se ha beneficiado con el desarrollo de capital humano, la formación de profesionales y técnicos, y la consolidación de universidades y centros de investigación y desarrollo.

Sumando el elevado potencial renovable, el escenario de infraestructura es propicio para el desarrollo de la nueva industria del hidrógeno verde y derivados, que será revisado a continuación.

2.1 Recursos de energías renovables en Antofagasta

Varios estudios internacionales identifican a la zona norte de Chile como una de las regiones con mayor potencial de producción de hidrógeno verde competitivo según se identifica en la Figura 6. Este potencial se basa principalmente en la incidencia del costo de obtención de energía renovable en el costo de producción de hidrógeno verde.

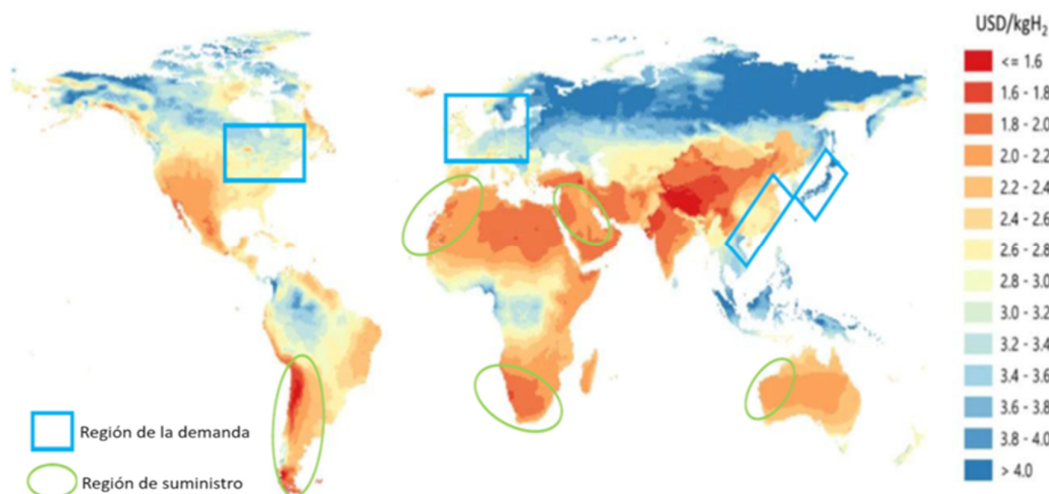


Figura 6. Regiones en el mundo con potencial de producción de hidrógeno verde de bajo costo.

Fuente: (IEA, 2019)

La región de Antofagasta posee un alto potencial de producción de energías renovables, registrando niveles de irradiación solar como promedio anual, medido como la irradiación horizontal global (GHI), de 7 kWh/m²/día

en el desierto de Atacama según se muestra en la Figura 7. En zonas cercanas a la costa se observa que el potencial renovable disminuye. Por último, la región también presenta sectores con un importante potencial eólico, registrando vientos con velocidades promedio superiores a 6 m/s durante todo el año.

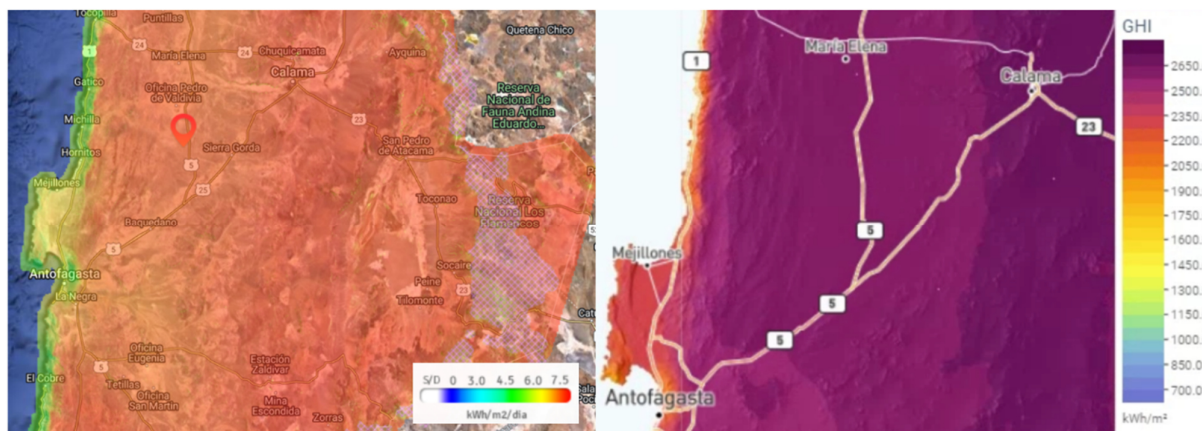


Figura 7. Radiación solar en la región de Antofagasta.

Fuente: (Explorador Solar Ministerio de Energía, 2024; y Plataforma Solargis, 2024).

Atendidas las favorables condiciones, actualmente existe una capacidad instalada de 4.34 GW de generación renovable en la región de Antofagasta, de las cuales un 75.8% proviene del recurso solar y un 22% del recurso eólico (ver Tabla 2 del Anexo 2). Paralelamente, un 2.7% de la potencia total instalada corresponde a pequeñas y medianas plantas (menores a 10 MW), y un 97.3% de la capacidad instalada corresponde a gran escala (mayor a 10 MW). Así, el potencial renovable conllevó al desarrollo de proyectos de energía renovable, adquiriéndose también experiencia en su gestión.

2.2 Análisis de infraestructura regional

Los proyectos de hidrógeno verde y derivados requerirán de diferentes tipologías de infraestructura, especialmente que facilite la logística de estos productos. La industria minera en Antofagasta ha favorecido la consolidación de la infraestructura regional, resultando ser la región que cuenta con la mayor longitud de caminos del país (Red Vial Nacional, 2023). Además, dispone de una red de líneas férreas, gasoductos, acueductos, infraestructura de generación y transmisión de energía eléctrica, puertos, entre otros (ver Figura 8).

Solar NH3-Pool Chile:

Conceptos para el desarrollo de un parque industrial sostenible de hidrógeno/amoníaco verde en la región de Antofagasta (Chile)

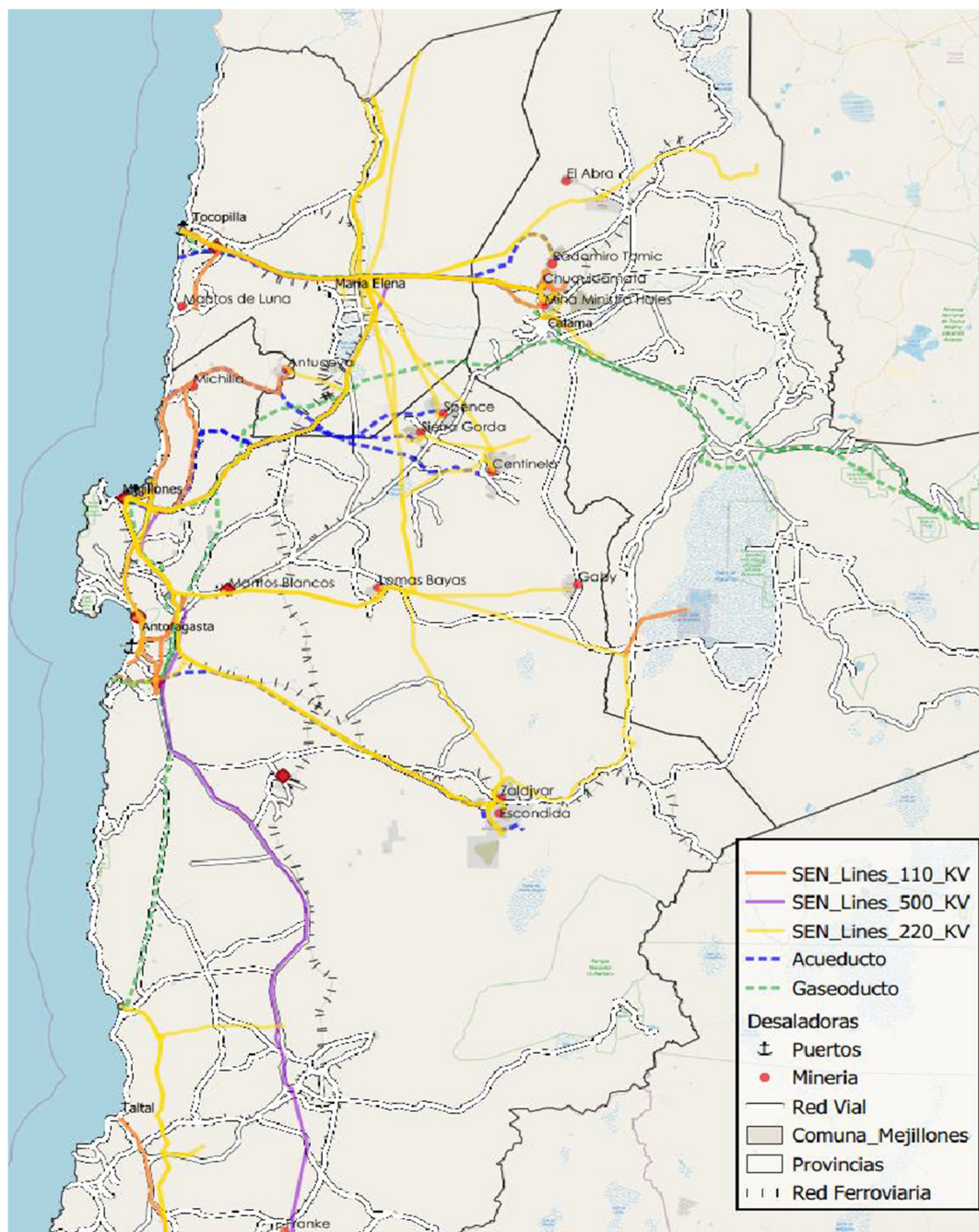


Figura 8. Infraestructura en la región de Antofagasta.

Fuente: (Hinicio, 2023).

La infraestructura vial es relevante para el transporte de recursos, tales como materiales de construcción. Se destacan la Ruta 5, principal carretera del país, la Ruta 1 que conecta las ciudades de Antofagasta con Mejillones y Tocopilla por la costa, y la Ruta 26 que conecta las ciudades de Antofagasta con Calama.

Con respecto a las líneas ferroviarias de la región, estas prestan servicios a distintos clientes industriales, principalmente mineros, transportando cargas sólidas, líquidas, a granel y envasados, contenedores, entre otros. A modo de ejemplo, se resaltan las de la empresa FERRONOR, que cruza de norte a sur, y las de FCAB, que conecta Sierra Gorda con el Puerto de Mejillones, siendo esta última una alternativa interesante para transportar hidrógeno verde y/o sus derivados hacia las faenas mineras para su posterior consumo.

Adicionalmente, la infraestructura regional distingue tres redes de ductos de gas natural: Gasoducto Atacama, Gasoducto Norandino y Gasoducto Taltal. Las características técnicas de estas se resumen en la Tabla 3 del Anexo 2. Particularmente, los tramos asociados al Gasoducto Taltal tienen potencial para una inyección parcial de hidrógeno verde a través de métodos de reacondicionamiento de la tubería.

En cuanto a infraestructura eléctrica regional, Antofagasta posee varias líneas del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), formando una red interconectada con diferentes niveles de voltaje. Dado que la electricidad corresponde a una componente importante para la producción de hidrógeno, la sección 2.3: Suministro de energías renovables y redes de transmisión, analiza con mayor profundidad la infraestructura eléctrica y su potencial para suministrar energía renovable.

La región cuenta con varios puertos y terminales portuarios en las comunas de Mejillones, Antofagasta y Tocopilla, que ofrecen opciones para la exportación de hidrógeno verde y/o sus derivados. La ubicación de la bahía de Mejillones ofrece un acceso conveniente a las rutas marítimas globales y cuenta con terminales que poseen características especialmente adecuadas para la nueva industria del hidrógeno verde en la región. Dado que la cercanía a la costa y terminales portuarios es un criterio clave para la selección de ubicación de proyectos de hidrógeno y derivados, se profundiza el análisis de la infraestructura asociada en la Sección 2.4: Infraestructura logística y de transporte en Mejillones.

Además, Antofagasta cuenta con múltiples plantas desaladoras y redes de acueductos. Actualmente, la región cuenta con una capacidad de desalinización de agua de mar de aproximadamente 6,600 l/s. El agua tratada es principalmente consumida por la producción de cobre; sin embargo, la demanda hídrica para fines industriales (2.5% de la producción de la región) se debe principalmente a centrales termoeléctricas, como las que se encuentran en Mejillones. La Sección 2.5: Suministro de agua industrial entrega mayores antecedentes de la capacidad productiva de la región y su potencial para abastecer la industria de hidrógeno.

Si bien se concluye que la región de Antofagasta cuenta con infraestructura habilitante y desarrollada, se debe analizar con profundidad los requerimientos de los principales componentes de la cadena de valor de los proyectos de hidrógeno verde, las localizaciones de estos, como también de la infraestructura existente, para diseñar la configuración óptima de una planta y de la infraestructura adicional requerida.

Las secciones siguientes analizan la infraestructura eléctrica, portuaria e hídrica con mayor profundidad para responder a las necesidades de un parque industrial de hidrógeno verde y amoníaco. Finalmente, el capítulo culmina con la revisión de las potenciales localizaciones de las componentes de la cadena de valor para el parque industrial.

2.3 Suministro de energías renovables y redes de transmisión

La región de Antofagasta cuenta con una infraestructura de redes de transmisión eléctrica y subestaciones adecuada para cubrir los requerimientos actuales de la industria regional y centros poblados (ver Figura 9).

La infraestructura eléctrica existente también conecta con Mejillones. La comuna es actualmente un importante polo de generación con más de 3.4 GW de capacidad instalada, asociado a 9 centrales de generación termoeléctrica (Coordinador Eléctrico Nacional, 2024). Sin embargo, el plan de descarbonización de la matriz eléctrica nacional contempla una agenda de desconexión progresiva de las centrales termoeléctricas a carbón (ver Tabla 2 del Anexo 2). Esta transición generará desafíos y oportunidades para la reconversión de la infraestructura de generación y de transmisión en Mejillones, pudiendo habilitar oportunidades para la industria de hidrógeno verde.

Además, Mejillones cuenta con dos grandes subestaciones eléctricas del sistema nacional: la subestación troncal Los Changos 500 kV/220 kV, con una capacidad aproximada de 2,700 kVA, y la subestación SE Kapatur 220kV, con capacidad aproximada de 1,600 kVA.²



Figura 9. Redes de transmisión eléctrica y subestaciones en Antofagasta.

Fuente: (Suazo, 2022).

En principio la infraestructura eléctrica, que forma parte de Sistema Eléctrico Nacional de acceso abierto, está disponible para prestar servicios a las plantas de generación y consumo eléctrico de los proyectos de la nueva industria del hidrógeno verde. No obstante, hoy los costos sistémicos para el uso de la infraestructura eléctrica son elevados, alcanzando los 10 a 16 USD/MWh proyectados al 2031 (H2 Chile, 2023). Estos costos aumentan significativamente, en un 60% o más, los costos de suministro eléctrico para las plantas de electrólisis, reduciendo la competitividad de los costos nivelados de producción de hidrógeno verde (LCOH), para lo cual el costo de la electricidad es la componente principal.

² Información disponible en: Coordinador Eléctrico Nacional:
<https://infotecnica.coordinador.cl/instalaciones/subestaciones>.

Debido a los altos costos y los grandes volúmenes de energía a transmitir, los proyectos de hidrógeno verde anunciados para su instalación en Antofagasta están considerando construir sistemas de transmisión dedicados (*off-grid*). Estos sistemas jugarán un rol relevante en el desarrollo de la industria en la región y deben ser debidamente considerados en la planificación territorial.

A partir de estos desafíos, el presente estudio evaluó alternativas para sistemas de transmisión, y posibilidades de uso compartido de líneas dedicadas, para atender los requerimientos de un parque industrial para hidrógeno verde y derivados (Inodú, 2023). Se consideraron cuatro alternativas de sistemas de transmisión (ver Figura 10), de diferentes capacidades y niveles de tensión, diseñadas para atender los requerimientos de una o más plantas de hidrógeno y amoníaco verde. Se considera también la posibilidad de hacer un proyecto en dos etapas, escalando de 800 MW a 1,600 MW.

- **Alternativa 1:** Propone, en una primera etapa, transmitir mediante una línea de 220 kV, llegando con este nivel de tensión al patio de alta tensión de la planta de hidrógeno, donde se reduce la tensión mediante un transformador de 220/33 kV para alimentar los electrolizadores y el resto de la planta. Para una segunda etapa, esta opción propone invertir en una segunda línea de 220 kV.
- **Alternativa 2:** Propone la construcción de una línea de transmisión de 500 kV, energizada en 220 kV en una primera etapa, llegando con ese nivel de tensión al patio de alta tensión de la planta.
- **Alternativa 3:** Propone la construcción de una línea de transmisión de 500 kV, energizada inicialmente en 500 kV, y alimentando a ese nivel de tensión el patio de alta tensión de la planta de hidrógeno, donde se reduce la tensión mediante un transformador de 500/33 kV para alimentar la planta.
- **Alternativa 4:** Propone la construcción de una línea de 500 kV, energizada inicialmente en 500 kV y una subestación reductora para transformar de 500 kV a 220 kV para alimentar el patio de alta tensión de la planta con 220 kV.

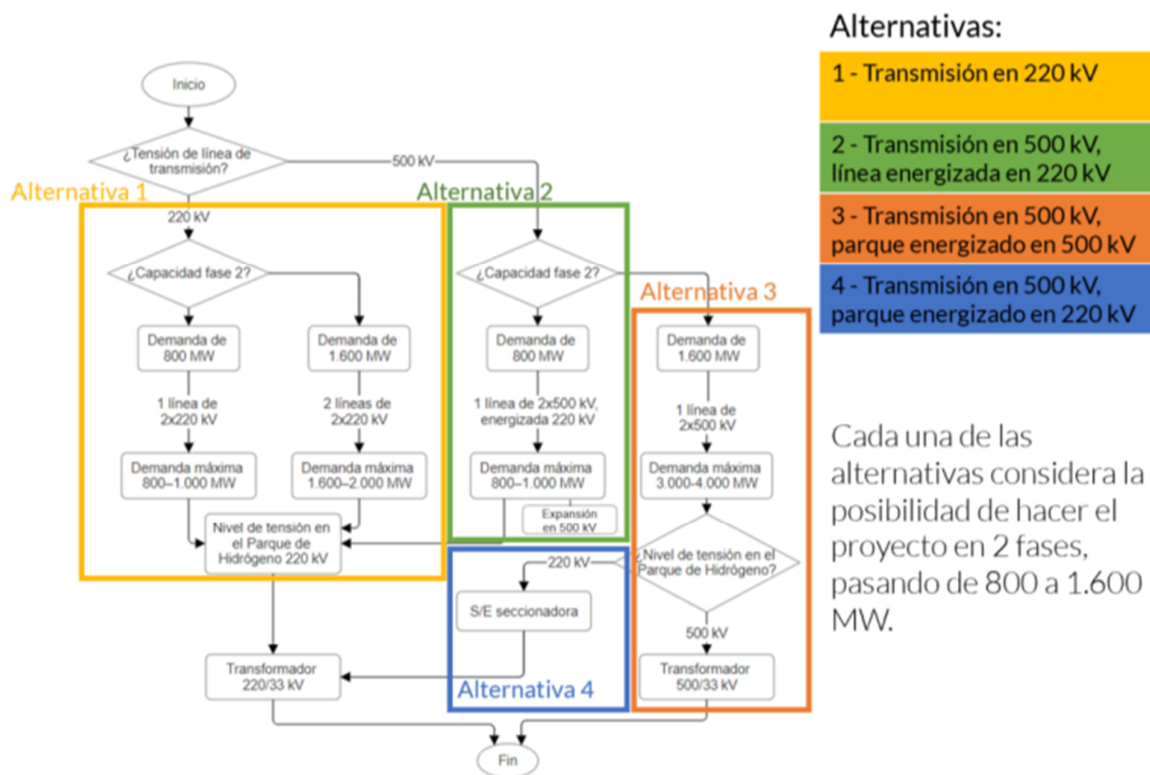


Figura 10. Alternativas consideradas.

Fuente: (Inodú, 2023).

Para cada alternativa graficada en la figura anterior, se realizó una estimación de costos de inversión y operación, con el fin de evaluar su eficiencia y flexibilidad para atender diferentes escenarios de demanda de los proyectos y de un parque industrial (ver Figura 11). En relación con la Figura 11 sobre costos de inversión, cabe destacar que el gráfico izquierdo presenta los rangos de los costos de cada alternativa para la primera etapa, junto con la capacidad de transmisión correspondiente. Por su parte, el gráfico derecho presenta los costos totales considerando ambas etapas.

Esta evaluación preliminar permite concluir que la Alternativa 1, con líneas de transmisión de 220 kV, sería la más económica para atender los requerimientos de un proyecto de capacidad máxima de electrólisis de hasta 2,000 MW. Una línea de dos circuitos de 220 kV tiene una capacidad máxima de transmisión de 1,000 MW. Por ende, para aumentar la capacidad de transmisión, de modo de alcanzar una capacidad de electrólizador de 1,600 a 2,000 MW, se requeriría construir otra línea paralela de iguales características.

En cambio, la alternativa 3 consiste en una línea de doble circuito en un nivel de tensión de 500 kV, teniendo mucho mayor capacidad, entre 3,000 MW y 4,000 MW. Analizando el segundo escenario, que caracteriza un proyecto con una demanda de 1,600 MW, esta opción resulta ser 44 MMUSD más costosa (según costo máximo) que la primera alternativa.

Sin embargo, la alternativa 3 puede ser conveniente al usar el espacio de manera más eficiente y transmitir suficiente energía hacia Mejillones para dos proyectos de hasta 2,000 MW de capacidad de electrólisis. La alternativa también sería más adecuada para atender los requerimientos de un parque industrial, aprovechando un uso compartido de infraestructura y distribuir los costos de instalación entre varios proyectos. Cabe mencionar que aquello dependerá de la posibilidad de coordinar en el tiempo, con un modelo de negocio apropiado, los requerimientos de los proyectos.

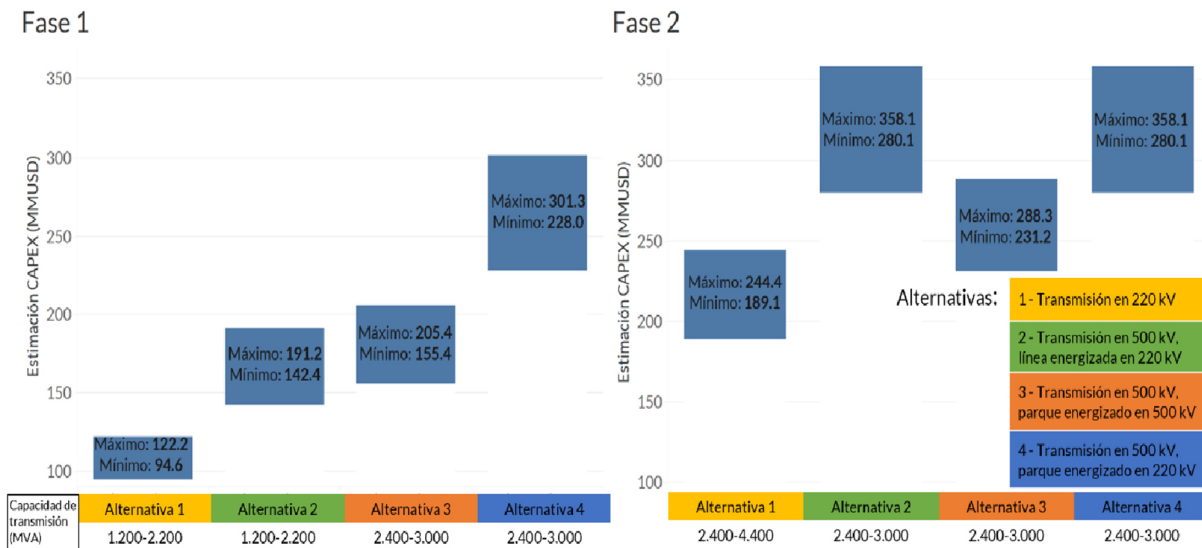


Figura 11. Costo de Inversión (CAPEX) de las 4 alternativas de sistemas de transmisión.

Fuente: (Inodú, 2023).

En base a las alternativas estudiadas, se analizaron opciones de configuración o arquitectura de sistemas de transmisión para abastecer a un parque industrial de hidrógeno verde (ver Figura 12). Se propone la instalación de líneas dedicadas de 500 kV para proyectos de gran capacidad (de 2,800 MW de electrólisis) y líneas compartidas por dos proyectos de menor capacidad (de 1,400 MW de electrólisis).

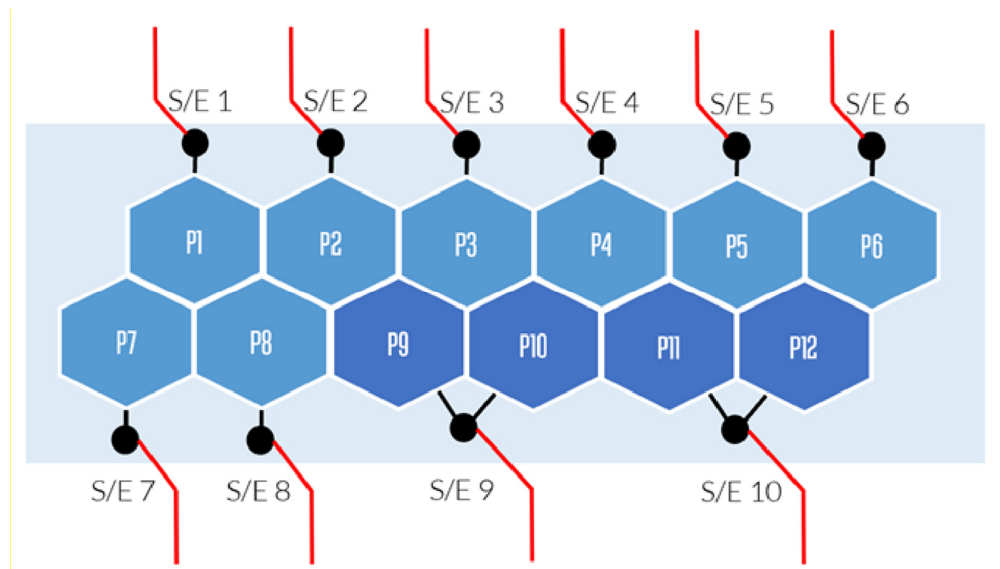


Figura 12. Arquitectura del sistema de transporte de energía eléctrica en 500kV para un parque industrial.

Fuente: (Inodú, 2023).

En conclusión, un parque industrial de hidrógeno requerirá de varias líneas de transmisión, debido al gran volumen de energía que demanda la producción de hidrógeno verde y las posibles localizaciones diferentes de las plantas de generación de energía renovable.

Además, el posible crecimiento del parque requerirá de la construcción de las líneas de transmisión en etapas. Esto plantea, por una parte, un desafío para la planificación territorial, por ejemplo, mediante la definición de corredores³ para evitar la fragmentación del territorio por esta infraestructura, y, por otra parte, imponer límites al número de proyectos de hidrógeno verde que podrán instalarse en el parque.

2.4 Infraestructura logística y de transporte en Mejillones

La región de Antofagasta cuenta con infraestructura portuaria en las comunas de Mejillones, Antofagasta y Tocopilla. La Bahía de Mejillones ha resultado ser la principal solución marítima de la gran minería en Chile dada su cercanía y conectividad. Cuenta con más de 20 años de desarrollo, manejando diferentes tipos de cargas: *breakbulk*, contenedores, carga de proyectos, graneles sólidos y líquidos, entre otros. Además, la conectividad y la proximidad a suministros de agua, subestaciones eléctricas y proyectos energéticos son criterios estratégicos claves para la decisión de instalación de industrias de otros sectores.

Especialmente, la infraestructura portuaria de Mejillones, y la sinergia industrial, resulta interesante para el desarrollo de un parque industrial que fomenta la transición energética mediante la producción de hidrógeno verde y derivados. Para evaluar el potencial, la presente sección analiza la infraestructura existente y la requerida para prestar los servicios a los proyectos de hidrógeno verde y derivados que se instalen en el parque industrial descrito.

En la comuna de Mejillones existen actualmente 11 terminales portuarios que prestan servicios a diferentes clientes y productos industriales de la región de Antofagasta (ver Tabla 1):

Nombre	Productos	Productos Relevantes	Tipo	Operación	Propiedad
Enaex	Graneles líquidos	Amoníaco anhidro	Uso privado	Operado por los propietarios	Enaex
Oxiquim	Graneles líquidos	GLP	Uso privado	Operado por los propietarios	Oxiquim
Puerto Mejillones	Graneles sólidos y líquidos	Carbón, ácido sulfúrico, concentrados minerales, clinker	Uso privado	Operado por los propietarios	Puerto Mejillones SA
Puerto Andino	Graneles sólidos	Carbón	Uso privado	Operado por los propietarios	Puerto Mejillones SA
Terquim	Graneles líquidos	Ácido sulfúrico, productos químicos y combustibles	Uso privado	Operado por los propietarios	ODFJELL Group
Interacid	Graneles líquidos	Ácido sulfúrico	Uso privado	Operado por los propietarios	Interacid Trading
Puerto Angamos	Contenedores, carga general fraccionada, graneles sólidos	Cobre metálico, concentrado de cobre, fertilizantes, otros	Uso público	Compañía Portuaria Mejillones	Complejo Portuario Mejillones

³ Se entiende por corredor una franja de terreno que aloja dos o más líneas de transmisión paralelas, conectando plantas de generación con centros de consumo eléctrico, lo que permite un uso más eficiente del territorio.

Terminal Graneles del Norte (TGN)	Graneles sólidos	Carbón	Privado Uso Público	Operado por TGN	Complejo Portuario Mejillones
GNL Mejillones	Graneles líquidos	GNL	Uso Privado	Operado por los propietarios	Engie Chile, GNL Ameris IPM SpA
Terminal Michilla	Graneles sólidos y líquidos	Concentrado de cobre, ácido sulfúrico	Uso Privado	Operado por los propietarios	Antofagasta Minerals S.A (AMSA)
Terminal Esperanza	Graneles sólidos	Concentrados de cobre	Uso Privado	Operado por los propietarios	Agental Ltda.

Tabla 1. Terminales portuarios de la comuna de Mejillones.

Fuente: (Hinicio, 2023).

De los terminales mencionados, los pertenecientes al Complejo Portuario Mejillones (CPM) ⁴ presentan características especialmente aptas para prestar servicios logísticos al futuro parque industrial de hidrógeno. CPM es una empresa filial de CODELCO⁵, que cumple la función de propietario y autoridad portuaria de los terminales localizados en sus terrenos. Por diseño, es un puerto industrial de uso público, que garantiza acceso abierto en condiciones no discriminatorias a todos los potenciales usuarios. El puerto cuenta con unas 200 ha de terrenos propios, y un plan maestro para su desarrollo planificado en el largo plazo, en base a un modelo de concesiones que permite la inversión y operación privada de sus terminales.

El Complejo Portuario es multipropósito, y cuenta actualmente con dos terminales (ver Figura 13), el Terminal 1 (también llamado Puerto Angamos) para carga general y contenedores, y el Terminal de Graneles Norte (TGN) que atiende carga de graneles sólidos. Este último descarga actualmente carbón; no obstante, a partir del segundo semestre de 2024 también realizará el embarque de concentrados de cobre.

⁴ Información disponible en: Complejo Portuario de Mejillones, <https://mejillones.com/es/sobre-nosotros/#modelo-de-desarrollo>.

⁵ CODELCO, Corporación del Cobre, empresa del Estado de Chile, es la mayor productora de cobre a nivel mundial, con una producción de cobre fino de 1.324.554 toneladas el año 2023.

Solar NH3-Pool Chile:

Conceptos para el desarrollo de un parque industrial sostenible de hidrógeno/amoniaco verde en la región de Antofagasta (Chile)



Figura 13. Terminales del Complejo Portuario de Mejillones.

Fuente: (Elaboración propia en base a información del Complejo Portuario Mejillones S.A.)

El Puerto Angamos o Terminal 1, operado por Compañía Portuaria Mejillones S.A. (consorcio formado por las empresas Belfi y Ultramar), cuenta con 4 sitios de atraque, permitiendo que dos sitios en conjunto puedan operar las mayores naves de la costa oeste de Sudamérica. El terminal posee una capacidad máxima de aprox. 4,5 millones de toneladas anuales de carga general y una capacidad disponible de aprox. 1 millón de tonelada en contenedores. Por sus características, es el terminal destinado a atender la carga de los proyectos industriales y de energía que se

desarrollan en la región (maquinaria, equipos industriales, piezas y materiales, etc.). Es así como entre 2022 y 2023, el terminal ha incluso operado para las piezas del mayor parque eólico de Chile y América Latina, proyecto Horizonte, manejando 140 aerogeneradores y aspas de 79 m de largo.

En cambio, el Terminal TGN, también operado por Compañía Portuaria Mejillones S.A., cuenta actualmente con un sitio de atraque. No obstante, el proyecto de expansión permitirá la habilitación de un sitio de embarque adicional para concentrado de cobre. TGN posee una capacidad de transferencia total de carga de aprox. 3.05 millones de toneladas anuales y una capacidad de descarga de 17,000 ton/día. Actualmente, este terminal se emplea para descarga de carbón para las Centrales Eléctricas Angamos y Cochrane.

Para atender futuros requerimientos de exportación de amoníaco, el Complejo Portuario está considerando dos alternativas: (1) adecuar un sitio de atraque del TGN o (2) desarrollar un nuevo terminal de graneles líquidos. Con respecto a la primera alternativa, TGN cuenta actualmente con la disponibilidad operacional para la transferencia de cargas adicionales.

Además, debido a los planes de descarbonización nacionales, se prevé la desconexión de la central Angamos en el mediano plazo (anunciado para año 2029) (ver Tabla 2 del Anexo 2), proyectándose por ello que el terminal contará con capacidad disponible en los próximos años para transferir nuevos productos. Si se realizan las inversiones necesarias para el reacondicionamiento de este sitio de atraque de TGN, se estima que podrán alcanzarse una capacidad máxima de transferencia de amoníaco de hasta 7 millones de toneladas al año.

Adicionalmente, el operador del terminal está planificando habilitar estanques de almacenamiento para amoníaco de aproximadamente 100,000 m³ (Hinicio, 2023). Por ende, la disponibilidad actual y proyectada de infraestructura existente es oportuna para la carga de amoníaco y eventualmente otros graneles líquidos, como se muestra en la Figura 14, lo cual permitirá reducir las inversiones necesarias para desarrollar los proyectos y los plazos involucrados para la habilitación de sitios de atraque con las características necesarias.

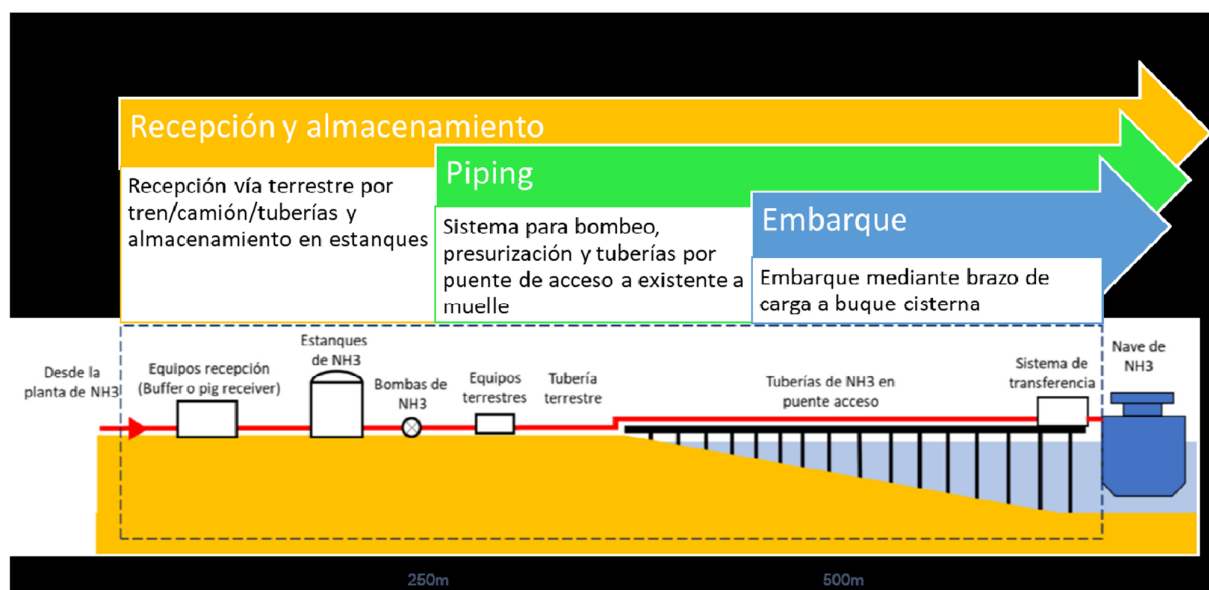


Figura 14. Esquema de terminal de carga de amoníaco en TGN.

Fuente: (Terminal de Graneles Norte, 2023).

La segunda alternativa consiste en desarrollar y construir un nuevo terminal de graneles líquidos en la ubicación contemplada en el plan maestro Portuario del Complejo (ver Figura 15). Esta alternativa requeriría, por parte del Complejo Portuario, desarrollar un proceso de licitación para que inversionistas privados financien, construyan y operen el nuevo terminal, en el esquema de concesión que utiliza de Complejo Portuario. Por un lado, la ventaja

de esta alternativa es el desarrollo de un terminal especializado para graneles líquidos, de gran capacidad de crecimiento en el largo plazo, y que es adaptado para atender los requerimientos de la industria del hidrógeno verde y derivados.

Por otro lado, se hace presente que la desventaja de la alternativa es que requiere mayor inversión y plazos de desarrollo. Se espera que el Complejo Portuario defina la alternativa, considerando plazos compatibles con los requerimientos de los desarrolladores de proyectos, para consolidar su posicionamiento como principal puerto de la industria de hidrógeno en Antofagasta.

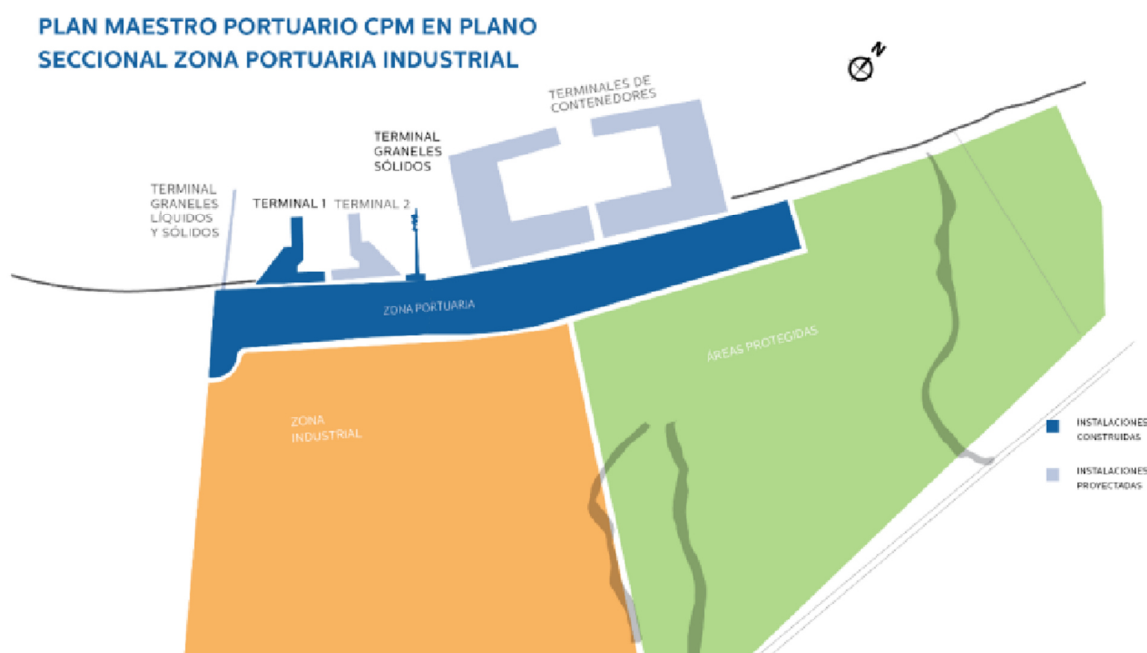


Figura 15. Plan Maestro del Complejo Portuario Mejillones.

Fuente: (Complejo Portuario de Mejillones).⁶

2.5 Suministro de agua industrial

La región de Antofagasta cuenta actualmente con 16 plantas desaladoras y redes de acueductos, las cuales transportan el agua desalinizada a las instalaciones mineras e industriales (ver Tabla 2). Actualmente, la Región cuenta con una capacidad de desalinización de agua de mar de 6,603 l/s (ver Tabla 1, Anexo 3), que representa aproximadamente el 77% de la capacidad nacional. Sumado a lo anterior, se espera un crecimiento de capacidad hasta lograr los 19,591 l/s, considerando los proyectos y ampliaciones anunciados hasta la fecha, tales como el proyecto CRAMSA que tiene una capacidad de 8,000 l/s y que entró al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) en 2022 (Inicio, 2023).

El agua desalinizada es principalmente usada para la producción de cobre, teniendo un consumo de aproximadamente 65%, seguido por la producción de agua potable (17%) y agua industrial (2.5%), en su mayoría en centrales termoeléctricas. Debido a los planes de descarbonización, se espera que las centrales termoeléctricas cesen su operación y, por ende, su consumo hídrico. Por un lado, la infraestructura de captación de agua de mar

⁶ Información disponible en: (<https://mejillones.com/es/sobre-nosotros/#modelo-de-desarrollo>).

para abastecer los sistemas de enfriamiento de las plantas termoeléctricas puede ser destinadas para suplir a plantas desaladoras. Por otro lado, dado que algunas centrales poseen plantas desaladoras, existe la oportunidad de habilitar infraestructura de desalinización y sus acueductos para nuevos propósitos. Por ejemplo, Mejillones cuenta con una capacidad instalada de desalinización de agua de mar de 1,120.1 l/s (ver Tabla 1, Anexo 3). De estos, 112 l/s podrían ser redestinados tras efectuarse el retiro de la central Cochrane y Angamos.

Considerando la disponibilidad de infraestructura hídrica existente, y sus sinergias con las necesidades para la producción de hidrógeno, es posible evaluar la oportunidad de compartir o habilitar infraestructura de tratamiento y transporte de agua de mar. Aquella evaluación es además relevante, debido a los largos tiempos de obtención de permisos, específicamente para las concesiones marítimas.

Al respecto, y según un estudio de la Comisión Nacional de Evaluación y Productividad, el tiempo real promedio que tarda la obtención del permiso sectorial de concesión marítima es de 34 meses, siendo el plazo legal de 6 meses (CNEP, 2023). Por lo tanto, la infraestructura hídrica existente ofrece la ventaja de reducir el tiempo de desarrollo, siendo aquello oportuno para comercializar los volúmenes de tratamiento de las plantas desaladoras de termoeléctricas que saldrán en operación.

El presente Informe incluyó un análisis técnico-económica de dos escenarios de plantas de tratamiento de agua de mar, con capacidades productivas de 50 l/s y 500 l/s, respectivamente (ver Anexo 3) para examinar las posibles economías de escala. A partir de este análisis se concluye que los proyectos individuales de hidrógeno verde y derivados pueden verse económicamente beneficiados en un parque industrial debido a la reducción en los costos unitarios de inversión y de operación, en el caso que se instale una nueva planta de gran capacidad para atender los requerimientos de varios proyectos. Por otra parte, es probable que el desarrollo de proyectos de hidrógeno verde en Mejillones permita acceder a menores costos de energía eléctrica para la producción de agua desalada en la comuna, lo que a su vez podría traducirse en menores costos del agua.

ID	NOMBRE	ESTADO	CLIENTE	CAPACIDAD (l/s)	USO
1	Minera Sierra Gorda	Operando	KGHM International	63	Cobre
2	Distrito Centinela (Esperanza + El Tesoro)	Operando	Antofagasta Minerals	50	Cobre
3	Mantos de la Luna	Operando	Minera Mantos de la Luna	20	Cobre
4	Moly-Cop	Operando	-	4.3	Acero
5	Taltal	Operando	EPM	5	Agua Potable
6	Michilla	Operando	Halderman Mining Company S.A.	70	Cobre
7	Angamos	Operando	AES Andes	56	Industrial
8	Spence Growth Option	Operando	BHP	1,000	Cobre
9	EWS y EWSE	Operando	Minera Escondida	3,858	Cobre
10	Desaladora Tocopilla	Operando	EPM	75	Agua potable
11	Desaladora Norte Antofagasta	Operando	EPM	1,053	Agua potable
12	Mejillones Planta Hornitos	Operando	Caja Compensación Los Andes	4.34	Agua potable

13	Norgener	Operando	Aes Andes	25	Industrial
14	CTT Tocopilla	Operando	ENGIE	22	Industrial
15	Minera Antucoya	Operando	AMSA	30	Cobre
16	EE Cochrane	Operando	AES Andes	56	Industrial

Tabla 2. Capacidad Instalada de Desalación en Antofagasta en Operación.

Fuente: (Vicuña & et al, 2022).

N.b. Los proyectos mapeados suman un total de aproximadamente 97% del total de la región de Antofagasta.

2.6 Potenciales localizaciones de componentes de la cadena de valor

En relación con las potenciales localizaciones, existen varias configuraciones posibles para la disposición espacial de las componentes principales de la cadena de valor del amoníaco verde, de las plantas renovables de generación eléctrica, las plantas químicas de producción de hidrógeno y amoníaco, la planta de producción de agua desalada. Cada configuración tiene requerimientos diferentes de infraestructura para el transporte de la energía y los productos desde su origen a los centros de transformación y destino final de la producción.

Una primera conclusión del análisis de los recursos e infraestructura regional es que las plantas de generación de electricidad deben localizarse en las áreas donde se encuentran los mejores recursos renovables, dada la incidencia crítica del costo de producción de la electricidad en el costo total de producción del hidrógeno verde.

Lo anterior conduce a buscar localizaciones en los sectores interiores del Desierto de Atacama, donde las condiciones de irradiación solar son óptimas. La relativa facilidad y eficiencia de transporte de electricidad desde las áreas de producción hacia las de consumo, la posibilidad de construir líneas eléctricas dedicadas o usar complementariamente las redes y centrales de generación eléctrica existentes permiten seleccionar localizaciones para las plantas químicas con mayor flexibilidad, aprovechando otras ventajas de localización.

En el caso de la producción de hidrógeno, es conveniente localizar la planta cercana a la planta de suministro de agua. Es más eficiente que la planta de amoníaco se localice cerca de la planta de hidrógeno y también del puerto, en caso de que su producción esté destinada principalmente a la exportación. Esta configuración permite simplificar la logística, y reducir riesgos y costos de inversión y operación de la infraestructura de transporte de fluidos (agua, hidrógeno, amoníaco). Una ventaja muy relevante de esta configuración es que permite la conformación de un polo químico industrial, donde las plantas químicas de varias empresas se pueden localizar en un parque industrial.

En relación con el transporte de amoníaco a cortas distancias (menores a 15 km), por ejemplo, desde un parque industrial hasta el recinto portuario, se determinó que la alternativa económicamente más eficiente es transportar el amoníaco como líquido criogénico a presión ambiental por medio de ductos.

Respecto al almacenamiento, y desde el punto de vista de las economías de escala y sinergia, la opción más eficiente sería almacenar amoníaco en grandes estanques ubicados dentro del recinto portuario. De acuerdo con la normativa sanitaria vigente (Circular B32 del Ministerio de Salud), el valor máximo permitido para el almacenamiento de amoníaco en estanques superficiales (para clasificarlo como molesto) es de 40,000 m³. Para los volúmenes considerados, se contempla el almacenamiento del amoníaco como líquido criogénico a -33°C y 1 atm, lo que es el estándar para el transporte marítimo, minimizando los requisitos de infraestructura y terrenos. Por ende, a partir de las condiciones de almacenamiento seleccionados, el límite a almacenar en un estanque es de aproximadamente 27,000 ton de amoníaco.

En base a todas estas consideraciones, se contemplan ubicaciones estratégicas diferentes para los parques de generación de energías renovables y el parque industrial de amoníaco (ver Figura 16 para las localizaciones

Solar NH3-Pool Chile:

Conceptos para el desarrollo de un parque industrial sostenible de hidrógeno/amoniaco verde en la región de Antofagasta (Chile)

referenciales). La configuración seleccionada implica el uso de líneas de transmisión de la energía eléctrica renovable desde los diferentes parques de generación.



Figura 16. Localizaciones de las principales plantas del sistema productivo.

Fuente: (Elaboración propia).

3 Plan maestro para el desarrollo de un parque industrial en Mejillones

El plan maestro que se presenta en este capítulo corresponde a una visión de largo plazo, al año 2050, para el desarrollo de un posible parque industrial en Mejillones. Su propósito es dar sustento a la reserva de una superficie de terreno que haga viable un desarrollo planificado, y puede ser utilizado como instrumento referencial de planificación territorial. El plan permitirá generar condiciones favorables para el desarrollo industrial en el largo plazo, facilitando la colaboración entre actores públicos y privado, así como el uso compartido de infraestructura y el aprovechamiento de sinergias, minimizando además los impactos ambientales negativos, entre otras múltiples ventajas.

El dimensionamiento de la superficie que aquí se presenta se basa en supuestos y proyecciones plausibles para el propósito señalado. Como se trata de una industria naciente, existe incertidumbre sobre su futura evolución, por lo que no se pretende hacer proyecciones precisas sobre los parámetros utilizados. No obstante, es necesario destacar la importancia de hacer una reserva estratégica de terrenos, ya que es la única forma de hacer viable un desarrollo planificado y flexible de un parque industrial en el largo plazo.

El dimensionamiento de las áreas de reserva, combinada con una planificación preliminar de la infraestructura común necesaria y un examen de las limitaciones territoriales, posibilitará la presentación de opciones de ubicación viables para el parque industrial en la comuna de Mejillones.

3.1 Dimensionamiento preliminar de áreas

A partir del estudio específico llevado a cabo para este proyecto (Inicio 2023, Parque Industrial H2 Mejillones), se proyecta que la demanda doméstica en la región de Antofagasta será mayoritariamente de hidrógeno, con alrededor de 327 ktpa H2 para 2040 y 437 ktpa H2 para 2050. En el caso de la demanda de exportación, esta será principalmente de amoníaco, con 537 ktpa de H2 equivalente para 2040 y 1,138 ktpa H2 equivalente para 2050, aproximadamente. Para 2050 se espera que la demanda total de hidrógeno y derivados de la región corresponda a 2.65 Mtpa H2 equivalente. A continuación, se grafican las estimaciones de demanda mencionadas:

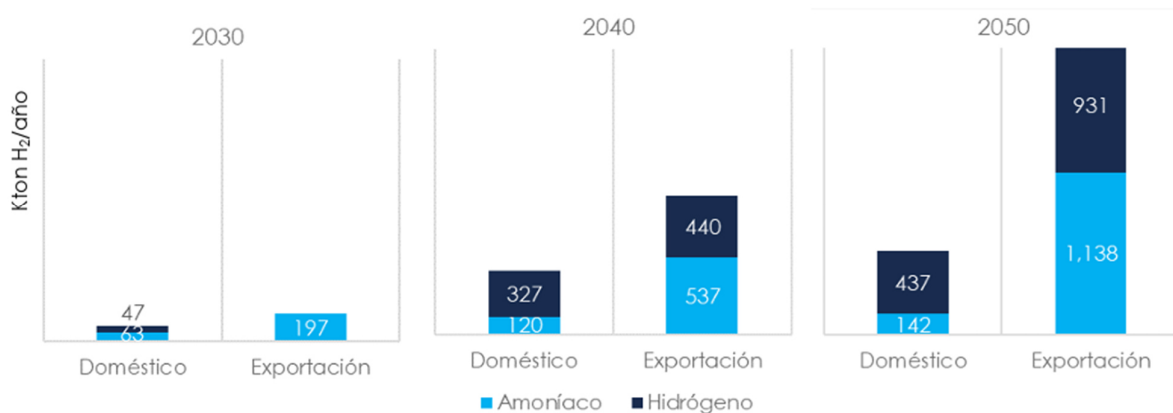


Figura 17. Desglose de demanda en H2 y NH3 para la región de Antofagasta.

Fuente: (Inicio, 2023).

Demanda	Unidad	Consumo Doméstico	Exportación	Total
Hidrógeno	ktpa H2	437	931	1,368
Amoníaco	ktpa H2 Equivalente	142	1,139	1,281
Total	ktpa H2 Equivalente	579	2,070	2,649

Tabla 3. Proyección de demanda de hidrógeno y derivados de la región de Antofagasta.

Fuente: (Inicio, 2023).

Para el dimensionamiento del parque industrial fueron consideradas dos tipologías de proyectos: el tipo 1 (ver Figura 18) con el 100% de su generación a partir de energía solar, y el tipo 2 (ver Figura 19) con el 70% de su generación a partir de energía solar y el 30% restante a partir de energía eólica. Adicionalmente, se consideró que la producción del parque industrial en este horizonte de tiempo supliría la totalidad de la demanda de la región (2.65 Mtpa de hidrógeno equivalente), tanto para consumo local como para exportación, para lo que se necesitarían 28.3 GW de electrólisis.

Asimismo, se considera este supuesto como un escenario optimista y contemplando que el parque a futuro podría albergar otras plantas de derivados indirectos y otros servicios, que obtengan beneficios de la infraestructura y sinergias del Parque. De esta forma, el dimensionamiento se realiza según el equivalente al máximo total potencial que podría alojar el parque industrial.

Los principales supuestos considerados para estimar el máximo potencial productivo del proyecto son los siguientes:

- La exportación será principalmente amoníaco renovable, mientras que el hidrógeno restante se asume será exportado a través de sus derivados según la evolución del mercado, como por ejemplo metanol y *Sustainable Aviation Fuel* (SAF).
- El amoníaco y otros derivados de H2 serán exportados utilizando las instalaciones del Complejo Portuario Mejillones.
- El almacenamiento de los productos de exportación se ubicará en el puerto para optimizar la logística, mientras que las plantas tendrán almacenamiento de H₂ y NH₃ como buffer y para el consumo doméstico.
- El hidrógeno y amoníaco dedicado al consumo local serán transportados vía terrestre, por ferrocarril o por tuberías, según se estime más eficiente, para el consumo de industrias cercanas y del sector minero de la región.

Solar NH3-Pool Chile:

Conceptos para el desarrollo de un parque industrial sostenible de hidrógeno/amoníaco verde en la región de Antofagasta (Chile)

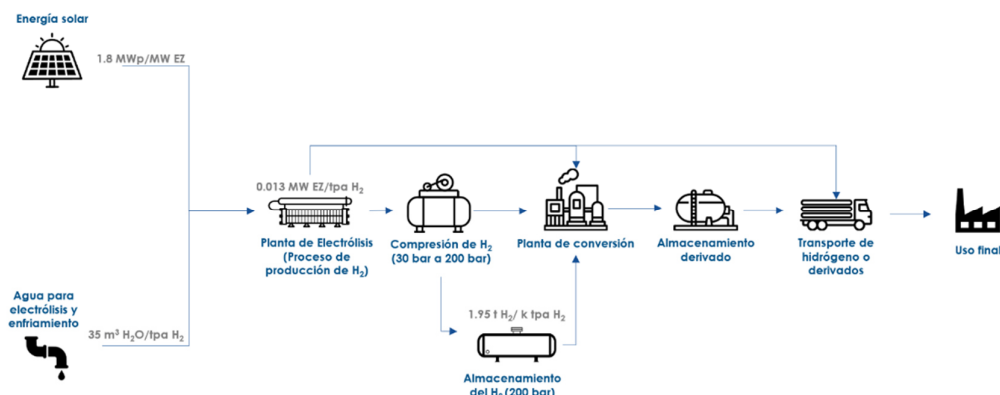


Figura 18. Esquema de proyecto tipo 1 a partir de energía solar.

Fuente: (Hinicio, 2023).

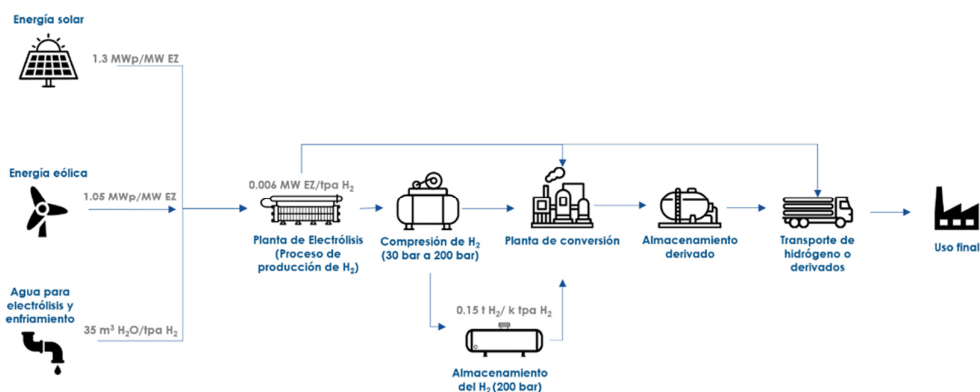


Figura 19. Esquema de proyecto tipo 2 a partir de energía solar y eólica.

Fuente: (Hinicio, 2023).

El desglose de la producción de hidrógeno y derivados del parque se presenta en la Tabla 4, a continuación, acompañado de la capacidad de almacenamiento que debe considerarse en el parque para hidrógeno:

Producción	Unidad	Total parque industrial
Capacidad de electrólisis	GW	28.3
Producción de Hidrógeno	ktpa H2	437
Producción de Amoníaco	ktpa NH3	7,155
Producción de otros Derivados	ktpa H2 Equivalente C	931
Almacenamiento de Hidrógeno	kt H2	3.7

Tabla 4. Resumen de las capacidades del Parque Industrial H2 Mejillones.

Fuente: (Hinicio, 2023).

En base a estas estimaciones de producción potencial de hidrógeno y derivados en el parque, se dimensionaron las superficies de terreno necesarias para instalar las plantas que producirían estos volúmenes. Para esto, se utilizaron

valores estimados de requerimiento de suelo (o *footprint*) de plantas promedio⁷, de acuerdo con la siguiente información:

Módulo	Unidad	Footprint Unitario
Planta de hidrógeno	m ² /MW	65
Planta conversión amoníaco (incluye ASU)	m ² /tpa NH ₃	0.06
Planta conversión otros derivados	m ² /tpa H ₂ equiv.	0.17
Almacenamiento de H ₂	m ² /t H ₂	135

Tabla 5. Footprint unitarios promedio de plantas tipo del parque industrial.

Fuente: (Hinicio, 2023).

Adicionalmente, se consideraron los supuestos indicados a continuación:

- El *footprint* de las plantas propiamente tales corresponden solo a 1/3 del área total bruta requerida. Se estima adicionalmente 1/3 del área bruta como buffer para otras instalaciones, como almacenamiento de derivados, superficie para caminos interiores y de otros servicios necesarios en parque (e.g. logísticos, de operación y mantenimiento, entre otros).
- El 1/3 de espacio adicional será considerado para otras industrias (incluyendo por ejemplo las plantas de fertilizantes y explosivos, y otros derivados indirectos), y otros servicios que pueden instalarse en el Parque Industrial H₂ Mejillones (maestranzas, servicios de mantenimiento, bodegas, otros servicios logísticos, etc.), para el aprovechamiento de las sinergias que se generarán en el lugar.

En base a lo anterior, el dimensionamiento geográfico final del parque es de aproximadamente 885 hectáreas. En este escenario, solo a modo de ejemplo, se podrían ubicar 11 plantas de amoníaco con capacidad productiva de 1 Mton/año. El detalle de las superficies estimadas para los distintos componentes del parque industrial se presenta en la siguiente Tabla:

Módulo	Superficie bruta Power-to-X (ha)	Superficie Buffer (ha)	Superficie total parque industrial (ha)
Plantas de Hidrógeno	184	368	Considera el espacio adicional para otras industrias y servicios en el parque industrial.
Plantas conversión amoníaco (incluye ASU)	45	90	
Plantas conversión otros derivados	16	32	
Almacenamiento H ₂	50	100	
Superficie total	295	590	885

Tabla 6. Superficies estimadas de las diferentes unidades del Parque Industrial.

Fuente: (Hinicio, 2023).

En términos comparativos, en relación con los proyectos internacionales indicados en la sección 1, la producción propuesta para el Parque Industrial H₂ Mejillones tiene valores similares a la proyección estimada para *Namibia Southern Corridor Development Initiative* (SCDI). Por su parte, el Complejo Portuario e Industrial de Pecém al año 2030 tendrá una producción estimada del 49% de la del Parque Industrial H₂ Mejillones al 2050. Se puede esperar que

⁷ En el caso de las plantas de hidrógeno, el *footprint* incluye las subestaciones y transformadores, el sistema de tratamiento de agua y el sistema de enfriamiento; mientras que la planta de amoníaco incluye el sistema de captación de aire para obtención de nitrógeno.

la capacidad de Pecém crezca hasta valores iguales o superiores a las estimaciones para el parque de Mejillones al 2050, en línea con el crecimiento de la demanda global por hidrógeno verde. El área del parque en Pecém duplica las dimensiones estimadas para el de Mejillones, debido a que en Pecém están consideradas también las áreas para las plantas de generación renovable.

Por otro lado, para el caso particular del parque Point Lisas Industrial Estate en Trinidad y Tobago, dedicado a la producción de amoníaco y fertilizantes, es un ejemplo de que parques industriales con características similares a las del Parque Industrial H2 Mejillones, pueden albergar múltiples industrias y coexistir exitosamente, incluso junto con el desarrollo urbano; presentando a la vez capacidades productivas y dimensiones cercanas a las del Parque Industrial H2 Mejillones.

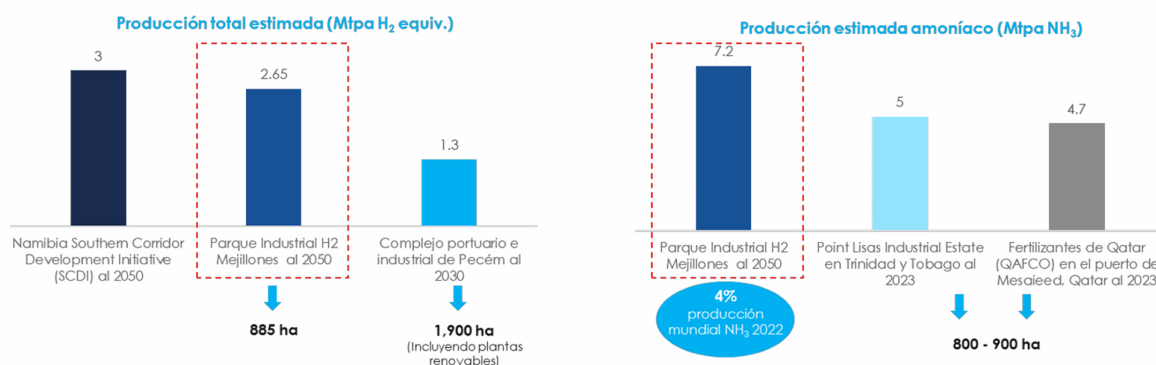


Figura 20. Análisis comparativo de producción y superficie estimada del parque industrial Mejillones.

Fuente: (Hinicio, 2023).

3.2 Análisis de localización del parque industrial

3.2.1 Instrumentos de planificación territorial en Mejillones

Para identificar las zonas geográficas de la comuna de Mejillones aptas para emplazar el parque industrial, se realizó un análisis de los instrumentos de planificación territorial. El detalle de este análisis puede revisarse en (Hinicio 2023, Parque Industrial H2 Mejillones).

Los instrumentos que regulan la zona urbana y rural de la comuna son:

- Ordenanza Plan Regulador Comunal del Puerto y Bahía de Mejillones.
- Ordenanza N° 33 11/Nov/2000 Plan Regulador del Puerto y Bahía de Mejillones.
- Modificación Zona Consolidada y Portuaria.
- Plan Seccional Pequeña Industria Mejillones.
- Plan Regulador Intercomunal Borde Costero Región de Antofagasta (PRIBCA).
- Plan Seccional Costanera Sur.
- Plan Seccional Meseta Mejillones.

La Circular Ordinaria 504 de la División de Desarrollo Urbano (DDU) N° 470/2022, señala que la generación de hidrógeno corresponde al tipo de uso “Infraestructura Energética”, mientras que la producción de amoníaco se define como tipo de uso “Actividad Productivas” según lo indicado por la Ordenanza General de Urbanismo y Construcción (OGUC) en sus artículos 2.1.29 y 2.1.28 respectivamente.

Por otra parte, las Actividades Productivas se clasifican caso a caso por la Secretaría Regional Ministerial (Seremi) de Salud en inofensiva, molestas, peligrosas o contaminantes, mientras que la Circular B32 de la Subsecretaría de Salud instruye a la Seremi de Salud criterios técnicos para esta clasificación a sustancias reguladas por el D.S N°43/2015, ya que el hidrógeno y amoníaco son definidos como “Sustancias Peligrosas” según la NCh 328 of 2017. Es por esto, que en el presente estudio se considera que las plantas de producción a gran escala de hidrógeno verde y amoníaco podrían ser clasificadas como “peligrosas”, de acuerdo con la regulación vigente. Pese a esto, se identificaron igualmente en el Plan Regulador Comunal de Mejillones vigente áreas donde sería, desde un punto de vista conceptual, adecuada la instalación de un parque industrial de amoníaco verde, aunque no sean actualmente permitidos las actividades productivas peligrosas.

A su vez, se muestra en la Figura 21 la identificación de dos sectores definidos por el Plan Regulador Comunal de Mejillones vigentes correspondientes a “Zona Área Portuaria” (ZAP) y “Zona Área Portuaria 2” (ZP2), donde son permitidos las Actividades Productivas inofensivas y molestas, mientras que se prohíben Actividades Productivas calificadas como “peligrosas, insalubres o contaminantes”. También se identificó que para ambos sectores no es permitido el uso de suelo para Infraestructura Energética”.

Por tanto, si bien el parque industrial resulta adecuado del punto de vista operativo y logístico por su tamaño y su ubicación alejada de los centros poblados como también cercana de los terminales portuarios, para que los sectores ZAP y ZP2 puedan ser utilizados en el desarrollo del parque industrial, primero se requiere una modificación del actual Plan Regulador Comunal, lo que se estima, podría demorar entre 3 a 4 años.

Cabe destacar que la certeza sobre el uso de suelo es relevante para la decisión de inversión de los proyectos, y para concretar el desarrollo de la industria de H2 en Chile en los plazos contemplados en la Estrategia Nacional.



Figura 21. Zonas favorables para la localización del parque industrial.

Fuente: (Hinicio, 2023).

Adicionalmente, se identifica fuera del límite urbano de Mejillones definido por el Plan Regulador Comunal, la existencia de extensas áreas que podrían ser consideradas para la búsqueda de alternativas para la instalación del parque industrial. De esta forma, en la Figura 22 se presenta un área alternativa identificada como A2, donde el uso del suelo está regulado por el Plan Regulador Intercomunal del Bordo Costero de la región de Antofagasta (PRIBCA, Ministerio de Vivienda y Urbanismo, 2021), instrumento que también está en proceso de actualización, esperándose una aprobación final durante el año 2024.

En el área A2, el PRIBCA la define como sector ZEIC, Zona de Extensión Industrial Condicionado donde se permite un uso industrial exclusivo destinado al emplazamiento de industrias, infraestructura sanitaria, actividades derivadas del transporte y bodegaje. Por tanto, se permite la instalación de plantas de producción de hidrógeno verde, ya que son consideradas infraestructura energética, pero la planta de amoníaco verde, que es considerada una Actividad Productiva, deberá ser calificada por la autoridad sanitaria, como no molesta para que sea permitida, según lo indica la ordenanza del PRIBCA

Más allá de las áreas especificadas en las figuras del análisis territorial, es posible concluir que existen en el territorio comunal, sea urbano o rural, buenas alternativas de localización para el parque industrial que pueden ser de provecho, siempre y cuando se realicen conexiones y ajustes en la infraestructura existente.

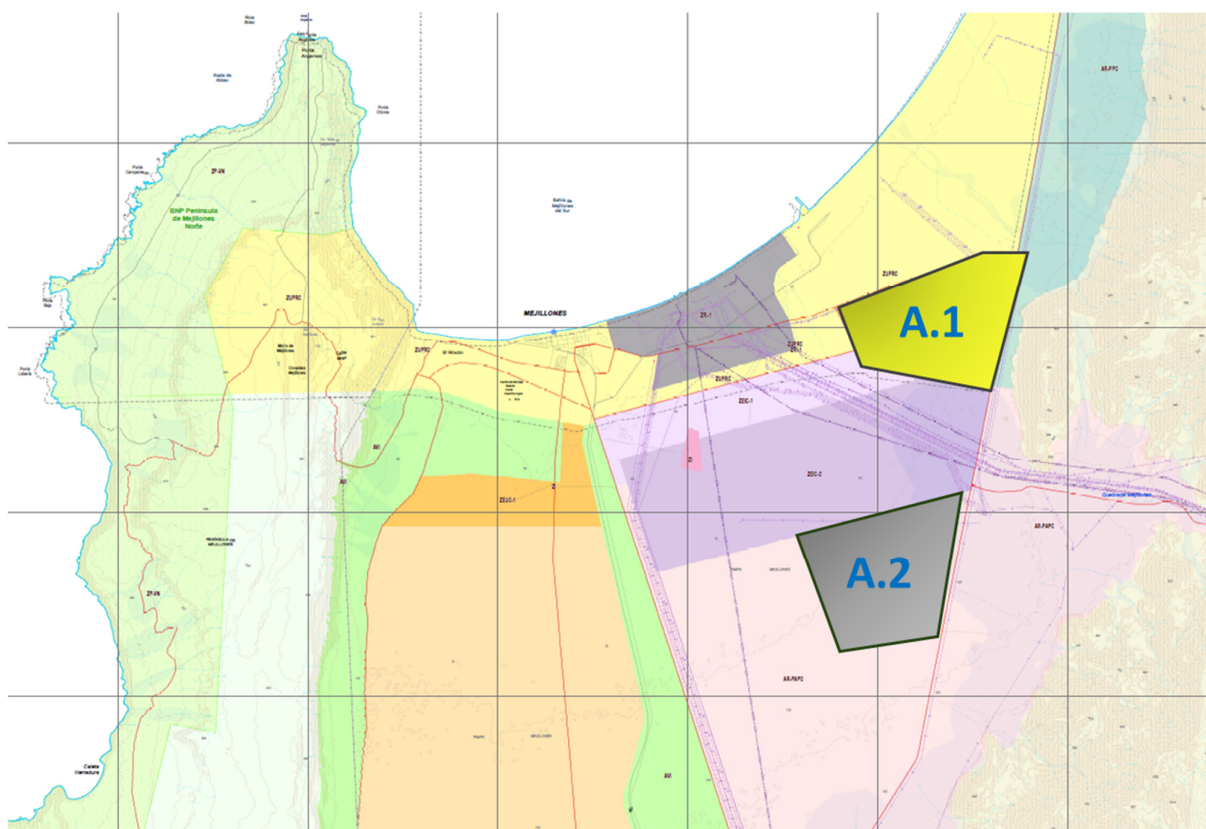


Figura 22. Zonas aptas para la localización del parque industrial.

Fuente: (Inodú, 2024).

Además del análisis de los instrumentos de planificación territorial aplicables, es necesario analizar la infraestructura existente desde el punto de vista de la disponibilidad y barreras para el uso del suelo. Contemplando esta perspectiva, se realizó una revisión de la zona urbana de Mejillones en donde se constató la existencia de áreas con

trazados de redes (líneas eléctricas, gasoductos, acueductos, ferrocarril), lo que puede ser considerado como un beneficio y una desventaja. Aun cuando su cercanía facilita la conexión del proyecto a esas redes, estas mismas limitan el uso del suelo al fragmentarlo. En la Figura 23 se muestra el emplazamiento de los principales trazados de redes de infraestructura.



Figura 23. Trazados de redes zona de Mejillones.

Fuente: (Hinicio, 2024)

En el análisis territorial, es necesario considerar también la existencia y la naturaleza de concesiones mineras en las áreas alternativas. Si ya existen concesiones establecidas y hay proyectos mineros factibles en una región determinada, estas áreas no estarían disponibles para otros proyectos industriales. El marco regulatorio aplicable a los derechos mineros ha experimentado modificaciones durante los últimos años con el objetivo de entregar certidumbre al desarrollo de proyectos. En este contexto, se considera que la reserva de un área estratégica con participación y apoyo del Estado para implementar un parque industrial podría otorgar certeza jurídica para la instalación de proyectos en ella.

3.2.2 Consideraciones medioambientales y comunitarias

Además de los aspectos propiamente territoriales para la conceptualización del proyecto, es necesario analizar los aspectos medioambientales y sociales para proponer alternativas viables de localización de un parque industrial.

Es importante destacar que, al momento de estudiar aspectos ambientales de un territorio, se deben abordar múltiples factores y variables que pueden estar presentes en la zona del área de influencia de un proyecto, uno de estos aspectos es identificar presencia de fauna nativa en el lugar de estudio. Un ejemplo de esto es la identificación de algunas especies en categoría de conservación en el área analizada para el parque industrial. De acuerdo con el Estudio de Impacto Ambiental (EIA) del Proyecto Volta de la empresa MAE (Jaime Illanes & Asociados, 2024), que actualmente se encuentra en evaluación ambiental en el SEIA, en el área existen dos especies en peligro (la

golondrina de mar negra y el gaviotín chico). Por su importancia, desde el año 2008 existe en la comuna la Fundación Gaviotín Chico encargada del monitoreo y conservación de esta especie.

Los antecedentes recientes proporcionados por este EIA indican que si bien existen registros de nidos históricos proporcionados por ROC (Red de Observadores de Aves y Vida Silvestre de Chile), en el levantamiento de terreno no se identifican áreas de nidificación de estas especies en las zonas que se están evaluando para la ubicación del parque industrial, como se ilustra en la siguiente figura:

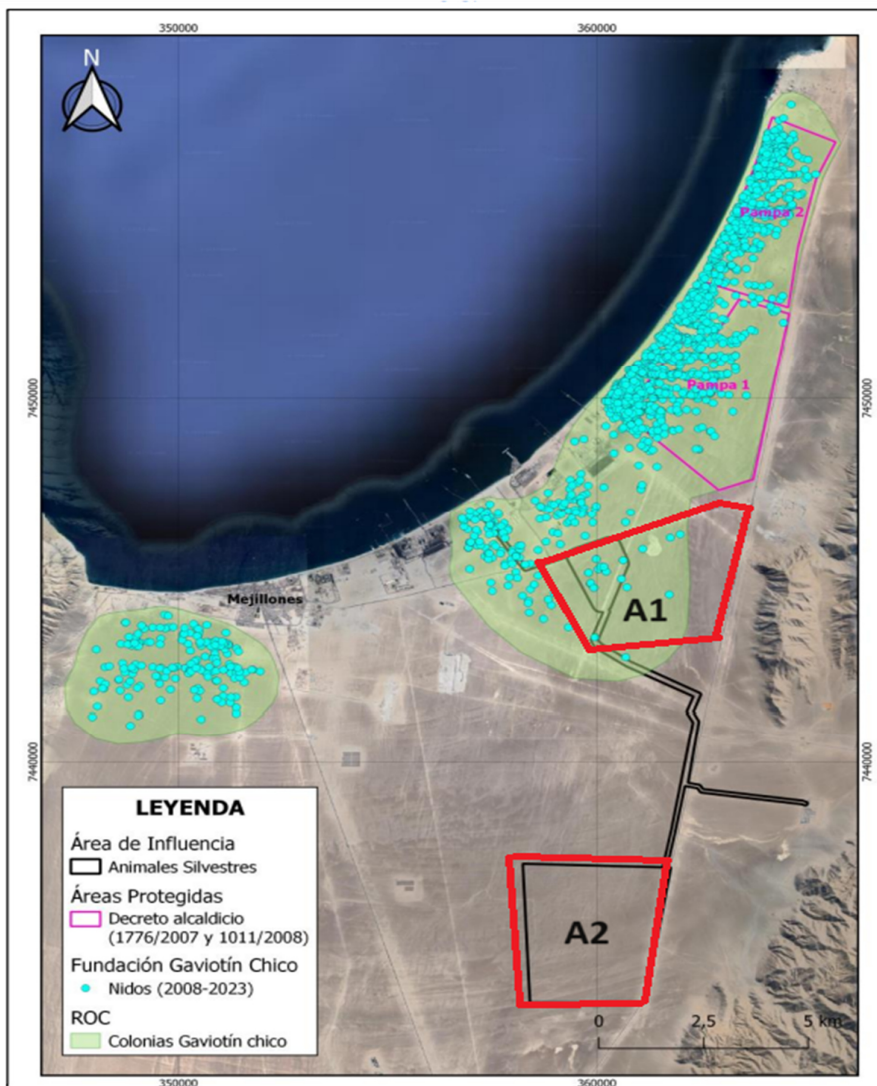


Figura 24. Áreas de nidificación de la especie Gaviotín Chico (*Sterna Lorata*).

Fuente: (Jaime Illanes & Asociados, 2024).

Lo anterior es confirmado, además, por el hecho de que las localizaciones consideradas para el parque industrial se encuentran fuera de las zonas protegidas por decreto alcaldicio (N°1776/2007 y N°1011/2008) para la protección de esta especie en el territorio comunal. En este contexto, los sectores considerados preliminarmente para el parque industrial en este trabajo no se ubican en las áreas de nidificación ni áreas de protección según los antecedentes disponibles.

No obstante, todos los proyectos que se localicen en el parque industrial deberán someterse de igual forma al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) mediante una declaración o estudio de impacto ambiental según corresponda, considerando todas las componentes y definiendo las áreas de influencia correspondientes.

Respecto a los aspectos sociales será necesario realizar, en una siguiente etapa, un levantamiento detallado y profundo de las características de las comunidades involucradas y de los impactos económicos y sociales, positivos y negativos, del desarrollo de un parque industrial en el territorio comunal. En esta etapa, puede constatar el hecho de que la comuna tiene actualmente un carácter marcadamente industrial y portuario, con la presencia de importantes empresas vinculadas a los sectores de energía (centrales termoeléctricas), logística (infraestructura portuaria) y producción de insumos para la minería (explosivos, ácido sulfúrico, etc.). Esta característica de la comuna presenta ventajas y desafíos en relación con la aceptación de futuras empresas por parte de las comunidades. Por una parte, son actividades conocidas, con las que los ciudadanos de Mejillones han aprendido a convivir por más de 40 años. Por otra parte, las experiencias en el pasado con las industrias no han sido siempre positivas, debido a externalidades ambientales negativas tales como la contaminación atmosférica o del fondo marino.

En este contexto, resulta apropiado proponer el desarrollo de un parque industrial que resuelva uno de los problemas que ha generado el crecimiento industrial inorgánico en el pasado: el fraccionamiento territorial y uso ineficiente del borde costero. Un parque industrial con un desarrollo planificado de largo plazo permite justamente superar la fragmentación y hacer un uso más eficiente del territorio y borde costero. Por otra parte, parece conveniente localizar el parque alejado de los centros poblados y del borde costero, para minimizar los riesgos potenciales sobre la población actual, asociados al transporte y manejo de sustancias peligrosas, y las limitaciones al crecimiento urbano de largo plazo.

En relación con los aspectos sociales y comunitarios, resulta oportuno considerar también la ventaja que puede representar la propuesta del parque industrial. Se sugiere considerar la realización de un estudio ambiental estratégico con participación ciudadana anticipada. Este proceso de diálogo con las comunidades puede ser desarrollado con una visión de conjunto sobre el parque industrial, con sus posibles beneficios para la economía local y el medio ambiente, y con pocos interlocutores públicos y privados como sus promotores. Esta es una actividad relevante que se deberá abordar en una siguiente etapa de diseño de la implementación del parque industrial.

Las consideraciones ambientales y sociales mencionadas han sido tomadas en cuenta para la propuesta de localizaciones alternativas en forma preliminar, pero no forman parte de los alcances de este trabajo. Ellas deberán ser abordadas en profundidad, mediante estudios ambientales específicos según la normativa aplicable, durante las siguientes etapas de diseño e implementación del parque industrial, y luego también por cada uno de los proyectos que se localicen en su interior.

3.3 Plan maestro del Parque Industrial H₂ Mejillones

En base al dimensionamiento y al análisis territorial presentados en las secciones anteriores, se elaboró una propuesta de plan maestro para el desarrollo de largo plazo del parque industrial, con un horizonte al 2050. La propuesta presentada en la Figura 25 se basa en una localización solo ilustrativa, útil para mostrar algunos aspectos para un diseño posterior. Las localizaciones exactas habrá que analizarlas en mayor profundidad en conjunto con las autoridades competentes para llegar a una definición definitiva según corresponda.

De hecho, en la ubicación mostrada en la figura existe un proyecto que presentó recientemente su Estudio de Impacto Ambiental, el Proyecto Volta de la empresa MAE (Jaime Illanes & Asociados, 2024), cuyas plantas industriales ocuparán un área total de 38 ha según el citado EIA. Esto por cierto no significa que toda el área señalada en el plan maestro (900 ha) queda inhabilitada para el desarrollo del parque, sino más bien que se trata efectivamente de una ubicación favorable para instalar este tipo de proyectos, que amerita ser estudiada en mayor profundidad, en coordinación con la empresa MAE.

Solar NH3-Pool Chile:

Conceptos para el desarrollo de un parque industrial sostenible de hidrógeno/amoníaco verde en la región de Antofagasta (Chile)

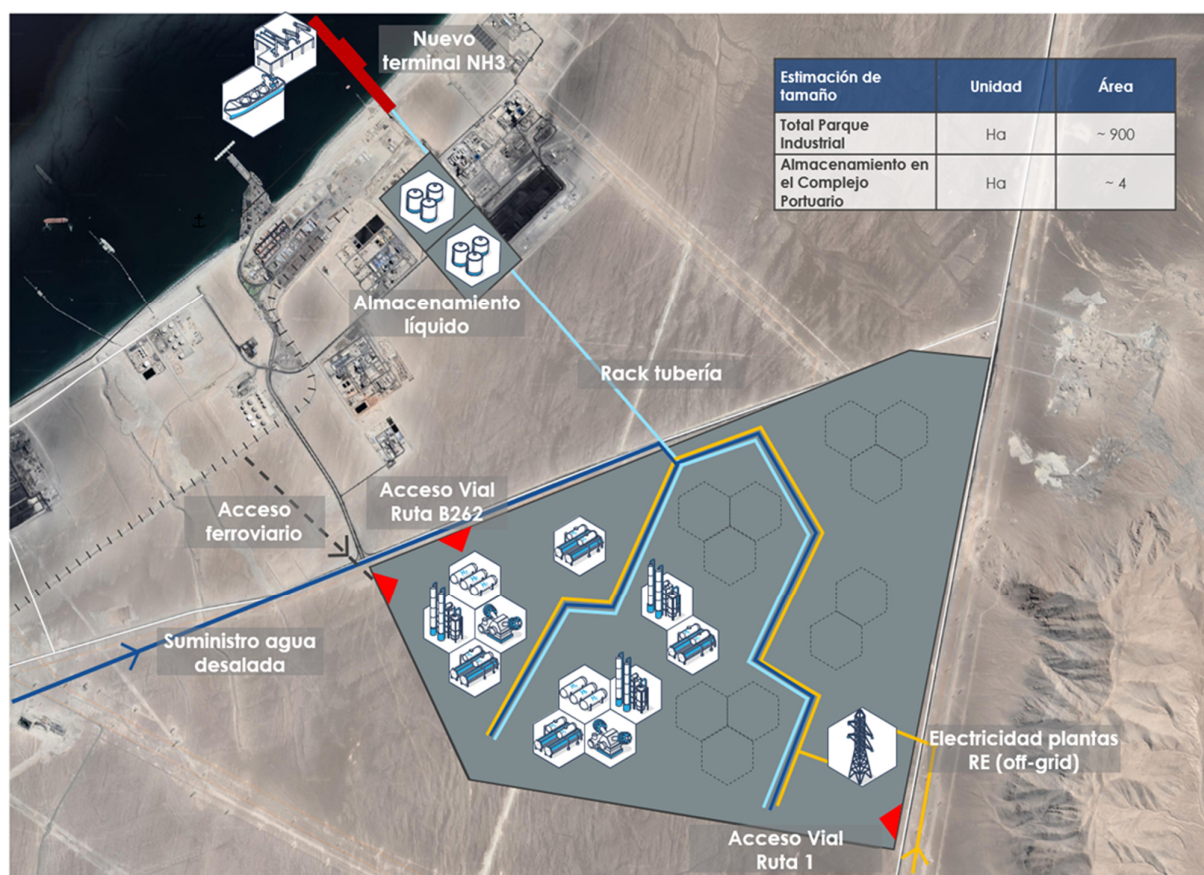


Figura 25. Plan maestro del Parque Industrial H2 Mejillones.

Fuente: (Hinicio, 2023).

La Figura 25 muestra a modo referencial los posibles accesos camineros y ferroviarios eventuales del parque, su vinculación con el puerto por medio de un corredor de ductos, el acueducto para el suministro común de agua desalada a las plantas, la infraestructura para la transformación y transmisión eléctrica, entre otros. Se contempla instalar los grandes estanques de almacenamiento de productos en el recinto portuario, que estaría a unos 5 km de distancia del parque, con un requerimiento de áreas de al menos 4 ha.

Cabe destacar nuevamente que el propósito principal de este plan maestro es aportar un fundamento para hacer reservas estratégicas de terrenos que posibiliten un desarrollo planificado de largo plazo, y de señales claras de localización para proyectos industriales privados. Por otra parte, el plan maestro pretende mostrar a los actores públicos y privados, una forma viable de desarrollo de un polo industrial que contribuya a la competitividad y la sostenibilidad de la industria naciente del hidrógeno verde y derivados.

Las ventajas para un proyecto privado de localizarse al interior del parque industrial propuesto en Mejillones son numerosas. Se pueden mencionar en esta etapa de manera cualitativa algunas ventajas que cada proyecto individual podrá evaluar, en la medida que se avance la implementación del parque y se puedan definir los parámetros pertinentes para una evaluación económica, tales como:

- Acceso a terrenos en un área planificada y en plazos acotados, en la medida en que se reserve un área de terrenos fiscales para este fin y definan instrumentos adecuados para acceder a ellos en condiciones transparentes y no discriminatorias.

- Menores riesgos ambientales y comunitarios, en la medida en que se avance con líneas de base ambientales en el área del parque e infraestructura asociada, y se socialicen tempranamente los beneficios para una aceptación por parte de las comunidades.
- Menores plazos para la obtención de permisos, en la medida que existan avances en las líneas de base y aspectos comunitarios, los alcances y tiempos de los estudios, y la tramitación de permisos se reducen.
- Menores riesgos de desarrollo y de financiamiento. Los proyectos deben gestionar diversos riesgos en la etapa de desarrollo, los que se traducen frecuentemente en condiciones de financiamiento exigentes. En la medida que estos riesgos se reducen por localizarse dentro de un parque industrial por las razones mencionadas, también pueden mejorarse las condiciones del financiamiento, lo que puede tener un impacto relevante en la competitividad de estos proyectos intensivos en capital.
- Acceso a empresas de servicios y proveedoras de equipamientos que se instalen en el parque industrial, con las consiguientes ventajas de costos de suministro.

Existen también otras ventajas, para las que se pueden adelantar algunas estimaciones cuantitativas que pueden resultar orientadoras para las decisiones de localización, tales como:

- Acceso abierto a infraestructura portuaria compartida para la exportación de los productos e importación de equipos industriales, incluyendo ductos y estanques de almacenamiento. En el caso que un proyecto no cuente con infraestructura compartida, y deba construir sus instalaciones portuarias y de almacenamiento propias para exportar sus productos, el CAPEX de su proyecto aumentaría en al menos 200 millones de dólares. Y al no acceder a las economías de escala por estos servicios, el OPEX también se incrementaría en forma relevante (Hinicio, 2023).
- Disponibilidad de agua desalada/desmineralizada en base a infraestructura compartida (planta desaladora y acueductos). En el caso de que un proyecto deba construir su propia planta desaladora (p.ej. con capacidad de 50 l/s) el CAPEX del proyecto aumentaría en aprox. 8 millones de dólares, y el OPEX asociado aumenta al menos en un 25%, comparado con una planta de una capacidad de 500 l/s de uso compartido (Elaboración propia, 2023).
- Líneas dedicadas de transmisión eléctrica y subestaciones compartidas. Si 4 proyectos (de 1,000 MW de capacidad y 80 km de longitud) comparten las inversiones para una línea de transmisión de 500 kVA, la inversión para cada uno sería de aprox. 65 MUSD, 40% menor que en el caso que cada proyecto construya una línea propia de 220 kVA con un costo aproximado de 108 MUSD. A eso se suman los costos adicionales de desarrollo y los plazos asociados a habilitar dos fajas de terreno con sus respectivos permisos para cada línea (Inodú, 2023).
- Acceso ferroviario y vial. Los costos de los accesos viales y ferroviarios que requiere un proyecto dependen de su localización y distancia a la infraestructura existente. Pero si estos accesos están resueltos en un parque industrial, las inversiones en esta infraestructura de alto costo se reducen de forma importante disminuyendo el CAPEX del proyecto (Izquierdo, 2023).

4 Diseño conceptual de una planta modelo de amoníaco verde

El propósito de este capítulo es presentar el diseño conceptual de una planta modelo de producción de amoníaco verde, la que se localizaría dentro del parque industrial en Mejillones propuesto anteriormente. Con esto, se busca mostrar algunas ventajas de formar parte del parque industrial planificado, en relación con el uso compartido de infraestructura habilitante y su potencial para mejorar la competitividad y sostenibilidad.

El diseño contempla una optimización técnico-económica del sistema en dos etapas: una fase inicial que estará completamente operativa en 2028 y una segunda fase que entrará en operación en 2035, además de la configuración del sistema. Con este propósito, se busca conocer la temporalidad y la escala óptima de la planta modelo en el Parque Industrial H2 Mejillones, para producir amoníaco con el menor costo nivelado posible.

El enfoque adoptado para lograr este objetivo es, por una parte, aprovechar al máximo las ventajas y potenciales sinergias de localizar la planta modelo dentro del parque industrial. Por otra parte, se busca optimizar toda la cadena de valor asociada a la producción de hidrógeno y amoníaco verde, maximizando los recursos de energías renovables de la región, y usando herramientas formales de optimización sistemática del diseño y operación del proyecto.

El proceso de optimización del diseño incluyó varios estudios que abordaron diferentes componentes de la cadena de valor. Un primer estudio (Suazo, 2023) abordó el análisis de los recursos renovables en la región y la optimización preliminar del sistema de suministro eléctrico para las plantas de producción, además de un levantamiento de la infraestructura regional y análisis preliminar de localizaciones de los componentes de la cadena de valor. Otro estudio (Izquierdo, 2023) abordó la logística de transporte y almacenamiento de los productos principales, hidrógeno y amoníaco, para incorporar sus costos relativos en el análisis de las localizaciones de los diferentes componentes del sistema productivo.

Un tercer estudio (Yáñez, 2023), considerando los resultados de los anteriores, utilizó un enfoque sistémico para integrar los diferentes componentes de la cadena de valor y realizar una optimización global, en base al diseño conceptual de las diferentes plantas. Este último estudio permitió estimar costos de inversión y operación del sistema y obtener resultados preliminares para los costos nivelados de producción del hidrógeno y amoníaco verde.

Por su parte, otra consultoría encargada a Hincio, aportó una herramienta formal desarrollada por esa empresa, para dimensionar y optimizar el sistema productivo completo a nivel de prefactibilidad. Este estudio integró los diferentes aspectos y componentes analizados anteriormente y produjo los resultados buscados en términos de diseño de las plantas, estimaciones de CAPEX, OPEX y costos nivelados del sistema.

En las secciones siguientes se describe el enfoque de selección de las tecnologías de las plantas principales, el proceso de optimización del sistema productivo y de la capacidad de las plantas, y finalmente, se presenta el diseño conceptual de la planta modelo en sus dos etapas de desarrollo, incluyendo el dimensionamiento de sus equipos y plantas, los costos de inversión y operación, y resultados principales en términos de costos nivelados de producción.

4.1 Selección de tecnología y economías de escala

La cadena de valor de un proyecto de síntesis de amoníaco a partir de electrólisis de energía renovable comprende diversos procesos y tecnologías que incluyen la generación de electricidad renovable, transmisión eléctrica en líneas de alta tensión, producción de hidrógeno, compresión y almacenamiento, producción de nitrógeno, síntesis de amoníaco, transporte y almacenamiento de éste.

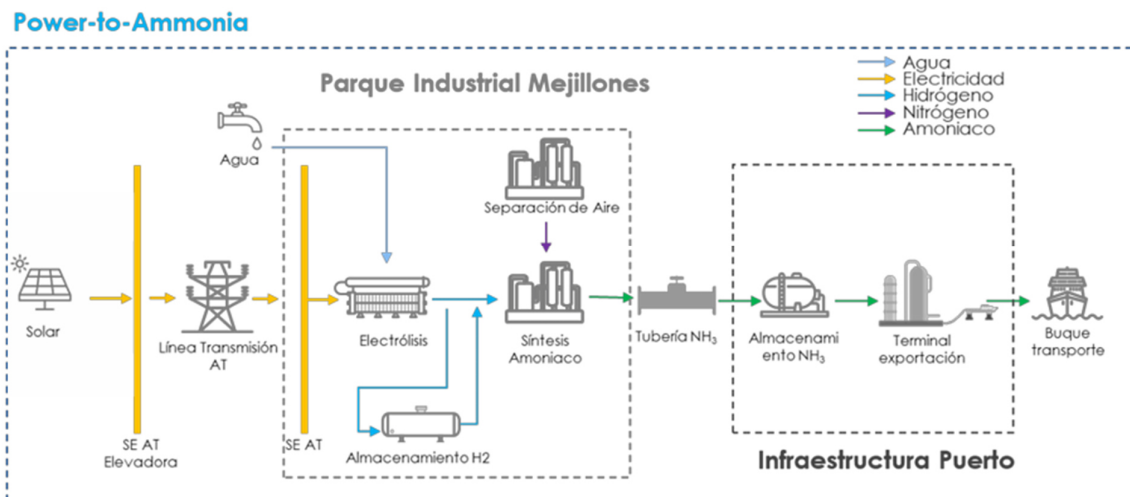


Figura 26. Cadena de valor de un proyecto Power-to-Ammonia.

Fuente: (Hinicio, 2023).

4.1.1 Proceso de electrólisis

Para la selección de la tecnología de producción de hidrógeno verde mediante electrólisis de agua, se consideraron en este proyecto la electrólisis alcalina (AWE), electrólisis de membrana de intercambio de protones (PEM) y electrólisis de alta temperatura (SOEC).

La electrólisis alcalina se basa en un proceso electroquímico que utiliza una solución alcalina como electrolito, generalmente hidróxido de potasio (KOH). Entre las ventajas de los electrolizadores AWE se puede señalar que es actualmente la tecnología más madura, está siendo utilizada hace años a escala industrial con niveles de producción en el rango de los MW, posee el CAPEX específico más bajo y la vida útil más larga comparada con otras tecnologías.

La electrólisis con membrana de intercambio de protones (PEM) es una tecnología bastante madura que utiliza un electrolito sólido conductor de protones. En este proceso, los protones producidos por la reacción de electrólisis son transportados a través del electrolito desde el ánodo al cátodo. Con la tecnología PEM, la elevada presión de operación disminuye la necesidad de compresión aguas abajo del proceso, posee un amplio rango de operaciones y un diseño compacto que le permite trabajar en proyectos con restricciones de espacio. Sin embargo, su vida útil es menor en comparación a los electrolizadores AWE, su capacidad en la escala de los MW es reciente y posee un alto costo de materiales para la construcción del *stack*, y por ello un mayor valor específico de CAPEX.

Finalmente, la electrólisis SOEC es una tecnología que se encuentra aún en desarrollo, que requiere una fuente de calor y tiene un menor consumo de electricidad. En este proceso, los aniones O²⁻ producidos son transportados por un electrolito sólido desde el cátodo al ánodo. La tecnología SOEC posee un alto nivel de eficiencia teórica, con un catalizador que no requiere de metales nobles, lo que disminuye su costo. Sin embargo, el *stack* de esta tecnología requiere de largos tiempos de encendido y apagado, lo que no permite una flexibilidad en la intermitencia de la producción. Además, esta tecnología posee un tamaño de celda limitado, requiere de una fuente adicional de calor, tiene costos elevados de inversión y no existen plantas de escala industrial en la actualidad.

Para seleccionar la tecnología más eficiente para el proyecto, se realizó un análisis de CAPEX. Este análisis se hizo de acuerdo con la tecnología actual y en el año 2040. Para esto se tomaron en consideración los costos asociados a cada tecnología, en la que se incluye el *stack* y el balance de planta para cada equipo.

En las Figuras 27, 28 y 29 se muestran los CAPEX obtenidos:

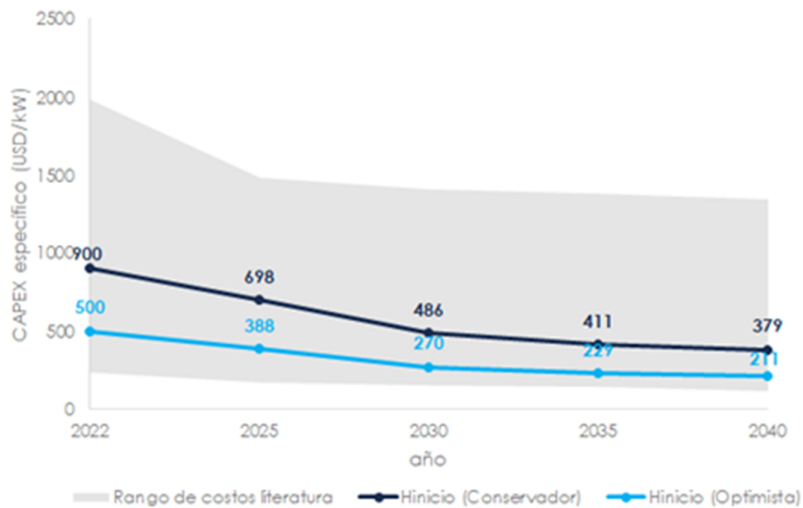


Figura 27. Estimación de costos de inversión para electrólisis AWE.

Fuente: (Hinicio, 2023).

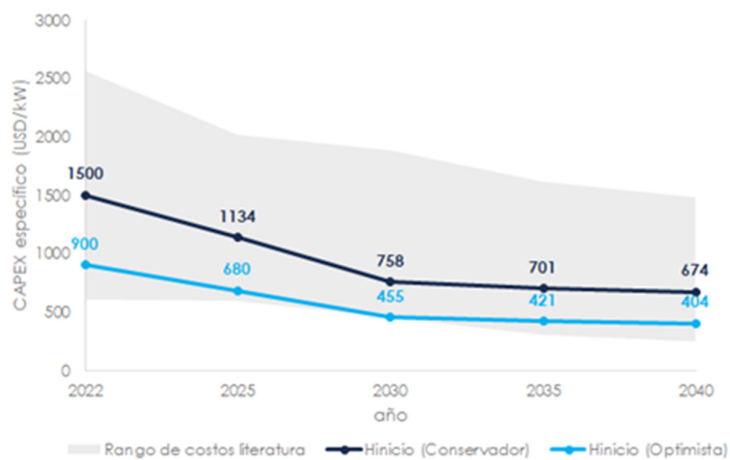


Figura 28. Estimación de costos de inversión para electrólisis PEM.

Fuente: (Hinicio, 2023).

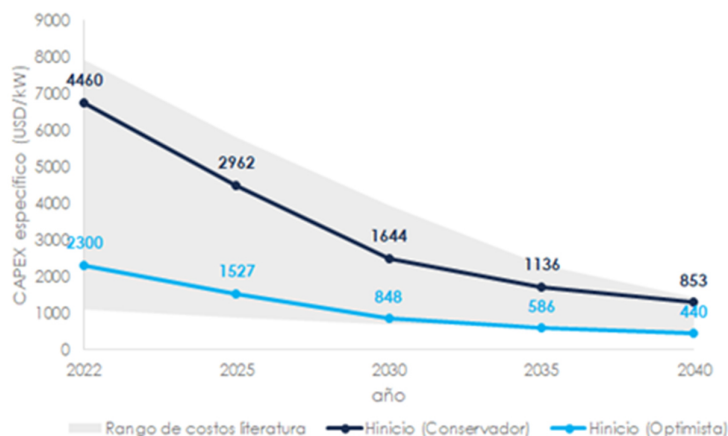


Figura 29. Estimación de costos de inversión para electrolisis SOEC.

Fuente: (Hinicio, 2023).

En base a estas proyecciones de CAPEX, se realizó también un análisis de alto nivel de costo nivelado del hidrógeno (LCOH) para comparar las tecnologías de electrolisis. Para esto se consideró una reinversión en *stack* cada 12 años de operación, una degradación del *stack* de 1%/año y una planta de electrolisis que opera a carga base sin interrupciones (24/7). Además, se asumió un costo de electricidad de 70 USD/MWh y de agua de 2 USD/m³.

La electrolisis AWE es la que presenta un menor LCOH, con valores actuales de aproximadamente de 4.5 USD/kg de H₂ y de unos 4.0 USD/kg para el año 2040, y tiene una mayor confianza en cuanto a la reducción esperada de CAPEX. Por su parte, la tecnología PEM presenta valores actuales de LCOH de unos 5.5 USD/kg y para el año 2040 de 4.5 USD/kg de H₂. La tecnología SOEC presenta los mayores valores actuales de LCOH, de aproximadamente 7.5 USD/kg, pero se proyecta una reducción significativa hasta el año 2040, de hasta 4.0 USD/kg H₂, aunque con menor grado de confianza sobre esta reducción. Es importante mencionar que este análisis de LCOH es referencial y de alto nivel, y sus resultados deben ser interpretados con prudencia, pues se asumieron costos de electricidad y agua, pero el valor de estos costos impacta de manera diferente en la selección de la tecnología. Por ejemplo, costos de electricidad bajos (~30 USD/MWh) disminuyen la ventaja de la tecnología de SOEC de un menor consumo eléctrico comparadas a las tecnologías AWE y PEM.

Como conclusión de los análisis realizados, se sugiere seleccionar la tecnología AWE para la planta modelo, debido a que con ella se alcanza un CAPEX y LCOH menores, tanto en la actualidad como en proyecciones al año 2040. Por otra parte, esta tecnología es actualmente la única que puede demostrar su capacidad de alcanzar escalas industriales de cientos de MW, que es la escala requerida por la planta modelo. Finalmente, se proyecta que esta tecnología abarque cerca del 60% del mercado al año 2030, además de contar en un futuro cercano con equipos de producción del orden de los 100 MW, lo que refuerza sus ventajas comparativas con respecto a los otros tipos de electrolizadores⁸.

De todas maneras, se recomienda realizar un seguimiento de las tecnologías alternativas, PEM y SOEC, ya que la conclusión señalada podría variar frente a cambios disruptivos y condiciones de operación o precios relativos de los parámetros principales que impactan en el LCOH de estas tecnologías.

⁸ En términos de espacio ocupado por la planta, una planta de electrolisis alcalina suele requerir casi el doble de superficie que una planta PEM. Por lo tanto, la tecnología de electrolisis PEM será la solución lógica para los proyectos con grandes limitaciones de espacio. Sin embargo, para el caso del parque industrial la limitación de espacio no parece ser un parámetro crítico para decidir la tecnología de electrolisis óptima.

4.1.2 Síntesis de amoniaco

La principal tecnología de producción de amoniaco desde comienzos del siglo XX es el proceso Haber-Bosch. En términos generales, este proceso consiste en la reacción catalítica de una mezcla gaseosa de hidrógeno y nitrógeno, previamente llevada a elevadas temperaturas y presiones, para la obtención de amoniaco. La tasa de conversión suele ser de entre el 15% y el 20% por cada ciclo individual. Por lo tanto, se requiere un gran reciclaje interno para lograr una alta conversión global (de hasta el 98%).

Actualmente existen diseños de plantas Haber-Bosch con capacidad de producción de entre 4 – 6,000 tpd, y las capacidades típicas de las plantas de amoniaco alimentadas con hidrógeno gris son de 2,000 – 3,500 tpd en proceso continuo (IRENA, Global Trade Hydrogen, 2022).

El CAPEX específico de una planta Haber-Bosch se observa en la Figura 30. Cuando la capacidad es mayor a 500 tpd de NH₃, el CAPEX específico desciende de los 218,000 USD/tpd NH₃, cuando la capacidad es superior a 2,000 tpd NH₃ el CAPEX específico se estabiliza en torno a 108,000 USD/tpd NH₃ aproximadamente, sin embargo, ya desde los 1,000 tpd, entra en una zona con pocas variaciones de costos. Las plantas sobre 1,000 tpd ya presentan integración térmica para recuperar el calor y generar electricidad mediante turbinas recuperadoras (mayor eficiencia). En caso de escenarios de crecimiento se pueden considerar aumentar el número de trenes en esta capacidad de modo de ir aumentando la producción de acuerdo con un desarrollo en fases.

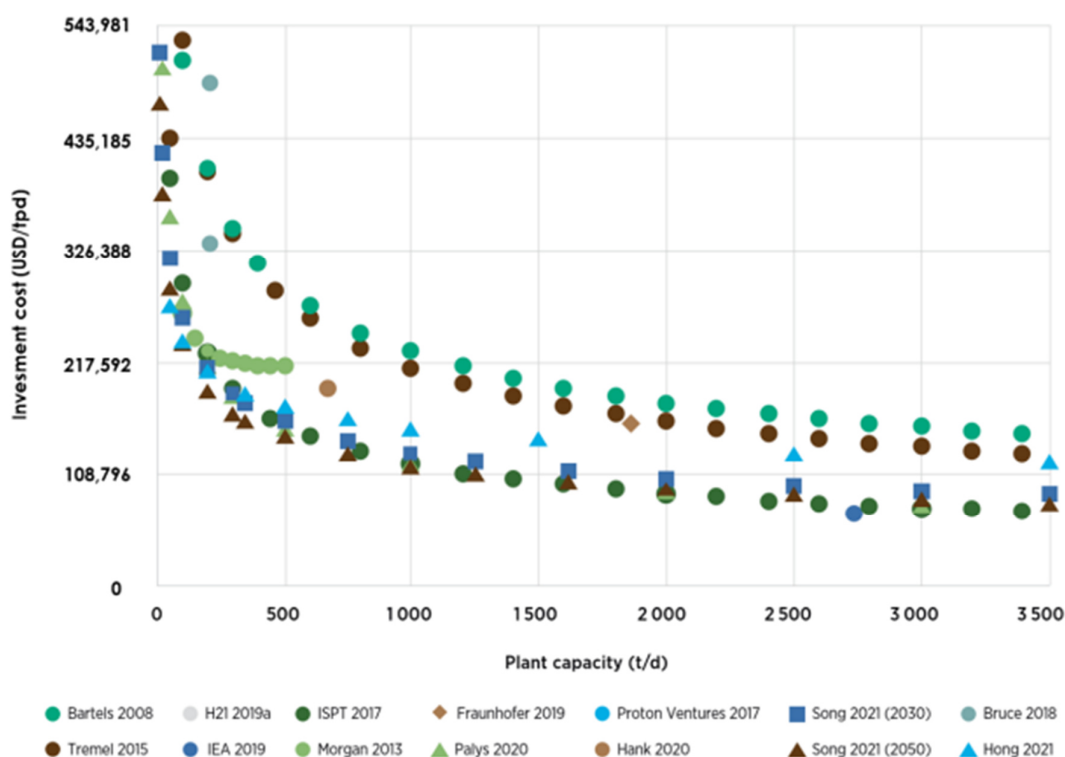


Figura 30. Costos de inversión específicos planta Haber-Bosch.

Fuente: (Hinicio, 2023).

4.1.3 Separación de aire

Para la producción de amoníaco no solo se necesita hidrógeno, sino que también nitrógeno. Actualmente, existen tres tipos de tecnologías que permiten aislar el nitrógeno contenido en el aire: destilación criogénica, adsorción por oscilación de presión (PSA) y separación por membrana, donde la destilación criogénica representa más del 90% de la producción mundial de nitrógeno y es la opción más costo-efectiva para plantas de gran escala de producción de nitrógeno, con una alta madurez tecnológica.

Considerando las necesidades de nitrógeno para una planta de producción diaria de 1,000 ton NH₃, se requieren 35,000 kg N₂/h o 28,000 m³ (STP)/h, aproximadamente. Como el parque industrial se espera que sea de esos tamaños, la tecnología de destilación criogénica es la tecnología recomendada para la producción de nitrógeno.

Para el caso de la destilación criogénica, los costos varían respecto a la capacidad de producción como se muestra en la siguiente figura:

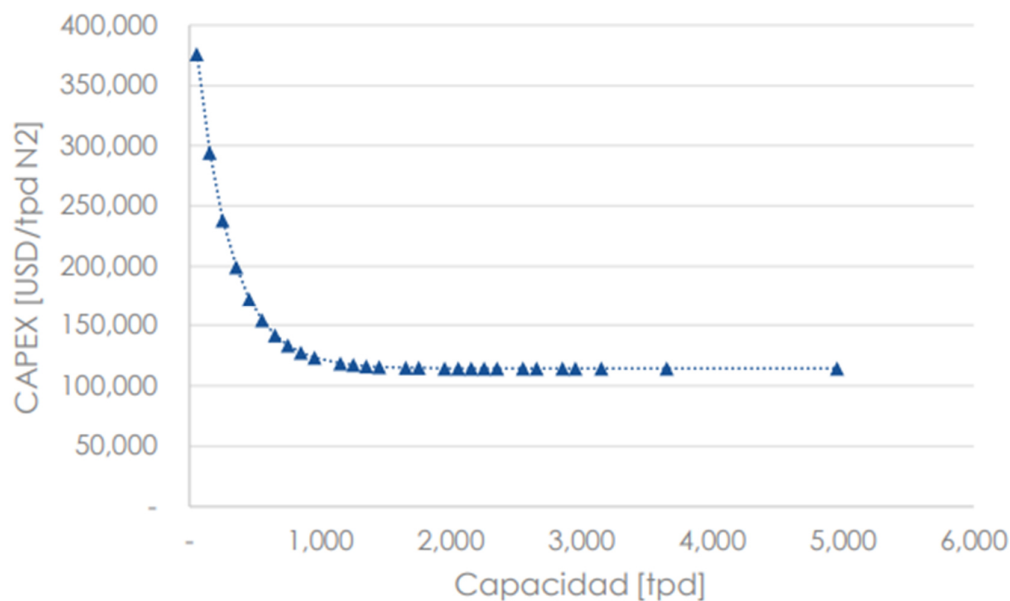


Figura 31. Costo destilación criogénica respecto a la capacidad de producción de nitrógeno.

Fuente: (Hinicio, 2023).

En base a un análisis de los antecedentes anteriores, es posible concluir que cuando la capacidad de la planta es de 400 tpd NH₃, aproximadamente, el costo asociado a la producción de hidrógeno renovable se estabiliza. Alrededor de 700 tpd NH₃ de capacidad se estabiliza el costo asociado a la unidad de separación de aire. La tendencia muestra una conclusión similar a lo observado con la planta de amoníaco por sí sola, y es que ya desde los 1,000 tpd NH₃, las plantas entran en una zona con bajas variaciones de costos.

4.1.4 Economías de escala de un sistema integrado

De acuerdo con lo señalado anteriormente, la planta modelo considera un sistema integrado para producir amoníaco compuesto por la tecnología alcalina para la generación de hidrógeno renovable, la destilación criogénica para la producción de nitrógeno y una planta Haber-Bosch para la producción de amoníaco.

En la Figura 32 se muestra el CAPEX específico de este sistema integrado en función del volumen diario de producción de amoníaco. La curva muestra que a partir de una producción de 1,000 tpd el CAPEX específico se estabiliza por economías de escala aditivas de los tres procesos. Por sobre este valor, las variaciones de capacidad de producción reducen significativamente su impacto en los costos específicos de las tecnologías.

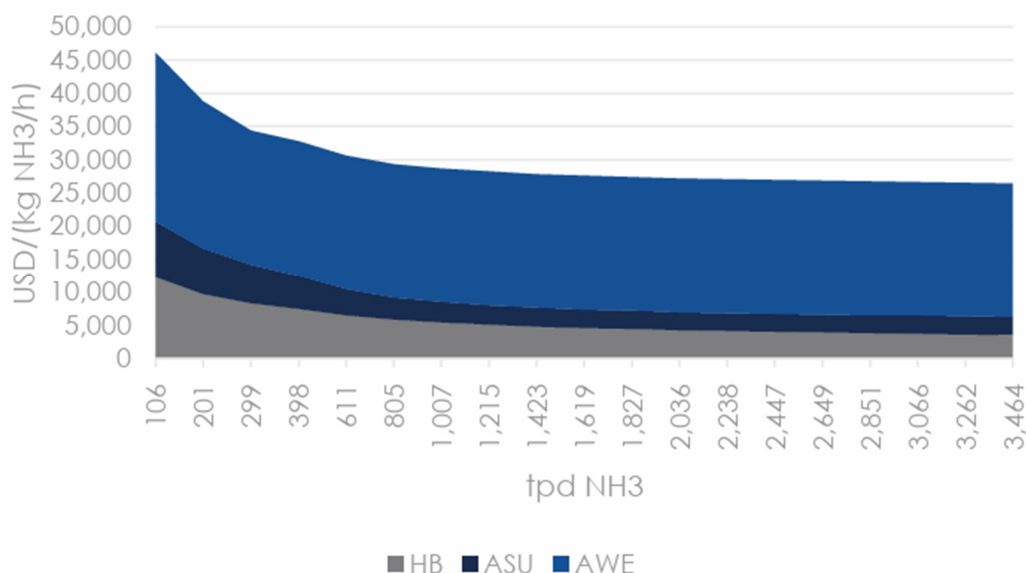


Figura 32. Economías de escala de sistema integrado de producción de amoníaco.

Fuente: (Hinicio, 2023).

4.2 Configuración de la planta modelo

La planta modelo diseñada se ubicará al interior del parque industrial propuesto, cercana al Complejo Portuario Mejillones (5 a 15 km), y contará con un suministro eléctrico mediante una planta fotovoltaica ubicada a unos 80 kilómetros hacia el este, complementado por contratos de suministro PPA. Para determinar la configuración óptima del proyecto *Power-to-Ammonia* se realiza una optimización técnico-económica buscando minimizar el costo total del sistema para toda la vida útil del proyecto. La metodología empleada consta de las etapas descritas a continuación.

4.2.1 Selección de capacidad de producción y configuración

Para la selección de la capacidad óptima de producción se desarrolló un análisis preliminar, estimándose el LCOA de 3 diferentes capacidades de producción de amoníaco (500 tpd, 1,000 tpd y 2,000 tpd) para dos configuraciones alternativas:

- Caso Base: Planta de producción de amoníaco opera de manera constante durante el día, a capacidad nominal de producción.

- Caso Alternativo: Planta de producción de amoníaco opera de manera flexible, considerando el mínimo técnico de operación recomendado para esta tecnología (30% de capacidad nominal).

Este análisis se realizó para entender el impacto que tiene en el LCOA y en el CAPEX de este tipo de proyectos, la escala de proyectos *Power-to Ammonia* y flexibilidad operacional de la planta de amoníaco.

Para el caso base, se sobredimensiona la capacidad de la planta PV, el sistema de electrólisis, y la compresión y almacenamiento de hidrógeno, para poder operar la planta Haber Bosch al 100% de su capacidad productiva, asumiendo un costo de la energía complementaria requerida en horario nocturno, por medio de un PPA, de 80 USD/MWh. En el caso alternativo, se permite a la planta de amoníaco operar hasta un 30% de su capacidad nominal, disminuyendo los requerimientos de electricidad e hidrógeno.

El costo nivelado de amoníaco de los casos alternativos es cerca de 100 USD/t NH₃ menor al de los casos base de la misma capacidad. El costo total de inversión de los casos alternativos es hasta un 26% menor que el de los casos base. El menor costo nivelado de amoníaco se obtiene para el caso alternativo de la planta de mayor tamaño evaluada (2,000 tpd), con un LCOA de 767 USD/t NH₃. Sin embargo, este costo es tan solo un 1.9% menor al LCOA de la planta de 1,000 tpd, pero con un costo de inversión 87,4% superior al de este caso.

Considerando los primeros resultados obtenidos, se constata que las economías de escala de las plantas de amoníaco para capacidades por sobre las 1,000 tpd no tienen un impacto significativo en el LCOA total del sistema. Es por esto por lo que se propone para la planta modelo una capacidad inicial de 1,000 tpd, como primera fase (operando a partir de 2028), con la posibilidad de un escalamiento hasta una capacidad de 2,000 tpd, en una segunda fase (operando a partir de 2035), utilizando la configuración del caso alternativo evaluado.

La segunda fase consistiría, en una duplicación de la capacidad inicial, agregando al sistema un tren de producción adicional, como se muestra en la siguiente figura:



Figura 33. Trenes de producción de amoníaco verde del proyecto en ambas fases.

Fuente: (Hinicio, 2023).

4.2.2 Configuración óptima

- **Primera fase (2028)**

El diseño óptimo de la primera fase del proyecto considera una planta solar fotovoltaica de 1.1 GW de capacidad como principal fuente, complementado con una BESS⁹ de 12 MW que almacena electricidad durante horas solares y un PPA renovable tipo *take-or-pay* de 22.1 MW durante la noche para mantener la operación de la planta de amoníaco. Se contempla una línea de transmisión de 80 km de 1.68 GW, sobredimensionada para ser capaz de transmitir la electricidad generada en la planta PV, tanto para la primera fase como para la segunda fase del proyecto.

En lo que respecta a la planta de producción de hidrógeno, el diseño considera un electrolizador alcalino de 800 MW que produce hidrógeno a 30 bar, un sistema de almacenamiento de hidrógeno en estanques tipo I a 200 bares de presión con una capacidad de 100 toneladas de hidrógeno verde, y un compresor reciprocante de hidrógeno con capacidad de 8 toneladas de hidrógeno por hora.

Para la producción de nitrógeno, una unidad separadora de aire (ASU) criogénica de 34 toneladas de nitrógeno por hora, mientras que para la producción de amoníaco una planta Haber-Bosch de 42 tph (1,000 tpd) utilizando el hidrógeno y nitrógeno producidos en los procesos descritos previamente. Considerando el suministro eléctrico disponible, la producción anual óptima de este sistema es de 320 kt NH₃/año.

Cabe destacar que la producción de amoníaco depende esencialmente de la disponibilidad de hidrógeno. Durante el día, la producción de amoníaco se mantiene constante a su máxima capacidad, debido a que la cantidad producida de hidrógeno verde es superior a lo requerido, por lo que parte de esta se comprime para ser almacenada. Durante la noche, cuando no se cuenta con disponibilidad de recurso solar, y la energía renovable tiene mayor costo, el estanque de almacenamiento de hidrógeno se descarga, con la finalidad de mantener la operación al mínimo técnico de la planta de producción de amoníaco (30%).

El amoníaco producido es enviado mediante una tubería de 20 pulgadas de 8 km de largo al Complejo Portuario Mejillones, donde es almacenado para su posterior exportación al puerto de Rotterdam. Se considera que tanto el transporte en tubería, como el almacenamiento de amoníaco y los servicios portuarios son realizados por un tercero. Para la exportación del amoníaco producido, se consideran buques con una capacidad total de almacenamiento de 50,000 t (73,260 m³) de amoníaco.

En la Figura 34 se presentan los consumos anuales y capacidades de cada sistema considerado en el diseño conceptual de la planta modelo en su primera fase.

⁹ Permitirá disminuir el *curtailment* de la planta PV durante el día y aprovechar la energía en momentos donde el recurso solar disminuye, durante la noche.

Solar NH3-Pool Chile:

Conceptos para el desarrollo de un parque industrial sostenible de hidrógeno/amoniaco verde en la región de Antofagasta (Chile)

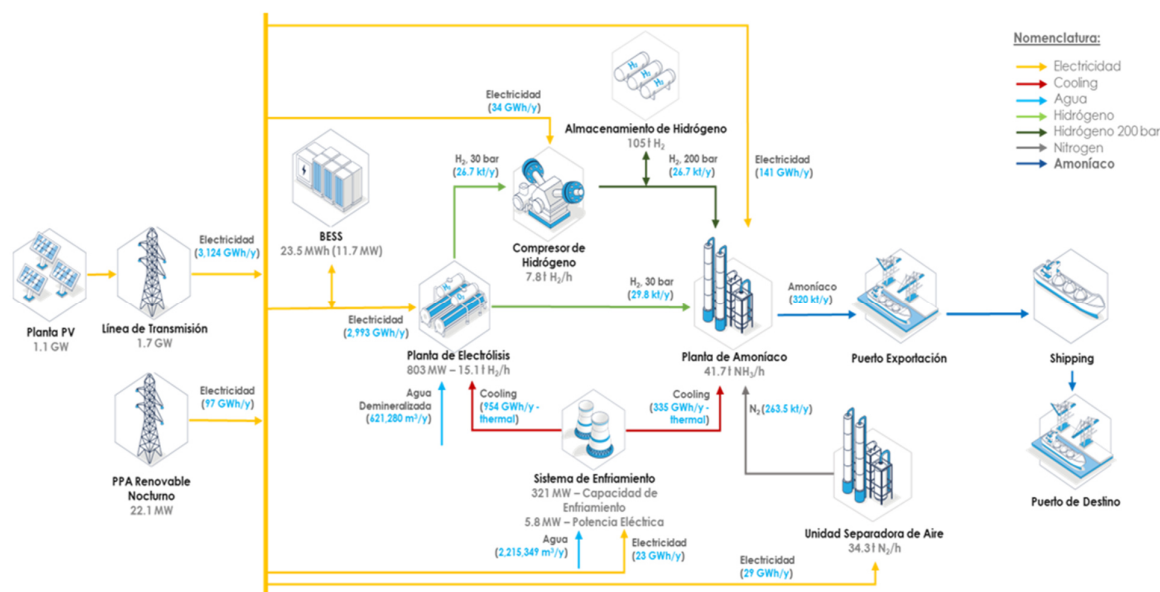


Figura 34. Diagrama general de balance de masa y energía para la primera fase del proyecto.

Fuente: (Hinicio, 2023).

Debido a la variabilidad anual del recurso solar, la planta PV se dimensionó para poder suplir los requerimientos eléctricos del sistema en el mes de junio, mes en el cual la disponibilidad del recurso solar es menor. Es por esto por lo que, entre septiembre y marzo, meses en los cuales existe una mayor disponibilidad de recurso solar, existe un mayor vertimiento de la planta PV, volumen de energía que para efectos del análisis realizado no se considera útil.

La producción de electricidad durante el mes de junio es inferior a la de enero, generalmente con una producción inferior a los 800 MW durante las horas solares, y sin alcanzar la capacidad máxima de producción solar durante el día. En cambio, en enero, salvo días excepcionales de baja producción, la planta PV produce el máximo posible (860 MW) para aprovechar el recurso solar presente en este mes.

En la Figura 35 se muestran los resultados del dimensionamiento del sistema optimizado de suministro eléctrico.

Solar NH3-Pool Chile:

Conceptos para el desarrollo de un parque industrial sostenible de hidrógeno/amoníaco verde en la región de Antofagasta (Chile)

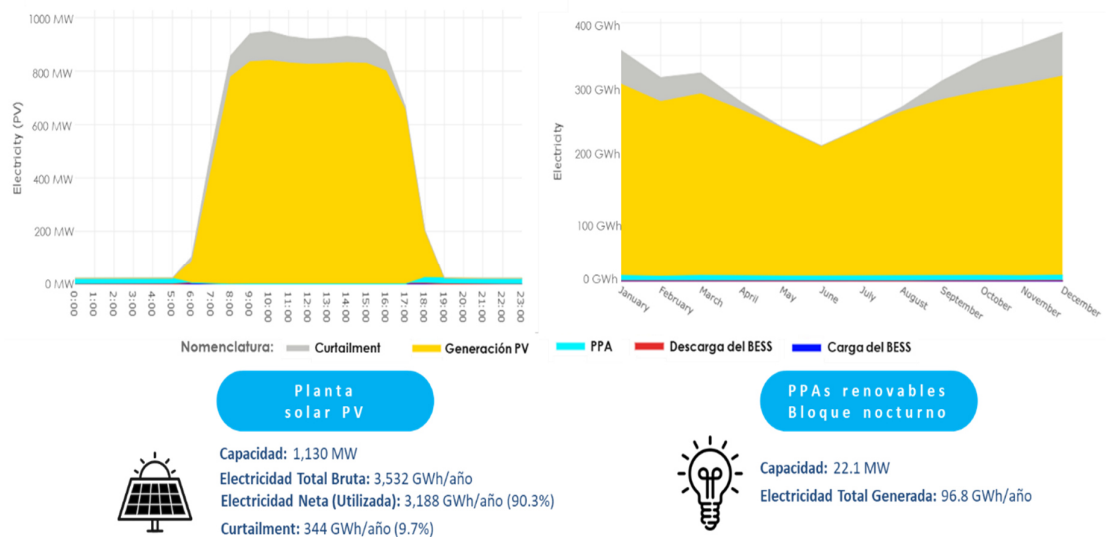


Figura 35. Sistema optimizado de suministro eléctrico.

Fuente: (Hinicio, 2023).

La planta PV produce diariamente entre las 6:00 y las 18:00 hrs, en promedio. En las horas que no hay generación a partir del recurso solar, opera el PPA renovable nocturno, que suministra la energía a las plantas químicas para mantener el mínimo técnico de operación de la planta de producción de amoníaco. Respecto al consumo de electricidad, 3,220 GWh/año son consumidos por las plantas de producción, un 89% de la generación total del sistema. La planta de electrólisis es la planta de producción que presenta el mayor consumo eléctrico, requiriendo 2,993 GWh/año, correspondientes al 93% del consumo total de energía del sistema.

Por su parte, la planta Haber-Bosch, para la producción de amoníaco requiere 140.8 GWh/año de electricidad, correspondiente al 4.3% del consumo total de energía. La compresión de hidrógeno, el sistema de enfriamiento y ASU en conjunto consumen 85.8 GWh/año, 2.7% del consumo anual del sistema.

La producción y consumo de electricidad se presenta en la siguiente figura:

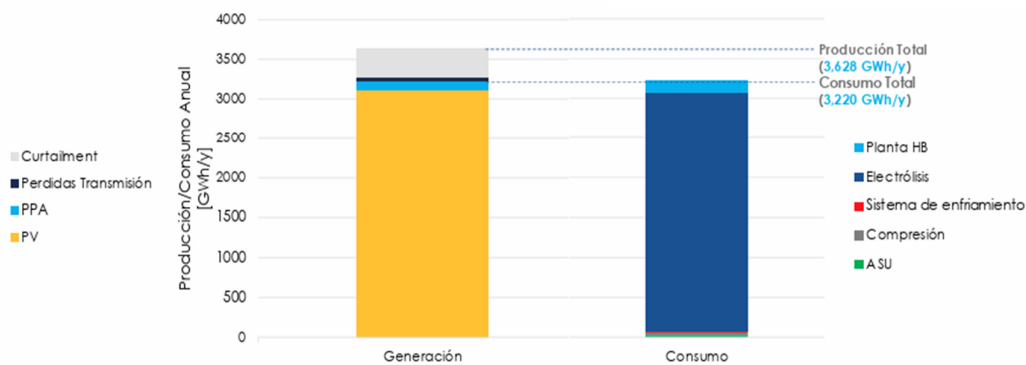


Figura 36. Producción y consumo anual de electricidad del sistema.

Fuente: (Hinicio, 2023).

A continuación, se grafican las curvas de producción de los productos principales a lo largo del año, ajustándose a la disponibilidad del recurso solar:

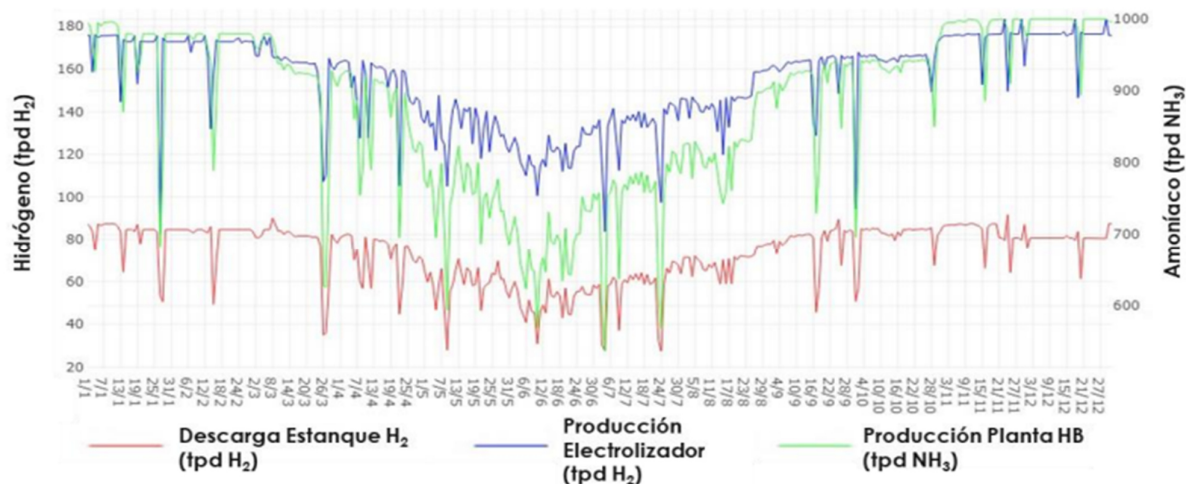


Figura 37. Curvas de producción de hidrógeno verde durante el año.

Fuente: (Hinicio, 2023).

• Segunda fase (2035)

La segunda fase del proyecto para la planta modelo es la adición de un nuevo tren de producción de amoníaco de 1,000 tpd. Al igual que para la primera fase, considerando el suministro eléctrico disponible, la producción anual óptima de amoníaco del tren adicional es de 320 kt NH₃/año, por lo que producción global del sistema alcanzaría 640 kt NH₃/año.

La adición del nuevo tren de producción de amoníaco supone un aumento de la capacidad de generación eléctrica, de electrólisis, de compresión y almacenamiento, del BESS y de la unidad separadora de aire.

La ampliación del proyecto en el año 2035 considera un aumento de la capacidad de la planta PV de 1.29 GW. Para proveer suficiente electricidad durante la noche, horas donde no existe producción solar por parte de la planta PV, el sistema considera el aumento de la capacidad de dos diferentes fuentes de suministro: el BESS en 13.6 MWh, con un inversor de 6.8 MW, que almacena electricidad durante horas solares y además un PPA *take-or-pay* renovable nocturno que aumenta su capacidad en 22.4 MW por la adición del nuevo tren de producción de amoníaco, el cual está disponible en las horas de baja o nula producción solar, es decir, desde las 18:00 hrs. hasta las 6:00 hrs. del día siguiente.

Para la producción del hidrógeno requerido por el nuevo tren de producción de amoníaco, se considera una planta de electrólisis alcalina de 806 MW, que produce hidrógeno a 30 bar. Un sistema de almacenamiento de hidrógeno a 200 bar es considerado, con una capacidad de almacenamiento de 103 t H₂. Para almacenar a esta presión, se utiliza un compresor recíprocante de hidrógeno con una capacidad de 9.9 MW, capaz de comprimir 7.9 t H₂/h para su posterior almacenamiento. Para la producción de nitrógeno, una unidad separadora de aire (ASU) criogénica de 34.3 t N₂/h es considerada. La producción de amoníaco se realiza en una planta Haber-Bosch utilizando el hidrógeno y nitrógeno producidos en los procesos descritos previamente.

El amoníaco producido es enviado mediante tubería al Complejo Portuario Mejillones, donde es almacenado para su posterior exportación al puerto de Rotterdam. Se considera que el almacenamiento de amoníaco y los servicios portuarios son realizados por un tercero, manteniendo la tarifa portuaria de 42.7 USD/t NH₃. La exportación se

realiza utilizando buques Supramax, con una capacidad de almacenamiento de 50 kt de amoníaco por buque, al igual que en la primera fase del proyecto.

En la tabla a continuación se resumen los principales resultados de la modelación realizada para la planta modelo en ambas fases, en términos de sus capacidades de producción (valores aproximados):

Parámetro	Unidad	Primera Fase (2028)	Segunda Fase (2035)	Final (2035)
Capacidad de Planta PV	MW	1,130	1,129	2,259
Capacidad PPA Nocturno	MW	22.1	22.4	44.5
Capacidad Línea Tx 220 kV	MW	1,688	-	1,688
Capacidad Planta Electrólisis	MW	803	806	1,609
Producción Anual de Hidrógeno (H ₂)	ktpa	56.5	56.5	113
Consumo de Agua Desmineralizada (Electrólisis)	m ³ /año	621,280	621,280	1,242,560
Capacidad BESS	MWh/MW	23.5/11.7	13.6/6.8	18.5
Capacidad Sistema de Compresión 30/200 bar	t H ₂ /h	7.8	7.9	15.7
Capacidad de Almacenamiento de H ₂ 200 bar	t H ₂	105	103	208
Capacidad Planta Separadora de Aire (N ₂)	t N ₂ /h	34.3	34.3	68.6
Producción total de O ₂ (Electrólisis y ASU)	ktpa	533	533	1,066
Capacidad de Enfriamiento	MW Térmico	321	301	622
Consumo de Agua Industrial (Enfriamiento)	m ³ /año	2,215,349	2,215,350	4,430,699
Capacidad Planta de Amoníaco (NH ₃)	t NH ₃ /h	41.7	41.7	83.3
Factor de planta de Planta de Amoníaco (NH ₃)	%	87.7	87.6	87.7
Producción Anual de Amoníaco	ktpa	320	320	640

Tabla 7. Resultados de la modelación.

Fuente: (Hinicio, 2023).

Cabe destacar que el diseño conceptual con su dimensionamiento es el resultado del modelo de optimización sistémico, el que depende de los supuestos utilizados. En la medida que avance el desarrollo de la ingeniería en las fases siguientes del proyecto, será necesario revisar y actualizar los supuestos y parámetros, de modo de seguir profundizando la optimización.

4.3 Estimación de costos

4.3.1 Costos de inversión del sistema

Para la configuración de la planta modelo se estimó un costo de inversión (CAPEX) de aproximadamente 2,000 MUSD para la fase 1. Los principales costos de inversión corresponden al suministro eléctrico y la producción y almacenamiento del hidrógeno, cubriendo cerca del 70% de los costos totales de inversión, como se aprecia en la figura siguiente.

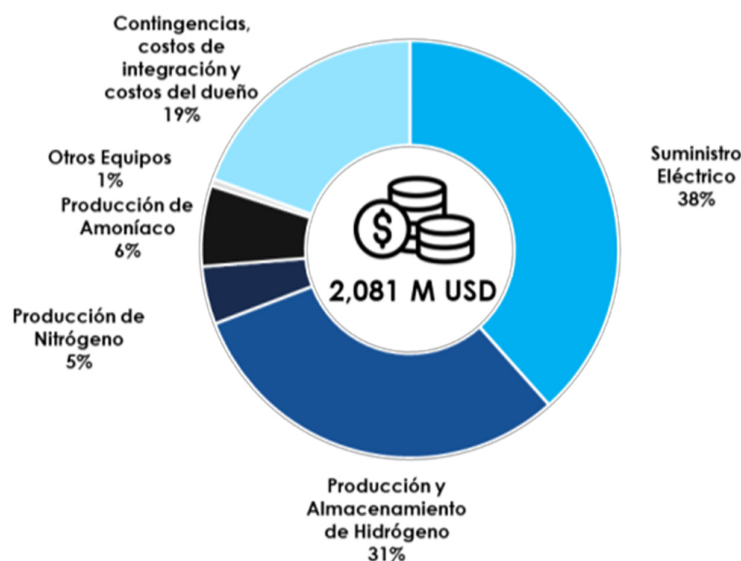


Figura 38. Costos de inversión para la primera fase de la planta modelo.

Fuente: (Inicio, 2023).

Los costos de inversión para cada componente considerado dentro del sistema se presentan en la siguiente tabla:

Sistema	Capacidad	Costo (MUSD)	%
Planta PV	1.13 GW	677	33%
Línea Tx 220 kV	1.69 GW	77	4%
Subestación 220/33 kV	1.69 GW	38	2%
BESS	23.5 (10.1) MW (MWh)	7	0%
Planta de Electrólisis	803 MW	534	26%
Sistema de Compresión 30/200 bar	7.8 t H ₂ /h	12	1%
Almacenamiento H ₂ 200bar	105 t H ₂	95	5%
Unidad Separadora de Aire (N ₂)	34.3 t N ₂ /h	95	5%
Planta Amoníaco (NH ₃)	41.7 t NH ₃ /h	130	6%
Sistema de Enfriamiento	321 MWterm.	11	1%
Costos del Dueño		84	4%
Costos de Integración		100	5%
SUBTOTAL		1,859	89%
Contingencias		222	11%
TOTAL		2,081	100%

Tabla 8. Costos de inversión Clase 5 de cada subsistema considerado para la primera fase del proyecto.

Fuente: (Hinicio, 2023)

Para esta segunda fase, el CAPEX total es 19% menor que para la primera fase, debido a la disminución del CAPEX del electrolizador y de la planta PV, así como también debido a que no considera la inversión en la infraestructura eléctrica para transmisión de electricidad, la cual ya fue realizada en la primera fase.

4.3.2 Costos de operación

Los costos de operación (OPEX) se estimaron para la cadena de valor completa, incluyendo los costos de transporte marítimo hasta el Puerto de Rotterdam. De esta manera, el OPEX, para el primer año de operación de la primera fase del proyecto, es de 90 MUSD aproximadamente.

El mayor aporte al OPEX, con un 16.5% del total, proviene de las tarifas portuarias, que incluyen el costo de almacenamiento y transferencia del amoníaco producido, además del transporte por tubería desde la planta de producción al puerto. El subsistema con mayor OPEX es la planta PV con un 16.4% del total, seguido por la planta de electrólisis con un 16.1%. El costo asociado al consumo de agua industrial, al transporte marítimo del amoníaco desde Mejillones a Europa y el uso del PPA nocturno, representan el 10.7%, el 10.4% y 9.4% del OPEX total en el año 2028, respectivamente. El OPEX asociado a subsistemas como la línea de transmisión, la subestación, el BESS, los costos del staff, entre otros, representan una proporción menor en el total.

El OPEX más alto se da en el último año de operación del sistema, en 2057, y es de 98.8 M USD. La fracción que representa la planta PV y de la planta de electrólisis disminuye respecto al OPEX del primer año de operación, con un 13.7% y 13.5%, respectivamente. Debido a la degradación de la propia planta PV y del *stack* de celdas de la planta de electrólisis, se requiere una mayor cantidad de energía y, como consecuencia, de enfriamiento, lo que se traduce en un mayor requerimiento de agua y de energía.

4.3.3 Costos nivelados

En base a las estimaciones realizadas se calculó el LCOA, obteniéndose, para la primera fase, un valor de 928 USD/ t NH₃, donde un 71 % del valor corresponde a CAPEX y un 29% a OPEX. En la Figura 39 se presenta un desglose del LCOA según sus diferentes componentes.

La planta PV y la planta de electrólisis son los sistemas que tienen una mayor influencia en el LCOA, representando un 28% y un 25%, respectivamente. Otros sistemas que tienen una influencia considerable, aunque bastante menor a la de las plantas anteriormente mencionadas, son el ASU y la planta de amoníaco, representando un 5% del LCOA cada uno. Contingencias, costos del dueño y costos de integración representan un 13% del LCOA, como se muestra a continuación:

Solar NH3-Pool Chile:

Conceptos para el desarrollo de un parque industrial sostenible de hidrógeno/amoniaco verde en la región de Antofagasta (Chile)

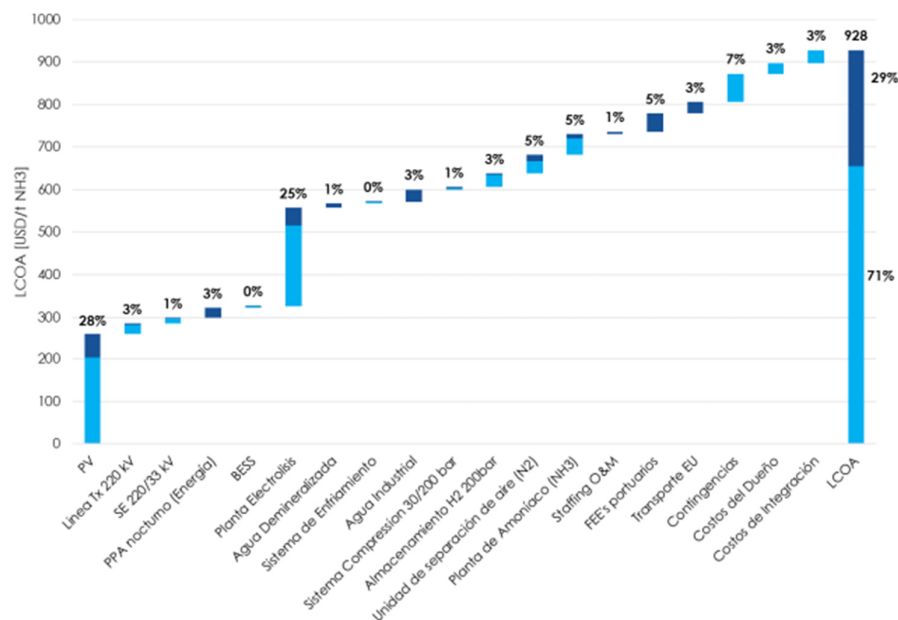


Figura 39. Distribución de los costos nivelados de la planta de amoníaco.

Fuente: (Hinicio, 2023).

La tarifa portuaria de 42.7 USD/t NH3 tiene un impacto del 5% en el LCOA. El transporte marítimo al puerto de Rotterdam desde el Complejo Portuario Mejillones tiene un costo de 26.9 USD/t NH3, con una contribución del 3% del LCOA. Este transporte provoca emisiones de 16.8 kg CO2/t NH3 transportado, considerando buques Supramax de 50 kton de almacenamiento de amoníaco. El LCOA FOB de la primera fase del proyecto, es decir, sin considerar el transporte marítimo, es de 901 USD/t NH3. El costo nivelado de amoníaco, agrupado en las principales áreas de producción, se presenta a continuación:

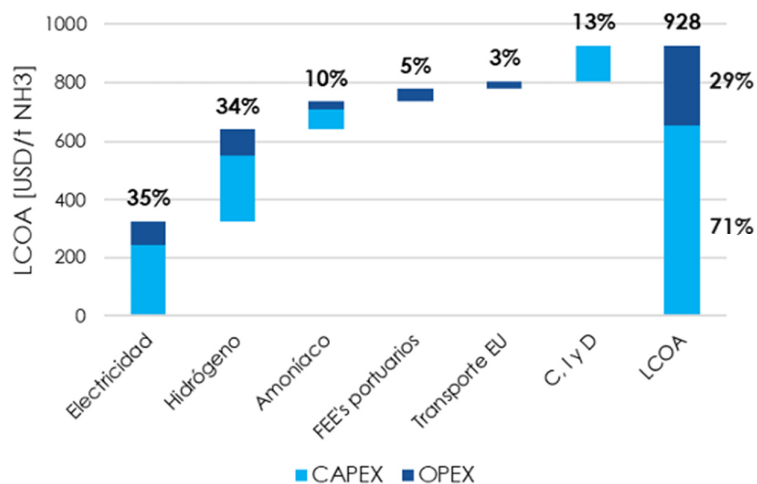


Figura 40. Costo nivelado de amoníaco agrupado.¹⁰

Fuente: (Hinicio, 2023).

¹⁰ C, I y D corresponde a costos de contingencias, integración y del dueño.

El suministro eléctrico es el área que tiene una mayor influencia en el costo nivelado de amoníaco, contribuyendo un 35% del LCOA. La producción de hidrógeno representa un porcentaje similar al del suministro eléctrico, contribuyendo un 34% del LCOA del sistema, mientras que la producción de amoníaco (ASU y HB) representa solo un 10% del LCOA. Como se mencionó anteriormente, la tarifa portuaria y el transporte marítimo al puerto de Rotterdam representan un 5% y un 3%, respectivamente.

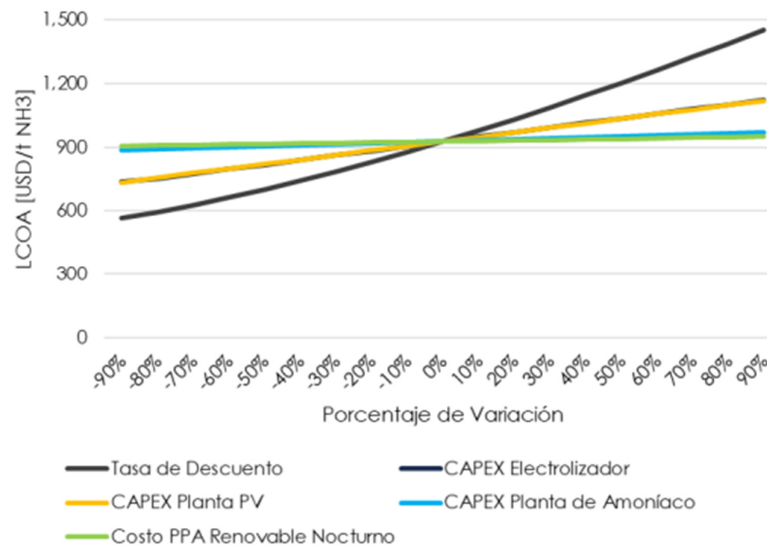
Para la segunda fase del proyecto, se obtiene un LCOA de 789 USD/ t NH3 debido a una disminución supuesta del 19 % en el CAPEX del electrolizador y la planta PV, así como también debido a que no se requiere de una instalación de infraestructura eléctrica adicional para la transmisión. Considerando ambas fases, el LCOA final del proyecto es de 836 USD/ t NH3. En la tabla siguiente se muestran los resultados de la evaluación de los costos de producción obtenido en base al modelo. Para más detalles del costo nivelado de electricidad (LCOE) y costo nivelado de hidrógeno (LCOH) ver Anexo 4 del presente Informe.

Resultados	PRIMERA FASE 2028	SEGUNDA FASE 2035	TOTAL 2035
Costo Nivelado de Electricidad (USD/MWh)	35.0	27.9	32.6
Costo Nivelado de Hidrógeno (USD/kg H ₂)	4.1	3.3	3.6
Costo Nivelado de Amoníaco (USD/ t NH ₃)	928	789	836
CAPEX Total o Costo Total de Inversión (MUSD)	2,081	1,684	3,765

Tabla 9. Costos de inversión y costos nivelados de la planta modelo.

Fuente: (Hinicio, 2023).

Con el fin de entender las variables que más inciden en el valor final del LCOA, manteniendo fijas las capacidades de todos los equipos, se realiza un análisis de sensibilidad, en donde se concluyó que el CAPEX del electrolizador, la tasa de descuento y el CAPEX de la planta PV son los factores que más incidencia tienen.



Fuente: (Hinicio, 2023).

Figura 41. Análisis de sensibilidad de los costos nivelados de amoníaco verde.

En base a los resultados anteriores, se puedan extraer algunas conclusiones para orientar los esfuerzos de optimización de la cadena de valor en las siguientes etapas de desarrollo del proyecto:

- Aumentar el factor de planta del electrolizador tiene un impacto muy relevante en el costo de producción, por lo que se deben buscar todas las medidas posibles para lograr este efecto.
- Reducir el mínimo técnico de operación de la planta Haber-Bosch (por debajo del 30%) también puede tener un impacto importante, ya que permite reducir el almacenamiento de hidrógeno y los mayores costos de la energía en bloque nocturno. Esto disminuye el dimensionamiento de plantas aguas arriba, ya que se debe producir una menor cantidad de electricidad e hidrógeno para ser utilizadas en horas no solares.
- La mayor contribución al costo de H₂ y consecuentemente al NH₃ es la fuente de electricidad renovable. Por ende, se recomienda no perder de vista la posibilidad de sumar otras fuentes que pueden complementar el perfil de generación. El diseño actual considera un suministro de energía renovable a partir de un perfil solar, lo cual condiciona todo el diseño aguas debajo de la planta renovable, incluyendo sobrecapacidad de producción de H₂, almacenamientos y flexibilidad de las plantas de modo de acomodarse a este perfil de producción. Un suministro de un PPA renovable distinto a un costo competitivo permitiría optimizar el diseño disminuyendo la razón renovable/electrólisis, sistemas de almacenamiento y operación de la planta de amoníaco.
- Los elevados requerimientos de CAPEX, así como la incidencia de la tasa de descuento en los resultados de costos nivelados de producción, ponen de relieve la importancia de reducir los niveles de riesgo para el desarrollo de estos proyectos. Esto se refiere tanto a los niveles de riesgo país, como a los riesgos propios del desarrollo de proyectos, o los riesgos de las estructuras de contratos y financiamiento. Para ser competitivos, los países y los proyectos deben buscar permanentemente estrategias de reducción de riesgos de sus proyectos, con participación significativa de inversionistas internacionales.

5 Colaboración con grupos de interés y difusión de resultados

Para cumplir con sus propósitos, y desarrollar las propuestas contempladas en este proyecto de colaboración público-privada, así como también para poder darle continuidad y viabilizar a su implementación en fases siguientes, la colaboración con otros organismos públicos y privados es de la mayor relevancia. En base a esta comprensión, el desarrollo del proyecto consideró presentar el avance a diferentes actores del sector público, privado y académico. Entre los objetivos del proyecto destacaba también la colaboración con instituciones académicas y de investigación, de modo de contribuir con la formación de capital humano especializado y el desarrollo de capacidades locales de investigación, aspectos que son especialmente relevantes en esta etapa del desarrollo de la nueva industria del hidrógeno verde.

En este capítulo se describen las iniciativas desarrolladas para la colaboración e involucramiento de instituciones públicas, académicas y del sector privado. Se mencionan por último también las actividades desarrolladas para ir validando y difundiendo los resultados del proyecto en diferentes seminarios y congresos durante su ejecución.

5.1 Colaboración con instituciones públicas

De acuerdo con la gobernanza definida por el gobierno de Chile en el Plan de Acción Hidrógeno Verde (ver sección 1.1 del presente Informe) y las características del proyecto, se identifican a continuación las instituciones más relevantes para el desarrollo de este trabajo:

- Ministerio de Energía
- Corporación de Fomento de la Producción (CORFO)
- Municipalidad de Mejillones
- Ministerio de Bienes Nacionales
- Gobierno Regional de Antofagasta

Desde el inicio del proyecto se buscó el contacto con diferentes funcionarios de estas instituciones, tanto a nivel local, regional y nacional. Los propósitos del proyecto y sus planteamientos iniciales fueron en general bien acogidos por estas instituciones, tomándose el compromiso por parte del proyecto de ir compartiendo con las autoridades sus avances y propuestas.

El Ministerio de Energía estuvo desarrollando durante el año 2023 el proceso de formulación participativa del Plan de Acción Hidrógeno Verde 2023-2030, con el propósito de definir y difundir una “hoja de ruta entre el año 2023 y 2030 que permita el despliegue de una industria sostenible del hidrógeno verde y derivados”. En las distintas instancias y mesas de trabajo a nivel regional contempladas en el proceso, Soventix -en representación del consorcio desarrollador del proyecto PPP- participó activamente para contribuir con su propuesta de parque industrial en el proceso de elaboración de este Plan de Acción.

Por otra parte, las autoridades de CORFO han ofrecido su apoyo institucional durante el desarrollo del presente proyecto de colaboración público-privada. En su rol de coordinación público-público, CORFO facilitó el acercamiento a otros ministerios, como el de Bienes Nacionales, administrador de los terrenos fiscales que requeriría el parque. Adicionalmente, mediante una carta de apoyo, CORFO ha expresado su interés en la segunda etapa de esta iniciativa, cuyo propósito es diseñar la gobernanza y una estrategia de implementación del Parque Industrial en Mejillones. En esta carta CORFO confirma la pertinencia de esta iniciativa, señalando que “... consideramos que esta segunda etapa y el proyecto total contribuyen con la producción a gran escala de hidrógeno/amoniaco verde, mejora la competitividad de los proyectos, reduce los impactos ambientales y optimiza el uso de la infraestructura existente”.

La coordinación con la Municipalidad de Mejillones es de la mayor importancia para analizar alternativas de localización del parque industrial dentro del territorio comunal, asegurar la compatibilidad con los instrumentos

de planificación territorial, la aceptación por parte de las comunidades locales, etc. La Municipalidad se encontraba justamente iniciando un proceso de actualización de su Plan Regulador Comunal, por lo que el análisis con las autoridades municipales de una propuesta de desarrollo y localización de un parque industrial resulta pertinente.

5.2 Colaboración con el sector privado y financiero

La propuesta de un parque industrial cobra sentido si existen empresas privadas, desarrolladores de proyectos, que vean ventajas y tengan interés de localizar sus proyectos en su interior. Es por ello por lo que también desde el inicio se establecieron conversaciones con desarrolladores de proyectos en la región para verificar su interés. En esas conversaciones, las ventajas de la infraestructura compartida, la reducción de inversión inicial y las oportunidades de aprovechar sinergias fueron muy valoradas. Se realizaron diversas presentaciones en las asociaciones gremiales que agrupan a las empresas privadas vinculadas con la industria del hidrógeno verde, tanto a nivel nacional (H2 Chile) como regional (H2 Antofagasta). Asimismo, se firmó 5 acuerdos de confidencialidad (NDAs) con desarrolladores de proyecto en la región con el propósito de compartir información más detallada sobre los proyectos y profundizar iniciativas de colaboración.

Además de las empresas de proyectos, potenciales participantes del parque industrial, era importante avanzar en conversaciones con potenciales empresas proveedoras de servicios para los proyectos y el mismo parque industrial. Este tipo de empresas, de suministro de agua desalada, de servicios portuarios y logísticos, de suministro de energías renovables, etc. también deben jugar un rol importante en el desarrollo de un parque industrial y la provisión de infraestructura compartida. Con varias de ellas se firmaron acuerdos de confidencialidad (NDAs) para explorar en mayor profundidad las oportunidades de colaboración.

Adicionalmente, se iniciaron conversaciones con el sector financiero, especialmente con instituciones multilaterales, para entender su punto de vista sobre los desafíos respecto del desarrollo de proyectos de hidrógeno verde y derivados en Chile y conocer su opinión sobre la propuesta de un parque industrial. En particular, se sostuvieron reuniones con ejecutivos del Banco Mundial, International Finance Corporation (IFC), Banco Interamericano de Desarrollo (BID), Banco Europeo de Inversión (BEI), Banco Alemán de Reconstrucción y Desarrollo (KfW), y con los ejecutivos de CORFO a cargo del desarrollo de los instrumentos de financiamiento (*facility*) para proyectos de esta industria.

5.3 Colaboración con instituciones académicas y de investigación

Respecto a este punto, uno de los objetivos del proyecto era colaborar con la formación de estudiantes y con instituciones de investigación. Para ello, desde el inicio se tomó contacto con varias universidades chilenas y alemanas para ofrecer temas de investigación para estudiantes de pregrado y posgrado para realizar sus proyectos académicos.

En este contexto, se propuso temas y efectuó una guía de los trabajos de título de dos estudiantes de ingeniería de la Universidad Católica de Chile, el trabajo de título de un estudiante de la Universidad Adolfo Ibáñez de Santiago y el trabajo de máster de un estudiante internacional de la Universidad de Flensburg de Alemania, el que desarrolló su tesis en Chile.

Se tomó contacto además con investigadores de la Universidad Católica del Norte, en Antofagasta, para colaborar con sus investigaciones en temas vinculados al hidrógeno verde y el desarrollo regional, entregando antecedentes y generando vínculos con universidades alemanas. Se buscó también activamente la colaboración con un centro de investigación de tecnología aplicada (Centro Científico y Tecnológico de la Región de Antofagasta, CICTEM), intercambiando información y asistiendo a seminarios conjuntos.

Adicionalmente, se buscó y abrió una oportunidad de colaboración con la Universidad de Múnich, con el centro TUM International GmbH, con el cual se desarrolló una propuesta conjunta para un proyecto de colaboración

dentro del Programa H2Uppp para desarrollar el diseño y estrategia de implementación del parque industrial, el que daría continuidad como siguiente etapa del presente trabajo (ver también sección de Recomendaciones).

5.4 Difusión de resultados

A continuación, se enumeran los eventos, nacionales e internacionales, en los cuales se presentaron y difundieron los principales resultados del proyecto:

- 1. Primer Congreso Desarrolladores de Proyectos de Hidrógeno Verde en Antofagasta.**
Organizado por la Asociación Gremial H2 Antofagasta el 21.04.2023, Auditorio de Aguas Andinas, Antofagasta.
Moderador (Jorge Taboada) del panel: “Mejillones, oportunidades y desafíos para convertirse en un hub de exportación de hidrógeno verde y sus derivados”.
- 2. World Hydrogen & Renewables Italy.**
Organizado por World Hydrogen Leader, 2-4 mayo 2023, Rosa Grand Milan, Italia
Expositor (Thomas Stetter) participante en el panel: “Hydrogen imports from North Africa and beyond”.
- 3. Foro Chileno-Alemán: Tecnologías alemanas para el desarrollo de la economía del Hidrógeno Verde.**
Organizado por la Cámara Chileno-Alemana de Comercio e Industria (AHK) y *Mittelstand Global* el 09.05.2023, Santiago, Chile.
Relator (Jorge Taboada) en el Bloque III, Evento Informativo H2Uppp: “*Solar NH3-Pool Chile: Optimized green ammonia production pool in Antofagasta for export*”.
- 4. Hyvolution: a world of hydrogen.**
Conferencias, exhibiciones y reuniones B2B, organizado por H2 Chile, Fisa y GL events, 28 al 30 de junio 2023, Santiago, Chile.
Expositor (Jorge Taboada) en el panel 3: “Infraestructura compartida”.
- 5. 5ta conferencia internacional Green Hidrogene Summit – Chile LAC 2023.**
Conferencias, exhibiciones y reuniones B2B, organizado por GIZ y CORFO, 25 y 26 de octubre, Santiago, Chile.
Expositor (Jorge Taboada) en el panel 4: “Infraestructura compartida para la industria”.
- 6. European Hydrogen Week 2023.**
Side Event “*Chile: Current Hydrogen Projects and Business Opportunities*”, organizado por GIZ, el 21 de noviembre de 2023 en Bruselas, Bélgica.
Expositor (Thomas Stetter): “Proyecto Solar Ammonia Chile”.
- 7. World Hydrogen Latin America.**
Conferencias, exhibiciones y reuniones B2B, organizado por, 12 al 14 de diciembre, en Santiago, Chile.
Relator (Jorge Taboada) del Estudio de Caso. Proyecto “Solar Ammonia Chile: Optimización de la cadena de valor del amoníaco verde”.
- 8. Seminario en Antofagasta: “Condiciones para la competitividad y sostenibilidad de la industria del hidrógeno verde y derivados en Antofagasta”.**
Evento de cierre del Proyecto H2Uppp y difusión de los principales resultados, organizado por GIZ y Soventix, con la colaboración de la Cámara Chileno-Alemana de Comercio e Industria (AHK), H2

Solar NH₃-Pool Chile:

Conceptos para el desarrollo de un parque industrial sostenible de hidrógeno/amoniaco verde en la región de Antofagasta (Chile)

Antofagasta y la Universidad Católica del Norte, el 24 de enero en la Universidad Católica del Norte, Antofagasta, Chile.

6 Conclusiones y recomendaciones

6.1 Conclusiones

El proyecto de colaboración público-privada dentro del programa H2Uppp de la GIZ, ha elaborado los fundamentos para desarrollar un parque industrial en Mejillones, que permitiría mejorar la competitividad y sostenibilidad de la naciente industrial de hidrógeno verde y derivados en la región de Antofagasta. Al facilitar el uso de infraestructura compartida y el buen aprovechamiento de economías de escala y de ámbito, al reducir sus inversiones iniciales y los riesgos de desarrollo, los proyectos que se instalen dentro del parque industrial tendrán ventajas competitivas, aumentando con ello también la competitividad internacional de la región de Antofagasta.

Cabe destacar que no es suficiente con aprovechar los excelentes recursos de energías renovables de la región, o hacer un óptimo diseño de las plantas industriales; es necesario además generar condiciones institucionales y de políticas públicas, como se ha visto en otras experiencias internacionales, que permitan a Chile y Antofagasta posicionarse con ventajas en la competencia internacional por las grandes inversiones necesarias para desarrollar esta industria. La propuesta de desarrollar un parque industrial en Mejillones pretende hacer una contribución en este sentido.

Las ventajas para un proyecto privado de localizarse al interior del parque industrial propuesto en Mejillones son múltiples. En este trabajo se han planteado varias de carácter aún **cualitativo**, dada la etapa conceptual de desarrollo de la propuesta:

- Acceso más expedito a terrenos en un área planificada.
- Menores riesgos ambientales y comunitarios.
- Menores plazos para la obtención de permisos.
- Menores riesgos de desarrollo y de financiamiento.
- Acceso a empresas de servicios y proveedoras de equipamientos que se instalen en el parque industrial.

Existen también otras ventajas, para las que se han presentado algunas estimaciones **cuantitativas**, las que pueden resultar orientadoras para las decisiones de localización, tales como:

- En el caso que un proyecto no cuente con infraestructura compartida, y deba construir sus instalaciones portuarias y de almacenamiento propias, el CAPEX de su proyecto aumentaría en al menos 200 millones de dólares.
- En el caso de que un proyecto deba construir su propia planta desaladora el CAPEX del proyecto aumentaría en aprox. 8 millones de dólares, y el OPEX asociado aumentaría al menos en un 25%, comparado con una planta de una capacidad de 500 l/s de uso compartido.
- Si dos o más proyectos pueden compartir una línea de transmisión dedicada o tramos relevantes, podrían reducir el CAPEX de sus sistemas de transmisión eléctrica en hasta un 40%.
- Si los accesos viales y ferroviarios a los proyectos están resueltos en un parque industrial, las inversiones en esta infraestructura de alto costo se reducen de forma importante.

Por otra parte, el parque industrial planificado facilitará el ordenamiento territorial y ayudará a mitigar los impactos ambientales negativos de los proyectos. En efecto, la industria del hidrógeno verde y derivados es intensiva en el uso del territorio, dado que la generación de energías renovables (solar y eólica) en grandes volúmenes requiere también grandes extensiones de terrenos. Para reducir los impactos negativos del uso de suelo, la planificación territorial con un horizonte de largo plazo resulta fundamental.

La propuesta de un plan maestro de desarrollo de largo plazo de un parque industrial permite orientar la localización de las plantas industriales en el territorio, evitando la fragmentación derivada de una localización

espontánea y no planificada. Facilita también la identificación de grandes áreas para el desarrollo de plantas de generación de energía renovables y la definición de corredores de infraestructura, principalmente líneas de transmisión y de ductos, para evitar la fragmentación del territorio generada por esta infraestructura lineal cuando ella se desarrolla en forma descoordinada y sin planificación de largo plazo.

La experiencia en la comuna de Mejillones durante las últimas décadas pone en evidencia los problemas territoriales que puede generar un desarrollo industrial inorgánico. En la comuna se puede observar por ejemplo una ocupación ineficiente del borde costero y un fraccionamiento del territorio comunal provocado por numerosas líneas de alta tensión que lo atraviesan. Una adecuada planificación territorial para el desarrollo industrial y su infraestructura habilitante puede ayudar a superar estos problemas, reduciendo asimismo los impactos ambientales negativos y mejorando la imagen y la aceptación por parte de las comunidades locales involucradas.

El plan maestro para desarrollar un parque industrial se estima como un instrumento que podría contribuir concretamente en esa dirección. El desarrollo de una nueva industria, que promete contribuir a la descarbonización del planeta y de las regiones, ofrece una oportunidad para aprender de las experiencias pasadas en Antofagasta, implementando nuevos modelos de desarrollo industrial.

La propuesta de un parque industrial de estas características en Mejillones se ha consultado desde sus inicios, y ha sido bien acogida por organismos públicos de los diferentes niveles, locales, regionales y nacionales. La colaboración es clave en esta etapa de desarrollo temprana de la industria que requiere del trabajo conjunto de actores públicos y privados para mejorar las condiciones de competitividad y sostenibilidad de los proyectos y del país.

Este trabajo desarrolló además el diseño conceptual de una planta modelo de producción de amoníaco verde. La intención de este diseño era identificar algunos de los beneficios mencionados más arriba, para un proyecto privado, de localizarse al interior del parque industrial. Utilizando un enfoque sistemático de optimización de la cadena de valor completa, este diseño permitió estimar el CAPEX y OPEX de la planta modelo y con ello los costos nivelados de producción de hidrógeno (LCOH) y amoníaco (LCOA). El diseño contempla un desarrollo del proyecto en dos etapas, para aprovechar las economías de escala de los procesos de síntesis de amoníaco.

La primera etapa contempla una capacidad de producción de 1,000 ton/día (320 kton/año equivalente), con una duplicación de la capacidad en la segunda etapa llegando a 2,000 ton/día. Para la primera etapa, se estimó un costo de inversión total (CAPEX) de aproximadamente 2,000 MUSD, considerando las inversiones para toda la capacidad requerida de suministro de energías renovables y sistemas de transmisión. Con respecto a los costos de operación (OPEX), se estimaron los costos de la cadena de valor completa, incluyendo los de transporte marítimo hasta el Puerto de Rotterdam. Para el primer año del proyecto, se estimó un costo de operación de 86 MUSD y para el último año uno superior, de 99 MUSD, debido a la energía adicional requerida producto de la degradación de la planta fotovoltaica y el *stack* de electrólisis.

Por otra parte, los resultados obtenidos en las evaluaciones son positivos en relación con los objetivos del proyecto, en términos de los costos nivelados de producción de amoníaco (LCOA), los que se consideran competitivos comparados con los precios de mercado internacional promedio del amoníaco gris. Si se consideran los aportes en los flujos de ingreso adicionales del proyecto provenientes de la comercialización de subproductos (como oxígeno, los excedentes de energía renovable, la venta de bonos de carbono), se pueden alcanzar costos de producción (LCOA) en el rango de los 600 a 800 USD/ton de amoníaco, con costos nivelados de hidrógeno (LCOH) en el rango de 3.5 a 4.0 USD/kg.

Estos valores se comparan con un precio promedio de mercado internacional del NH₃ de unos 500 USD/ton en los últimos 10 años, mostrando volatilidad desde 2021, con máximos de hasta 1,600 USD/ton. En este contexto, se concluye que un precio estable en el largo plazo para el amoníaco verde, de un 20% a 60% superior al precio promedio actual del mercado del amoníaco gris, es un resultado promisorio, ya que es un producto sustituto de mayor calidad al reducir significativamente las emisiones de efecto invernadero de su cadena de valor. Respecto de la competitividad de los resultados de LCOA obtenidos puede afirmarse que ellos se encuentran en el rango de los

menores costos estimados por IRENA para el amoníaco renovable, que señala valores actualmente posibles de 720 USD/ton en regiones con los mejores recursos de energías renovables, considerando sin embargo un precio de CO₂ de aproximadamente 150 USD/ton como aporte para la reducción del costo de producción de amoníaco renovable (IRENA, 2022).

Respecto de las contribuciones de una planta de amoníaco verde a los objetivos de descarbonización, el estudio concluye que con una producción en la primera etapa de la planta modelo de 320,000 ton/año, se logra reducir emisiones de CO₂ en aproximadamente 600,000 ton/año.

A la luz de los resultados de este proyecto público-privado bajo el Programa H2Uppp, los miembros del consorcio que lo desarrolló decidieron constituir una sociedad por acciones denominada *Solar Ammonia Chile SpA*, incorporando a otros dos socios, con el propósito de seguir desarrollando un proyecto de producción de amoníaco verde en la región de Antofagasta.

6.2 Recomendaciones

El presente trabajo elaboró un plan maestro de desarrollo de un parque industrial en Mejillones. Para avanzar en su materialización, se requiere realizar los diseños detallados de los diferentes aspectos que se mencionan a continuación, y elaborar una estrategia específica para su implementación.

Se debe destacar la necesidad de definir, junto con los organismos públicos competentes y utilizando los instrumentos más eficaces, un área de reserva estratégica de terrenos para el desarrollo de largo plazo del parque industrial. Esta definición debe ser oportuna para dar señales claras al mercado y orientar las decisiones de localización/inversión de los proyectos industriales privados en el corto plazo, antes de que estos determinen posiciones independientes y desarticuladas. La colaboración del conjunto de actores públicos involucrados es clave en este sentido (ej. Bienes Nacionales, CORFO, Gobierno Regional) y a su vez la colaboración público-privada (ej. desarrolladores de proyectos privados).

Otro aspecto que debe tener prioridad es el diseño de una estructura de gobernanza para el parque industrial, que sea compatible con el marco legal y regulatorio pertinente, y que asuma las funciones de gestión del parque y su infraestructura. Es necesario que exista una entidad responsable de la gestión, que permita coordinar la participación de los diferentes organismos públicos y privados involucrados en el desarrollo del parque, que sea responsable de la implementación del plan maestro de desarrollo, que actúe como titular para gestionar todos los permisos que sean requeridos, que desarrolle modelos de negocio efectivos y se encargue de estructurar el financiamiento para dotar al parque de una urbanización e infraestructura mínima (accesos, vialidad estructurante, seguridad).

Para la implementación del parque industrial resulta también necesario en esta etapa hacer una evaluación estratégica de los impactos económicos, sociales y ambientales que tendría su desarrollo. Se deberá contar con una visión clara y detallada sobre los aportes del parque industrial al desarrollo económico local, según sus encadenamientos y diversificación productiva posible, sus contribuciones a la descarbonización local y regional, sus impactos positivos y negativos sobre las comunidades cercanas y los aspectos ambientales más significativos a considerar en los diseños. Ello será la base para elaborar una estrategia sostenible de implementación de largo plazo, que integre todos los aspectos y cuente con el necesario apoyo de las autoridades y las comunidades involucradas.

En este contexto, se recomienda dar continuidad al trabajo iniciado con este proyecto, pasando a una segunda etapa de diseño detallado, que incluya lo señalado en los párrafos anteriores, de modo de poder avanzar en el corto plazo hacia una etapa de implementación efectiva. Esta propuesta es coherente con el Plan de Acción de Hidrógeno Verde 2023-2030 y cuenta con el respaldo institucional de CORFO mediante una carta de apoyo. Para esta etapa, se estima pertinente considerar como referencia las directrices elaboradas por la Organización para el Desarrollo Industrial de la Naciones Unidas (UNIDO, 2021) para el diseño de ecoparques industriales. Este marco de

referencia aporta un estándar internacional para el diseño, incorporando aspectos de gobernanza y economía circular, con el propósito de mejorar el desempeño, la sostenibilidad y la inclusividad del sector industrial. Estos aspectos se consideran especialmente relevantes para el éxito de la propuesta del Parque Industrial H2 Mejillones, aportando atributos innovadores y diferenciadores respecto de la experiencia históricas del desarrollo industrial en la comuna.

Cabe destacar finalmente que un parque industrial como el propuesto para proyectos de hidrógeno verde y derivados, ofrece un gran valor agregado para mejorar el atractivo del país frente a los inversores internacionales. En Antofagasta, como se ha argumentado en este trabajo, esto resulta más fácil que en otras regiones que no cuentan con el mismo desarrollo industrial y de la infraestructura habilitante. No obstante, se considera que esta propuesta tiene un interesante potencial para replicarse en otras regiones del país e incluso internacionalmente, adaptándola a sus condiciones específicas.

7 Referencias bibliográficas

1. 4e Chile. (2018). Tecnologías del hidrógeno y perspectivas para Chile. <https://4echile.cl/wp-content/uploads/2020/07/LIBRO-TECNOLOGIAS-H2-Y-PERSPECTIVAS-CHILE.pdf>
2. ACADES. (2023). Consejo Minero, ACADES y C4: presentan el primer Catastro Nacional de plantas y proyectos de desalinización en Chile. ACADES. <https://www.acades.cl/consejo-minero-acades-y-c4-presentan-el-primer-catastro-nacional-de-plantas-y-proyectos-de-desalinizacion-en-chile/>
3. Base de Datos Estadísticos (BDE). (n.d.). Si3.Bcentral.cl. https://si3.bcentral.cl/Siete/ES/Siete/Cuadro/CAP_CCNN/MN_CCNN76/CCNN2018_PIB_REGI_ONAL_N/637899740344107786
4. Carbon border adjustment mechanism – Information for importers of hydrogen, Publications Office of the European Union, European Commission, Directorate-General for Taxation and Customs Union, (2023), <https://data.europa.eu/doi/10.2778/721852>
5. CNEP. (2023.). Análisis de los permisos sectoriales prioritarios para la inversión en Chile. Retrieved April 11, 2024, from <https://cnep.cl/wp-content/uploads/2023/11/AnalisisPermisosSectorialesV9.pdf>
6. COHILCO. (2022). COCHILCO.cl. <https://www.cochilco.cl/Paginas/Estadisticas/Bases%20de%20Datos/Producci%C3%B3n-Minera.aspx>
7. Chile Sustentable. (2023). Retiro del carbón al 2030: Avances y tareas pendientes en el cronograma de descarbonización en Chile.
8. Coordinador Eléctrico Nacional. (2024). Infotécnica Instalaciones en Operación.
9. Delegated regulation - EU - 2024/873 - EN - EUR-Lex. (n.d.). Eur-Lex.europa.eu. Retrieved April 11, 2024, from https://eur-lex.europa.eu/eli/reg_del/2024/873/oj
10. Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit. (2023). EU Requirements for Renewable Hydrogen and its Derivatives. Recuperado de <https://www.ecologic.eu/19235>
11. European Commission. (2018). Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council of 11 December 2018 on the promotion of the use of energy from renewable sources.
12. European Commission. (2023). Directive (EU) 2023/2413 of the European Parliament and of the Council of 18 October 2023 amending Directive (EU) 2018/2001, Regulation (EU) 2018/1999 and Directive 98/70/EC as regards the promotion of energy from renewable sources, and repealing Council Directive (EU) 2015/652
13. First Climate. (2023). Green Ammonia and Hydrogen Production in Chile.
14. GIZ. (2021). Inyección de hidrógeno en redes de gas natural. 4e Chile. <https://4echile.cl/publicaciones/inyeccion-de-hidrogeno-en-redes-de-gas-natural/>
15. GIZ, & de Energía UC, C. (2020). Proposición de estrategia regulatoria del hidrógeno para Chile. Recuperado el 23 de junio de 2023, de https://energia.gob.cl/sites/default/files/proposicion_de_estrategia_regulatoria_del_hidrogeno_para_chile.pdf
16. Gobierno de Chile. (2023). Plan de Acción de Hidrógeno Verde 2023-2030.
17. Gobierno de Chile. (2023). Mapeo tecnológico y selección tecnología; Electrolisis y Síntesis de Amoniaco.
18. H2 Chile. (2023). Análisis de impacto de los costos de electricidad y propuestas para alcanzar la competitividad del hidrógeno verde chileno.
19. Inicio. (2023). SOLAR NH3-POOL MEJILLONES, Informe Final.
20. Inicio. (2023). SOLAR NH3-POOL MEJILLONES, plan maestro del Parque Industrial H2 Mejillones.
21. IRENA. (2022). Innovation outlook renewable ammonia.
22. IEA. (2019). The future of hydrogen.
23. Inodú. (2024). Análisis de infraestructura compartida para el Parque Industrial H2 Mejillones.
24. Izquierdo A. (2023). Optimización de la logística de transporte y almacenamiento de hidrógeno y amoniaco verde para un proyecto en Antofagasta. Memoria Ingeniero Civil Mecánico, Universidad Católica.
25. Jaime Illanes & Asociados. (2024). Estudio de Impacto Industrial Proyecto Volta - Planta de Hidrógeno y Amoniaco Verde.

26. Ministerio de Energía de Chile. (2020). Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde
27. Ministerio de Energía de Chile. (2023). Plan de Acción de Hidrógeno Verde 2023 – 2030. www.planhidrogenoverde.cl.
28. Ministerio de Vivienda y Urbanismo. (2021). Actualización de Plan Regulador Intercomunal del Bordo Costero de la Región de Antofagasta (PRIBCA).
29. Piria, R., Heinemann, C., Krieger, R. M., & Lengning, M. J. &. (2023). EU Requirements for Renewable Hydrogen and its Derivatives. Deutsche Gesellschaft Für Internationale Zusammenarbeit, Deutschland. Recuperado de <https://www.ecologic.eu/19235>
30. Ruiz A. (2023). Plan de trabajo de regulaciones para la industria de H2V.
31. SEA. (2022). Criterio de evaluación en el SEIA: Introducción a proyectos de hidrógeno verde. Recuperado el 23 de junio de 2023, https://www.sea.gob.cl/sites/default/files/imce/archivos/2022/09/21/02_dt_hidrogeno_verde.pdf
32. Superintendencia de Electricidad y Combustibles. (2021). Guía de apoyo para solicitud de autorización de proyectos especiales de hidrógeno. Recuperado el 23 de junio de 2023, de https://energia.gob.cl/sites/default/files/guia_proyectos_especiales_hidroge_o_2021.pdf
33. Suazo B. (2023). Estudio sobre el mix energético óptimo para el suministro eléctrico de una planta de hidrógeno verde para el proyecto Solar NH3-pool. Memoria Ingeniera Industrial, Universidad Católica.
34. United Nations Industrial Development Organization (UNIDO), The World Bank Group, Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ). (2021). An internacional framework for Eco-Industrial Parks.
35. Vásquez, R., Salinas, F. (2018). Tecnologías del hidrógeno y perspectivas para Chile. 4e Chile. <https://4echile.cl/wp-content/uploads/2020/07/LIBRO-TECNOLOGIAS-H2-Y-PERSPECTIVAS-CHILE.pdf>
36. Vicuña S., Farías L., González H., Marquet P., Palma-Behnke R., Stehr A., Urquiza A., Wagemann E., Arenas-Herrera M., Bórquez R., Cornejo-Ponce L., Delgado V., Etcheberry G., Fragkou M., Fuster R., Gelcich S., Melo O., Monsalve T., Winckler p. (2022). Desalinización: Oportunidades y desafíos para abordar la inseguridad hídrica en Chile.
37. Yañez, C. (2023). Optimization of an integrated green ammonia production system in the Region of Antofagasta, Chile, Thesis submitted as partial fulfilment of the requirements for the degree of Master of Engineering in Energy and Environmental Management, University of Flensburg, Germany.
38. Ministerio de Energía. (2022). Energía 2050: Política energética de Chile. https://www.energia.gob.cl/sites/default/files/energia_2050_-_politica_energetica_de_chile.pdf
39. Ministerio de economía, fomento y turismo, CORFO. (2022). Resolución 60: Comité de Desarrollo de la industria de hidrogeno verde. <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?i=1177805>
40. Ministerio de energía. (2024) Borrador Plan de acción de hidrógeno verde 2023-2030. <https://www.planoverde.cl/wp-content/uploads/2024/01/Plan-H2V-Consulta.pdf>
41. Ministerio de energía. (2021). Ley 21305: Sobre eficiencia energética. <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1155887>
42. SEA. (2023). CRITERIO DE EVALUACIÓN EN EL SEIA: Descripción integrada de proyectos para la generación de hidrógeno verde en el SEIA. <https://sea.gob.cl/sites/default/files/adjuntos/noticias/Criterio%20t%C3%A9cnico%20Hidrogeno%20Verde.pdf>
43. SEC. (2021). Guía de apoyo para solicitud de autorización de proyectos especiales de hidrógeno. https://www.sec.cl/sitio-web/wp-content/uploads/2021/05/final_Guia-Proyectos-Especiales-Hidrogeno.pdf
44. MINVU, DDU. (2022), Circular 504: Uso de suelo infraestructura, infraestructura energética; uso de suelo actividades productivas; normas urbanísticas, exigencia de permiso de edificación. <https://www.doe.cl/alerta/28112022/202211283001>
45. DNV (2022) Prefeasibility for a hydrogen export project. Final Report. Chile: Inter-American Development Bank. https://energia.gob.cl/sites/default/files/2022_-_dnv_-_hydrogen_export_terminals_in_chile.pdf
46. ILO. (2014). Fichas internacionales de seguridad química (ICSCs).

47. MINSAL. (2016). Reglamento de almacenamiento de sustancias peligrosas.
<https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1088802>

Anexo 1

1. Regulaciones que abordan el manejo de amoníaco e hidrógeno

Regulación	Ente responsable	Descripción
Decreto 43/2016	Ministerio de Salud	Reglamento de almacenamiento de sustancias peligrosas.
Decreto 594/2000	Ministerio de Salud	Reglamento sobre condiciones sanitarias y ambientales básicas en los lugares de trabajo.
Resolución 408/11-MAY-2016	Ministerio de Salud	Listado de sustancias peligrosas para la salud.
Decreto 298/1995	Ministerio de Transporte y Telecomunicaciones	Reglamento de Transporte de cargas peligrosas por calles y caminos.
Resolución 96/1997	Ministerio de Transporte y Telecomunicaciones	Reglamento de manipulación y almacenamiento de cargas peligrosas en recintos portuarios.
Decreto 40/1969	Ministerio de trabajo y previsión social	Reglamento sobre prevención de riesgos profesionales.
Decreto 132/2004	Ministerio de Minería	Reglamento de seguridad minera.
NCh 382 Of. 98	INN	Clasificación mercancías peligrosas.
NCh 2190 Of. 2003	INN	Transporte de sustancias peligrosas.
NCh 1411/4 Of. 78	INN	Señales de seguridad para la identificación de riesgos de materiales.
NCh 2245 Of. 2015	INN	Hoja de datos de seguridad para productos químicos.
Ley 21305/2021	Ministerio de Energía	Define al hidrógeno como combustible.
Decreto 13/2022	Ministerio de Energía	Reglamento de seguridad de instalaciones de hidrógeno y modificaciones al reglamento de instaladores de gas.

2. Regulaciones que abordan la disposición de terrenos y construcción de recintos industriales

Regulación	Ente responsable	Descripción
Decreto 47/1992	Ministerio de Vivienda y Urbanismo	Fija un nuevo texto general de la ley general de urbanismo y construcciones.
Resolución 73/2004	Gobierno Regional II Región de Antofagasta	Plan Regulador Intercomunal del Borde Costero.
Ordenanza 33/2000	Municipalidad de Mejillones	Plan Regulador Comunal del Puerto y la Bahía de Mejillones.
Decreto 445 Exento 2013	Municipalidad de Mejillones	Modificación el Plan Regulador Municipal de Mejillones.
Decreto 2150/2017	Municipalidad de Mejillones	Rectifica enmienda al Plan Regulador Comunal de Mejillones.

3. Ordenamientos jurídicos relacionados con la evaluación ambiental

Regulación	Ente responsable	Descripción
Ley 19300/1994	Ministerio Secretaría general de la Presidencia	Ley sobre bases generales del medio ambiente.
Ley 20417/2010	Ministerio Secretaría general de la Presidencia	Modifica la ley 19300.
Ley 21455/2022	Ministerio del Medio Ambiente	Ley marco de cambio climático.
Decreto 40/2013	Ministerio del Medio Ambiente	Reglamento del sistema de evaluación de Impacto ambiental.

R.E. a 1.518/2013	MMA	Establece la obligación de entregar a la SMA) los antecedentes declarados en la RCA.
R.E. 885/2016	MMA	Normas de Carácter General sobre deberes de Reporte de Avisos, Contingencias e Incidentes a través del Sistema de Seguimiento Ambiental.
Ley N° 20.920/2016	MMA	Ley REP.
D.S. 1/2013	MMA	Reglamento del Registro de Emisiones y Transferencia de Contaminantes, RETC.
D.S. N° 148/2003	MINSAL	Reglamento Sanitario sobre Manejo de Residuos Sólidos Peligrosos.
D.S. N°43/2016	MINSAL	Aprueba Reglamento de Almacenamiento de Sustancias Peligrosas.

4. Guías de apoyo para la solicitud de autorización de proyectos especiales de hidrógeno verde

Guía	Área
ASME B31.12 Hydrogen piping and pipelines.	General a la cadena de valor
CSA B51 Boiler, Pressure Vessel, and Pressure Piping Code.	General a la cadena de valor
NFPA 2 caps. 1 a 8 General, CH2 y LH2.	General a la cadena de valor
ASME SPT-PT.006 Design Guidelines for hydrogen Piping and Pipelines.	General a la cadena de valor
ISO 14687 Hydrogen fuel quality – Product specification	General a la cadena de valor
NFPA 55 Compressed Gases and Cryogenic Fluids Code	General a la cadena de valor
NFPA 2 capítulo 13 Hydrogen Generation Systems	Producción de H2
ISO 16110 Hydrogen generators using fuel processing technologies	Producción de H2
ISO 22734 Hydrogen generators using water electrolysis – Industrial, commercial and residential applications	Producción de H2
ANSI/CSA HGV 4.8 – 2012 (R2018) Hydrogen gas vehicle fueling station compressor guidelines	Acondicionamiento
ASME (BPVC) Boiler and Pressure Vessel Code	Almacenamiento
EIGA 100/11 Hydrogen Cylinders and Transport Vessels	Almacenamiento
NFPA 2 cap. 7 Gaseous Hydrogen	Almacenamiento
ISO 16111 Transportable gas storage devices – Hydrogen absorbed in reversible metal hydride	Almacenamiento
CGA H-2 Guideline for Classification and Labeling of Hydrogen Storage Systems with Hydrogen Absorbed in Reversible Metal Hydrides	Almacenamiento
EIGA 171/12 Storage of Hydrogen in Systems Located Underground	Almacenamiento
NFPA 2 cap. 8 Liquefied Hydrogen	Almacenamiento
ASME B31.12 Hydrogen piping and pipelines	Transporte
EIGA 121/14 (CGA G-5.6) Hydrogen Pipeline Systems	Transporte
EIGA 06/19 Safety in storage, handling and distribution of liquid hydrogen	Transporte
EIGA 15/06 Gaseous Hydrogen Stations Directiva 2008/68/CE, 49 C.F.R. §171 a 180	Transporte
ISO 14687 Hydrogen fuel quality - Product specification	Calidad del H2
IEC 62282 Fuel cell technologies	Celda combustible
NFPA 2 capítulo 12 Hydrogen Fuel Cell Power Systems	Celda combustible

5. Regulaciones para la certificación y consideración de hidrógeno verde en la UE (RED II)

Regulación	Descripción
Artículo 7	Reglas de cálculo de la cuota de energía proveniente de fuentes renovables.
Artículo 11	Proyectos conjuntos entre países miembros y terceros países.
Artículo 19	Garantías del origen de las energías de fuentes renovables.
Artículo 27	Reglas de cálculo del mínimo porcentaje de energías renovables en el sector del transporte.
Artículo 28	Otras disposiciones de la energía renovable en el sector de la energía.

6. Certificaciones y estándares provenientes de entes certificadores

Ente certificador	Certificación
Bureau Veritas	H2 Certification
Tüv Süd	CMS 70
Tüv Süd	Green hydrogen
CertifHy	Green and Low Carbon
ISCC Plus	N/A
REDcert2Chemie	N/A

7. Plan de trabajo de regulaciones para la industrial de H2V

Regulación para elaborar	Cadena de valor	Ministerio	Modificar / Crear
Seguridad instalaciones H2	Producción y Almacenamiento	Energía	Modificar
Seguridad instalaciones H2 líquido y otra modificación	Producción y Almacenamiento	Energía	Modificar
Reglamento de seguridad minera	Producción y Almacenamiento	Minería	Modificar
Almacenamiento de sustancias peligrosas	Producción y Almacenamiento	Salud	Modificar
Transporte de cargas peligrosas por vías públicas	Transporte de H2	Transporte	Modificar
Seguridad, transporte y distancia de gas (H2 + GN) de red	Transporte de H2	Energía	Modificar
Norma de calidad de gas (H2 + GN)	Transporte de H2	Energía	Crear
Seguridad, transporte y distribución de gas (H2) de red	Transporte de H2	Energía	Modificar
Requisito para manipulación y almacenamiento en puertos	Transporte de H2	Transporte	Modificar
Seguridad manipulación de explosivos en puertos	Transporte de H2	Transporte	Modificar
Normas técnicas, calidad y control de combustibles	Transversales de H2	Energía	Crear
Incorporación H2 como combustible	Transversales de H2	Energía	Modificar
Aspectos de comercialización de H2 (DS 132)	Transversales de H2	Energía	Modificar
Cond. Sanitarias y ambientales en lugares de trabajo	Transversales de H2	Salud	Modificar
Instaladores de gas	Transversales de H2	Energía	Modificar
Estaciones de dispensado de H2	Aplicaciones de uso de H2	Energía	Crear
Estaciones de dispensado multi-combustibles	Aplicaciones de uso de H2	Energía	Crear
Regulación certificado homologación ven. Nuevos y retrofit.	Aplicaciones de uso de H2	Transporte	Crear
Retrofit de celdas de combustible	Aplicaciones de uso de H2	Transporte	Modificar
Revisión técnica de vehículos	Aplicaciones de uso de H2	Transporte	Modificar
Reglamento a LGSE	Aplicaciones de uso de H2	Energía	Modificar

Reglamento Mod. DS 125	Aplicaciones de uso de H2	Energía	Modificar
Reglamento Mod. DS 52	Aplicaciones de uso de H2	Energía	Modificar

Anexo 2

El presente Anexo incluye información complementaria al capítulo 2 – Infraestructura habilitante en Antofagasta y Mejillones.

Respecto a infraestructura de generación de energía existente en la región de Antofagasta, esta asciende a 4.34 GW. La Tabla 1 registra la capacidad instalada de cada proyecto, distinguiendo también sus propietarios, el tipo de central, la potencia instalada, y la comuna asociada a la ubicación del proyecto en la región.

Nombre del proyecto	Nombre del Propietario	Comuna	Tipo de Central	Potencia (MW)
PFV FINIS TERRAE	ENEL GREEN POWER CHILE S.A.	MARÍA ELENA	SOLARES	248
PFV SOL DEL DESIERTO	PARQUE SOLAR FOTOVOLTAICO SOL DEL DESIERTO	MARÍA ELENA	SOLARES	230
PFV ANDES SOLAR II-B	ANDES SOLAR II SPA	ANTOFAGASTA	SOLARES	207
PFV DOMEYKO	ARCADIA GENERACIÓN SOLAR S.A.	ANTOGAFASTA	SOLAREAS	207
PE CERRO TIGRE	AR CERRO TIGRE SPA	ANTOGADASTA	EÓLICAS	185
PFV COYA	ENGIE ENERGÍA CHILE S.A.	MARÍA ELENA	SOLARES	181
PFV SANTA ISABEL	TSGF SPA	ANTOFAGASTA	SOLARES	170
PE LLANOS DEL VIENTO	AR LLANOS DEL VIENTO SPA	ANTOFAGASTA	ECÓLICAS	160
PE TCHAMMA	AR TCHAMMA SPA	CALAMA	EÓLICAS	158
PFV VALLE DEL SOL	ENEL GREEN POWER CHILE S.A.	MARÍA ELENA	SOLARES	153
PE CALAMA	ENGIE ENERGÍA CHILE S.A.	CALAMA	EÓLICAS	153
PFV SOL DE LILA	ENEL GREEN POWER CHILE S.A.	ANTOFAGASTA	SOLARES	152
PFV BOLERO	HELIO ATACAMA TRES SPA	SIERRA GORDA	SOLARES	138
PFV TAMAYA SOLAR	ENEGIE ENERGÍA CHILE S.A.	TOCOPILLA	SOLARES	115
CSP CERRO DOMINADOR	CERRO DOMINAR CSP S.A.	MARÍA ELENA	TERMISOLAR DE CONCENTRACIÓN	114
PE SIERRA GORDA ESTE	ENEL GREEN POWER CHILE S.A.	SIERRA GORDA	EÓLICAS	112
PFV SAN PEDRO	GPG SOLAR CHILE 2017 SPA	CALAMA	SOLARES	104
PFV CONEJO SOLAR	CONEJO SOLAR SPA	TAL TAL	SOLARES	104
PFV PAMPA TIGRE	AR PAMPA SPA	ANTOFAGASTA	SOLARES	103
PFV CERRO DOMINADOR	CERRO DOMINADOR CSP S.A.	MARÍA ELENA	SOLARES	100
PE TALTAL	ENEL GREEN POWER CHILE S.A.	TAL TAL	EÓLICAS	99

Solar NH3-Pool Chile:

Conceptos para el desarrollo de un parque industrial sostenible de hidrógeno/amoníaco verde en la región de Antofagasta (Chile)

PFV NUEVO QUILLAGUA	PARQUE FOTOVOLTAICO NUEVO QUILLAGUA SPA	MARÍA ELENA	SOLARES	97
GEO CERRO PABELLÓN	GEOTERMICA DEL NORTE SA.	OLLAGÜE	GEOTÉRMICA	95
PFV CAPRICORNIO	ENGIE ENERGÍA CHILE SPA	ANTOFAGASTA	SOLARES	90
PE VALLE DE LOS VIENTOS	ENEL GREEN POWER CHILE S.A.	CALAMA	EÓLICAS	90
PFV ANDES SOLAR II	ANDES SOLAR II SPA	ANTOFAGASTA	SOLARES	87
PFV PAMPA SOLAR NORTE	ARCADIA GENERACIÓN SOLAR S.A.	TALTAL	SOLARES	69
PFV MARIA ELENA	GENERACIÓN SOLAR SPA	MARÍA ELENA	SOLARES	68
PFV ELENA	SOLAR ELENA SPA	MARÍA ELENA	SOLARES	67
PFV AZABACHE	ENEL GENERACIÓN CHILE S.A.	CALANA	SOLARES	60
PFV USYA	ACCIONA ENERGÍA CHILE HOLDINGS S.A.	CALAMA	SOLARES	56
PFV LALACKAMA	ENEL GREEN POWER CHILE S.A.	TALTAL	SOLARES	55
PFV LA CRUZ SOLAR	FOTOVOLTAICA NORTE GRANDE 1	MARÍA ELENA	SOLARES	53
PFV URIBE SOLAR	FOTOVOLTAICA NORTE GRANDE 5 SPA	ANTOFAGASTA	SOLARES	53
PFV JAMA	PLANTA SOLAR SAN PEDRO III SPA	CALAMA	SOLARES	53
PFV ANDES SOLAR	AES ANDES S.A.	ANTOFAGASTA	SOLARES	22
PFV LALACKAMA II	ENEL GREEN POWER CHILE S.A.	TALTAL	SOLARES	17
PFV DE LOS ANDES	FOTOVOLTAICA DE LOS ANDES SPA	ANTOGAFASTA	SOLARES	10
PMGD PFV CKILIR	CE URIBE DE ANTOFAGASTA SPA	ANTOFAGASTA	SOLARES	9
PMGD PFV LOCKMA	CE CENTINELA SOLAR SPA	ANTOFAGASTA	SOLARES	9
PMGD PFV MITCHI	GR RUIL SPA	ANTOFAGASTA	SOLARES	9
PMGD PFV PAINE	PAINE ENERGY SPA	CALAMA	SOLARES	9
PMGD PFV QUETENA	PARQUE SOLAR QUETENA S.A.	CALAMA	SOLARES	9
PMGD PFV TALLADO	ANGAMOS SOLAR SPA	MEJILLONES	SOLARES	9
PMGD PFV CALAMA SOLAR	CALAMA SOLAR 1 SPA	CALAMA	SOLARES	9
PMGD PFV VICTORIA	VICTORIA SOLAR SPA	CALAMA	SOLARES	9
PMGD PFV PUERTO SECO SOLAR	CALAMA SOLAR 2 SPA	CALAMA	SOLARES	9
PFV DEL DESIERTO	FOTOVOLTAICA DEL DESIERTO SPA	ANTOFAGASTA	SOLARES	8
PFV SOL DEL NORTE	FOTOVOLTAICA SOL DEL NORTE SPA	ANTOFAGASTA	SOLARES	8
PMGD PFV ARMAZONES	SAGESA S.A.	ANTOFAGASTA	SOLARES	5
PMGD PFV PARANAL	SAGESA S.A.	ANTOFAGASTA	SOLARES	4
			TOTAL	4,343

Tabla 1: Capacidad instalada en la región de Antofagasta.
Fuente: (Coordinador Eléctrico Nacional, 2024).

La generación de energía actual en Antofagasta incluye las operaciones de termoeléctricas. No obstante, de acuerdo con el plan de descarbonización, algunas han proyectado y planificado su cierre. Ejemplos del cronograma de cierre de las termoeléctricas a carbón de Mejillones se muestran en la Tabla 2.

Planta	Compromiso de Cierre	Reconversión	Dueño
Mejillones CTM1	Dic-24	Cierre	Engie
Mejillones CTM2	Sept-24	Cierre	Engie
ANGAMOS ANG1	Sept-29	Batería de Carnot	AES
ANGAMOS ANG2	Sept-29	Batería de Carnot	AES
COCHRANE CCH1	SIN FECHA DE CIERRE	Sin Anuncio	AES
COCHRANE CCH2	SIN FECHA DE CIERRE	Sin Anuncio	AES
HORNITOS CTH1	Dic-25	Biomasa	Engie
IE1	Dic-25	Reconversión a gas	Engie
ANDINA CTA	Dic-25	Biomasa	Engie

Tabla 2: Cronograma de cierre de termoeléctricas a carbón en Mejillones.
Fuente: (Ministerio de Energía, 2020).

Además de la infraestructura de generación eléctrica existente, Antofagasta cuenta con una red de gasoductos (ver Figura 1) Las características técnicas de estos se presentan en la Tabla 3.



Figura 1: Red de gasoductos de Antofagasta.
Fuente: (Elaboración propia.)

Solar NH₃-Pool Chile:

Conceptos para el desarrollo de un parque industrial sostenible de hidrógeno/amoníaco verde en la región de Antofagasta (Chile)

Gasoducto Zona Norte							
Gasoducto	Tramos	Operador/ Propietario	Diámetro [Pulgadas]	Capacidad [S·M·m ³ /día]	Longitud [km]	Material	Máxima presión [Bar]
Gasatacama (internacional)	Cornejo (Salta, Argentina) / Paso de Jama (frontera)	Gas Atacama Chile SA / Enel Generación Chile S.A	20	5,4 Espesor: 0.288" a 0.423"	530	API 5L X-70	100
	Paso de Jama (frontera) / Mejillones		20	5,4 Espesor: 0.288" a 0.423"	411		100
Norandino (internacional)	Pichanal (Salta, Argentina) / Paso de Jama (frontera)	Gasoducto Nor Andino S.A. (Nombre comercial, NorAndino)	20	7,1	450	API 5L X-70	100
	Paso de Jama (frontera) / Crucero		20	7,64	260		97,6
	Crucero / Tocopilla		12	1,6	79		100
	Crucero / Quebrada Ordóñez		16	5,5	252		100
	Quebrada Ordóñez / Mejillones		16	3,9	35		100
	Quebrada Ordóñez / Coloso		16	1,6	104		100
Taltal (nacional)	Mejillones / La Negra	Gasoducto Taltal Limitada / Enel Generación Chile S.A.	16	2,4 Espesor: 0.203" a 0.375"	88	API 5L X-70	99,2
	La Negra / Paposo (Taltal)		12	1,8 Espesor: 0.203" a 0.375"	141		99,2

Tabla 3: Gasoductos en la Zona de Antofagasta con sus características.

Fuente: (GIZ, 2021¹¹).

¹¹ Información disponible en: <https://4echile.cl/publicaciones/inyeccion-de-hidrogeno-en-redes-de-gas-natural/>

Anexo 3

El presente Anexo incluye información complementaria al capítulo 02 – Infraestructura habilitante en Antofagasta y Mejillones. Además de especificar la infraestructura hídrica de la región, el Anexo incluye una evaluación económica de suministro de agua desalinizada para un parque industrial de hidrógeno.

La región también cuenta con una red para suministro de agua, que es principalmente usada para suplir la demanda hídrica de las producciones mineras (ver Figura 1).

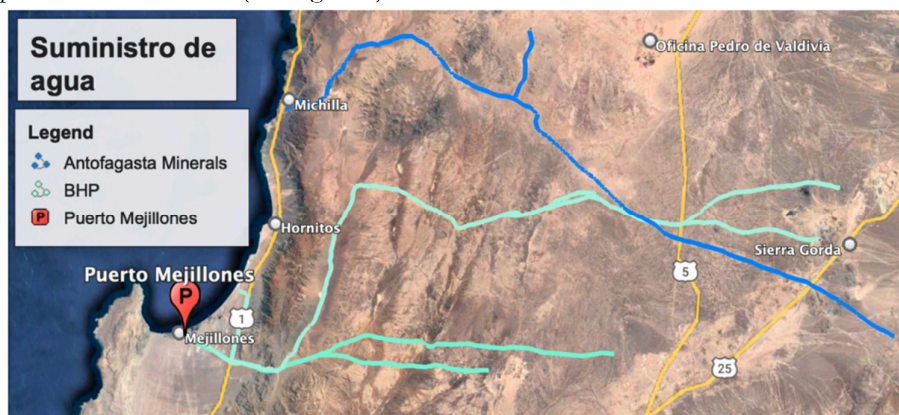


Figura 1: Suministro de agua en la región de Antofagasta.

Fuente: (Suazo, 2022).

La crisis hídrica en Chile ha conllevado a que varios proyectos, especialmente aquellos ubicados en la zona norte del país, han optado por la instalación de plantas desalinizadoras para abastecerse de agua proveniente de mar. Actualmente, el país cuenta con una capacidad de producción de 8,200 litros por segundo de agua de mar (ACADES, 2023). De acuerdo con la Tabla 1, la región de Antofagasta presenta una gran capacidad de agua de mar actual (77% de la capacidad nacional) como también proyectada.

Región	Capacidad Actual			Capacidad futura		
	l/s	%	N	l/s	%	N
Operativas	8,558	100	38	38,766	100	76
Tarapacá	12	0.1	1	2,067	5.3	4
Arica	208	2.4	1	408	1.1	2
Antofagasta	6,603	77.1	25	19,591	50.5	32
Atacama	1,620	19.0	4	9,177	23.7	14
Coquimbo	4	0.0	1	3,804	9.8	13
Valparaíso	59	0.7	3	3,669	9.5	8
Biobío	33	0.4	1	33	0.1	1
Aysén	3	0.0	1	3	0.0	1
Magallanes	15	0.2	1	15	0.1	1
Sist. de impulsión sin desalinización			5			5
No operativas			3			3
Sin información			2			2
Proyecto suspendido o fusionado						11
Total			48			97

Tabla 1: Distribución de las plantas desalinizadoras en Chile.

Fuente: (Vicuña et al., 2022).

También la producción de hidrógeno verde requiere de suministro hídrico. Por cada kilogramo de hidrógeno producido mediante electrólisis de agua, se requiere entre 9 a 12 kilogramos de agua desmineralizada. En cuanto a su calidad, el agua debe tener un grado superior de pureza para evitar la depositación de minerales y, por ende, el deterioro de los elementos de los electrolizadores (Vásquez & Salinas, 2019).

Considerando el consumo de agua para la producción de hidrógeno verde, como también para la producción de amoníaco, es necesario desarrollar soluciones hídricas sostenibles para habilitar la industria de hidrógeno verde en Chile y, especialmente, el parque industrial propuesto. Por ende, el trabajo incluyó la estimación de costos y economías de escala de plantas desaladoras.

El análisis incluyó la conceptualización técnico-económica de dos escenarios de plantas de tratamiento de agua de mar. El primero consiste en una planta con capacidad productiva de 50 l/s para abastecer una planta de amoníaco verde que produce aproximadamente 2,000 toneladas por día. El segundo escenario considera una capacidad de 500 l/s para abastecer un parque industrial, equivalente a 10 plantas productoras de amoníaco verde con la misma capacidad productora del anunciado en el primer escenario (20,000 toneladas por día).

El análisis entregó que, debido a las economías de escala, el costo unitario de producción de agua desalinizada disminuye a medida que el flujo de agua tratada aumenta (ver Tabla 2), logrando una reducción de 25% del costo unitario.

Costo unitario planta 50L/s	Costo unitario Planta 500L/s
\$2,38	\$1,91

Tabla 2: Costo unitario de producción de una planta desalinizadora de 50 l/s y una planta desalinizadora de 500 l/s.

Fuente: (Elaboración propia, 2023).

La disminución del costo unitario de producción se debe principalmente por la reducción en el gasto en capital (CAPEX). No obstante, también es relevante considerar los gastos operacionales para operar las plantas de tratamiento de agua, como por ejemplo el costo asociado al consumo eléctrico. Para aquello, se consideró un costo de la energía de 80 USD/MWh para el día, 150 USD/MWh para la noche, y 10 USD/MWh como peaje por uso de la red. Se concluye que el consumo eléctrico de una planta desalinizadora representa aproximadamente el 70% de los costos de operación (ver Figura 2).

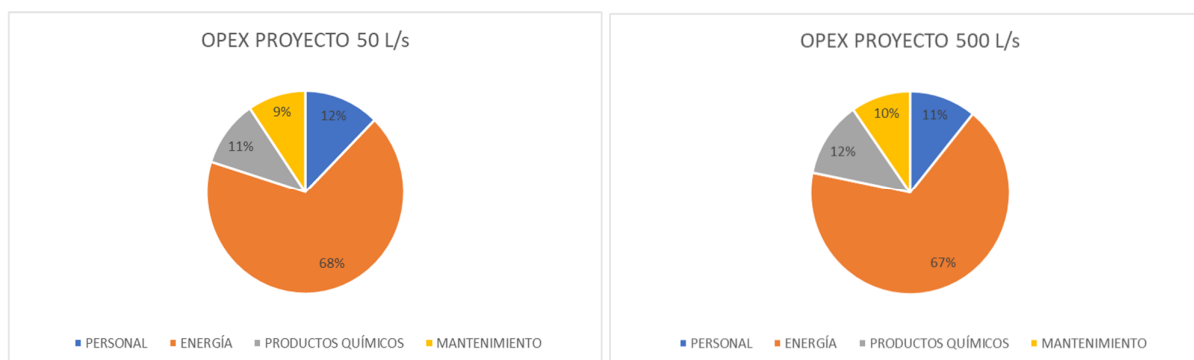


Figura 2: Distribución de los costos operacionales de una planta de 50 l/s y una planta de 500 l/s.

Fuente: (Elaboración propia, 2023).

Finalmente, mediante un análisis de sensibilidad, se observa que la variable de mayor incidencia sobre el costo unitario de producción de agua desalada es el costo de energía, superando el costo de inversión (ver Figura 3).

Solar NH3-Pool Chile:

Conceptos para el desarrollo de un parque industrial sostenible de hidrógeno/amoniaco verde en la región de Antofagasta (Chile)



Figura 3: Análisis de sensibilidad para una planta desaladora de 50 l/s y una planta desaladora de 500 l/s.
Fuente: (Elaboración propia, 2023).

En conclusión, los proyectos individuales de hidrógeno verde y derivados pueden verse económicamente beneficiados en un parque industrial, en caso de aprovechar las sinergias del uso compartido de una planta desalinizadora. El beneficio se ve potenciado en regiones, donde el costo de energía renovable es menor, como por ejemplo en Antofagasta.

Anexo 4

• LCOE

El costo nivelado de electricidad (LCOE) para la primera fase del proyecto es de 35 USD/MWh, con la planta PV siendo el sistema que tiene la mayor influencia en el LCOE, contribuyendo un 67% de este. Otros sistemas que tienen una influencia considerable en el LCOE son la línea de transmisión sobredimensionada para una segunda fase y el PPA renovable nocturno de 22.1 MW, representando cada uno un 7% del LCOE del sistema. Para compensar la degradación tanto de la planta PV y del *stack* de electrólisis (que se cambia cada 10 años), el sistema considera un costo extra asociado al consumo adicional requerido para compensar la degradación. Este consumo tiene un costo unitario equivalente al costo nivelado de electricidad, y el costo total asociado a este consumo representa un 4% del LCOE.

El 77% del LCOE corresponde a CAPEX, mientras que el 23% restante corresponde a OPEX.

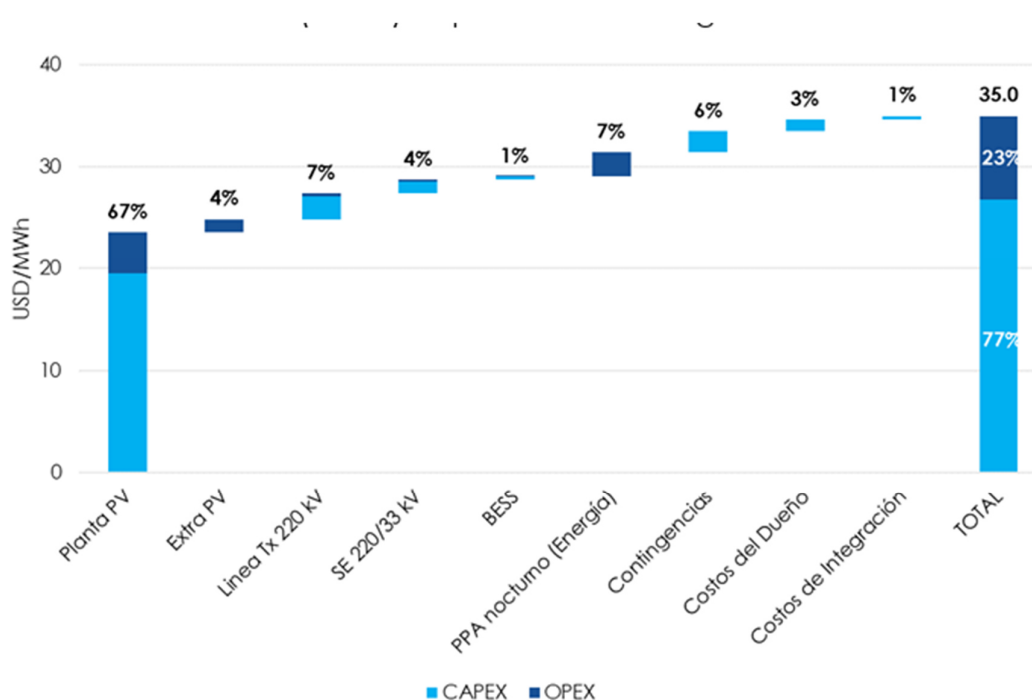


Tabla 1: Costo nivelado de electricidad para la primera fase del proyecto.

Fuente: (Hinicio, 2023).

• LCOH

Como se explicó anteriormente, el 93% de la electricidad producida se utiliza para la producción de hidrógeno en la planta de electrólisis. El costo nivelado de hidrógeno (LCOH) se presenta en la Tabla 2:

Solar NH3-Pool Chile:

Conceptos para el desarrollo de un parque industrial sostenible de hidrógeno/amoniaco verde en la región de Antofagasta (Chile)

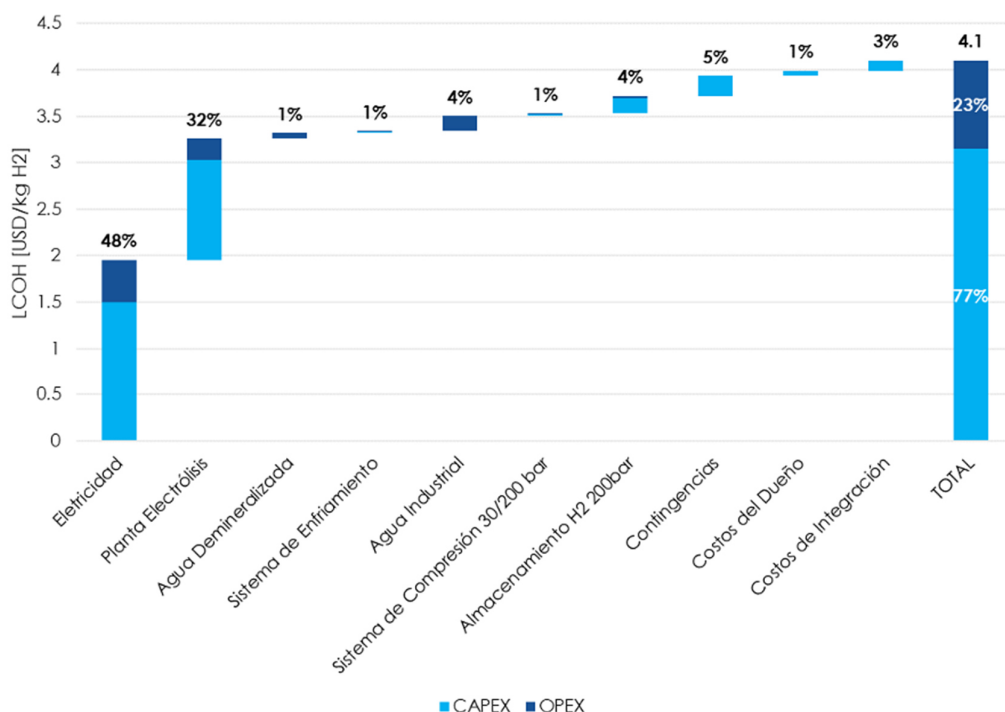


Tabla 2: Costo Nivelado de Hidrógeno (LCOH) para la primera fase del proyecto.

Fuente: (Hinicio, 2023).

El costo nivelado de hidrógeno para la primera fase del proyecto es de 4.1 USD/kg H₂, donde el suministro eléctrico representa 48% del LCOH. Otro sistema que tiene una contribución importante en el LCOH es la planta de electrólisis, que representa 32% del LCOH. El sistema de almacenamiento representa cerca del 4% del LCOH, mientras que sistemas como el sistema de enfriamiento y compresor contribuyen solo un 1% del LCOH cada uno. El 77% del LCOE corresponde a CAPEX, mientras que el 23% restante corresponde a OPEX. Contingencias, costos del dueño y costos de integración representan 9% del LCOH.



Deutsche Gesellschaft für
Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Registered offices
Bonn and Eschborn, Germany

Friedrich-Ebert-Allee 32 + 36
53113 Bonn, Deutschland
T +49 228 44 60-0
F +49 228 44 60-17 66

E info@giz.de
I www.giz.de

Dag-Hammarskjöld-Weg 1-5
65760 Eschborn, Deutschland
T +49 61 96 79-0
F +49 61 96 79-11 15

The International Hydrogen Ramp-up Programme (H2Uppp) of the German Federal Ministry for Economic Affairs and Climate Action (BMWK) promotes projects and market development for green hydrogen in selected developing and emerging countries as part of the National Hydrogen Strategy.