

Cooperación Público-Privada entre Soventix y GIZ en el marco del proyecto apoyado por H2Uppp:

“SolarNH3-Pool Chile: Conceptos para el desarrollo de un parque industrial sostenible de hidrógeno/amoniaco verde en la región de Antofagasta (Chile)”

Este documento se ha realizado en el marco del Programa Internacional de Fomento del Hidrógeno (H2Uppp) del Ministerio Federal de Economía y Protección del Clima (BMWK) de Alemania que 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.

La información contenida en estos documentos ha sido obtenida o se basa en fuentes que SOVENTIX considera fiables. Sin embargo, SOVENTIX no garantiza la exactitud, actualidad o exhaustividad de la información. Esta información puede contener suposiciones y pronósticos a futuro. Estas son declaraciones de opinión al momento de la publicación y pueden cambiar más adelante. SOVENTIX también se reserva el derecho de cambiar las opiniones expresadas en documentos sin previo aviso y sin necesidad de indicar los motivos. SOVENTIX se exime de toda responsabilidad por cualquier pérdida derivada del uso de estos documentos y de sus posibles consecuencias legales, reglamentarias, fiscales y contables.



inodú

Análisis de infraestructura compartida para el Parque Industrial H₂ Mejillones

Informe Final

Enero 2024



Análisis de la infraestructura compartida para el
Parque Industrial H₂ Mejillones

inodú

Contenido

Objetivos y alcance del estudio	8
Definición de los requerimientos del proyecto	10
2.1 Requerimiento de transporte de energía eléctrica	11
2.2 Requerimiento de transporte y almacenamiento de H ₂ y NH ₃	12
Análisis de arquitectura para el proyecto Solar Ammonia Chile	14
3.1 Arquitectura de sistemas de transporte de energía eléctrica	15
3.1.1Arquitectura de sistemas de transporte de energía eléctrica para el Parque Industrial H ₂ Mejillones	15
3.1.2Definición de opciones de arquitectura de transporte de energía eléctrica para Solar Ammonia dentro del proyecto Solar NH ₃ pool Mejillones	18
3.1.3Definición de las opciones del trazado de energía eléctrica para el proyecto Solar Ammonia Chile	20
3.2 Arquitectura de sistemas de almacenamiento y transporte de H ₂ y NH ₃	22
3.2.1Definición de opciones de almacenamiento y transporte de H ₂ y NH ₃	22
3.2.2Revisión de experiencia en la industria	24
3.2.2.1 Canadá	25
3.2.2.2 Australia	28
3.2.3Arquitectura propuesta	30

Análisis territorial en superficie propuesta **33**

4.1	Restricciones regulatorias	34
4.1.1	Planta de producción de amoniaco	38
4.1.1.1	Superficie A ₁	40
4.1.1.2	Superficie A ₂	40
4.1.2	Almacenamiento cercano al puerto	41
4.2	Calificación de actividades productivas	41
4.2.1	Peligrosidad del H ₂ y NH ₃	42
4.2.1.1	Enaex – Chile	43
4.2.1.2	Bear Head Energy – Canadá	45
4.2.2	Clasificación de actividades productivas según Circular B32	47
4.3	Análisis de propiedad y concesiones mineras	49
4.3.1	Planta de producción de amoniaco	50
4.3.1.1	Proyecto de Carbonato de Litio Mejillones	51
4.3.2	Transporte por ductos y almacenamiento en puerto	52
4.3.3	Línea de transmisión propuesta	53

Estimación de costos de inversión y operación **55**

5.1	Infraestructura eléctrica	56
5.1.1	Metodología de cálculo de costos de inversión	56
5.1.1.1	Revisión de líneas de transmisión	56
5.1.1.2	Revisión de Subestaciones	59
5.1.2	Estimación de costos de inversión para alternativas de transmisión	60
5.1.3	Comparación de costo de inversión	63
5.2	Infraestructura de transporte y almacenamiento de H ₂ y NH ₃	64

Modelos de negocio y gobernanza **67**

6.1 Modelos de negocio y gobernanza 68

6.2 Revisión de experiencias internacionales 69

Conclusiones y recomendaciones **73**

7.1 Conclusiones 74

7.2 Recomendaciones 79

Abreviaturas

A ₁	Superficie propuesta N°1 para el Parque Industrial H ₂ Mejillones
A ₂	Superficie propuesta N°2 para el Parque Industrial H ₂ Mejillones
AEGL	<i>Acute Exposure Guideline Levels</i>
AR-PAPC	Área Rural de Usos Diversos
AR-PIP	Área Rural de Paisaje Costero
ASU	Unidad de Separación de Aire
BESS	<i>Battery Energy Storage System</i>
BP	<i>British Petroleum</i>
BOG	<i>Boil of gas</i>
CAPEX	<i>Capital Expenditure</i>
CBAM	<i>Carbon Border Adjustment Mechanism</i>
CSCHE	<i>Canadian Society for Chemical Engineering</i>
CA	Central Termoeléctrica Angamos
DIA	Declaración de Impacto Ambiental
DOM	Dirección de Obras Municipales
EIA	Estudio de Impacto Ambiental
ENH	Empresa Nacional de Hidrocarbonetos
EPCC	<i>Engineering, Procurement, Construction, and Commissioning</i>
FLNG	<i>Floating Liquefied Natural Gas</i>
GHS	<i>Global Harmonized System</i>
GNL	Gas Natural Licuado
H ₂	Hidrógeno
LH ₂	Hidrógeno líquido
LNH ₃	Amoníaco líquido
MINSAL	Ministerio de Salud de Chile
MINVU	Ministerio de Vivienda y Urbanismo de Chile
NCh	Norma Chilena de Seguridad
NH ₃	Amoníaco
NO _x	Óxidos de nitrógeno
NTSyCS	Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio
OGUC	Ordenanza General de Urbanismo y Construcciones
OPEX	<i>Operational Expenditure</i>
P ₁	Zona de almacenamiento de amoníaco en puerto
PEM	Electrólisis de membrana polimérica protónica
PPA	<i>Power Purchase Agreement</i>
PRCM	Plano Regulador Comunal de Mejillones
PRIBCA	Plano Regulador Intercomunal de Borde Costero de Antofagasta
RED II	<i>Renewable Energy Directive II</i>
RO	<i>Reverse Osmosis</i>
ONU	Organización de las Naciones Unidas
S/E	Subestación Eléctrica
SAC	Solar Ammonia Chile
SEA	Servicio de Evaluación Ambiental
SEC	Superintendencia de Electricidad y Combustibles
SEIA	Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SIAM	Sistema de Impulsión de Agua de Mar
SII	Servicio de Impuestos Internos
UE	Unión Europea

USEPA	<i>United States Environmental Protection Agency</i>
ZAP	Zona de Actividades Productivas
ZEIC	Zona de Extensión Industrial Condicionada
ZI	Zona de Infraestructura
ZP1	Zona Portuaria 1
ZP2	Zona Portuaria 2
ZUPRC	Zona Urbana de los Planes Reguladores Comunes

Unidades de medida

atm	Presión atmosférica
bar	Bar
barg	Bar (relativo)
°C	Grado Celsius
cc	Centímetro cúbico
€	Euro
°F	Grado Fahrenheit
GW	Gigavatio
h	Hora
ha	Hectárea
kg	Kilogramo
km	Kilómetro
kton	Kilotoneladas
kV	Kilovatio
L	Litro
m	Metro
m ²	Metro cuadrado
m ³	Metro cúbico
mm	Milímetro
MMUSD (o MUSD)	Millones de dólares
MTPD	<i>Metric tonnes per day</i>
MVA	Megavoltamperio
MW	Megavatio
MWh	Megavatio-hora
N°	Número
ppm	Partes por millón
s	Segundo
t°	Temperatura
ton	Toneladas
UF	Unidad de Fomento chilena
USD	Dólares
UTM	<i>Universal Transverse Mercator</i>



1

Objetivos y alcance del estudio

El estudio tuvo como objetivo analizar y prediseñar, a nivel conceptual, los **sistemas de transmisión eléctrica, estanques de almacenamiento de amoníaco y ductos de transporte de amoníaco e hidrógeno** para atender los requerimientos de un proyecto de producción de amoníaco verde de Soventix y un potencial parque industrial en la comuna de Mejillones, que integre el proyecto de amoníaco verde de Soventix con otras iniciativas de la zona.

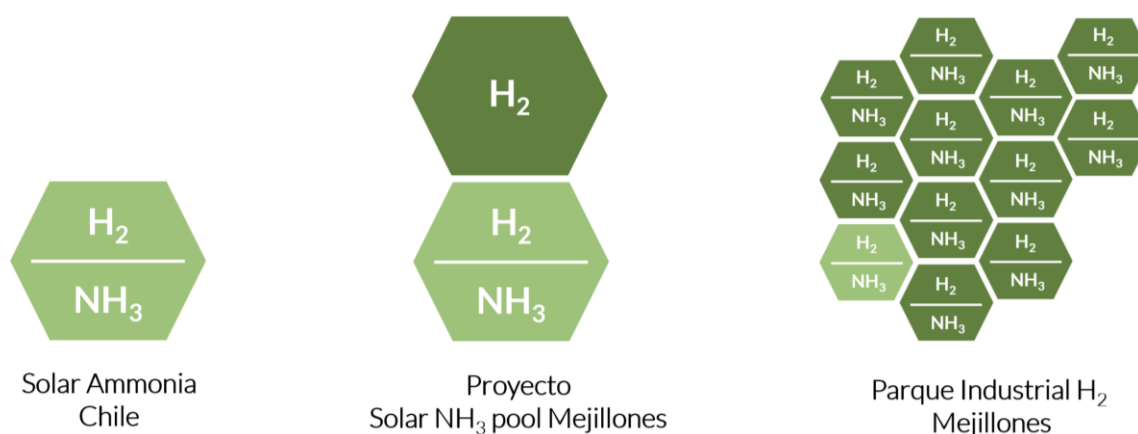
Adicionalmente, se evaluó la opción de atender los requerimientos del Parque Industrial H₂ Mejillones, de manera de, eventualmente, viabilizar su uso compartido y aprovechar posibles economías de escala y sinergias para diferentes proyectos que se instalen en este, minimizando a la vez el impacto territorial y ambiental.

Por ende, para un correcto entendimiento de los contenidos incluidos como parte del informe, se requiere diferenciar entre los tres tipos de instalaciones industriales estudiadas:

- 1 **Proyecto Solar Ammonia Chile:** planta de producción de amoníaco verde de Soventix, la cual sería desarrollada en dos etapas.
- 2 **Proyecto Solar NH₃ pool Mejillones:** instalación definida de mutuo acuerdo entre el mandante y el equipo consultor, que incluye el proyecto Solar Ammonia y un segundo proyecto de similares características, ambos serían desarrollados en dos etapas.
- 3 **Parque Industrial H₂ Mejillones:** mega parque teórico de 28 GW, el cual incluye un estimado de 12 proyectos *Power-to-X* ubicados dentro de una superficie de 900 ha en las cercanías de la bahía de Mejillones.

El detalle de las tres instalaciones contempladas se presenta a continuación:

Figura 1
Instalaciones consideradas como parte del estudio.
Fuente: elaboración propia.



De esta forma, el documento se organiza a partir de los siguientes capítulos:

- El Capítulo 2 define los **requerimientos del proyecto Solar Ammonia Chile**, tanto para el transporte de electricidad como para el transporte y almacenamiento de hidrógeno y amoníaco.
- El Capítulo 3 presenta el análisis de diferentes **arquitecturas de infraestructura eléctrica y de transporte y almacenamiento** evaluadas como parte del proyecto.
- El Capítulo 4 detalla las **restricciones regulatorias** que influyen en la elección del terreno donde se instalará el Parque Industrial H₂ Mejillones y las dimensiones máximas de equipos críticos permitidas por el plano regulador vigente.
- El Capítulo 5 incluye una estimación de **costos de inversión (CAPEX) y costos de operación (OPEX)** del proyecto Solar Ammonia Chile.
- El Capítulo 6 explora distintos modelos de negocios aplicables a las instalaciones en estudio.
- El Capítulo 7 presenta las **conclusiones y recomendaciones de la consultoría**.



2 Definición de los requerimientos del proyecto

El objetivo de este capítulo es definir los requerimientos del proyecto Solar Ammonia Chile, el proyecto Solar NH₃ pool Mejillones y el Parque Industrial H₂ Mejillones, con la finalidad de plantear alternativas de arquitectura para los sistemas de transporte de electricidad a partir de generación renovable y almacenamiento y transporte de hidrógeno y amoniaco verdes. Para tal efecto, se tuvieron en consideración los siguientes antecedentes:

- 1 Antecedentes del proyecto Solar Ammonia Chile definidos por Soventix.
- 2 Antecedentes del Parque Industrial H₂ Mejillones obtenidos a partir de estudios previos.

3 Evaluación conjunta de requisitos del proyecto Solar Ammonia Chile y el proyecto Solar NH₃ pool Mejillones entre el consultor y Soventix.

A continuación, se presentan los requerimientos de transporte de energía eléctrica considerados para Solar Ammonia Chile, Solar NH₃ pool Mejillones y el Parque Industrial H₂ Mejillones.

2.1 Requerimiento de transporte de energía eléctrica

El objetivo de esta sección es definir los requerimientos del proyecto Solar Ammonia Chile, Solar NH₃ pool Mejillones y del Parque Industrial H₂ Mejillones, para plantear las opciones de transporte de energía eléctrica en los capítulos siguientes, a partir de las definiciones planteadas en esta sección.

Para evaluar alternativas de transporte de energía eléctrica de las instalaciones en estudio, se hace necesario analizar alternativas de desarrollo en etapas, debido a que:

- No es factible desarrollar desde un comienzo toda la infraestructura necesaria para suministrar los 28 GW de energía que requiere el Parque Industrial H₂ Mejillones en su etapa final.
- Los elevados costos para construir la infraestructura, combinados con la falta de demanda para dicha estructura en etapas iniciales, significaría que los primeros proyectos en instalarse serían los que enfrentarían mayores costos.

Por lo tanto, la evaluación se realizará en etapas, las cuales consideran:

- El proyecto Solar Ammonia Chile tiene una primera etapa de 800 MW al 2028, ampliable a 1.600 MW al año 2035.
- En paralelo podrían irse desarrollando otros proyectos, conformando Solar NH₃ pool Mejillones. Para efectos del dimensionamiento de los requerimientos de transporte de electricidad, se considera que Solar NH₃ pool Mejillones está compuesto por Solar Ammonia Chile y un segundo proyecto de similares características: 800 MW al año 2028, ampliable a 1.600 MW al año 2035.
- Finalmente, para el Parque Industrial H₂ Mejillones, se evalúa conceptualmente la opción de alcanzar la capacidad máxima de 28 GW (detalles en la Sección 3.1).

Por último, se debe considerar que ciertos requerimientos de suministro de energía para el proyecto Solar Ammonia Chile provienen de estudios previos realizados por el mandante y fueron entregados al equipo consultor para ser utilizados en el presente estudio.

De esta forma, a partir de todos los antecedentes mencionados previamente en esta sección, se desarrollaron los siguientes requisitos a cumplir por las diferentes alternativas de transporte de energía eléctrica:

- 1 La infraestructura eléctrica debe minimizar el uso de espacio, teniendo en consideración un balance de costos.
- 2 Es deseable maximizar la definición de infraestructura compartida¹.
- 3 La infraestructura de transmisión inicial debiera tener la factibilidad de suministrar 800 MW y de ser ampliada a 1.600 MW para la fase dos del proyecto Solar Ammonia Chile.
- 4 La infraestructura de transmisión inicial debiera tener la factibilidad de suministrar 800 MW y de ser ampliada a 1.600 MW para la fase dos de un segundo proyecto de características similares a Solar Ammonia Chile, conformando entre ambos Solar NH₃ pool Mejillones.
- 5 Se debe evaluar la opción de que la infraestructura de transmisión inicial pueda ser compartida entre Solar Ammonia Chile y el segundo proyecto a evaluar.
- 6 La infraestructura de transmisión podría ser complementada con nueva infraestructura capaz de suministrar un máximo de 28 GW al año 2050, que se podrían desarrollar en etapas.
- 7 Cada lote debe tener la capacidad de ser suministrado desde un proyecto solar, ubicado fuera del Parque Industrial H₂ Mejillones. La primera etapa será suministrada por proyectos solares ubicados en la zona de Baquedano.
- 8 La confiabilidad de suministro de cada área industrial será estándar de acuerdo con la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS) vigente.
- 9 La tensión de suministro de cada lote será de 220 kV o 500 kV; otros niveles de tensión mayores pueden ser evaluados para la solución al año 2050.

2.2 Requerimiento de transporte y almacenamiento de H₂ y NH₃

El objetivo de esta sección es plasmar los requerimientos del proyecto Solar Ammonia Chile, para plantear las opciones de transporte y almacenamiento de hidrógeno y amoníaco disponibles para estas instalaciones, a partir de las definiciones planteadas.

¹ Instalaciones o elementos de uso común que benefician y potencian el desarrollo industrial, en base a proyectos de hidrógeno verde, de las distintas empresas instaladas en el Parque Industrial H₂ Mejillones, como el puerto de exportación, desaladoras, entre otros.

Ciertos requerimientos de suministro de energía para el proyecto Solar Ammonia Chile provienen de estudios previos realizados por el mandante y fueron entregados al equipo consultor para ser utilizados en el presente estudio. En base a esto se desarrollaron los siguientes requerimientos a cumplir para los requerimientos de almacenamiento de hidrógeno y amoníaco:

- 1 La capacidad de producción diaria del proyecto Solar Ammonia Chile es de 1.000 ton/día de amoníaco en su 1^{era} fase y esta capacidad se duplica en una 2^{da} fase.
- 2 La producción anual de amoníaco se proyecta ser de 320 kton al año para la 1^{era} fase, buscando duplicarla en la 2^{da} fase.
- 3 Se cuenta con almacenamiento estratégico de hidrógeno de 105 ton (1^{era} fase) en el Parque Industrial H₂ Mejillones.
- 4 El amoníaco es el único producto final, cuyo almacenamiento se ubica en las cercanías del puerto y toda su producción será exportada por vía marítima.
- 5 El hidrógeno y amoníaco son transportados desde su producción hacia el almacenamiento únicamente por ductos. No se considera en el análisis el transporte terrestre por camiones o ferrocarriles.
- 6 Es deseable utilizar para el proyecto Solar Ammonia Chile la ubicación más favorable dentro del terreno de 900 ha planteado, sujeto al análisis técnico y territorial a realizar.
- 7 Es deseable minimizar costos y maximizar infraestructura compartida.
- 8 Se debe utilizar tecnología ampliamente probada en la industria.

Dado que las limitaciones de tamaño e infraestructura compartida para proyectos *Power-to-X* estarán dadas a partir de las restricciones ambientales y territoriales que se identifiquen durante el desarrollo del estudio, el análisis se enfoca en el proyecto Solar Ammonia Chile (detalles en las secciones 4.1-4.3).

Una evaluación correspondiente de la arquitectura para una instalación como Solar NH₃ pool Mejillones o el Parque Industrial H₂ Mejillones requiere tener acceso a mayores antecedentes respecto de los otros proyectos a considerar dentro de la superficie en estudio, tales como:

- Combustibles sintéticos a producir,
- Tecnología productiva de la instalación,
- Almacenamiento de insumos, productos y residuos,
- Abastecimiento de recurso renovable, entre otras.

De esta forma, a continuación se presenta el análisis de arquitecturas para el proyecto Solar Ammonia Chile.



3 **Análisis de arquitectura para el proyecto Solar Ammonia Chile**

El objetivo de este capítulo es analizar en detalle las opciones de arquitectura posibles que cumplan con los requerimientos presentados en la sección previa. Para tal efecto, se divide el análisis en la arquitectura para los sistemas de transporte de energía eléctrica y la arquitectura de los sistemas de transporte y almacenamiento de hidrógeno y amoníaco.

3.1 Arquitectura de sistemas de transporte de energía eléctrica

En la siguiente sección, se presentan alternativas para transportar la energía necesaria a la zona de Mejillones. La selección de una alternativa depende de los costos de cada opción (presentados en la Sección 5.1), además de otros parámetros territoriales, sociales y ambientales (como por ejemplo el uso de espacio de cada alternativa).

En la Sección 3.1.1 se presenta un análisis de las potenciales alternativas que permitirían abastecer los altos requerimientos energéticos del Parque Industrial H₂ Mejillones en su etapa final, con un desarrollo de su capacidad máxima de 28 GW.

La Sección 3.1.2 presenta las alternativas de transporte de energía eléctrica de Solar NH₃ pool Mejillones. Este análisis considera el abastecimiento del proyecto Solar Ammonia Chile en sus dos etapas, y potencialmente uno o dos proyectos adicionales de similares características.

3.1.1 Arquitectura de sistemas de transporte de energía eléctrica para el Parque Industrial H₂ Mejillones

En la siguiente sección, se analizan las opciones de arquitectura del sistema de transporte de energía eléctrica para el Parque Industrial H₂ Mejillones, con el objetivo de identificar sinergias de infraestructura compartida. Inicialmente, se caracterizan opciones de transmisión eléctrica en diferentes niveles de tensión teniendo como referencia otras líneas que han sido desarrolladas en el Sistema Eléctrico Nacional y proyectos internacionales. Posteriormente, se realiza una evaluación preliminar del costo total de la infraestructura de transmisión requerida y de la franja de servidumbre para suministrar el Parque Industrial H₂ Mejillones de 28 GW.

La Tabla 1 presenta las características técnicas y económicas de obras existentes y futuras del SEN, además de incluir una línea internacional de 1.000 kV. En relación con el costo por kilómetro, se obtiene del cociente entre el valor de inversión y la distancia de la línea, excepto para las líneas de 220 kV y 500 kV, que se utiliza el rango de costos por kilómetro que se presenta en la Sección 5.1.1.1. El número de líneas requeridas para cada alternativa se determina considerando la capacidad de transmisión necesaria para transmitir 28 GW con un factor de potencia del 95%.

Tabla 1

Obras consideradas para la evaluación de la transmisión del Parque Industrial H₂ Mejillones de 28 GW.

Fuente: Infórtécnica (CEN) y Valorización Sistema Transmisión 2020 – 2023 (CNE).

Línea de referencia	Tensión (kV)	Capacidad de transmisión (GVA)	Franja (m)	Valor de Inversión (MMUSD)	Dist. (km)	Costo (MMUSD/km)	Nº líneas necesarias para 28 GW	Costo Total línea 62 km (MMUSD)
Kapatur – Laberinto	2x220	1,7	50	51,99	134	0,49 – 0,76	18	547 – 848
Los Changos – Kimal	2x500	3	65	160	138	1,04 – 1,56	10	645 – 967
Kimal – Lo Aguirre	HVDC 600	3,0 (1,5 por polo)	60 – 70	1.000 (+300 cada S/E)	1.500	1,06 (para 1.500 km) 3,50 (para 200 km)	10	2.170
Jindongnan-Nanyang – Jingmen (China) (Xu & Smith, n.d.)	1x1.000	5,0	90	830	640	1,29	6	1.080

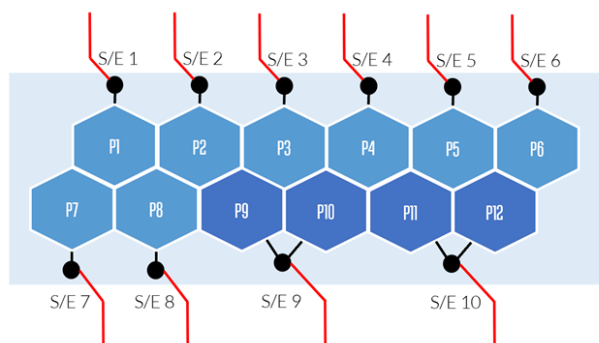
En relación con la franja de servidumbre, la alternativa de transmitir mediante líneas de 220 kV requiere un total de 18 líneas, con una franja de ancho de 900 m. Considerando un corredor de 62 km de largo implicarían 5.580 ha de servidumbre. Por otro lado, las alternativas de líneas de 500 kV y 1.000 kV requerirían una franja de ancho de 650 m y 540 m, respectivamente, disminuyendo casi a la mitad la servidumbre requerida.

Se debe destacar que resultaría muy complejo desarrollar 18 líneas de 220 kV para abastecer la demanda máxima potencial del Parque; se debe notar que el sector de Mejillones se encuentra densamente ocupado por líneas de transmisión y proyectos industriales (más detalles de esto en la sección siguiente). Además, en caso de desarrollar líneas de 220 kV, prácticamente no habría infraestructura eléctrica compartida, debido a que cada planta de hidrógeno verde dentro del Parque Industrial H₂ Mejillones tendría su propia línea de transmisión.

Figura 2

Opción de arquitectura del sistema de transporte de energía eléctrica en 500 kV para el Parque Industrial H₂ Mejillones.

Fuente: elaboración propia.



En la Figura 2 se presenta una opción de arquitectura de transmisión para el Parque Industrial H₂ Mejillones planteando la transmisión mediante 10 líneas de 500 kV para alimentar al parque. En la figura se muestran plantas de 2.800 MW cada una (P1 – P8) y plantas de 1.400 MW cada una (P9 – P12), aunque la alternativa permite plantas de cualquier tamaño. Hay que tener en

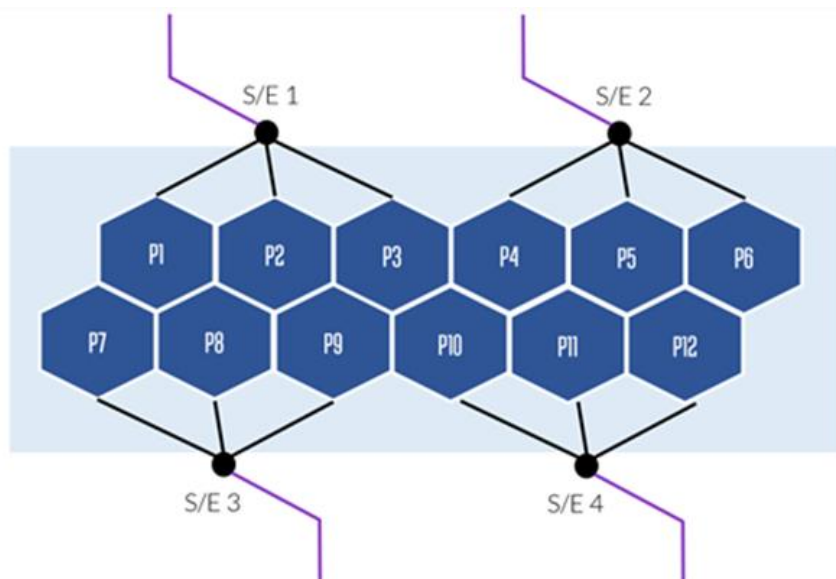
cuenta que en el caso de plantas de hasta 2.800 MW, estas requerirían una línea para cada planta, por lo que no se tendrían opciones de compartir la infraestructura eléctrica.

Plantas de menor tamaño sí podrían compartir líneas de transmisión de 500 kV. Esta opción es más factible que transmitir en 220 kV, ya que requiere menos líneas y una menor franja. Esta opción también permite un desarrollo en etapas, iniciando con una línea de 500 kV, y agregando líneas a medida que crece el Parque.

También, a futuro, podría existir la posibilidad de transmitir la energía hacia el Parque Industrial H₂ Mejillones mediante líneas de 1.000 kV. Si bien esta tecnología no es estándar en la actualidad, existen algunas líneas en China que la utilizan. Esta configuración permitiría transmitir más energía, utilizar menos espacio, y a la vez permite compartir más infraestructura entre diferentes proyectos. La Figura 3 presenta un esquema de esta alternativa.

Dada la baja madurez de la tecnología de líneas de 1.000 kV, una opción más atingente sería partir las fases iniciales del Parque Industrial H₂ Mejillones con líneas de 500 kV. A medida que la tecnología de las líneas de 1.000 kV se consolida, dado el crecimiento en etapas más avanzadas del Parque se podría reevaluar esta tecnología, que requiere menos líneas de transmisión, y por ende, utiliza menos espacio que alternativas de abastecimiento utilizando sólo líneas de 500 kV.

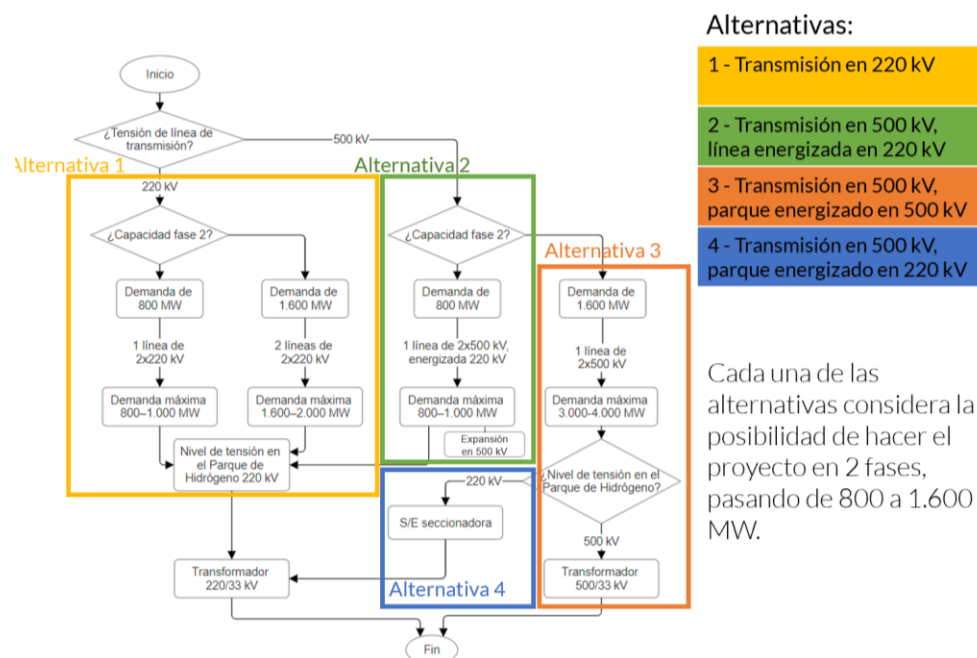
Figura 3
Opción de arquitectura del sistema de transporte de energía eléctrica en 1.000 kV para el Parque Industrial H₂ Mejillones.
Fuente: elaboración Propia.



3.1.2 Definición de opciones de arquitectura de transporte de energía eléctrica para Solar Ammonia dentro del proyecto Solar NH₃ pool Mejillones

En la siguiente sección, se exponen las diferentes alternativas para el transporte de la energía eléctrica, considerando los requerimientos específicos del Proyecto Solar Ammonia Chile y un potencial segundo proyecto, dentro de Solar NH₃ pool Mejillones. Se presentan las obras eléctricas que componen el sistema de transmisión y el desarrollo en múltiples etapas. Posteriormente, en la Sección 5.1, se lleva a cabo una estimación económica detallada.

Figura 4
Opciones de transporte de energía eléctrica.
Fuente: elaboración propia.



La Figura 4 presenta un diagrama de flujo que sintetiza las diferentes opciones de transporte de energía eléctrica, cuyo detalle se presenta a continuación:

- En la **alternativa 1** se plantea transmitir mediante una línea de 220 kV en la 1^{era} fase, 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 la 2^{da} fase se propone invertir en una segunda línea 220 kV para alimentar una demanda 1.600 MW. Esta opción permite reducir la inversión inicial del proyecto, pero limita la capacidad de transmisión del sistema, requiriendo invertir en una nueva línea para el desarrollo de la 2^{da} fase. Además, no permite el uso compartido de infraestructura de transmisión eléctrica.

- En la **alternativa 2** se plantea la construcción de una línea de 500 kV, energizada en 220 kV en la 1^{era} fase, llegando con ese nivel de tensión al patio de alta tensión de la planta. Esta opción permite reducir el costo en la 1^{era} fase, al no tener que invertir inicialmente en un transformador de 500/220 kV. En caso de desarrollarse la 2^{da} fase, se puede energizar en 500 kV, aumentando la capacidad de transmisión de la infraestructura existente. Para esto se requeriría invertir en el transformador 500/220 kV en la segunda fase.
- La **alternativa 3** busca evitar múltiples transformaciones de niveles de tensión en la transmisión, considerando que puede incrementar el costo del sistema. Por esta razón, se plantea construir una línea de 500 kV energizada a ese nivel de tensión desde la 1^{era} fase, pudiendo alimentar más de un proyecto. Además, se propone alimentar en 500 kV 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.
- En la **alternativa 4** se plantea transmitir en 500 kV, pero llegar a los patios de alta tensión de las plantas en 220 kV. Para esto, se propone construir una línea de 500 kV hasta el proyecto NH₃ pool, para luego, mediante una subestación reductora, transformar de 500 kV a 220 kV y alimentar el patio de alta tensión de la planta con 220 kV. Permite alimentar dos plantas.

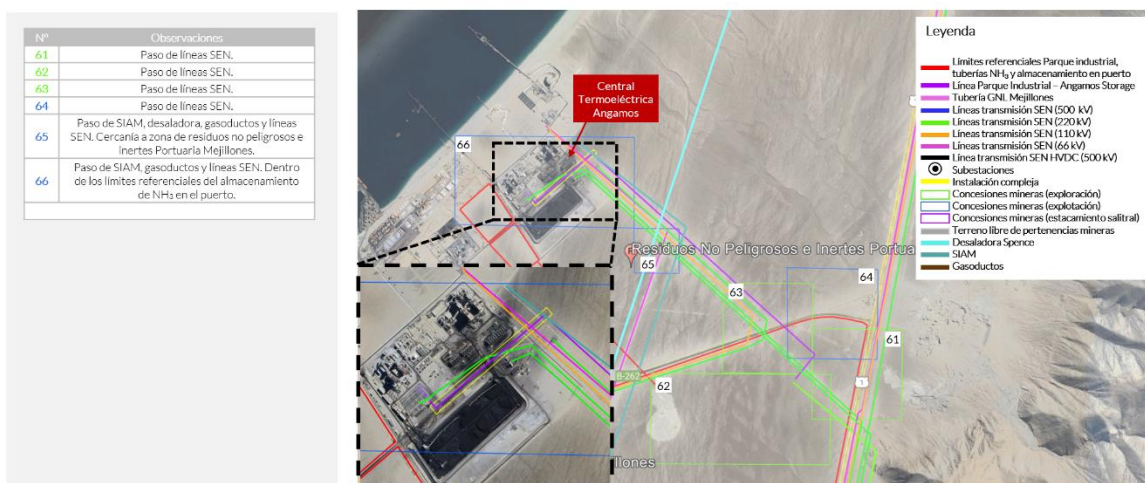
Las cuatro alternativas de transmisión eléctrica consideran una posible conexión al proyecto Alba (en adelante, Angamos Storage). Este proyecto consiste en la reconversión de la Central Termoeléctrica Angamos (CA), que opera actualmente a carbón, a un sistema de sales que permiten el almacenamiento de energía gracias a su capacidad de absorber calor.

Angamos Storage tiene como propósito aprovechar la infraestructura existente de CA (Figura 5) y continuar la generación de energía eléctrica, particularmente complementando la generación solar. En caso de buscar una conexión a la planta Angamos la opción más simple sería que la subestación de la planta de hidrógeno se utilice para seccionar la línea existente Angamos - Kaptur. Otra opción es desarrollar una línea directa entre el proyecto y CA, ilustrada en la figura.

Figura 5

Propuestas de trazado de la línea de transmisión para la conexión de Angamos Storage al Parque Industrial Mejillones.

Fuente: elaboración propia.



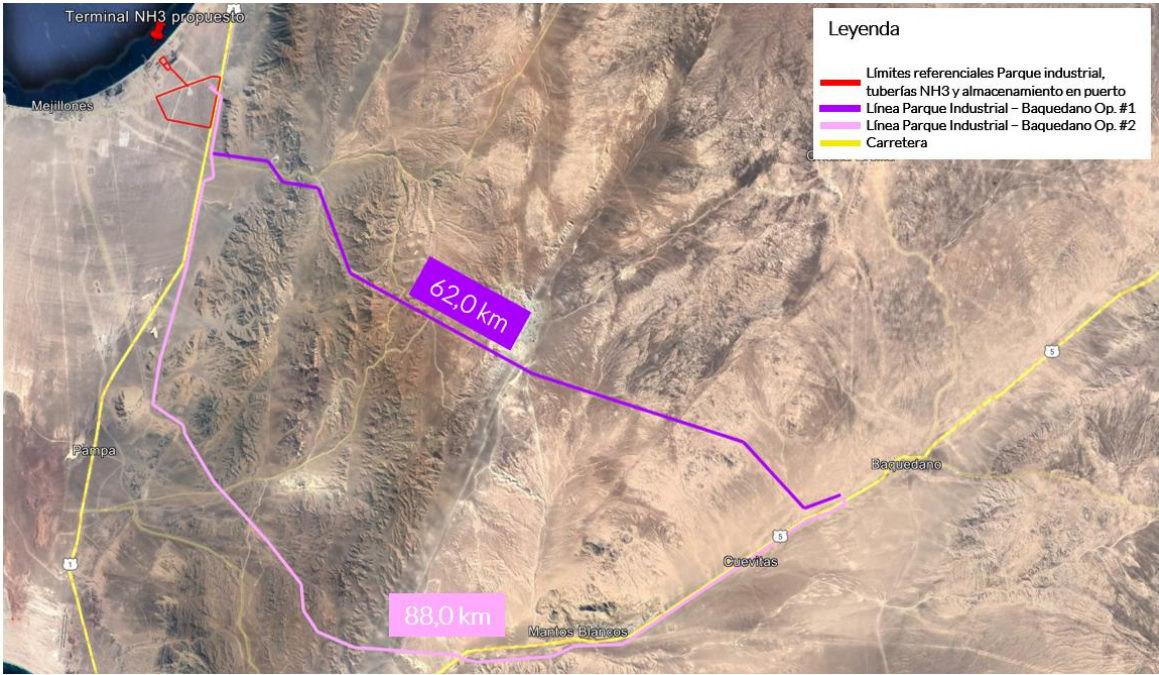
3.1.3 Definición de las opciones del trazado de energía eléctrica para el proyecto Solar Ammonia Chile

En etapas anteriores a este estudio se definió que el proyecto Solar Ammonia Chile será suministrado por proyectos solares ubicados en la zona de Baquedano. En base a esto se definieron un conjunto de criterios y exigencias a considerar para el cumplimiento de la elaboración de un trazado eficiente entre Baquedano y la superficie en que se plantea ubicar las plantas de producción de hidrógeno y amoníaco verdes, que se enumeran a continuación:

- 1 Cercanía a caminos públicos y privados que permitan la disminución de los costos de accesos a la línea de transmisión.
- 2 Menores desviaciones o gradientes en el perfil de elevación del trazado, para garantizar una trayectoria plana.
- 3 Eventos geográficos relevantes que obliguen a instalar segmentos de distancias que tengan torres de diseño especial.
- 4 Restricciones territoriales por proyectos ingresados al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA).
- 5 Creación de una ruta de menor longitud entre el del Parque Industrial H₂ Mejillones y Baquedano.

Considerando lo anteriormente señalado, en la Figura 6 se presentan dos propuestas para el trazado de líneas de transmisión desde la zona de Baquedano hasta la superficie en estudio. La opción N°1, en morado, que minimiza la longitud de la línea, y la opción N°2, en rosado, que utiliza el corredor de líneas existentes entre Baquedano, Mantos Blancos y Mejillones.

Figura 6
Propuestas de trazado de la línea de transmisión.
Fuente: elaboración propia.



Para ambas opciones se clasificaron los segmentos de trazado en dos niveles de tramos, basados en el nivel de dificultad de instalación; dificultad media (compleja) o baja (no compleja). Para realizar esta clasificación se consideraron distintos elementos ubicados en las trayectorias de los trazados, por ejemplo:

- Presencia de líneas de transmisión existentes del SEN u otros proyectos de infraestructura².
- Geografía de la zona (presencia de valles y cerros)

La dificultad de los tramos tiene un impacto sobre los costos de instalación de las infraestructuras de transmisión en cada tramo. La Tabla 2 presenta la longitud de cada uno de los tramos para cada alternativa.

Tabla 2
Caracterización de alternativas de trazado.
Fuente: elaboración propia.

Alternativa de trazado	Tramo dificultad media (km)	Tramo dificultad baja (km)
N°1 (62 km)	29	33
N°2 (88 km)	40	48

Ambas alternativas de trazado N°1 (62 km) y N°2 (88 km) se componen tanto de tramos de dificultad baja y como de dificultad media. Esto ocurre debido a la topografía de la zona entre Mejillones – Baquedano. En la Sección 5.1 se evalúan económicamente las opciones de trazado para líneas de 220 kV y 500 kV.

² Para el caso de la línea N°2, se maximizó la utilización de servidumbres existentes de líneas del SEN.

3.2 Arquitectura de sistemas de almacenamiento y transporte de H₂ y NH₃

A diferencia del caso de los sistemas de infraestructura eléctrica, no se identifican instalaciones en Chile ni en el extranjero³ de producción de hidrógeno y amoníaco verde, ya en etapa operación, de una magnitud similar al proyecto Solar Ammonia Chile, Solar NH₃ pool Mejillones y el Parque Industrial H₂ Mejillones propuestos.

No obstante, sí se identifican una serie de proyectos en distintas etapas de planificación previa a su puesta en servicio, los cuáles serán tomados como casos de estudio para evaluar las distintas opciones de arquitectura de los sistemas de transporte y almacenamiento de hidrógeno y amoníaco a proponer para el proyecto Solar Ammonia Chile.

Finalmente, a partir de las exigencias presentadas por Soventix para el proyecto Solar Ammonia Chile (detalles en la Sección 3) y la revisión de experiencias de proyectos de magnitud similar en etapa de planificación en el extranjero, se presenta la propuesta de arquitectura de sistemas de transporte y almacenamiento de hidrógeno y amoníaco del proyecto Solar Ammonia Chile.

3.2.1 Definición de opciones de almacenamiento y transporte de H₂ y NH₃

El almacenamiento seguro y eficiente de hidrógeno y amoníaco implica considerar una serie de factores en relación con sus propiedades, que afectan los requerimientos de los estanques y ductos de transporte. A continuación, se presenta un listado de las consideraciones incluidas como parte de este estudio:

A Requisitos de presión y temperatura

- Para el caso del hidrógeno, este puede almacenarse como **gas presurizado a temperatura ambiente o líquido criogénico a presión atmosférica**. Las condiciones de presión y temperatura del almacenamiento estratégico están definidas por parte del mandante (200 bar, temperatura ambiente).
- Para el amoníaco, existen tres alternativas de almacenamiento posibles:

³ Con información pública disponible a diciembre de 2023.

- Almacenamiento como **gas**. No considerado para grandes volúmenes, producto de la baja densidad del amoniaco en estado gaseoso y los elevados costos de almacenamiento asociados.
- Almacenamiento como **líquido presurizado a temperatura ambiente**. Los tanques de almacenamiento resistentes a altas presiones tienen mayor precio y, debido a las limitaciones de resistencia mecánica, son de menor volumen. Al aplicar estanques presurizados, el número de estos es mayor que en el caso del estado criogénico atmosférico (donde suelen utilizarse uno o dos estanques más grandes).
- Almacenamiento como **líquido criogénico a presión atmosférica**. Es la alternativa preferida por la industria, ya que no se requieren estanques resistentes a grandes presiones y porque es el estado en el que se transporta por buques de exportación.

Tabla 3

Condiciones de almacenamiento de hidrógeno y amoniaco.

Fuente: elaboración propia a partir de DNV (DNV, 2022) y Proton Ventures (Proton Ventures, 2021).

Compuesto	H ₂		NH ₃	
Estado	Gas presurizado	Líquido criogénico	Líquido presurizado	Líquido criogénico
Presión (bar)	200	1	30	1
Temperatura (°C)	20	-253,0	20	-33,3
Densidad (kg/m ³)	15,0	70,8	611	681,6
Densidad energética (MJ/L)	2,0	9,9	13,4	15,4
Contenido de H ₂ (kg/m ³)	15,0	70,8	107,8	121

B Volumen a almacenar

- Para el hidrógeno, se requiere almacenar 105 toneladas (requerimiento del mandante).
- Para el amoniaco, el volumen total a almacenar en puerto estará supeditado a la capacidad productiva de la planta y las restricciones legales, cuyo detalle se presenta en la Sección 4. Además, en etapas futuras del proyecto, se deben tener en consideración aspectos como el volumen máximo deseado, máxima carga admisible por buque, periodicidad de arribo de buques, factor de seguridad para la fluctuación en la producción.

C Tiempo de almacenamiento

- Para el hidrógeno, el almacenamiento es para poder operar la planta Haber-Bosch las 24 horas del día. Por lo tanto, se considera la carga y descarga diaria del almacenamiento.
- Para el amoniaco, el tiempo de almacenamiento estará supeditado a la logística de arribo de buques, el tiempo de carga y el tiempo de descarga (fuera del alcance de este estudio).

D Restricciones legales

- El análisis de restricciones legales para el hidrógeno y amoniaco se presenta en la Sección 4.

E Transporte

Para el caso del hidrógeno se consideran 200 m de tuberías internas, entre la planta de electrólisis, los estanques de almacenamiento y la unidad Haber-Bosch. En el caso del amoníaco se considera una distancia mayor, cercana a los 5 km, hasta el almacenamiento en el puerto. Para este caso existen dos alternativas respecto del transporte, como **líquido presurizado** y como **líquido criogénico**. Se deben tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- Se debe evitar la evaporación dentro de la tubería. Un flujo bifásico es desfavorable, ya que reducirá la capacidad de transmisión de la tubería y puede causar daños por cavitación.
- El sol puede calentar la tubería (en el caso de decidir ubicarla sobre la superficie).
- En el caso de tuberías de decenas a cientos de kilómetros, pueden ser necesarias bombas de refuerzo intermedias para mantener la presión en el transporte de líquido presurizado.

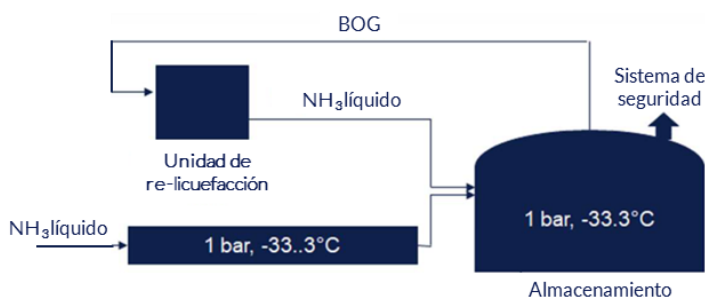
Producto de dichas consideraciones, el estándar de la industria es transportar el amoníaco como líquido criogénico (temperaturas inferiores a -33°C y 1 atm), si se tiene la instalación de producción en las cercanías del almacenamiento y como líquido presurizado para largas distancias.

Por último, se debe tener en cuenta que los estanques de amoníaco criogénico tienen una tasa de evaporación (*boil of gas*, BOG) de su contenido entre 0,05 – 0,4% por día, producto del calor absorbido del ambiente. Este gas es recuperado y devuelto al estanque como líquido refrigerado, lo que tiene un requisito de infraestructura y una demanda energética para mantener el fluido en estado líquido a bajas temperaturas. Un ejemplo de la infraestructura requerida para el almacenamiento de amoníaco criogénico en un puerto se presenta a continuación:

Figura 7

Ejemplo de infraestructura requerida para la instalación de almacenamiento de amoníaco en un puerto.

Fuente: elaboración propia a partir de DNV (DNV, 2022).



3.2.2 Revisión de experiencia en la industria

La revisión de experiencias en la industria a nivel internacional se centra en la documentación presentada por proyectos en fase de aprobación a los servicios de evaluación de impacto ambiental. A continuación, se presentan dos experiencias de proyectos en Nueva Escocia, Canadá y dos desarrollos en Australia.

En Chile, se consideraron proyectos que han ingresado una Declaración de Impacto Ambiental (DIA) al Servicio de Evaluación Ambiental (SEA). Así, se identifica la DIA del proyecto Hidrógeno Verde en Bahía de Quintero, el cual busca instalar una planta de 10 MW en el puerto de Quintero.

Los principales aspectos de interés obtenidos a partir de la DIA del proyecto fueron:

- 1 Revisión de aspectos territoriales asociados a un proyecto de hidrógeno verde.
- 2 Referencia a la Circular DDU 470 del 21/11/22, que diferencia la calificación industrial de proyectos de producción de hidrógeno verde con proyectos que usan hidrógeno para sintetizar amoníaco verde.



3.2.2.1 Canadá

Se revisaron dos propuestas de proyectos en Canadá, ubicados en la localidad de Point Tupper, Nueva Escocia (Tabla 4):

- *Bear Head Energy*. Instalación de producción, almacenamiento y carga de hidrógeno y amoníaco verdes.
- *EverWind Point Tupper Green Hydrogen/Ammonia Project – Fase 1* (en adelante, EverWind Fuels). Implementación de una planta de producción de hidrógeno y una de amoníaco verde.

Tabla 4
Proyectos de hidrógeno y amoníaco verde revisados – Nueva Escocia, Canadá.
Fuente: elaboración propia en base a Stantec Consulting Ltd. (Stantec Consulting, 2023) y Strum Consulting (Strum Consulting, 2022).

Referencia de la industria	Compuesto	Terreno	Producción		Almacenamiento			
		Área Total (ha)	Producción (ton/año)	Área Planta (m²)	Volumen (m³)	Capacidad (ton)	Dimensiones estanque	Área (m²)
Stantec – Bear Head Energy	H ₂	101,8 ⁴	350.000 (2.000 MW)	60.000 ⁵	–	–	–	–
	NH ₃		2.000.000 (860 MW)	13.000	1 estanque (124.000 ⁶)	–	81 m (diámetro)	24.000
Strum – Ever-Wind Fuels	H ₂	172	38.000 (300 MW)	34.000	–	–	–	–
	NH ₃		213.000	5.000	51.573	2 estanques (28.000)	45 m (diámetro) x 36 m (altura)	11.000

⁴ El proyecto incluye, además, 27,7 ha de terreno marítimo.

⁵ Valores en azul corresponden a estimaciones de superficie obtenidas de Google Earth.

⁶ Considera 15 días de almacenamiento. La siguiente fase de ingeniería puede determinar si es más apropiado utilizar múltiples estanques más pequeños.

A partir de la tabla se identifica que el proyecto de Bear Head Energy tiene una capacidad productiva superior a la 1^{era} fase del proyecto Solar Ammonia Chile. El proyecto de EverWind, si bien tiene una capacidad de electrólisis menor que Solar Ammonia Chile, tiene una producción anual de amoníaco de similar magnitud a la 1^{era} fase (213.000 vs 320.000 ton anuales).

3.2.2.1.1 Bear Head Energy

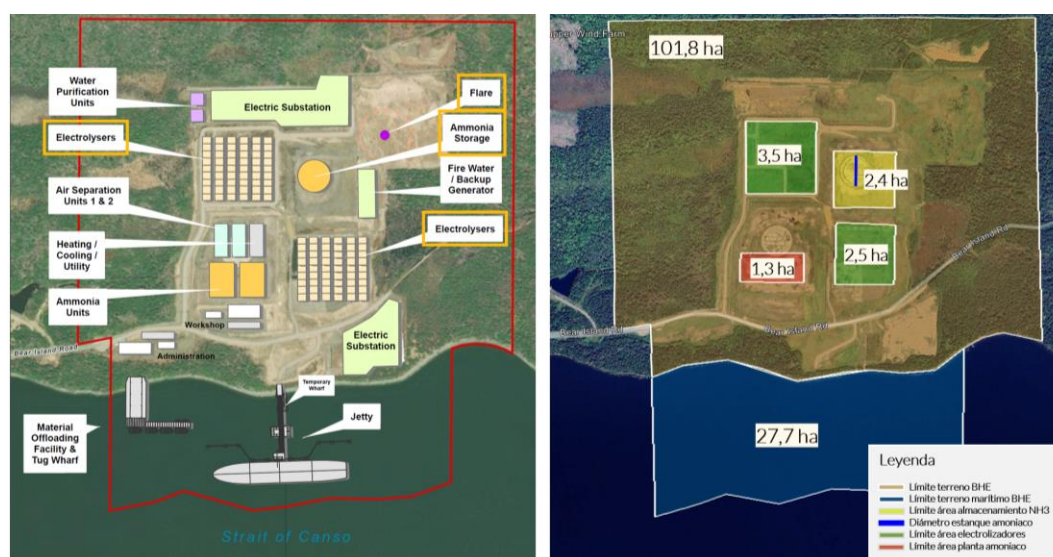
La propuesta considera la implementación de una planta de hidrógeno y amoníaco verdes, almacenamiento de amoníaco y una estación de carga para la exportación del compuesto por vía marítima, ubicados en un terreno proyectado de 129,5 ha.

Se plantea la utilización de energías renovables (eólica, hidráulica, mareomotriz y/o solar), con una capacidad de 2.000 MW para producir hidrógeno verde vía electrólisis (y 860 MW para producir amoníaco verde) que se convertirán en aproximadamente 2 millones de ton anuales de amoníaco verde.

Figura 8

Layout y dimensiones del terreno de las plantas de hidrógeno y amoníaco del proyecto Bear Head Energy.

Fuente: Stantec Consulting Ltd. (izquierda) y elaboración propia (derecha).



Se considera el uso de 101,8 ha de tierra y 27,7 ha de superficie marítima. En la primera zona se encuentran principalmente dos subestaciones eléctricas, las unidades de desalinización de agua, dos zonas de electrolizadores, dos unidades de separación de aire (ASU), una planta de amoníaco Haber-Bosch, un estanque de almacenamiento de amoníaco como líquido refrigerado (124.000 m³) y una antorcha de amoníaco ubicada cerca de este. Otros elementos considerados corresponden a unidades de enfriamiento/calefacción, oficinas de administración, maestranza y generadores de emergencia.

En la segunda zona se encuentra el embarcadero y el muelle, con los respectivos elementos de carga y descarga de amoníaco líquido. Se estiman 40 – 60 envíos por buque al año, con una capacidad de 50.000 – 80.000 m³ por envío.

3.2.2.1.2 Strum – EverWind Fuels

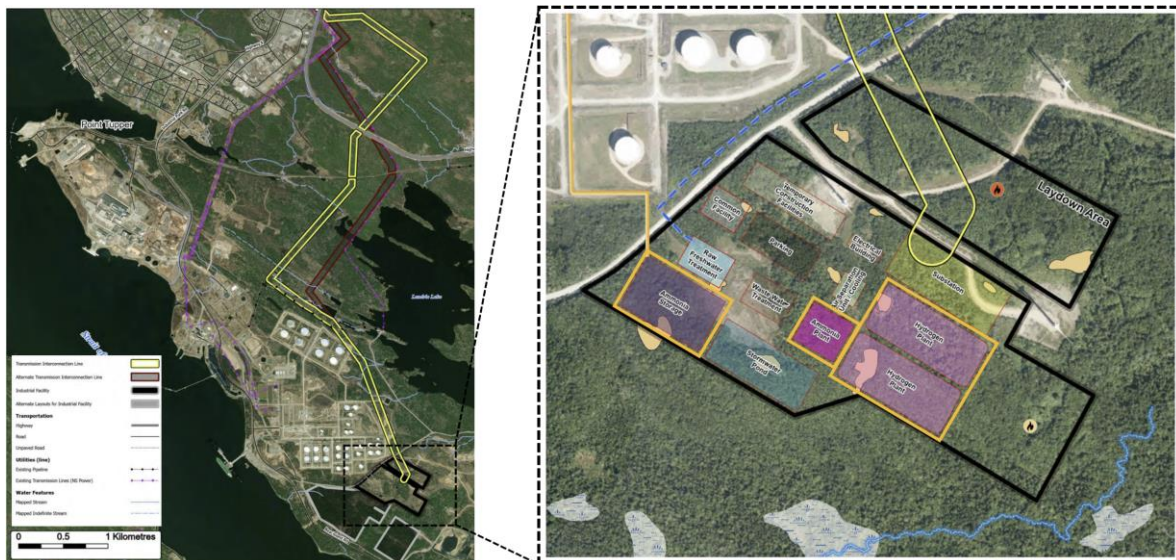
La propuesta considera la implementación de una planta de hidrógeno y amoníaco verdes, almacenamiento de amoníaco y un sistema de ductos para el transporte de amoníaco para su exportación por vía marítima, ubicados en un terreno proyectado de 172 ha.

Se plantea utilizar principalmente energía eólica, complementada por otros tipos de energías renovables (hidráulica, mareomotriz, solar y/o undimotriz), con una capacidad de 300 MW para producir hidrógeno verde vía electrólisis que se convertirán en cerca de 213.000 ton anuales de amoníaco verde.

Figura 9

Layout del terreno y sistema de tuberías de las plantas de hidrógeno verde y amoníaco verde del proyecto EverWind Fuels.

Fuente: Strum Consulting.



A diferencia del caso de Bear Head Energy, sólo se considera uso de superficie terrestre, ya que transporta por ductos la producción de amoníaco líquido hacia el puerto de exportación. En este terreno se encuentra principalmente una subestación eléctrica, unidades de desalinización de agua, dos zonas de electrolizadores, unidades ASU, una planta de amoníaco Haber-Bosch, dos estanques de almacenamiento de amoníaco criogénico (28.000 ton cada uno) y dos antorchas ubicadas cerca de las plantas productivas y del almacenamiento. Otros elementos considerados corresponden a unidades de tratamiento de aguas, estanque de aguas pluviales, estacionamientos y un edificio eléctrico.

El amoníaco verde producido se transporta por ductos hacia el embarcadero del Terminal Point Tupper. En la segunda zona se encuentra el embarcadero y el muelle, con los respectivos elementos de carga/descarga de amoníaco. Se estiman 5 – 8 envíos por buque al año, con una capacidad de 23.000 – 28.000 m³ por envío.

3.2.2.2 Australia

Se revisaron dos propuestas de proyectos en Australia:

- *Renewable Ammonia Pilot Plant*. Ubicada en Murujuga, en la península Burrup (Australia no-occidental). Implementación de una planta piloto de producción de hidrógeno verde para la alimentación de la planta adyacente de amoniaco de Yara Pilbara.
- *Murchison Hydrogen Renewables Project*, en Northampton (Australia centro-occidental).

El desarrollo de estos proyectos está a cargo de las empresas consultoras JBS&G y GHD, respectivamente. Ambas propuestas consideran la implementación tanto de una planta de producción de hidrógeno como una de amoniaco verde.

Tabla 5

Proyectos de hidrógeno y amoniaco verde en Australia estudiados.

Fuente: elaboración propia en base a Strategen JBS&G (Strategen JBS&G, 2022) y GHD (GHD, 2022).

Referencia de la industria	Compuesto	Terreno	Producción		Almacenamiento		
		Área Total (ha)	Producción (ton/año)	Área Planta (m²)	Capacidad (ton)	Dimensiones estanque	Área (m²)
Strategen JBS&G – ENGIE/Yara Pilbara	H ₂	72 (terreno)	640 ⁷ (10 MW)	4.479 (planta) 135 (electrolizadores)	–	1,5 m (diámetro)	–
	NH ₃	22,94 (área dentro del terreno)	850.000 (20 – 40 MW)	–	80.000 (2x40.000)	55 m (diámetro) ⁸	51.000
GHD – Murchison	H ₂	953,1 ⁹	n/a (3 GW)	2.420.000	–	–	–
	NH ₃		2.000.000		90.000 – 180.000	–	–

A partir de la tabla se identifica que el proyecto de Engie/Yara tiene una primera etapa en escala piloto. El proyecto de GHD, a su vez, tiene una capacidad instalada cercana a cuatro veces la capacidad del proyecto Solar Ammonia Chile.

3.2.2.2.1 Strategen JBS&G – Engie y Yara Pilbara

La propuesta considera la implementación de una planta piloto de hidrógeno verde, adyacente a una planta preexistente de amoniaco de Yara (donde se almacena dicho compuesto), ambas ubicadas en un terreno proyectado de 72 ha. La planta piloto servirá como muestra de una futura planta a mayor escala. Se plantea la utilización de energía solar, con una capacidad de 10 MW

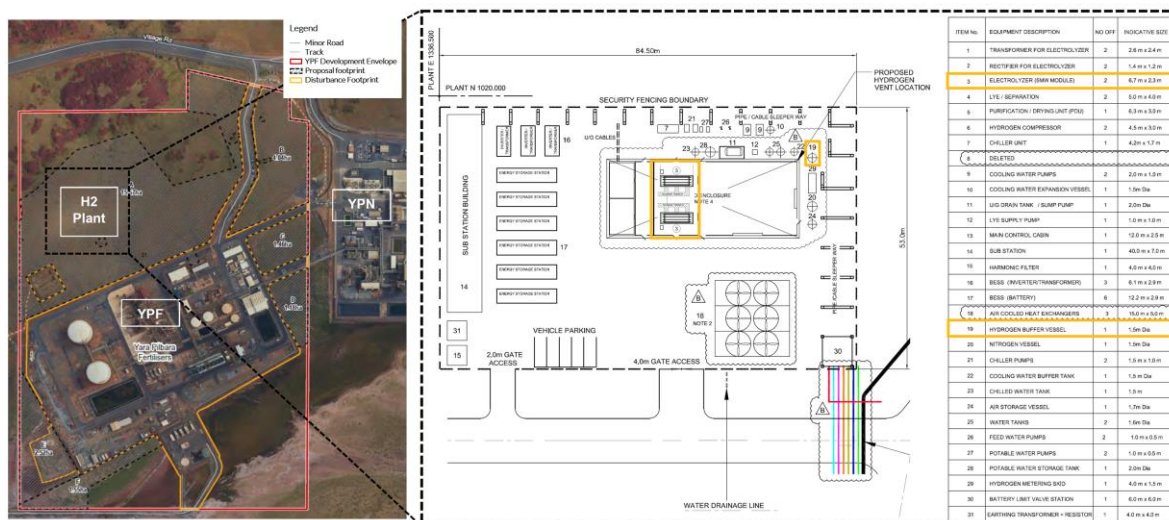
⁷ La nueva Planta (YURI Phase 0) aportará inicialmente con un 0,6% del total de hidrógeno utilizado en la planta de amoniaco (el restante se produce con gas natural).

⁸ Valores en azul corresponden a estimaciones de superficie obtenidas de Google Earth.

⁹ El proyecto considera un terreno proyectado de 85.883 ha. De estas, cerca de 68.500 ha se destinarán a parques eólicos, 10.500 ha a parques fotovoltaicos y 953 ha a terrenos *Power-to-X* (las restantes 6.000 ha corresponden a terreno marítimo y entradas de acceso del proyecto).

para producir hidrógeno verde vía electrólisis. La capacidad de la planta de amoniaco no se verá modificada, siendo esta actualmente de 2.600 ton diarias (850.000 ton anuales).

Figura 10
Layout del terreno de las plantas de hidrógeno y amoniaco del proyecto Yara Pilbara (Engie Yuri Phase 0).
Fuente: Strategen JBS&G.

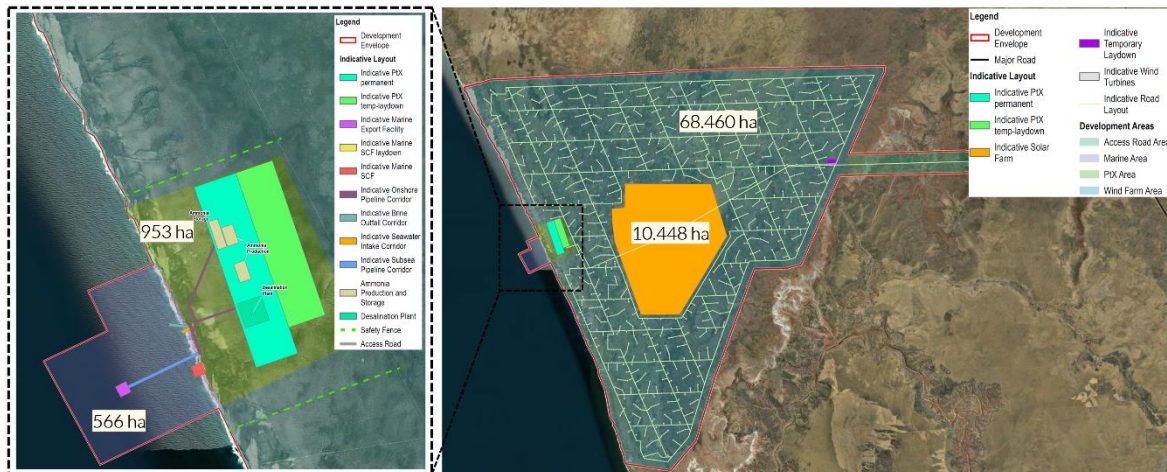


Se considera el uso de superficie terrestre, ya que transporta hidrógeno por ductos hacia la planta adyacente de producción de amoniaco. En este terreno se encuentra principalmente una subestación eléctrica, dos módulos de electrolizadores, compresores de hidrógeno, almacenamiento BESS (*Battery Energy Storage System*) y un estanque de almacenamiento *buffer* de hidrógeno (1,5 m de diámetro). La planta de amoniaco lo almacena como líquido criogénico; además, tiene 4,3 km de tuberías superficiales que conectan la planta al muelle Dampier Public. Otros elementos considerados corresponden a estanques y bombas de agua, estacionamientos, puertas de acceso, zonas de ventilación, límites perimetrales y líneas de nitrógeno, hidrógeno, agua, aire y amoniaco.

3.2.2.2.2 GHD – Murchison

La propuesta considera la implementación de una planta de hidrógeno y amoniaco verdes, almacenamiento ambos compuestos y transporte por tuberías a una estación de carga para la exportación de amoniaco verde por vía marítima, ubicados en un terreno proyectado de 953 ha. Se plantea utilizar una combinación de energía solar y eólica, con una capacidad de 300 MW para producir hidrógeno verde vía electrólisis, que se convertirán en aproximadamente 2 millones de ton anuales de amoniaco verde.

Figura 11
Distribución del terreno de las plantas de hidrógeno y amoniaco del proyecto Murchison.
Fuente: GHD.



Se considera el uso de 953 ha de tierra y 566 ha de superficie marítima. En la primera zona se encuentran principalmente subestaciones eléctricas, las unidades de desalinización de agua, electrolizadores, unidades ASU, almacenamiento de nitrógeno, una planta de amoniaco Haber-Bosch, almacenamiento de energía (baterías), estanques de almacenamiento de amoniaco criogénico (90.000 – 180.000 ton). Otros elementos considerados corresponden a rutas de acceso.

En la segunda zona se encuentra el embarcadero y el muelle, con los respectivos elementos de carga/descarga de amoniaco. El amoniaco verde producido se transporta como líquido criogénico por aproximadamente 1 – 2 km de ductos hacia la orilla (*Onshore Pipeline Corridor*) y luego 1,4 km por tuberías subacuáticas a 20 m de profundidad (*Subsea Pipeline Corridor*) hacia los buses de exportación. Se estiman 3-4 envíos por buque al mes (con un máximo de 52 envíos/año).

3.2.3 Arquitectura propuesta

El *layout* del proyecto Solar Ammonia Chile se divide en dos tipos de infraestructura, aquellos componentes considerados en el proyecto solicitado por el mandante (en verde en la figura 8) y otros componentes comunes en plantas de hidrógeno y amoniaco (en blanco en la figura 8¹⁰). En primera instancia, a partir del requerimiento del mandante, se incluye lo siguiente:

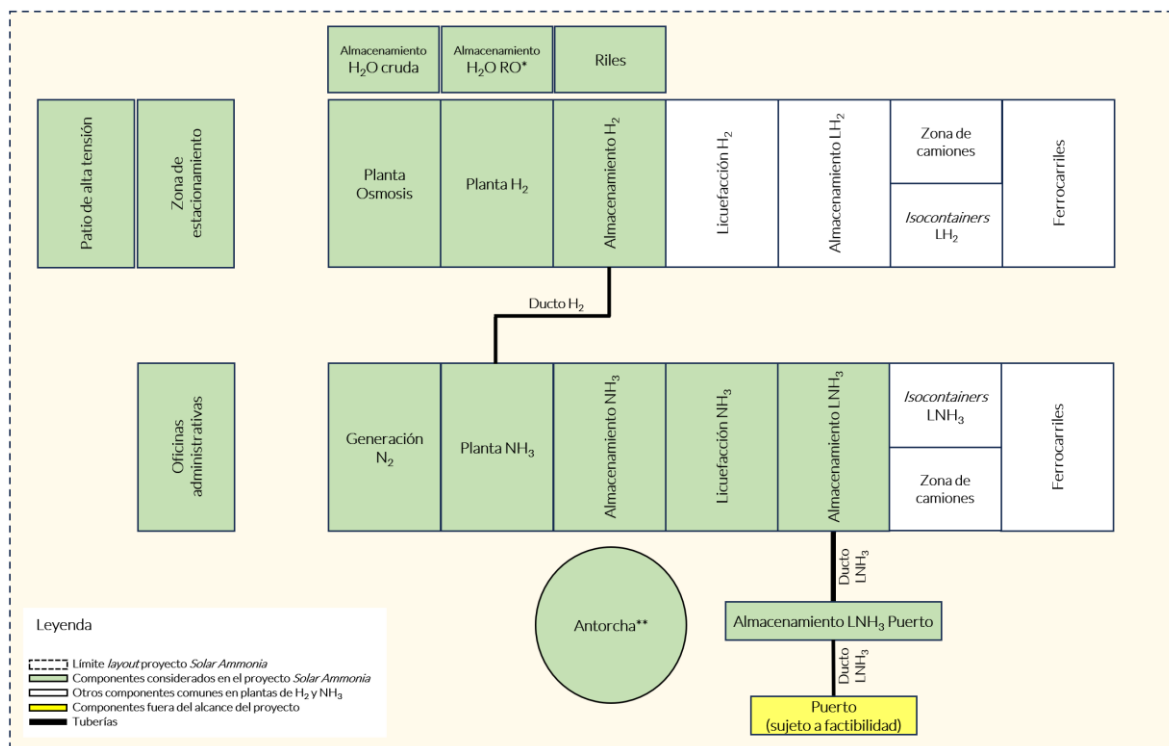
- Almacenamiento de agua cruda, almacenamiento de agua RO (*Reverse Osmosis*) y riles.
- Planta de Osmosis: se considera un consumo de 1.000 L/s para la producción de hidrógeno verde y el enfriamiento de unidades productivas.
- Planta de hidrógeno (electrolizadores).

¹⁰ Elementos en blanco no forman parte del análisis. El puerto (en amarillo) también se considera fuera del alcance de este estudio.

- Almacenamiento de hidrógeno: el hidrógeno se transporta hacia los estanques de almacenamiento, ubicados en el Parque Industrial H₂ Mejillones, a 30 bar y se almacena como gas presurizado 200 bar, ambos procesos considerando una temperatura de 20°C. Se considera una capacidad de almacenamiento de 105 ton.
- Ducto de hidrógeno: permite el transporte de hidrógeno desde los electrolizadores hacia el almacenamiento de hidrógeno o hacia la planta de amoníaco. Se considera una longitud de 200 m.
- Unidad de separación de aire (generación de nitrógeno).
- Planta de amoníaco: considera una producción de 1.000 ton diarias (320.000 ton anuales).
- Licuefacción de amoníaco: el amoníaco se transporta y almacena como líquido refrigerado (a -33°C y 1 atm).
- Almacenamiento de amoníaco: el amoníaco se debe almacenar en estanques de acero¹¹ en el predio cercano al puerto de exportación. Se estima un envío de un buque de carga cada tres semanas, requiriéndose una capacidad de almacenamiento de al menos 21.000 ton.
- Ducto de amoníaco: permite el transporte de amoníaco desde el Parque Industrial H₂ Mejillones al Puerto de exportación.
- Antorcha de amoníaco: permite quemar amoníaco en casos de emergencia (sus emisiones serán principalmente agua y, en menor nivel, gases NO_x). El diámetro del sector donde se ubique debe ser un 60 – 70% más que el diámetro de un estanque de amoníaco. Se puede considerar incluir dos antorchas en la configuración del *layout* (una principal cerca de la planta/almacenamiento de amoníaco y una secundaria cerca del puerto).
- Patio de alta tensión.
- Zona de estacionamiento.
- Oficinas administrativas.

¹¹ Los estanques pueden ser *single-wall* o *double-wall*; deben estar rodeados por diques para la contención en caso de fugas o roturas.

Figura 12
Layout propuesto del proyecto Solar Ammonia Chile.
Fuente: elaboración Propia.



Otros elementos que pueden considerarse en el desarrollo de un *layout* de una planta son:

- Zona de seguridad perimetral
- Accesos externos e internos
- Zona de emergencias
- Grupos diésel
- Bodegas de residuos peligrosos, residuos no-peligrosos, residuos domiciliarios y de materiales/repuestos
- Almacenamiento de chatarra
- Maestranza y talleres

Se debe tener en consideración que el dimensionamiento de los equipos incluidos como parte de la arquitectura propuesta estará limitado a partir de las restricciones ambientales y territoriales aplicables a la superficie en que se quiere instalar el proyecto.

Por lo tanto, a continuación se presenta un análisis territorial de las principales restricciones ambientales y territoriales identificadas, cuya aplicación pudiese tener consecuencias en la selección de la superficie definitiva en la que se implementará el proyecto Solar Ammonia Chile.



4

Análisis territorial en superficie propuesta

El objetivo del presente capítulo es presentar los resultados del análisis de restricciones ambientales y territoriales de las superficies asociadas a las distintas etapas del proyecto Solar Ammonia Chile y el Parque Industrial H₂ Mejillones¹²:

- 1 Planta de producción de amoníaco verde en las cercanías al puerto (zonas A₁ y A₂).
- 2 Ducto de amoníaco y su almacenamiento en el terreno colindante al puerto (zona P₁).
- 3 Línea de transmisión de electricidad propuesta desde el parque solar en Baquedano hasta la planta de producción de hidrógeno.

¹² Solar NH₃ pool Mejillones está inserto dentro del terreno del Parque Industrial, por lo que este análisis es aplicable a dicho proyecto también.

El capítulo se organiza de la siguiente forma:

- La Sección 4.1 presenta las restricciones regulatorias que influyen en la factibilidad de instalar cada etapa del proyecto en los predios definidos por el mandante (A_1 , A_2 y P_1).
- La Sección 4.2 presenta el análisis de clasificación de las actividades productivas de producción de hidrógeno y amoníaco.
- La Sección 4.3 presenta el análisis de propiedad y pertenencias mineras en las superficies propuestas para el Parque Industrial H_2 Mejillones (A_1 , A_2 , P_1) y la línea de transmisión.

4.1 Restricciones regulatorias

El análisis de restricciones regulatorias incluyó la revisión de los siguientes antecedentes:

- 1 Almacenamiento Sustancias Peligrosas – **Ministerio de Salud (MINSAL)**:
 - a. Decreto 43 de almacenamiento de sustancias peligrosas.
 - b. Circular B32 – criterios técnicos para calificación de actividades productivas.
- 2 Sustancias susceptibles de ser usadas o empleadas para la fabricación de explosivos – **Ministerio de Defensa**:
 - a. Ley 17.798.
 - b. Decreto 83.
 - c. Resolución Exenta 96.
- 3 Hidrógeno y derivados de hidrógeno como combustibles – **Ministerio de Economía**:
 - a. Ley 21.305.
 - b. Ley 2.224.
 - c. Decreto Supremo 13 (en trámite).
- 4 Almacenamiento en recintos portuarios – **Ministerio de Defensa**:
 - a. Decreto con Fuerza de Ley 2.222.
 - b. Decreto 618.
 - c. Decreto 96.
- 5 Ordenanza General de Urbanismo y Construcciones (OGUC) – **Ministerio de Vivienda y Urbanismo (MINVU)**.
 - a. Decreto 47.
 - b. DDU 470 Hidrógeno verde.

6 Decreto 40 del Ministerio de Medio Ambiente.

Adicionalmente, se revisaron documentos emitidos por los distintos Ministerios con repercusión en el proyecto, tales como el Plan de Acción de Hidrógeno Verde 2023 – 2030.

A partir del análisis realizado, se identifican las **exigencias de la OGUC como las principales limitaciones que afectan la factibilidad de instalar** el proyecto Solar Ammonia Chile en las superficies propuestas.

Todas las obras deben ajustarse a las normas técnicas, a la ordenanza general y al Plan Regulador Comunal que corresponda (Ley 458 del MINVU, que aprueba la OGUC, Artículo 116°). Para el caso de las obras del proyecto Solar Ammonia Chile, se debe tener en consideración:

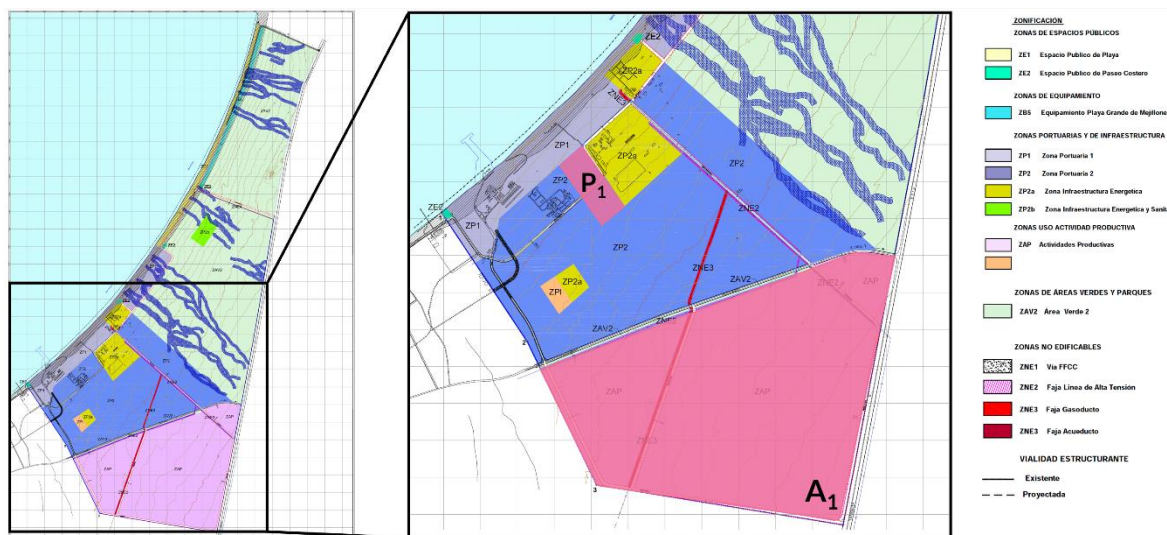
A El Plano Regulador Comunal de Mejillones (PRCM)¹³

La superficie del Parque Industrial H₂ Mejillones (A₁) y la superficie de almacenamiento de amoníaco en las cercanías al puerto (P₁) se encuentran dentro de la zona de influencia del PRCM, cuyo detalle se presenta en la Figura 13.

Figura 13

PRCM, destacando las superficies del Parque Industrial H₂ Mejillones (A₁) y almacenamiento en el puerto (P₁).

Fuente: elaboración propia.



A partir de la figura, se identifica que la superficie A₁ está dentro del zona ZAP (Zona de Actividades Productivas) y que la superficie P₁ está dentro de la zona ZP2 (Zona Portuaria 2).

La zona ZAP corresponde al sector sur poniente del área portuaria. Se concibe como área de apoyo a los terminales portuarios, por lo que se permite toda actividad relacionada a ello y que son parte de las instalaciones, tales como oficinas, viviendas de cuidador, entre otras. El detalle de los tipos de uso permitidos y prohibidos de interés para el proyecto Solar Ammonia Chile y el Parque Industrial H₂ Mejillones se presenta a continuación:

¹³ El PRCM ha iniciado un proceso de modificación en el año 2023.

Tabla 6

Tipos de uso permitidos y prohibidos en la zona ZAP del PRCM.

Fuente: elaboración propia.

Tipo de uso	Actividades permitidas	Actividades prohibidas
Actividades productivas	Actividades industriales y de impacto similar al Industrial, como Depósitos, talleres y bodegas de apoyo a la infraestructura Portuaria, calificadas como inofensivas y molestas .	Se prohíben todas las actividades industriales o de impacto similar al industrial calificadas como peligrosas, insalubres o contaminantes .
Infraestructura	Terminales de Transporte Terrestre Redes y Trazados según artículo 2.1.29.- de la OGUC.	Se prohíben otras edificaciones o instalaciones del uso Infraestructura (transporte marítimo, portuario y aéreo) además de la Infraestructura sanitaria y energética .

La zona ZP2 corresponde a los territorios posteriores (al sur oriente de la Zona ZP1) al sector portuario y se concibe como de apoyo a esta actividad de infraestructura de recintos portuarios, por lo que se permite acopio, almacenamiento, entre otros. El detalle de los tipos de uso permitidos y prohibidos de interés para el proyecto Solar Ammonia Chile y el Parque Industrial H₂ Mejillones es el siguiente:

Tabla 7

Tipos de uso permitidos y prohibidos en la zona ZP2 del PRCM.

Fuente: elaboración propia.

Tipo de uso	Actividades permitidas	Actividades prohibidas
Actividades productivas	Actividades de impacto similar al industrial, como Depósitos, Talleres y Bodegas asociadas al Uso portuario calificadas como inofensivas o molestas .	Se prohíben todas las actividades industriales y aquellas de impacto similar al industrial, calificadas como peligrosas, insalubres o contaminantes .
Actividades productivas	Infraestructura de Transporte marítimo, recintos portuarios y sus edificaciones. Redes y Trazados según artículo 2.1.29.- de la OGUC.	Se prohíben todas las edificaciones o instalaciones de infraestructura de Transporte terrestre y aéreo, infraestructura sanitaria y energética .

El detalle de la clasificación por tipo de uso (actividad productiva o infraestructura) de las distintas obras asociadas al proyecto Solar Ammonia Chile y a otros potenciales proyectos del Parque Industrial H₂ Mejillones, además del análisis de la factibilidad de instalarlas en las zonas ZAP y ZP2, se presenta a desde de la Sección 4.1.1 en adelante.

El PRC de Mejillones se encuentra actualmente en proceso de actualización, que se inició a principios del 2023. Durante el 2023 se realizaron talles y *focus group* con la ciudadanía para realizar un diagnóstico de la comuna. Se espera que este proceso finalice en febrero del 2025, con la presentación del anteproyecto de PRC¹⁴.

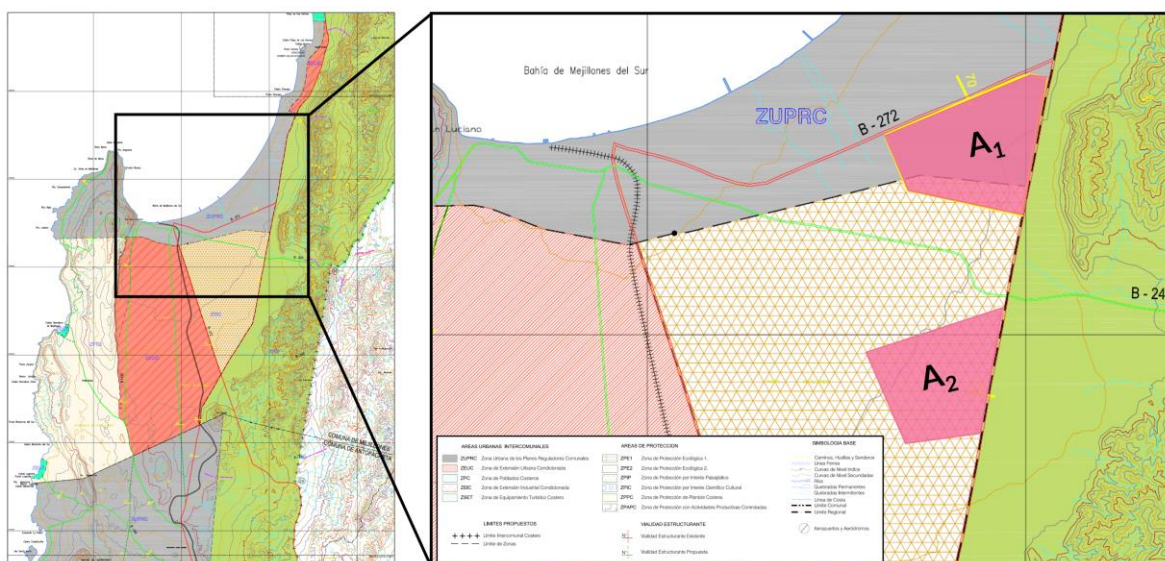
B El Plano Regulador Intercomunal de Bordo Costero de Antofagasta (PRIBCA)

Para el caso del PRIBCA, se debe tener en consideración que se encuentra actualmente en un proceso de modificación, por lo cual se cuenta con dos planos a evaluar: la versión actual y la versión en fase de aprobación, cuyas actualizaciones pueden tener impacto en el proyecto.

El detalle del PRIBCA actualmente vigente, destacando las superficies A₁ y A₂, es el siguiente:

¹⁴ Más información sobre el proceso de actualización del PRC de Mejillones, así como avances asociados, se pueden revisar en: <https://prcmejillones.cl/>

Figura 14
PRIBCA, destacando las superficies del Parque Industrial H₂ Mejillones (A₁ y A₂).
Fuente: elaboración propia a partir del PRIBCA.

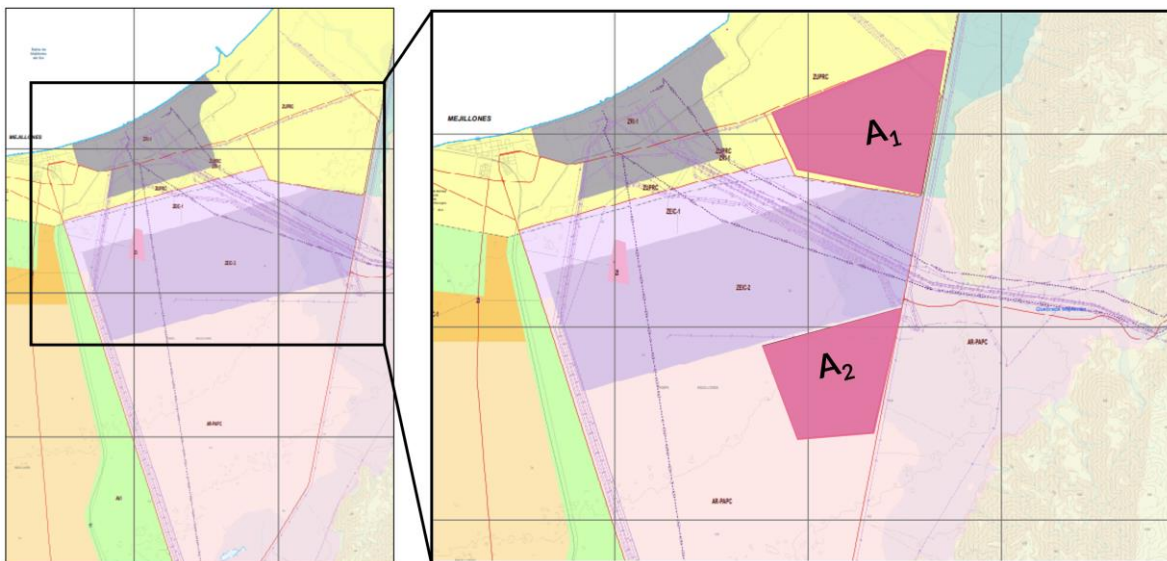


A partir de la figura, se identifica que la superficie A₁ está parcialmente dentro del zona ZUPRC (Zona Urbana de los Planes Reguladores Comunes, zona bajo la regulación del PRCM) y parcialmente dentro de la zona ZEIC (Zona de Extensión Industrial Condicionada). La superficie A₂, a su vez, está en su totalidad dentro de la zona ZEIC.

La zona ZEIC corresponde a una superficie de uso industrial exclusivo dentro del Área Intercomunal del Borde Costero de la II Región, destinada a acoger el emplazamiento de industrias, infraestructura sanitaria, actividades derivadas del transporte y bodegaje. Las industrias a instalarse en la zona deben cumplir con la condición de industria **no molesta** y las actividades productivas, de almacenamiento y distribución deben ser calificadas como **inofensivas**.

El detalle de la modificación al PRIBCA, actualmente en etapas previas a su aprobación, se presenta a continuación:

Figura 15
Modificación PRIBCA, destacando las superficies A₁ y A₂ del Parque Industrial H₂ Mejillones.
Fuente: elaboración propia.



A partir de la figura, se identifica que la superficie A₁ estaría completamente dentro del zona ZUPRC. La superficie A₂, a su vez, estaría en su totalidad dentro de la zona AR-PAPC (Área Rural de Usos Diversos).

Según el Artículo 55 del Decreto 458 del MINVU, las construcciones industriales, de infraestructura, de equipamiento, turismo, y poblaciones, fuera de los límites urbanos, requerirán previamente la aprobación correspondiente de la Dirección de Obras Municipales (DOM), del informe favorable de la Secretaría Regional del MINVU y del Servicio Agrícola que correspondan.

De esta forma, teniendo en consideración los antecedentes del PRCM y el PRIBCA, a continuación, se detalla la calificación industrial de las distintas obras asociadas al proyecto Solar Ammonia Chile y el Parque Industrial H₂ Mejillones. Por último, se realiza una evaluación de la factibilidad de instalar cada una de las obras en las superficies propuestas¹⁵.

4.1.1 Planta de producción de amoníaco

La planta de producción de amoníaco del proyecto Solar Ammonia Chile se desea instalar en la superficie A₁. En el caso de que dicha superficie no se encuentre disponible o existan limitaciones territoriales que afecten la factibilidad del proyecto, se plantea la superficie A₂ como alternativa. Adicionalmente, se debe considerar la posibilidad de que otros proyectos de Solar NH₃ pool Mejillones o el Parque Industrial H₂ Mejillones tengan como producto final hidrógeno verde, cuyo caso será incluido como parte de la evaluación.

La calificación de actividades industriales se encuentra establecida en los Artículos 2.1.28, 2.1.29 y 4.14.2 de la OGUC y debe ser otorgada por la Secretaría Regional Ministerial de Salud, a la dirección de la actividad proyectada.

¹⁵ El análisis completo se incluye como parte de la presentación del primer entregable del estudio.

La Circular Ord. N°0504, DDU 470 del MINVU¹⁶ del 21 de noviembre de 2022 detalla la calificación de actividades industriales relacionadas a proyectos de producción de hidrógeno verde¹⁷. De acuerdo con la circular, se tienen las siguientes definiciones:

- Los proyectos que tengan por finalidad la generación de hidrógeno, independientemente del proceso que se utilice para obtener ese energético, corresponden al tipo de Uso Infraestructura Energética, por ajustarse a lo contemplado en el Artículo 2.1.29. de la OGUC.
- 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.
- Los proyectos destinados a la generación de hidrógeno 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.

Luego, para el caso de una planta cuyo objetivo es producir amoníaco, se indica lo siguiente:

- 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 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 OGUC¹⁸.

Por último, si el proyecto de generación de hidrógeno contempla diversas actividades, como por ejemplo almacenamiento y/o distribución, y dichas actividades se emplazan en diferentes predios, se deberá dar cumplimiento a la normativa urbanística, en particular al uso de suelo, respecto de cada uno de los predios, atendiendo a la naturaleza de las edificaciones e instalaciones que se proyecten en ellos.

Se debe tener en consideración que la interpretación del artículo 3° del Decreto Ley N° 2.224 fue destacada como la medida N°4 a implementar dentro del Plan de Acción de Hidrógeno Verde 2023 - 2030 (Ministerio de Energía, Gobierno de Chile, 2022)¹⁹, recientemente publicado a consulta pública por el Ministerio de Energía. En dicha medida, se resalta la necesidad de interpretar el alcance de “vectores energéticos” señalado en el artículo 3° del Decreto Ley N° 2.224, a través de un Oficio Circular de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), para dar certeza de las competencias que se derivan respecto al amoníaco y metanol, entre otros.

¹⁶ Uso de suelo, aplicable a edificaciones, instalaciones y redes asociadas a la generación de Hidrógeno.

¹⁷ Esta circular fue utilizada en la DIA del proyecto de Hidrógeno Verde en la Bahía de Quintero.

¹⁸ Se debe tener en consideración que la Ley 2.224, Artículo 3, indica que para los efectos de la competencia que sobre la materia corresponde al Ministerio de Energía, el sector de energía comprende todas las actividades de estudio, exploración, explotación, generación, transmisión, transporte, almacenamiento, distribución, consumo, uso eficiente, importación y exportación, y cualquier otra que concierna al hidrógeno y combustibles a partir de hidrógeno. Por ende, en caso de que el amoníaco sea calificado como un combustible y esté bajo la regulación del Ministerio de Energía, se debería reevaluar el planteamiento indicado en la guía 0504 del MINVU.

¹⁹ Documento enviado a consulta pública a finales de diciembre del año 2023.

A su vez, el documento destaca en su medida N°77 la necesidad de que el MINVU y el Ministerio de Energía, en conjunto con el Ministerio de Economía, actualice el artículo 2.1.29 de la OGUC para el año 2027 - 2030, para dar certeza sobre el uso de suelos y otras normas referentes a la cadena de valor del hidrógeno verde, amoníaco verde, metanol verde, etc.

A continuación, se presenta el análisis de factibilidad de instalación de un proyecto de producción de hidrógeno verde y un proyecto de producción de amoníaco verde en las superficies A₁ y A₂.

4.1.1.1 Superficie A₁

El resumen de la factibilidad de instalación de un proyecto de producción de hidrógeno verde y amoníaco verde en la superficie A₁, a partir de las exigencias del PRCM, el PRIBCA y su modificación en etapa de aprobación, se presentan a continuación:

Tabla 8

Resumen de la factibilidad de instalación de proyectos de hidrógeno y amoníaco en la superficie A₁.

Fuente: elaboración propia en base al PRCM, PRIBCA y modificación del PRIBCA.

Instrumento territorial	Planta de producción de H ₂	Planta de producción de NH ₃
PRCM	Definido como Infraestructura Energética. No permitido.	Definido como Actividad Productiva. Permitida si es calificada como inofensiva o molesta.
PRIBCA	Bajo la regulación del PRCM. Parte en zona ZEIC, donde no se permite.	Mayoritariamente bajo la regulación del PRCM. Parte en zona ZEIC, donde no se permite.
Modificación PRIBCA	Bajo la regulación del PRCM.	Bajo la regulación del PRCM.

A partir de la tabla se identifica que un proyecto de **producción de hidrógeno no puede ser instalado dentro de la superficie A₁ bajo las exigencias de los instrumentos territoriales vigentes**. Un proyecto de **producción de amoníaco**, en cuanto este mantenga la calidad de sustancia peligrosa y no sea calificado como combustible, puede ser instalado en caso de que sea calificado como actividad productiva inofensiva o molesta.

4.1.1.2 Superficie A₂

El resumen de la factibilidad de instalación de un proyecto de producción de hidrógeno verde y amoníaco verde en la superficie A₂, a partir de las exigencias del PRCM, el PRIBCA y su modificación en etapa de aprobación, se presentan a continuación:

Tabla 9

Resumen de la factibilidad de instalación de proyectos de hidrógeno y amoníaco en la superficie A₂.

Fuente: elaboración propia en base al PRCM, PRIBCA y modificación del PRIBCA.

Instrumento territorial	Planta de producción de H ₂	Planta de producción de NH ₃
PRCM	Fuera del PRCM.	Fuera del PRCM.
PRIBCA	Definido como Infraestructura Energética. No permitido.	Definido como Actividad Productiva. No permitida.
Modificación PRIBCA	Definido como Infraestructura Energética. No está explícitamente prohibida, según propuesta en etapa de evaluación ²⁰ .	Definido como Actividad Productiva. No está explícitamente prohibida, según propuesta en etapa de evaluación ²⁰ .

²⁰ Sujeto a aprobación correspondiente de la DOM, del informe favorable de la Secretaría Regional del MINVU y del Servicio Agrícola.

A partir de la tabla se identifica que **ni un proyecto de producción de hidrógeno ni uno de producción de amoniaco puede ser instalado dentro de la superficie A₂ bajo las exigencias de los instrumentos territoriales vigentes. No obstante**, bajo la propuesta actual de modificación del PRIBCA, tanto la planta de producción de hidrógeno como la planta de producción de amoniaco no se encuentran explícitamente prohibidas en la regulación vigente (en caso de aprobarse²⁰).

4.1.2 Almacenamiento cercano al puerto

El almacenamiento de amoniaco en la superficie P₁ es considerado como una actividad productiva de impacto similar al industrial, como depósitos, talleres y bodegas asociados al uso portuario. Por lo tanto, será permitida bajo las exigencias de los instrumentos territoriales admisibles si es que es calificada como inofensiva o molesta (detalles en la siguiente tabla).

Tabla 10
Resumen de la factibilidad de instalación de proyectos de hidrógeno y amoniaco en la superficie P₁.
Fuente: elaboración propia en base al PRCM, PRIBCA y modificación del PRIBCA.

Instrumento territorial	Almacenamiento de H ₂ cercano al puerto	Almacenamiento de NH ₃ cercano al puerto
PRCM	Definido como Infraestructura Energética. No permitida.	Definido como Actividad Productiva. Permitida si es calificada como inofensiva o molesta.
PRIBCA	Bajo la regulación del PRCM.	Bajo la regulación del PRCM.
Modificación PRIBCA	Bajo la regulación del PRCM.	Bajo la regulación del PRCM.

El almacenamiento de hidrógeno, a su vez, es definido como infraestructura energética, por lo que **no está permitido bajo los instrumentos territoriales actuales en la superficie P₁.**

4.2 Calificación de actividades productivas

A partir del análisis realizado en la Sección 4.1 se identifica que, en caso de querer instalar las obras del proyecto Solar Ammonia asociadas a la producción y almacenamiento de amoniaco en las superficies A₁ y P₁, se requiere que dichas instalaciones sean calificadas como inofensivas o molestas. De esta forma, el objetivo de esta sección es evaluar antecedentes regulatorios que permitan esclarecer los criterios de calificación utilizados por parte de la autoridad sanitaria.

El Artículo 4.14.2 de la OGUC define la calificación de los establecimientos industriales o de bodega de la siguiente forma²¹:

- **Inofensivo:** aquel que no produce daños ni molestias a la comunidad, personas o entorno, controlando y neutralizando los efectos del proceso productivo o de acopio, siempre dentro del propio predio e instalaciones, resultando éste inocuo.

²¹ No se incluyen los establecimientos insalubres o contaminantes, ya que no son parte del análisis.

- **Molesto:** aquel cuyo proceso de tratamientos de insumos, fabricación o almacenamiento de materias primas o productos finales, pueden ocasionalmente causar daños a la salud o la propiedad, y que normalmente quedan circunscritos al predio de la propia instalación, o bien, aquellos que puedan atraer insectos o roedores, producir ruidos o vibraciones, u otras consecuencias, causando con ello molestias que se prolonguen en cualquier período del día o de la noche.
- **Peligroso:** el que por el alto riesgo potencial permanente y por la índole eminentemente peligrosa, explosiva o nociva de sus procesos, materias primas, productos intermedios o finales o acopio de estos, pueden llegar a causar daño de carácter catastrófico para la salud o la propiedad, en un radio que excede los límites del propio predio.

Así, se identifica como criterio distintivo entre un establecimiento molesto y uno peligroso el que los daños potencialmente causados por el proceso productivo queden circunscritos o excedan los límites del predio. Además, se debe tener en consideración la índole eminentemente peligrosa, explosiva o nociva de los procesos, materias primas y productos involucrados.

A continuación, se presenta un análisis de la peligrosidad del hidrógeno y el amoníaco, seguido de los criterios de calificación disponibles a partir del último antecedente público identificado por parte de la Subsecretaría de Salud.

4.2.1 Peligrosidad del H₂ y NH₃

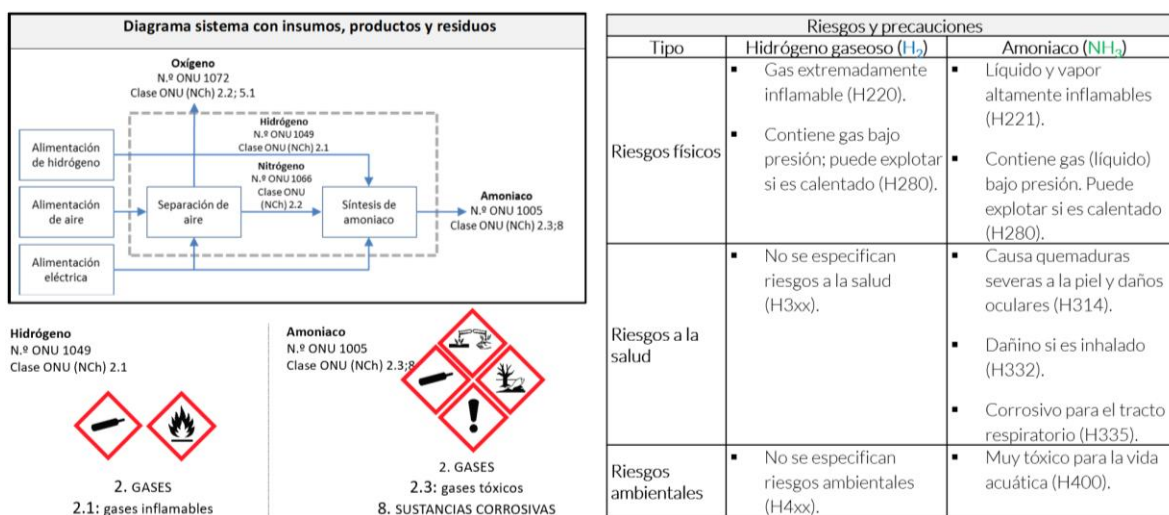
El resumen de la peligrosidad de los principales insumos, productos y residuos de una planta de producción de amoníaco se presenta a continuación. La clasificación de sustancias de interés para cada proceso evaluado se realizó a partir de su número ONU²² de la Organización de las Naciones Unidas (ONU) y clasificación de peligro, de acuerdo con la información presentada en la hoja de seguridad específica a cada caso, en línea con la Norma Chilena de Seguridad (NCh).

El análisis de riesgos se realiza considerando la clasificación del sistema Globalmente Armonizado de Clasificación y Etiquetado de Productos Químicos (GHS, por sus siglas en inglés)²³.

²² Identificación de químicos potencialmente peligrosos. Es un número de cuatro dígitos (Nº ONU XXXX).

²³ Para mayor detalle, revisar informe GIZ – Inodú de identificación de aspectos ambientales, sectoriales y territoriales para el desarrollo de proyectos de hidrógeno verde. Disponible en: <https://4echile.cl/publicaciones/estudio-identificacion-de-aspectos-ambientales-sectoriales-y-territoriales-para-el-desarrollo-de-proyectos-de-hidrogeno-verde-en-toda-su-cadena-de-valor/>

Figura 16
Peligrosidad de una planta de producción de amoníaco.
Fuente: elaboración propia.



A partir de la figura se identifica que la peligrosidad del hidrógeno está relacionada con su inflamabilidad y que, en relación con el amoníaco, existen riesgos físicos, a la salud y ambientales.

Con el objetivo de evaluar la clasificación de las actividades productivas de instalaciones de almacenamiento de hidrógeno y amoníaco actualmente operativas en Chile, se decide analizar el caso de proyectos pertenecientes a la empresa Enaex, productora de explosivos para minería.

4.2.1.1 Enaex – Chile

Se revisaron tres proyectos asociados al almacenamiento de hidrógeno y amoníaco de Enaex, ubicados en la Región de Antofagasta:

- **Prillex:** planta productiva de ácido nítrico y nitrato de amonio, cuya entrada en operación fue en 1983. Ubicada en Mejillones, importa anualmente por vía marítima 350.000 ton de amoníaco criogénico, que son descargadas por tuberías subacuáticas aisladas y almacenadas en estanques de 10.000 ton de capacidad en las instalaciones de Enaex (Enaex, 2013).
- **HyEx – H_2 :** planta productiva piloto, entra en operación en 2025. Ubicada a 25 km de Tocopilla, tiene como objetivo abastecer de hidrógeno verde mediante tuberías a la planta HyEx de amoníaco verde con un 90% de su producción diaria, operando cerca de 20 h al día. El remanente 10% es almacenado y es utilizado durante las 4 h del día restantes (Enaex, 2021).
- **HyEx – NH_3 :** planta productiva piloto, adyacente a la planta de hidrógeno. Es la primera planta de amoníaco verde de la región. Abastece la planta Prillex de Enaex en Mejillones para la producción de nitrato de amonio, con el objetivo de suministrar a la industria minera. Para esto, el amoníaco es transportado como líquido presurizado a temperatura

ambiente mediante camiones (capacidad de 25 ton cada uno). La planta contempla una capacidad de 105 ton de almacenamiento de amoniaco para mantener la autonomía del despacho por tres días (también sirve como almacenamiento *buffer* para la carga de camiones) (Enaex, 2021).

Tabla 11

Proyectos de hidrógeno y amoniaco de Enaex en la Región de Antofagasta.

Fuente: elaboración propia a partir de sus respectivas descripciones de proyectos ingresados al SEIA.

Referencia de la industria	Ubicación	Compuesto	Producción	Almacenamiento	
				Condiciones (presión y t°)	Capacidad
Prillex	Mejillones	NH ₃	350.000 ton/año (importaciones)	-33°C 1 atm	30.000 ton (3 estanques de 10.000 ton cada uno) ²⁴
HyEx	Tocopilla	H ₂	9,3 ton/día (26 MW) ²⁵	200 barg	0,93 ton/día
HyEx	Tocopilla	NH ₃	18.000 ton/año	25 barg 20 °C	150 ton

Para el caso de Prillex, si bien está ubicada en la comuna de Mejillones, su entrada en operación fue previa a la creación del PRC e incluso del SEIA (1983). Por lo demás, las últimas modificaciones ingresadas al SEIA (2013) han sido parte de una modificación de proyecto, por lo que no se identifican antecedentes relevantes respecto de las restricciones vigentes de almacenamiento de amoniaco.

Para HyEx, a su vez, se debe tener en consideración que cada localidad tiene su propio Plano Regulador, que depende del desarrollo de cada una y obedece a sus respectivas políticas de crecimiento. El Plano Regulador de Tocopilla es diferente al Plano Regulador de Mejillones, debiéndose analizar por separado, por lo que no es correcto hacer una comparación directa con el proyecto Solar Ammonia Chile.

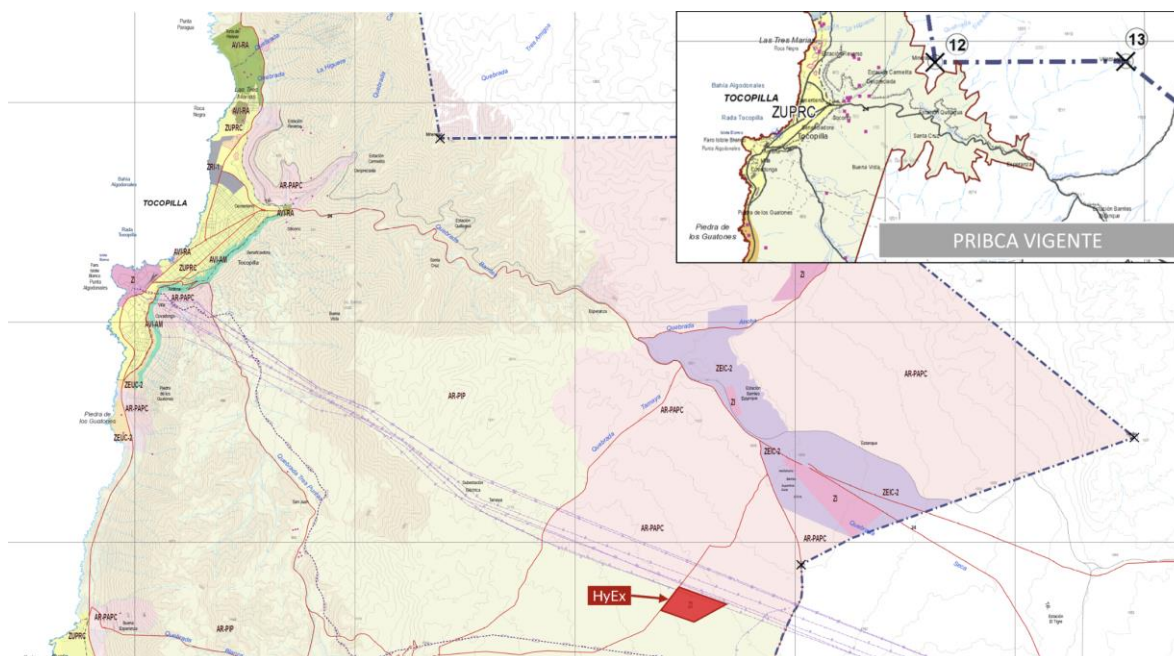
²⁴ Se proyecta instalar un cuarto estanque de 15.000 m³.

²⁵ Electrólisis alcalina.

Figura 17

PRIBCA Tocopilla vigente y propuesto, destacando la ubicación del proyecto HyEx.

Fuente: Resumen Ejecutivo de la Imagen Objetivo (Gobierno Regional Región de Antofagasta y Secretaría Regional Ministerial Vivienda y Urbanismo, 2021).



El PRIBCA de Tocopilla actual no incluye la superficie del proyecto HyEx, pero la actualización propuesta del documento sí (se debe revisar la zonificación de Tocopilla²⁶). En la figura, la planta se encuentra ubicada dentro de la zona ZI (Zona de Infraestructura, en rojo) y está rodeada del área AR-PIP (Área Rural de Paisaje Costero) y área AR-PAPC (Área Rural de Usos Diversos).

Por lo tanto, no se identifican en Chile instalaciones operativas de producción o almacenamiento de amoníaco en la escala del proyecto Solar Ammonia Chile, que hayan sido instaladas en predios con restricciones de actividades productivas peligrosas. A modo de referencia, se presenta un estudio de consecuencias de un proyecto internacional de escala similar a Solar Ammonia Chile, actualmente en fase de aprobación ambiental²⁷.

4.2.1.2 Bear Head Energy – Canadá

El estudio utiliza los niveles guía de exposición aguda (AEGL) de la Agencia de Protección del Medio Ambiente de los Estados Unidos (US EPA) para evaluar las consecuencias de las emisiones de gases tóxicos:

- **AEGL-1:** Molestia notable, irritación o ciertos efectos asintomáticos no sensoriales. Sin embargo, los efectos no son incapacitantes y son transitorios y reversibles al cesar la exposición.

²⁶ Se debe tener en cuenta la propuesta de modificación del PRIBCA Tocopilla en caso de que el proyecto HyEx decida ampliar su producción a una escala comercial.

²⁷ La presentación realizada a Soventix presenta un segundo ejemplo, cuyo detalle se encuentra en anexo.

- **AEGL-2:** Efectos irreversibles u otros efectos nocivos graves y duraderos para la salud o una disminución de la capacidad de escapar. Se considera 120 ppm por un periodo de 1 h.
- **AEGL-3:** Efectos sobre la salud potencialmente mortales o muerte. Se consideran 1100 ppm por un periodo de 1 h.

El detalle de las distancias máximas por etapa productiva para los niveles AEGL-1 y AEGL-2 se presenta a continuación²⁸:

Tabla 12

Distancias máximas a partir del estudio de consecuencias de Bear Head Energy – Canadá.

Fuente: elaboración propia.

Etapa productiva	AEGL-2 (máx. distancia, m)	AEGL-3 (máx. distancia, m)
Producción de H ₂ y NH ₃	545	182
Separación de NH ₃	4.405	1.198
<i>Piping</i> al terminal marítimo	>20.000	8.263
Almacenamiento NH ₃	>20.000	12.454

A partir de la tabla se identifica que, para siniestros relacionados con el almacenamiento de amoníaco, las distancias máximas de exposición con niveles de consecuencias AEGL-2 son superiores a 20 km y para un nivel AEGL-3 superiores a 12 km, bajo los supuestos del estudio.

Adicionalmente, se realiza una evaluación de riesgo que conjuga tanto la distancia máxima de influencia de un siniestro con su probabilidad de ocurrencia.

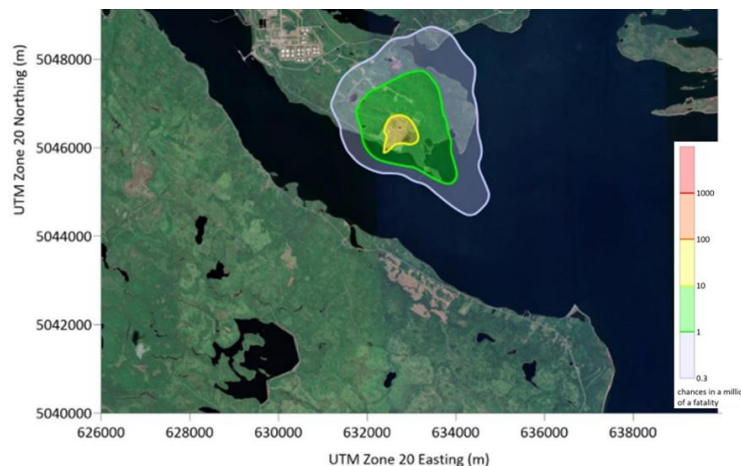
Los intervalos de contorno de riesgo mostrados se ajustan a las Directrices de Exposición al Riesgo Individual recomendadas por la Sociedad Canadiense de Ingeniería Química (CSCHE).

El nivel de directriz más estricto recomendado por la CSCHE es de 0,3 probabilidades en un millón de que se produzca una víctima mortal y representa un nivel de riesgo aceptable para las poblaciones vulnerables, como escuelas, guarderías, hospitales y centros de cuidados de larga duración (perímetro morado en la figura a continuación).

Figura 18

Contornos de riesgo del proyecto de amoníaco verde de Bear Head Energy – Canadá.

Fuente: Bear Head Energy.



²⁸ El estudio incluyó como distancia máxima de evaluación 20 km.

A partir de la figura se identifica un perímetro que se distancia cerca de 2,5 km desde la planta de producción de amoniaco verde de Bear Head Energy.

Luego, tomando como referencia la definición de establecimientos molesto y peligroso, la peligrosidad del amoniaco y el ejemplo del estudio de consecuencias presentado como antecedente, se considera que el **proyecto Solar Ammonia Chile se relaciona a un establecimiento peligroso**. **No obstante**, se requiere esclarecer los criterios de evaluación utilizados por la autoridad sanitaria para clasificar las actividades productivas. Para tal efecto se cuenta con la Circular B32 del MINSAL del 2 de abril de 2020, cuyo detalle se presenta a continuación.

4.2.2 Clasificación de actividades productivas según Circular B32

La circular B32 del MINSAL tiene como objetivo establecer lineamientos generales y criterios técnicos de evaluación para estandarizar y uniformar a nivel nacional la emisión de la calificación de actividades productivas e infraestructura. De acuerdo con la circular, en tanto el Servicio de Evaluación Ambiental (SEA) no publique lineamientos oficiales específicos, estos criterios deberán ser aplicados por la autoridad sanitaria durante la evaluación ambiental de proyectos sometidos al SEIA.

La Sección 9.4.3 de la circular, literal g., incluye los criterios de calificación para establecimientos que almacenen sustancias peligrosas reguladas por el DS43/2015 del MINSAL, cuyo detalle es el siguiente:

Tabla 13
Clasificación de establecimientos que almacenen sustancias peligrosas reguladas por el DS43/2015.
Fuente: elaboración propia a partir de la circular B32 del MINSAL.

Clasificación	Estanques superficiales	Estanques enterrados
Inofensiva	0 – 30 m ³ para sustancias peligrosas.	0 – 60 m ³ para sustancias peligrosas.
Molesta	30 m ³ – 40.000 m ³ para sustancias peligrosas.	60 m ³ – 60.000 m ³ para sustancias peligrosas.
Peligrosa	Más de 40.000 m ³ para sustancias peligrosas.	Más de 60.000 m ³ para sustancias peligrosas.

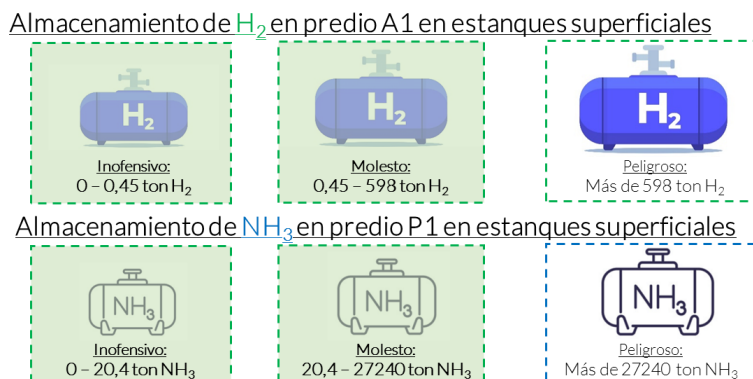
Solar Ammonia Chile, en la etapa de producción de amoniaco y almacenamiento en puerto, considera:

- Un almacenamiento estratégico de hidrógeno de 105 ton a 200 bar en la superficie A₁, correspondiente a la planta de producción de amoniaco verde.
- Un almacenamiento de amoniaco en la superficie P₁, en las cercanías al puerto, cuyo volumen estará supeditado a las exigencias de la autoridad sanitaria. El almacenamiento se realizará a temperaturas de -33°C y presión ambiental.

Luego, a partir de las condiciones de almacenamiento de hidrógeno y amoniaco seleccionadas, se estiman los siguientes límites para clasificación de actividades productivas e infraestructura:

Figura 19

Límites estimados a partir de las exigencias de la circular B32, para condiciones de almacenamiento de Solar Ammonia.
Fuente: elaboración propia a partir de circular B32.



A partir de la figura, se identifica que los límites establecidos por la circular B32 serían:

- Para el predio A₁ se pueden almacenar hasta cerca de 598 ton de hidrógeno a 200 bar y temperatura ambiente²⁹ y ser categorizado como actividad productiva **molesta**. Se debe destacar que esto únicamente es aplicable al hidrógeno como insumo para la producción de amoníaco, ya que, si es que el hidrógeno es el producto final, su almacenamiento está prohibido en el predio A₁, al tratarse de infraestructura energética según la OGUC.
- Para el predio P₁ se pueden almacenar hasta cerca de 27.240 ton de amoníaco a -33°C sin presurizar y ser categorizado como actividad productiva molesta.

El Plan de Acción de Hidrógeno Verde 2023 – 2030 destaca como medida N°79 la necesidad de que el MINSAL, en conjunto con el Ministerio de Energía, actualice al año 2024 la circular B32. Esto con el objetivo de dar certeza de la calificación de las actividades productivas e infraestructura acorde a lo señalado en el artículo 3° del Decreto Ley N° 2.224 que, como fue anteriormente mencionado para la medida N°4, permitiría facilitar la interpretación de “vectores energéticos”.

En conclusión, a partir del análisis realizado en la presente sección, se recomienda a Soventix seguir los siguientes pasos respecto del proyecto Solar Ammonia Chile:

- 1 Solicitar un Certificado de Informaciones Previas a la DOM, que contenga las condiciones aplicables a cada predio, de acuerdo con las normas urbanísticas derivadas del Instrumento de Planificación Territorial respectivo³⁰.
- 2 Monitorear las potenciales modificaciones a realizar a la Circular B32, en línea con la medida N° 79 del Plan de Acción de Hidrógeno Verde 2023 – 2030.

²⁹ Se utilizan 20°C para la estimación, únicamente a modo de referencia. Se requiere evaluación específica.

³⁰ OGUC, Artículo 1.4.4: La DOM, a petición de cualquier interesado, emitirá, en un plazo máximo de 7 días, un Certificado de Informaciones Previas, que contenga las condiciones aplicables al predio de que se trate, de acuerdo con las normas urbanísticas derivadas del Instrumento de Planificación Territorial respectivo.

4.3 Análisis de propiedad y concesiones mineras

Una vez estudiadas las limitantes relacionadas al uso del terreno en las superficies propuestas para el proyecto Solar Ammonia Chile y el Parque Industrial H₂ Mejillones, corresponde llevar a cabo un análisis de la estructura de propiedad y concesiones mineras³¹ para los predios en estudio. Para tal efecto, se considerarán los siguientes aspectos:

- Concesiones mineras de exploración.
- Concesiones mineras de explotación.
- Concesiones mineras de estacamiento salitral.
- Roles identificados a partir del Servicio de Impuestos Internos (SII) (SII, 2023).

Los predios incluidos como parte del análisis corresponden a la planta de producción de amoníaco (A₁), el almacenamiento en puerto (P₁) y la línea de transmisión propuesta que conecta la planta de producción de amoníaco con una central de generación renovable en Baquedano.

La revisión de la existencia de concesiones mineras en los predios de interés es relevante, ya que, en caso de querer optar a la obtención de un terreno, se debe tener en consideración la negociación con el dueño del predio y con el dueño de las concesiones mineras.

Tribunal ordena a Enel y Sernageomin indemnizar con casi US\$400 millones a excontrolador de Andrómaco por parque eólico sobre sus pertenencias mineras

En un fallo emitido la semana pasada por el 12° Juzgado de Santiago, la justicia acogió sólo la causa en cuanto a la indemnización de perjuicios en favor de Sergio Weinstein, excontrolador de Laboratorios Andrómaco, quien pretendía explotar yodo y nitrato en un terreno donde se levantó el Parque Eólico Taltal de Enel Green Power.

Un ejemplo de las potenciales consecuencias de no haber considerado la existencia de concesiones mineras corresponde al caso del Parque Eólico Taltal, propiedad de Enel Green Power.

En este caso en particular se cursó una demanda en 2016 por parte del dueño de las pertenencias mineras de explotación sobre el terreno del Parque Eólico Taltal, exigiendo una indemnización por 51.811.417 UF.

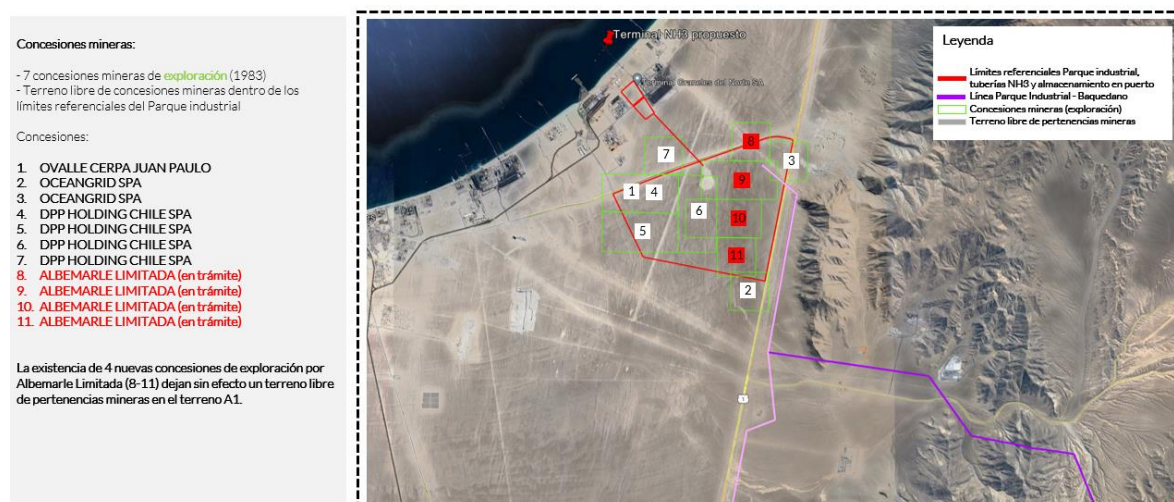
De acuerdo con el último fallo emitido por el 12° Juzgado de Santiago, se ordena a Enel y Sernageomin indemnizar con casi 400 millones de dólares al dueño de las concesiones mineras aludidas.

³¹ **Ley 18.248, Artículo 2:** “...la concesión minera es un derecho real e inmueble; distinto e independiente del dominio del predio superficial, aunque tengan un mismo dueño; oponible al Estado y a cualquier persona; transferible y transmisible; susceptible de hipoteca y otros derechos reales y, en general, de todo acto o contrato; y que se rige por las mismas leyes civiles que los demás inmuebles, salvo en lo que contra- ríen disposiciones de la ley orgánica constitucional o del presente Código.”

4.3.1 Planta de producción de amoniaco

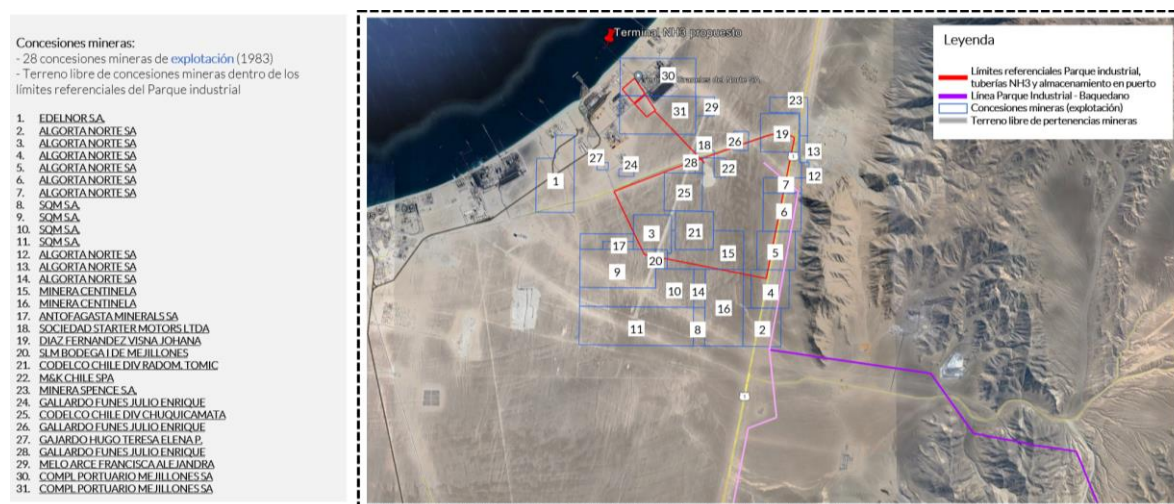
El predio A₁ cuenta al 30 de noviembre del año 2023 con 11 concesiones mineras de exploración (7 aprobadas y 4 en trámite), con un predominio titular de DPP Holding Chile SpA y Albemarle Limitada. No se identifican en el terreno superficies relevantes libres de concesiones mineras de exploración donde pueda ubicarse la planta de amoniaco (detalle en la figura a continuación).

Figura 20
Concesiones mineras de exploración en el predio A₁.
Fuente: elaboración propia.



El predio A₁ cuenta con 31 concesiones mineras de explotación, con un predominio titular de Algorta Norte, SQM y otros actores de la minería. No se identifican en este terreno superficies relevantes libres de concesiones mineras de explotación, cuyo detalle se presenta a continuación.

Figura 21
Concesiones mineras de explotación en el predio A₁.
Fuente: elaboración propia.

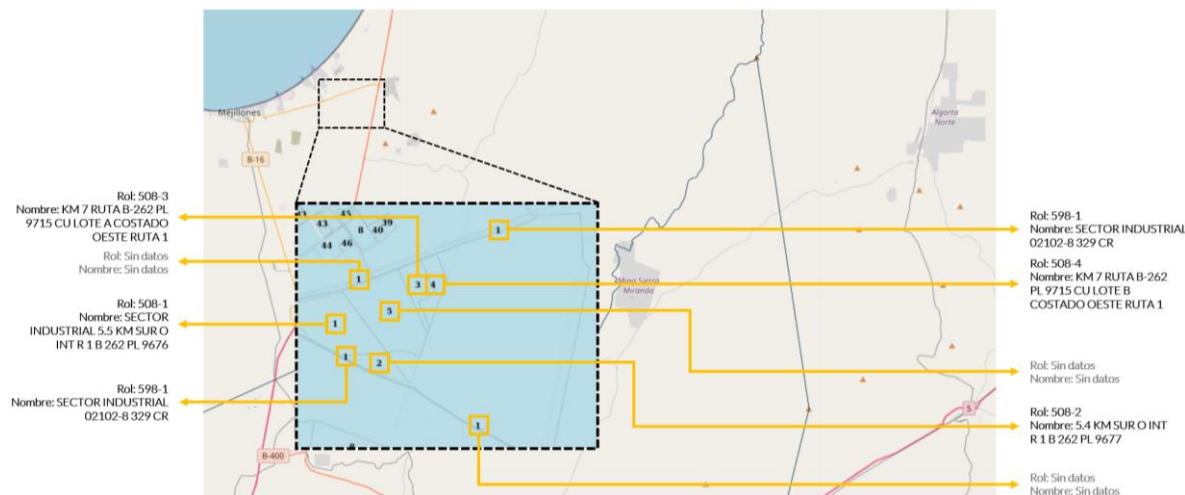


Respecto de los roles identificados a partir del SII (SII, 2023) en el predio A₁, se cuenta con:

Figura 22

Análisis de roles identificados en el predio A₁ a partir del SII.

Fuente: elaboración propia.



A partir de la imagen se identifica que el predio presenta una concentración de roles en su parte oeste. **No obstante**, este análisis debe ser corroborado con el Conservador de Bienes Raíces de Mejillones, para identificar potenciales predios de dominio privado dentro de la superficie A₁.

A modo de ejemplo, a continuación, se presenta un predio identificado a lo largo del desarrollo del estudio que podría tener impacto en la selección de la ubicación del terreno de Solar Ammonia Chile.

4.3.1.1 Proyecto de Carbonato de Litio Mejillones

El estudio de potenciales desafíos territoriales de la instalación del proyecto Solar Ammonia Chile y el Parque Industrial H₂ Mejillones en la superficie A₁ incluyó la revisión de proyectos que han ingresado al SEA en las cercanías del predio de interés. Como parte de dicha revisión se identificó el proyecto Carbonato de Litio Mejillones de Albemarle, que fue presentado a evaluación en 2018³². La DIA del proyecto incluye una referencia a una superficie dentro del predio A₁, para la que Albemarle indica que “cuenta con los terrenos necesarios para llevar a cabo la habilitación del proyecto”, entregando como referencia las fojas 24 y 27 del año 2016 del registro de propiedades del Conservador de Bienes Raíces de Mejillones.

La superficie total utilizada por el proyecto se estima en 424 ha, que corresponde a un 47% del predio A₁ (detalles en la Figura 23).

Figura 23

Análisis del proyecto Carbonato de Litio Mejillones de Albemarle.

Fuente: elaboración propia a partir del SEA.

³² El proyecto no fue admitido a calificación por falencias en evaluar el impacto sobre el gaviotín chico.

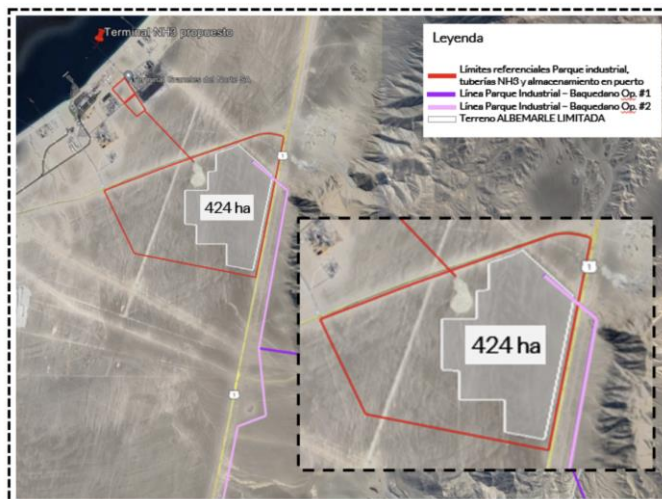
Antecedentes disponibles respecto de Albemarle:

RCA 2018 – Planta Carbonato de Litio Mejillones:

- El proyecto fue desistido por parte del SEA, debido a un problema con la evaluación del impacto ambiental que tendría sobre el gaviotín chico.
- No obstante, como parte de la RCA, se identifica un terreno para el proyecto. A su vez, Albemarle indica que "cuenta con los terrenos necesarios para llevar a cabo la habilitación del proyecto".
- Como referencia para el terreno se presentan las fojas 24 y 27 (2016) del Conservador de Bienes Raíces de Mejillones. Se sugiere confirmar su inscripción.
- El perímetro del proyecto de Albemarle Limitada consta de aproximadamente **424 ha dentro de los límites referenciales del Parque Industrial, equivalente a un 47% de las 900 ha proyectadas.**

Concesiones mineras:

- En la primera etapa de revisión (octubre 2023) se identifica un terreno libre de concesiones mineras en el interior de la superficie A1 (detalle en slide 47).
- Al extender el análisis de concesiones mineras en diciembre de 2023, se identifican concesiones de Albemarle en etapa de tramitación, justamente en el terreno libre de concesiones identificado en octubre.
- Se identifican específicamente 4 nuevas concesiones de exploración por Albemarle Limitada (detalle en slide 79).

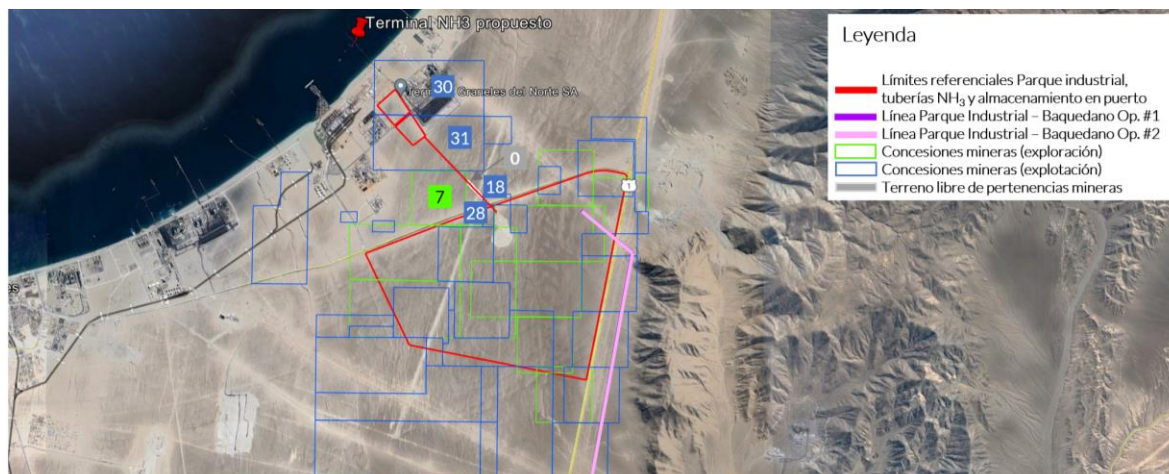


El análisis de concesiones mineras realizado como parte del estudio da cuenta que existen cuatro concesiones mineras de exploración de Albemarle actualmente en etapa de tramitación, justamente sobre la superficie señalada en la DIA del proyecto de Carbonato de Litio de Mejillones. Por lo tanto, se sugiere a Soventix corroborar la estructura de propiedad del predio destacado.

4.3.2 Transporte por ductos y almacenamiento en puerto

El transporte por ductos proyectado desde el predio A₁ al almacenamiento en el Puerto cuenta con cuatro concesiones mineras de explotación (aprobadas), perteneciente a la Sociedad Starter Motors Ltda, Gallardo Funes Julio Enrique y al Complejo Portuario Mejillones S.A (concesiones identificadas como N°18, 28, 30 y 31). Además, cuenta con una concesión minera de exploración, de DPP Holding Chile SpA (concesión N°7). Se identifica una superficie libre de concesiones mineras cercana al predio A₁ (N°0), cuyo detalle se presenta a continuación:

Figura 24
Concesiones mineras de explotación y exploración en el predio A₁.
Fuente: elaboración propia.

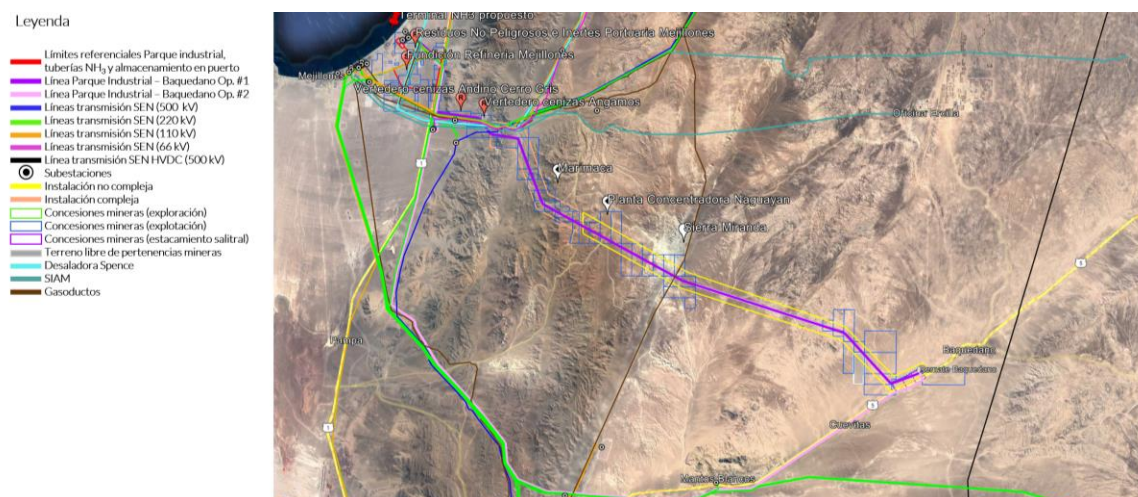


El almacenamiento propuesto aledaño al predio A₁ cuenta con dos concesiones mineras de explotación (aprobadas e identificadas como N°30 y 31), pertenecientes al Complejo Portuario Mejillones. No se identifican superficies relevantes libres de este tipo de concesiones mineras.

4.3.3 Línea de transmisión propuesta

El análisis de territorial de pertenencias mineras para las líneas de transmisión fue realizado únicamente para la opción propuesta N°1 (en morado en la figura).

Figura 25
Concesiones mineras en la línea de transmisión propuesta entre el Parque Industrial H₂ Mejillones y Baquedano.
Fuente: elaboración propia.



La línea cuenta a la fecha con 66 concesiones mineras:

- 57 concesiones de explotación, con un predominio titular de Bergbau Wagen SpA, SQM S.A., Algorta Sur S.A. y CIA Mra Cielo Azul Ltda.

- Seis concesiones de exploración, pertenecientes a Albemarle Limitada, Vision Global Investments S.A., Oceangrid SpA y CIA Mra Cielo Azul Ltda.
- Tres concesiones de estacamiento salitral, pertenecientes a SQM S.A.

En la trayectoria de la línea se identifican 3 superficies libres de concesiones mineras, ubicadas en los kilómetros 29,0 – 29,7, 37,7 – 50,3 y 55,0 – 55,4. Todas estas superficies se encuentran dentro de los límites del trazado considerado como de implementación no compleja.

En el trazado de la línea se encuentran distintos elementos, que contemplan líneas de transmisión existentes del SEN, desaladoras, proyectos SEIA, Sistemas de Impulsión de Agua de Mar (SIAM) y gasoductos. Para cada pertenencia minera fueron identificados los elementos que cruzan su respectivo terreno y realizadas observaciones respecto a la geografía de la zona³³.

Figura 26

Análisis por pertenencia minera: elementos identificados en la sección del trazado de la línea propuesta en las cercanías del Parque Industrial H₂ Mejillones.

Fuente: elaboración propia.



³³ El análisis en detalle por secciones de la línea se incluye como parte de la presentación del segundo entregable del estudio.



5 Estimación de costos de inversión y operación

El objetivo del presente capítulo es presentar la estimación de costos de inversión (CAPEX) y costos de operación (OPEX) asociada a las distintas etapas del proyecto Solar Ammonia Chile. En línea con las exigencias de las bases de la consultoría, se realizan estimaciones, como mínimo, de Clase 5³⁴.

A continuación, se presenta el detalle de la estimación de costos de inversión para la infraestructura eléctrica.

³⁴ La Clase 5 utilizan métodos de estimación en base a índices, como curvas, factores de costo por capacidad y factor de escala. Los rangos de precisión típicos para las estimaciones de la Clase 5 son de -20% a -50% en el lado bajo, y de +30% a +100% en el lado alto.

5.1 Infraestructura eléctrica

En las siguientes secciones se detallan las obras eléctricas principales requeridas para las alternativas de transmisión presentadas en la Sección 3, junto al rango de costo de estas. El objetivo es obtener el costo total de las alternativas para cada una de las fases del proyecto Solar Ammonia Chile.

5.1.1 Metodología de cálculo de costos de inversión

Para estimar los costos de la infraestructura requerida para transportar la energía desde Baquedano hasta Mejillones, se revisaron proyectos de transmisiones y subestaciones existentes.

En las siguientes secciones, se revisan detalladamente las obras de infraestructura eléctrica del SEN, considerando líneas de transmisión y diferentes tipos de subestaciones eléctricas, con el propósito de estimar los costos de las obras necesarias para la arquitectura de transporte eléctrico del proyecto Solar Ammonia Chile. Los datos de la infraestructura existente se obtienen de fuentes oficiales como el informe de Valorización del Sistema de Transmisión 2020 – 2023, y el Plan de Expansión Anual de Transmisión 2017 – 2022.

5.1.1.1 Revisión de líneas de transmisión

De la Valorización del Sistema de Transmisión 2020 – 2023³⁵ se obtiene el Valor de Inversión, costos de servidumbre y de Estudio de Impacto Ambiental (EIA) de las obras de transmisión de mayor capacidad del SEN, para los niveles de tensión de 220 kV y 500 kV. Es relevante señalar que el Valor de Inversión incluye los costos de adquisición e instalación de todos los componentes de las obras, en específico considerando **sus valores de mercado, fletes, bodegaje, montaje, ingeniería, gastos generales, intereses intercalarios, bienes intangibles y el capital de explotación.**

³⁵ Los costos de la Valorización del Sistema de Transmisión 2020 – 2023 se ajustan según inflación del USD de diciembre de 2017 a diciembre del año 2023 (BANCO MUNDIAL, 2022).

Tabla 14

Obras consideradas: Líneas de transmisión doble circuito 220 kV.

Fuente: elaboración propia.

Línea de referencia	Capacidad N (MVA)	Capacidad N-1 (MVA)	Región	Valor de Inversión (MMUSD)	Dist. (km)	Costo (MMUSD/km)	Costo Servidumbre (MMUSD)	EIA (MMUSD)
Polpaico (Transelec) – Quillota	2.198	1.099	RM	38,5	51	0,76	7,0	0,7
Kapatur – Laberinto	1.697	849	II	65,8	134	0,49	1,2	0,4
Candelaria – Puente Negro	1.213	606	VI	49,5	90	0,55	4,5	–
Puente Negro – Colbún	600	300	VII	71,5	128	0,56	6,5	–

La Tabla 14 presenta las características principales de diferentes líneas de transmisión de 220 kV. De las líneas mencionadas, **Polpaico (Transelec) – Quillota** es la única que cuenta con 4 conductores por fase, en comparación con los 2 conductores por fase de las otras líneas que se presentan en la tabla. Esta característica y el tipo de conductor permite duplicar su capacidad.

El costo por kilómetro de este tipo de línea varía entre 0,49 – 0,76 MMUSD/km. Este rango de costos se debe tanto a las diferentes capacidades de transmisión de las líneas, como a las características geográficas específicas de cada obra. La línea con más conductores por fase presenta el mayor costo por km.

Las líneas de 220 kV se diseñan con franjas de un ancho aproximado de 50 m. Para poder obtener el costo de la servidumbre de la línea hacia el Parque Industrial H₂ Mejillones, se toma como referencia el costo de servidumbre de la única línea de Región de Antofagasta (Kapatur – Laberinto), ya que los costos de servidumbre son altamente dependientes de lugar en que se emplacen. Para esto se calcula el costo por km de la servidumbre, y se obtiene una estimación de costos para cada una de las 2 alternativas de trazado propuestas (ver el detalle de las alternativas de trazado propuestas en la Sección 3.1.3).

Con relación a los costos asociados al EIA, se utiliza como referencia el costo de la línea **Kapatur – Laberinto**, ya que se encuentra ubicada en la misma región que el proyecto, y es de esperar que, dentro de las alternativas, esta tenga la mayor similitud respecto a los impactos ambientales.

Tabla 15

Obras consideradas: Líneas de transmisión doble circuito 500 kV.³⁶

Fuente: elaboración propia.

Línea de referencia	Tensión (kV)	Capacidad N (MVA)	Capacidad N-1 (MVA)	Región	Valor de Inversión (MMUSD)	Dist. (km)	Costo (MMUSD/km)	Costo Servidumbre (MMUSD)
Los Changos-Cumbre	2x500	2.400	1.200	Antofagasta	524,3	399,8	1,3	10,1
Cumbre – Nueva Cardones	2x500	2.400	1.200	Atacama	243,1	189,1	1,3	47,4

³⁶ No se reportan costos del EIA para las líneas de referencia consideradas.

Para la estimación de costos de la línea de referencia de 500 kV se analizaron las obras presentes en la Tabla 15. Las líneas de transmisión tienen 4 conductores por fase y consideran una franja de servidumbre cercana a los 65 m de ancho. Se identifica que el costo promedio por kilómetro es de 1,30 MMUSD/km. Sin embargo, se contempla un rango del 20% inferior y superior al promedio al estimar el Valor de Inversión (equivalente a 1,04 – 1,56 MMUSD/km), dada la variabilidad en los valores de mercado y costos de flete.

Para el costo de servidumbre de la línea de 500 kV, se considera el costo de servidumbre de la línea **Los Changos – Cumbre** en proporción al trazado del corredor Mejillones – Baquedano, ya que ambas estarían ubicadas en la misma región.

Para el caso del costo del EIA de la línea de 500 kV, las líneas de referencia no incluían el valor del EIA. Por esto, se utiliza como referencia el costo de EIA de la línea **Kapatur – Laberinto, con un 50% de recargo**. Esto ya que se encuentra ubicada en la misma región que el proyecto, y es de esperar que, dentro de las alternativas, esta tenga la mayor similitud respecto a los impactos ambientales, pero con una mayor franja y altura de las torres.

Con el objetivo de obtener una estimación de costos de las líneas transmisión de referencia de 220 kV y 500 kV, se caracterizan las alternativas de trazados, evaluadas en función de los valores identificados de las obras de transmisión del SEN. En referencia a la caracterización de dificultad de los tramos (presentados en la Sección 3.1.3):

- Para el tramo de dificultad baja, se aplica un sobrecargo del 25% en el costo por kilómetro debido al aumento en el costo de los equipos eléctricos respecto a los presentados en la Valorización del Sistema de Transmisión 2020 – 2023.
- Para el tramo de dificultad media, se considera un sobrecargo del 50%, en virtud de que se requiere un mayor número de torres, se incurre en costos adicionales en la construcción de bases para las torres, y se incurre en costos adicionales para la construcción de caminos de acceso debido a la dificultad del terreno.

Tabla 16
Obras de referencia: Líneas de transmisión.
Fuente: elaboración propia.

Alternativa de trazado	Tensión (kV)	Capacidad N (MVA)	Capacidad N-1 (MVA)	Costo (MMUSD/km)	Costo Servidumbre (MMUSD)	EIA (MMUSD)	Costo Total línea (MMUSD)
N°1 (62 km)	2x220	1.200 – 2.200	600 – 1.100	0,49 – 0,76	0,53	0,40	42,5 – 65,3
N°2 (88 km)					0,76		60,0 – 92,4
N°1 (62 km)	2x500	2.400 – 3.000	1.200 – 1.500	1,04 – 1,56	1,56	0,60	90,3 – 134,4
N°2 (88 km)					2,21		127,6 – 190,0

En la Tabla 16 se presentan los costos totales de las líneas de referencia de 220 kV y 500 kV, para ambas alternativas de trazados. El Costo Total (última columna de la tabla) abarca el valor de inversión de la obra, servidumbre y EIA.

Respecto a los costos de las alternativas de trazados para la línea de referencia de 220 kV, se identifica que el trazado N°2 (88 km) requiere de una inversión de 27,02 MMUSD más que el trazado N°1 (62 km), según la comparación de los rangos superiores del costo total. La ejecución del trazado N°2 puede resultar más costosa debido a que la línea propuesta se emplaza en un corredor de gran densidad de obras de transmisión de alta tensión, especialmente entre el sector

de **Mantos Blancos – Mejillones**, zona de alto perfil de elevación y topografía caracterizada de dificultad media.

En cuanto a la línea de referencia de 500 kV, el trazado N°2 resulta en un costo 55,64 MMUSD superior a la alternativa de trazado N°1, según la comparación de los rangos superiores del costo total. Al igual que la línea de referencia de 220 kV, la ejecución del trazado N°2 puede conllevar un costo más elevado al estar ubicada en un corredor de gran densidad de obras de transmisión.

5.1.1.2 Revisión de Subestaciones

Con el objetivo de estimar el costo asociado a las subestaciones requeridas por el proyecto Solar Ammonia Chile, se analizan diferentes proyectos pertenecientes al Plan de Expansión Anual de Transmisión 2017 – 2022. El propósito de esta exploración es caracterizar las subestaciones y obtener un rango de estimación de costos.

El Valor de Inversión incluye los costos de adquisición e instalación de todos los componentes de las obras, en específico considerando **sus valores de mercado, fletes, bodegaje, montaje, ingeniería, gastos generales, intereses intercalarios, bienes intangibles y el capital de explotación**³⁷.

Tabla 17
Obras consideradas: Subestaciones del SEN.
Fuente: elaboración propia.

N° obra	S/E de referencia	Región	Año del Plan de Expansión	Razón de transformación	Capacidad auto-transformador / cantidad ³⁸ (MVA)	Capacidad por barra (MVA)	Valor de Inversión (MMUSD) ³⁹
1	Nueva S/E Diguéñes	VIII	2022	500/220	2.250/3+2	2.500	110,1
2	Nueva S/E Seccionadora Parinas	II	2017	500/220	750/ 3+1	2.000	86,0
3	Nueva S/E Seccionadora El Pimiento	RM	2021	220/110	450/3+1	2.000	28,4
4	Ampliación en S/E Cumbre nuevo banco autotransformadores	III	2019	500/220	750/3	2.000	26,1
5	Nueva S/E Seccionadora La Invernada	IX	2020	220	–	2.000	11,9
6	Nueva S/E Seccionadora Agua Amarga	III	2021	220	–	2.000	10,7

En la Tabla 17 se presentan diferentes tipos de subestaciones, que se detallan a continuación:

- Las obras N°1 y N°2 se caracterizan por tener una capacidad entre 750 – 2.250 MVA y una razón transformación de 500/220 kV.

³⁷ Los costos se ajustan según inflación del USD a la fecha en que se adjudica la obra hasta diciembre del año 2023 (BANCO MUNDIAL, 2022).

³⁸ Cantidad hace referencia al número de autotransformadores de la subestación, más el número de autotransformadores auxiliares.

³⁹ Valor Presente al año 2023.

- Las obras N°3 y N°4 son subestaciones de menor capacidad, entre 450 – 750 MVA.
- Se incorporan subestaciones seccionadoras (obras N°5 y N°6) para un nivel de tensión de 220 kV, que no consideran transformadores y permiten la conexión de múltiples circuitos.

Tabla 18

Obras de referencia: Subestaciones de referencia.

Fuente: elaboración propia.

S/E de referencia	Capacidad autotransformadores/cantidad (MVA)	Capacidad por barra (MVA)	Valor de Inversión (MMUSD)	N° de obra de referencia
S/E 500/220 kV	2.250/3+1	2.000	85,60 – 110,06	N°1 y N°2
S/E 500 kV Seccionadora	–	2.000	10,65 – 11,85	N°5 y N°6
S/E 220/33 kV	425/3+1	1.000	26,05 – 28,42	N°3 y N°4
S/E 500/33 kV	425/3+1	1.000	32,56 – 35,53	N°3 y N°4

La Tabla 18 presenta las capacidades de las subestaciones de referencia y el rango de su Valor de Inversión. En la última columna se detalla la subestación perteneciente al Plan de Expansión Anual de Transmisión que se considera para la estimación de su Valor de Inversión. Es relevante mencionar que el costo de la S/E 500/33 kV es un 25% mayor en comparación de la S/E 220/33 kV, ya que es una alternativa menos convencional en la industria.

Estas obras de referencia se requieren en alguna(s) de las 4 alternativas de transmisión propuestas en la Sección 3.1.2. Por ejemplo, la alternativa 1, en la que se propone transmitir en 220 kV requiere de una S/E 220/33 kV. La alternativa 3, en la que se propone transmitir en 500 kV, requiere de una S/E 500/33 kV. Los costos de estas obras de referencia se utilizan en la siguiente sección para estimar los costos de cada una de las cuatro alternativas de transmisión propuestas.

5.1.2 Estimación de CAPEX para las alternativas de transmisión

A continuación, se presenta el detalle de la estimación de los CAPEX y OPEX para las cuatro alternativas de transmisión propuestas. Cabe destacar que el costo total de la 2^{da} fase corresponde al costo de la 1^{era} fase más la inversión necesaria adicional para desarrollar la 2^{da} fase.

Tabla 19
Estimación de CAPEX y OPEX: alternativa 1 del sistema de transmisión.
Fuente: elaboración propia.

	Alternativa 1 (MMUSD)			
	1 ^{era} fase		1 ^{era} y 2 ^{da} fase	
	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo
Línea 2x220 ⁴⁰	42,5	65,3	2x42,5	2x65,3
S/E 220/33 kV ⁴¹	2x26,1	2x28,4	4x26,1	4x28,4
Costo total CAPEX	94,6	122,2	189,1	244,4
OPEX (1,6% CAPEX)	1,5	2,0	3,0	3,9

La Tabla 19 presenta los rangos de costos de cada obra y el costo total del sistema de transmisión para la alternativa 1. Además, incluye el OPEX que corresponde al 1,6 % del CAPEX, tal como lo realiza la CNE en el Plan de Expansión Anual de la Transmisión. Esta opción contempla inicialmente una línea de 220 kV doble circuito y transformación de 220/33 kV, con una capacidad de la línea de transmisión entre 1.200 – 2.200 MVA.

Para la 2^{da} fase se requiere construir una segunda línea de 220 kV y duplicar la capacidad de transformación de 220/33 kV, ampliándose la capacidad de la línea de transmisión entre 2.400 – 4.400 MVA. Esto significa una inversión adicional de 122,1 MMUSD, alcanzando un costo total de 244,4 MMUSD, en base al rango de costos máximo.

Tabla 20
Estimación de CAPEX: alternativa 2 del sistema de transmisión.
Fuente: elaboración propia.

	Alternativa 2 (MMUSD)			
	1 ^{era} fase		1 ^{era} y 2 ^{da} fase	
	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo
Línea 2x500	90,3	134,4	90,3	134,4
S/E 500/220 kV	–	–	85,6	110,1
S/E 220/33 kV ⁴²	2x26,1	2x28,4	4x26,1	4x28,4
Costo total CAPEX	142,4	191,2	280,1	358,1
OPEX (1,6% CAPEX)	2,3	3,1	4,5	5,7

A partir de la Tabla 20 se identifica para la alternativa 2 una inversión en una línea de 500 kV doble circuito, energizada inicialmente en 220 kV y transformación de 220/33 kV en la 1^{era} fase. Luego, en la 2^{da} fase, se energiza el sistema en 500 kV. Para esta alternativa, en la 2^{da} fase se requiere invertir en una subestación de 500/220 kV y duplicar la capacidad de transformación 220/33 kV. Esto implica una inversión adicional de 166,9 MMUSD, alcanzando un costo total de 358,1 MMUSD, según el rango de costos máximo.

⁴⁰ Considera una línea de 2x220 kV en la 1^{era} fase y dos líneas de 2x220 en la 2^{da} fase.

⁴¹ En la 1^{era} fase se consideran dos bancos de autotransformadores (850 MVA total), mientras que en la 2^{da} fase se requieren de cuatro bancos de autotransformadores (3.400 MVA total).

⁴² En la 1^{era} fase se consideran dos bancos de autotransformadores (850 MVA total), mientras que en la 2^{da} fase se requieren de cuatro bancos de autotransformadores (3.400 MVA total).

Tabla 21
Estimación de CAPEX: alternativa 3 del sistema de transmisión.
Fuente: elaboración propia.

	Alternativa 3 (MMUSD)			
	1 ^{era} fase		1 ^{era} y 2 ^{da} fase	
	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo
Línea 2x500	90,3	134,4	90,3	134,4
S/E 500 kV Seccionadora ⁴³	-	-	10,7	11,9
S/E 500/33 kV	2x32,6	2x35,5	4x32,6	4x35,5
Costo total CAPEX	155,4	205,4	231,2	288,3
OPEX (1,6% CAPEX)	2,5	3,3	3,7	4,6

En contraste con las opciones anteriores, la alternativa 3 se propone energizar todo el sistema de transmisión eléctrica en 500 kV hasta el patio de alta tensión de la planta de hidrógeno, conectándose a directamente a la subestación 500/33 kV que alimenta a la planta.

En la 2^{da} fase se considera duplicar la capacidad de transformación 500/33 kV (aumentar la capacidad de transmisión hasta 3.000 MVA). Además, para poder conectar otros proyectos al sistema de transmisión, se requeriría invertir en una subestación seccionadora, que permita la conexión de otros proyectos. Esta última tiene un costo aproximado de entre 10 y 12 MMUSD adicionales. Esta subestación seccionadora es opcional y sólo se requeriría en el caso de que se quiera utilizar toda la capacidad de transmisión de la línea para compartirla con otro proyecto. Si bien este es un costo que podría ser compartido con otros desarrolladores, se considera para la estimación total de CAPEX de la alternativa. La inversión adicional necesaria es de 82,9 MMUSD, alcanzando un costo total de 288,3 MMUSD basado en el rango de costos máximo.

Tabla 22
Estimación de CAPEX: alternativa 4 del sistema de transmisión.
Fuente: elaboración propia.

	Alternativa 4 (MMUSD)			
	1 ^{era} fase		1 ^{era} y 2 ^{da} fase	
	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo
Línea 2x500	90,3	134,4	90,3	134,4
S/E 500/220 kV	85,6	110,1	85,6	110,1
S/E 220/33 kV ⁴⁴	2x26,1	2x28,4	4x26,1	4x28,4
Costo total CAPEX	228,0	301,3	280,1	358,1
OPEX (1,6% CAPEX)	3,6	4,8	4,5	5,7

La alternativa 4 considera transmitir la energía en 500 kV desde la 1^{era} fase, para luego reducir la tensión mediante una subestación 500/220 kV y alimentar las subestaciones 220/33 kV de cada planta. En la 1^{era} fase se propone invertir en una subestación de gran capacidad 500/220 kV, produciendo un mayor costo de inversión inicial comparado con las otras alternativas. En la 2^{da} fase se requiere una inversión adicional de 56,8 MMUSD, para duplicar la capacidad de transformación de 220/33 kV, alcanzando un costo total de 358,11 MMUSD en base al rango de costos máximo.

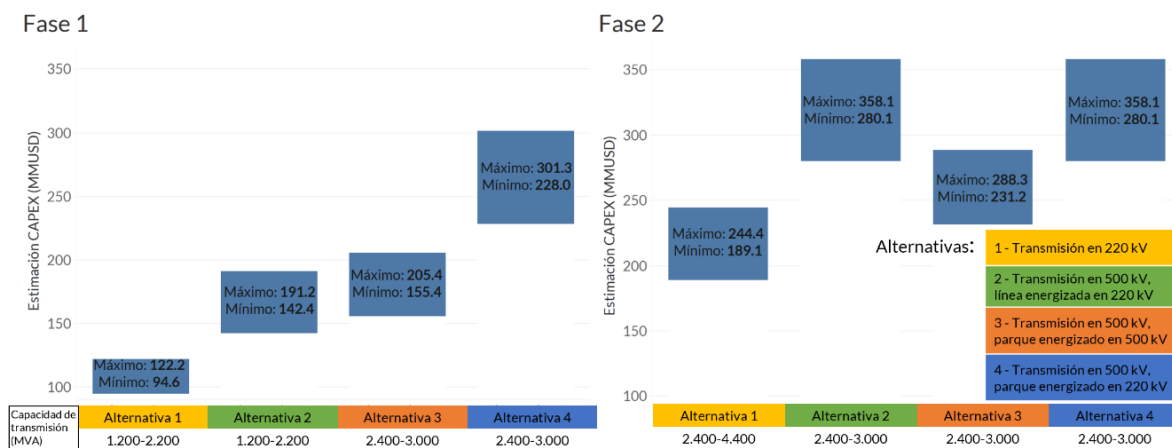
⁴³ No considera transformación, solo diagonales para la conexión de las plantas.

⁴⁴ En la 1^{era} fase se consideran dos bancos de autotransformadores (850 MVA total), mientras que en la 2^{da} fase se requieren de cuatro bancos de autotransformadores (3.400 MVA total).

5.1.3 Comparación de costo de inversión

A continuación, se resumen y comparan los resultados de la estimación del CAPEX de las cuatro alternativas de transmisión eléctrica propuestas para Solar Ammonia Chile y Solar NH₃ pool Mejillones.

Figura 27
Resultados de estimación de CAPEX de las cuatro alternativas de transmisión eléctrica.
Fuente: elaboración propia.



En lado izquierdo de la Figura 27 se presentan los rangos de los costos de inversión de cada alternativa para la 1^{era} fase, junto con la capacidad de transmisión correspondiente. En el lado derecho de la figura se pueden observar los costos de la 1^{era} y 2^{da} fase (costos totales).

En la 1^{era} fase, se identifica que la **alternativa 1** resulta ser la opción más económica, seguida por las alternativas 2 y 3, que consideran la inversión en una línea de 500 kV con mayor capacidad de transmisión. Por otro lado, la alternativa 4 requiere una inversión de 179,1 MMUSD más en comparación a la alternativa 1, en base al rango de costos máximo. Esto hace que la alternativa 4 sea descartada, producto de los elevados costos iniciales.

En relación con la 2^{da} fase, se evidencia que las alternativas 2 y 4 son las que requieren una mayor inversión debido al elevado costo de la subestación 500/220 kV, resultando en 69,7 MMUSD adicionales en comparación a la alternativa 3, según el rango de costos máximo. Por ende, también se recomienda descartar dichas alternativas (2 y 4).

Se recomienda considerar las **alternativas 1 y 3**, ya que requieren una inversión menor y reducen el uso de espacio dentro del Parque Industrial H₂ Mejillones. Además, se identifica que la alternativa 1 es 44,0 MMUSD más económica que la alternativa 3, en base al rango de costos máximo. Sin embargo, al considerar la servidumbre y permisos territoriales de una segunda línea (alternativa 1, 2^{da} fase) podría eventualmente incrementar sus costos totales. Además, es importante considerar que la alternativa 3, además de utilizar menos espacio, permite transmitir más energía que la alternativa 1. Con esta alternativa incluso se puede llevar hacia Mejillones más energía que la que requiere el proyecto Solar Ammonia Chile. Esto permitiría no sólo aprovechar un uso compartido de infraestructura, si no que, además, compartir los costos de instalación de dicha infraestructura. Por ende, es recomendable considerar la alternativa 3 si es que se cuenta con un desarrollador adicional interesado en compartir la infraestructura de transmisión.

5.2 Infraestructura de transporte y almacenamiento de H₂ y NH₃

La estimación del CAPEX y OPEX de la infraestructura de transporte y almacenamiento de hidrógeno y amoníaco se realiza a partir de los resultados de los siguientes análisis:

- Definición de los requisitos de transporte y almacenamiento (Sección 2.2).
- Revisión de costos de proyectos similares según antecedentes en la industria.
- Restricciones a los volúmenes máximos a almacenar o transportar a partir de los resultados del análisis territorial (Sección 4).

A diferencia de la infraestructura eléctrica, en la que se cuenta con desglose de costos a partir de proyectos de magnitud similar a Solar Ammonia Chile (instalados en el sistema de transmisión de Chile del SEN), no existen proyectos de almacenamiento y transporte de hidrógeno y amoníaco verdes de gran escala en operación en Chile. Por lo tanto, los costos presentados se obtienen a partir de referencias internacionales de proyectos en fase de aprobación e índices, en línea con las exigencias de las bases de la consultoría, que solicitan un análisis de CAPEX y OPEX clase 5⁴⁵.

De esta forma, a continuación, se presenta la estimación de costos de inversión⁴⁶ para la infraestructura de los sistemas de almacenamiento y transporte de hidrógeno y amoníaco verdes, cuyas columnas están definidas a continuación:

- La columna “Sistema” indica la tipología de análisis.
- La columna “Condiciones del compuesto” se conforma de 4 sub-columnas que detallan las propiedades del compuesto (presión, temperatura y densidad) y la dimensión que se considera para dicho sistema (capacidad o longitud); esta última proviene de los valores entregados en los Términos de Referencia.
- La columna “Costo (referencia)” muestra el valor y la unidad reportada en la referencia.
- La columna “Costo equivalente (2023 MMUSD)” representa el valor de la columna “Costo (referencia)” estandarizado en millones de dólares al año 2023⁴⁷.
 - La columna “Referencia” alude a la fuente de dónde se obtuvieron los valores de la columna “Costo (referencia)”.

⁴⁵ La clase 5 utilizan métodos de estimación en base a índices, como curvas, factores de costo por capacidad y factor de escala.

⁴⁶ Para la conversión de unidades se considera que: (i) 0,178 kg H₂ = 1 kg NH₃. (ii) 1 € = 1,139 USD (2017); 1 € = 1,147 USD (2020); 1 € = 1,179 USD (2021). (iii) 1 atm = 1,01 bar.

⁴⁷ Se obtuvo el equivalente en USD considerando las características de cada sistema y luego se transformó el valor a USD 2023, utilizando la inflación media anual del periodo evaluado (BANCO MUNDIAL, 2022).

Tabla 23

Cuantificación de los sistemas de almacenamiento y transporte de hidrógeno.

Fuente: elaboración propia.

Sistema	Condiciones del compuesto				Costo (referencia)	Costo equivalente (MMUSD)	Referencia
	Presión (bar)	Temp. (°C)	Dens. (kg/m³)	Capacidad o longitud			
Almacenamiento de hidrógeno	200	20	15	105 ton (7.000 m³)	500 USD/kgH ₂	60,1	(Energistyrelsen & Energinet, 2020) ⁴⁸
Transporte de hidrógeno por ductos	30	20	3	0,2 km	1,8 – 2,6 MUSD/km	0,4 – 0,6	(IEA, 2022)
					1.510 – 2.200 €/m	0,4 – 0,6	(Ghidehouse, 2021)

A partir de la tabla se identifica que el sistema más costoso entre los evaluados corresponde al almacenamiento de hidrógeno, debido al alto costo por kilogramo que implica almacenar 105 ton del compuesto en estanques de acero o aluminio a 200 bar (estanques Tipo I). Independiente de esto, no es recomendable cambiar de tipo de estanque, ya que otros modelos tienen aplicaciones fuera de los objetivos de este proyecto y son más costosos al operar a mayores presiones, lo que aumentaría los costos (Energistyrelsen & Energinet, 2020)⁴⁹. Una opción para reducir los costos de este sistema es considerar disminuir la capacidad de almacenamiento, tal que no se comprometa la operación del sistema productivo de amoniaco.

Para el transporte de hidrógeno solo se estudiaron referencias de tuberías cuyo diámetro estuviese entre 20 – 36” (508 – 914,4 mm), dado que a estos tamaños la presión de operación a utilizar es entre 30 – 50 bar. Este sistema implica un monto de inversión considerablemente menor que el almacenamiento de hidrógeno, producto de la corta distancia de ductos que se plantea implementar para el proyecto Solar Ammonia Chile.

Tabla 24

Cuantificación de los sistemas de almacenamiento y transporte de amoniaco.

Fuente: elaboración propia.

Sistema	Condiciones del compuesto				Costo (referencia)	Costo equivalente (MMUSD)	Referencia
	Presión (bar)	Temp. (°C)	Dens. (kg/m³)	Capacidad o longitud			
Almacenamiento de amoniaco	1,01	-33,3	681,6	40.000 m³	20 MUSD/30.000 m³	28,8	(IEA, 2022)
					315 €/m³ (estanque: 30.000 m³)	17,5	(Energistyrelsen & Energinet, 2021)
					330 €/m³ (estanque: 15.000 m³)	18,3	
					340 €/m³ (estanque: 10.000 m³)	18,9	
Transporte de amoniaco por ductos ⁵⁰	1,01	-33,3	681,6	5 km	0,55 MUSD/km	3,2	(IEA, 2020)
					0,27 €/m/MTPD	1,9	(Energistyrelsen & Energinet, 2021)

Para el caso del volumen de amoniaco a almacenar, se debe tener en cuenta (DNV, 2022):

- Periodicidad de arribo de buques y volumen de amoniaco a ser cargado en cada buque para exportación. Para el caso de Enaex en Mejillones, a modo de ejemplo, el amoniaco

⁴⁸ Otras referencias en la literatura coinciden, tal como (Bracci, Sherwin, Boness, & Brandt, 2023).

⁴⁹ Existen otros tipos de estanques que almacenan hidrógeno, constituidos de fibra de vidrio o de carbono, pero a mayores presiones: Tipo II (450 – 800 bar, 900 USD/kg), Tipo III (300 – 700 bar, 1.100 USD/kg) y Tipo IV (350 – 1.000 bar, 1.200 USD/kg).

⁵⁰ Se considera una utilización de la tubería del 75% y 40 años de vida útil.

refrigerado suele importarse en buques con una capacidad de 25.000 ton cada tres semanas.

- Volumen de seguridad. Dado que el buque realiza viajes largos con condiciones meteorológicas inciertas, debe haber un volumen de reserva en el tanque para mitigar los efectos de un arribo anticipado (riesgo al alza) o un arribo tardío (riesgo a la baja) sin tener que interrumpir o parar las operaciones. Se consideran siete días de producción.
- Volumen no utilizable. Se estima en un 5% del volumen del estanque, dependiendo del diámetro del estanque y el tipo de sistema de bombeo utilizado para transportar el amoníaco.

De esta forma, para una producción de amoníaco de 1.000 ton diarias, se estima un volumen de almacenamiento de $21.000 + 7.000 + 1.400 = 29.400$ ton. **No obstante**, dadas las restricciones sanitarias presentadas en la Sección 4.2, se limita este valor al máximo almacenable según la circular B32 del MINSAL, que es de 40.000 m^3 (a -33°C , cerca de 27.240 ton).

Al igual que en el caso del hidrógeno, el sistema más costoso entre los evaluados corresponde al almacenamiento de amoníaco, debido a que la producción de amoníaco se realiza en las cercanías del puerto, por lo que el ducto de transporte no supera los 5 km.

El transporte de amoníaco implica un monto de inversión menor que su almacenamiento, pero los costos pueden aumentar si el lugar de almacenamiento proyectado o la planta de producción de amoníaco cambian, tal que aumenten las distancias a transportar el amoníaco desde la planta.

Con respecto al OPEX de una planta de hidrógeno y amoníaco verdes, este se categoriza como fijo (independiente de la producción: costos de mantención, sueldos, seguros, etc.) o variable (dependiente de la producción: costos de energía, agua, químicos, etc.). Los valores de OPEX total para la infraestructura de los sistemas de almacenamiento y transporte de hidrógeno y amoníaco verdes se presenta a continuación:

Tabla 25
Valores OPEX para la infraestructura de hidrógeno y amoníaco.
Fuente: elaboración propia.

Compuesto	Infraestructura	Valor	Referencia
H ₂	Electrolizadores ⁵¹	1 – 3% del CAPEX	(DNV, 2023)
	Tuberías	4% del CAPEX	(Energistyrelsen & Energinet, 2021)
NH ₃	Tuberías	1% del CAPEX	(Energistyrelsen & Energinet, 2021)
	Almacenamiento	3% del CAPEX	(Nayak-Luke, 2021)
	Puerto de exportación	4% del CAPEX	(IEA, 2020)
	Puerto de exportación	2% del CAPEX	(DNV, 2022)

⁵¹ Electrólisis por membrana polimérica protónica (PEM) o alcalina.



6

Modelos de negocio y gobernanza

El objetivo de este capítulo es proponer alternativas de modelos de negocio y gobernanza que hagan viable la administración y uso compartido de un potencial Parque Industrial H₂ Mejillones. Para tal efecto, se incluyen los siguientes análisis:

- En la Sección 6.1 se presentan los diferentes modelos de negocio y gobernanza disponibles para el Parque Industrial, incluyendo un análisis de ventajas y desventajas de cada modelo.
- En la Sección 6.2 se presenta una revisión de experiencias en el extranjero que podrían ser replicadas en el Parque Industrial H₂ Mejillones.

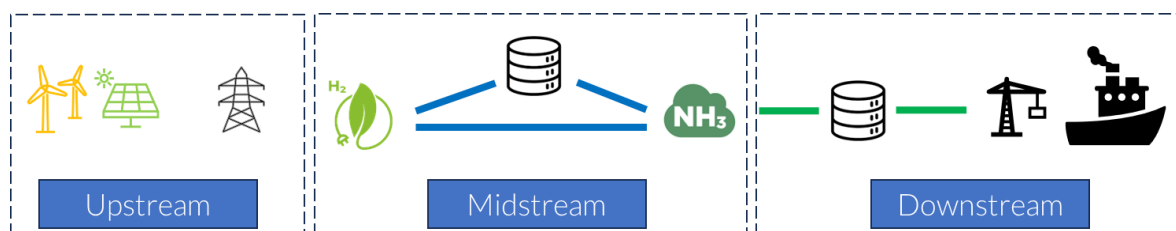
6.1 Modelos de negocio y gobernanza

Se destacan tres alternativas de modelos de negocio y gobernanza para proyectos de exportación de amoníaco verde, cuya aplicación se evidencia principalmente en la industria de exportación de gas natural licuado (GNL), dada la similitud existente entre las etapas productivas involucradas en el proceso de exportación.

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 al proyecto de producción de amoníaco verde.
- *Midstream*: se entenderá por *midstream* a toda la infraestructura relacionada con la producción de amoníaco verde.
- *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.

Figura 28
Upstream, midstream y downstream considerados para efectos de la evaluación realizada.
Fuente: elaboración propia.



De esta forma, se diferencia entre los tres modelos de negocio y gobernanza a evaluar:

- Modelo **integrado**: el *upstream*, la producción/acondicionamiento y almacenamiento/exportación está en manos de una empresa conjunta, o tiene los mismos accionistas.
- Modelo **por peajes**: la propiedad del *upstream*, la producción/acondicionamiento 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*.
- Modelo **de comercialización**: el *upstream*, producción/acondicionamiento y almacenamiento corresponden a entidades diferentes. Sin embargo, a diferencia de la estructura

por peajes, la compañía del proyecto de almacenamiento/exportación en el puerto compra el amoníaco y se hace con la titularidad del mismo.

Cada una de las tres alternativas de modelo de negocio y gobernanza podrá tener variantes, cuyo análisis debe ser debidamente realizado según las necesidades del proyecto en particular. DNV 2022 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:

- A** Promoción del desarrollo y competitividad del mercado
- B** Promoción a la inversión
- C** Potencial de economías de escala e infraestructura compartida

La forma de establecer estos modelos dependen también del nivel de uso de infraestructura. Como se ha visto antes en este reporte, en el caso de la infraestructura eléctrica, dada las definiciones de demanda inicial, opción de crecimiento, número de proyectos y certeza de desarrollo, es complejo compartir infraestructura de líneas entre proyectos de gran tamaño, donde la infraestructura inicial está adaptada a la demanda del proyecto y es costoso dejar holguras de escala compatibles con los módulos de crecimiento que se han definido.

6.2 Revisión de experiencia internacional en ductos para transporte de amoníaco

El objetivo de esta sección es presentar una experiencia internacional asociada al uso de infraestructura de transporte de amoníaco compartida.

6.2.1 Nustar's Ammonia pipeline system

El sistema de tuberías de Nustar en Estados Unidos corresponde a un corredor de amoníaco de aproximadamente 3.220 km de longitud, operativo desde 1971. Actualmente, transporta 1,5 millones de toneladas anuales de amoníaco para terceros, en forma de líquido presurizado, desde Luisiana y otros puntos hasta las regiones agrícolas del centro de Estados Unidos.

Figura 29
Sistema de tuberías de Nustar en Estados Unidos.
Fuente: Nustar.



El sistema de tuberías de Nustar sirve como ejemplo de un modelo de negocio y gobernanza por peajes, que permite que múltiples productores tengan acceso a un sistema de distribución para el amoniaco que producen, pagando una tarifa al operador de la red.

Para garantizar el acceso equitativo a la infraestructura compartida, así como también la calidad del amoniaco entregado a los consumidores, Nustar cuenta con un documento tarifario que define las condiciones de uso del sistema de tuberías. Los principales aprendizajes aplicables a Solar Ammonia Chile y el Parque Industrial H₂ Mejillones se presentan a continuación:

A Requisitos de aceptación del amoniaco

El amoniaco se aceptará para el transporte en origen, y Nustar (en adelante, el transportista) lo entregará en destino, sólo cuando dicho amoniaco cumpla todas las especificaciones requeridas:

Tabla 26
Especificaciones del transporte de amoniaco.
Fuente: Nustar (NuStar Pipeline Operating Partnership L.P., 2024).

Categoría	Requisito
Temperatura	No menor a 35°F (1,7 °C) ni mayor a 85°F (29,4°C)
Contenido de NH ₃	99,5% mínimo por peso
Contenido de agua	0,2% mínimo por peso
Contenido de petróleo	5 ppm máximo
Inertes	0,5 cc por gramo máximo

El productor de amoniaco indemnizará y eximirá al transportista de cualquier pérdida sufrida por otros productores o por el transportista por razón de:

- Contaminación o daño a otro amoníaco bajo custodia del transportista, o
- Daño a la tubería del transportista u otras instalaciones, causadas por el hecho de que los materiales aceptados para el transporte no sean amoníaco según lo prescrito en este punto.

El transportista puede tomar muestras y probar cualquier envío antes de la aceptación o durante la recepción y en caso de discrepancia entre el documento del productor y la prueba del transportista, prevalecerá esta última.

A Identificación del amoníaco transportado

Una vez inyectado el amoníaco a la red, el transportista no diferenciará entre inyecciones de amoníaco, sino que lo suministrará a partir de su corriente común.

B Programación de las inyecciones

El amoníaco será aceptado para el transporte en el momento y en las cantidades programadas por el transportista.⁵²

Cuando las empresas ofrezcan al transportista una cantidad de amoníaco que exceda la capacidad de cualquier segmento del ducto, el amoníaco ofrecido por cada empresa para el transporte desde en ese tramo será transportado en tal cantidad y distribución temporal, hasta el límite de la capacidad del transportista. Para ello, el transportista cuenta con un criterio equitativo para todas las empresas, que debe considerar lo siguiente:

- Prorratio de la capacidad del ducto, en caso de que el volumen agregado que todos los cargadores ofrecen a todos los destinos en un segmento del ducto supere su capacidad. El prorratio se aplicará por separado a cada segmento del ducto.
- Hasta el 10% de la capacidad del ducto se pondrá a disposición de nuevos entrantes a la red y se prorratiará entre ellos sobre la base de la oferta de capacidad.
- La capacidad restante se asignará entre los cargadores regulares en proporción a sus porcentajes base de envío.
- Base de la asignación: notificación. La capacidad se asigna mensualmente entre los cargadores elegibles. El transportista realizará esfuerzos razonables para notificar a cada cargador con derecho a una asignación de una parte de la capacidad el importe de su asignación no más tarde del día 25 del mes anterior al mes para el que se realiza la asignación.
- Los volúmenes que le hayan sido asignados a un cargador durante un periodo en el que el prorratio esté en vigor no podrán ser cedidos, traspasados, prestados, transferidos o utilizados en modo alguno por otro cargador.

C Requisitos de infraestructura en el punto de inyección

⁵² Los horarios podrán ser modificados de la manera y en la medida razonablemente deseable para facilitar y acomodar razonablemente la necesidad de transporte de la empresa que inyecta.

El amoniaco será aceptado por únicamente si se han proporcionado instalaciones para la entrega a las presiones y caudales requeridos. Habrá una estación de medición en cada punto de origen que estará equipada con las instalaciones necesarias para determinar con precisión la cantidad de amoniaco entregada al transportista. Las estaciones de medición se construirán de acuerdo con las especificaciones del transportista.

Las bombas en los puntos de origen serán construidas de acuerdo con las especificaciones del transportista y serán mantenidas y operadas de acuerdo con las instrucciones del transportista. Todas las demás instalaciones asociadas a la conexión con la tubería del transportista, incluyendo tanques de almacenamiento, tanques de compensación, bombas, tuberías asociadas y válvulas en origen, serán suministradas por la empresa inyectora y estarán sujetas a la inspección y aprobación del transportista.

De esta forma, se plantea una serie de criterios que sirven a modo de guía ante una eventual implementación de infraestructura compartida del proyecto Solar Ammonia con otros proyectos de similares características que deseen alimentar con amoniaco a una potencial instalación de exportación en el puerto.

A partir de las definiciones del proyecto Solar Ammonia, Solar NH₃ pool Chile y el potencial Parque Industrial H₂ Mejillones, se identifica que la infraestructura con mayor capacidad de acceder a infraestructura compartida y beneficios de escala corresponde a la infraestructura por peajes, en la que distintos productores de amoniaco puedan abastecer un terminal de exportación que cuente con la capacidad de almacenar, acondicionar y exportar el amoniaco.



7 Conclusiones y recomendaciones

El objetivo de este capítulo es presentar las conclusiones y recomendaciones obtenidas a partir del desarrollo de la consultoría. Para tal efecto, se incluyen los siguientes análisis:

- La Sección 7.1 presenta las principales conclusiones obtenidas a partir de la consultoría.
- La Sección 7.2 presenta las recomendaciones para Soventix en etapas futuras del proyecto.

7.1 Conclusiones

A Respecto de los **requerimientos de infraestructura eléctrica** de Solar Ammonia Chile y la opción de **infraestructura compartida** con el proyecto NH₃ pool y el Parque Industrial H₂ Mejillones, se concluye:

- Respecto al nivel de tensión del sistema de transmisión, se evaluaron alternativas de 220 kV y 500 kV para el proyecto Solar Ammonia Chile y Solar NH₃ pool. Para el Parque Industrial H₂ Mejillones, a su vez, para una eventual escala superior a 20 GW, definida por el cliente, se consideró alternativas emergentes de 1000 kV, que corresponde a una tecnología menos consolidada. Niveles de tensión menores son inviables, debido a que se requerirían múltiples líneas de transmisión para alimentar el Parque Industrial H₂ Mejillones.
- Para la escala del proyecto, y dada la incertidumbre en el desarrollo de fases sucesivas, tanto de Solar Ammonia como de otros desarrolladores, se recomienda usar nivel de tensión de 220 kV.

B Respecto de los **requerimientos de infraestructura de almacenamiento y transporte de hidrógeno y amoníaco** de Solar Ammonia Chile y el Parque Industrial H₂ Mejillones

Con respecto a la infraestructura de **almacenamiento** de hidrógeno y amoníaco, se concluye:

- Para el almacenamiento de hidrógeno, las condiciones de presión y temperatura están dadas por estudios previos del proyecto Solar Ammonia Chile.
- El principal desafío identificado corresponde a la dificultad de almacenar hidrógeno a presión (200 bar) en grandes volúmenes en estanques sobre la superficie, ante la ausencia de alternativas subterráneas (no se tiene acceso a yacimientos de gas agotados o en cavernas subterráneas de sal, además de las características sísmicas del territorio).
- Para el caso del amoníaco, a su vez, el almacenamiento como líquido criogénico a -33°C y 1 atm es el estándar para el transporte marítimo, minimizando los requisitos de infraestructura.
- Como principales consideraciones se identifica la necesidad de instalar un sistema BOG que permita volver a licuar el amoníaco que se vaporice (entre 0,05 – 0,4% diario, según referencias de la industria) y el potencial requisito de dos instalaciones de antorcha de amoníaco, al tener separado el almacenamiento de la planta Haber-Bosch.

Por último, en relación con el **transporte** de amoniaco desde el Solar Ammonia Chile al puerto:

- Se prioriza la alternativa de transportar el amoniaco como líquido criogénico a presión ambiental, dado que el predio de interés para el proyecto está a corta distancia del puerto (menos de 5 km). Esta alternativa minimiza la infraestructura en la zona del puerto.

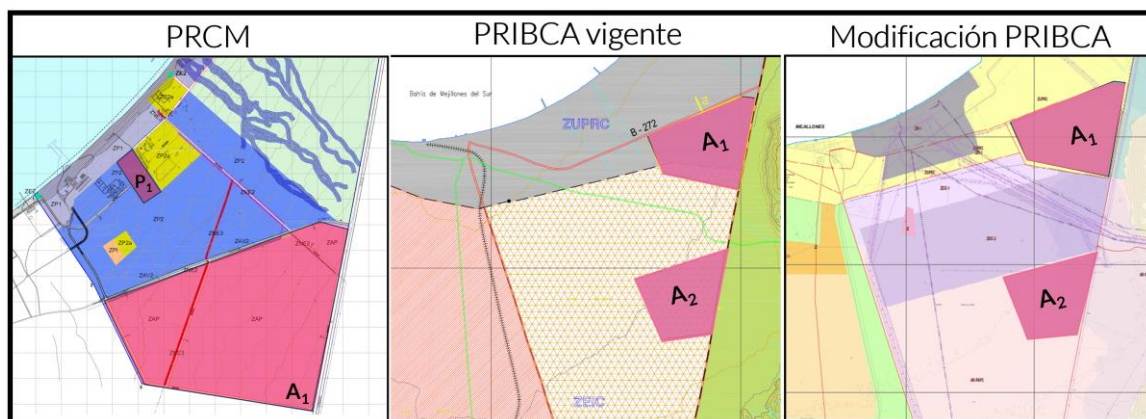
C Respecto de la **factibilidad de instalar** de Solar Ammonia Chile, Solar NH₃ pool y el Parque Industrial H₂ Mejillones en los **emplazamientos propuestos**

Los principales instrumentos territoriales con potencial de afectar la factibilidad de instalar Solar Ammonia Chile y el Parque Industrial H₂ Mejillones en los predios de interés son los siguientes:

Figura 30

Instrumentos territoriales con potencial de limitar al proyecto Solar Ammonia Chile y el Parque Industrial H₂ Mejillones. Se presenta la zona de Mejillones con distintos niveles de acercamiento. La superficie A1 (definida por Sonventix) se presenta en todos los instrumentos, mientras que la superficie A2 (definida por Soventix) no se presenta en el caso del PRCM, ya que queda fuera de los límites de este.

Fuente: elaboración propia.



Las limitaciones identificadas a partir de los instrumentos territoriales presentados en la figura se listan a continuación:

- Un proyecto de producción de hidrógeno no puede ser instalado dentro de la superficie A1 bajo las exigencias de los instrumentos territoriales vigentes. Un proyecto de producción de amoniaco, en cuanto el amoniaco mantenga la calidad de sustancia química peligrosa y no sea calificado como combustible, puede ser instalado en caso de que sea calificado como actividad productiva inofensiva o molesta.
- Proyectos de producción de hidrógeno ni proyectos de producción de amoniaco pueden ser instalados dentro de la superficie A2 bajo las exigencias de los instrumentos territoriales vigentes. No obstante, bajo la propuesta actual de modificación del PRIBCA, tanto la planta de producción de hidrógeno como la planta de producción de amoniaco no estarían prohibidas (en caso de aprobarse).

- El almacenamiento de amoníaco en la superficie P_1 es considerado como una actividad productiva de impacto similar al industrial, como depósitos, talleres y bodegas asociados al uso portuario. Por lo tanto, será permitida bajo las exigencias de los instrumentos territoriales admisibles si es que es calificada como inofensiva o molesta. El almacenamiento de hidrógeno, a su vez, es definido como infraestructura energética, por lo que no está permitido bajo los instrumentos territoriales actuales en la superficie P_1 .

El resumen de las limitaciones para un proyecto de hidrógeno se presenta a continuación:

Tabla 27

Conclusiones del análisis territorial para un proyecto de hidrógeno en las superficies A_1 , A_2 y P_1 .

Fuente: elaboración propia.

	Superficie A_1	Superficie A_2	Superficie Puerto
PRCM	Definido como Infraestructura Energética. No permitido.	Fuera del PRCM.	Definido como Infraestructura Energética. No permitida.
PRIBCA	Bajo la regulación del PRCM. Parte en zona ZEIC.	Definido como Infraestructura Energética. No permitido.	Bajo la regulación del PRCM.
Modificación PRIBCA	Bajo la regulación del PRCM.	Definido como Infraestructura Energética. No está prohibida, según propuesta en etapa de evaluación.	Bajo la regulación del PRCM.

De la misma forma, el resumen de las limitaciones para un proyecto de amoníaco se presenta a continuación. Se debe destacar que esta tabla es válida bajo los lineamientos de la circular DDU 470 del MINVU, dado que se considera la producción de amoníaco como actividad productiva:

Tabla 28

Conclusiones del análisis territorial para un proyecto de amoníaco en las superficies A_1 , A_2 y P_1 .

Fuente: elaboración propia.

	Superficie A_1	Superficie A_2	Superficie Puerto
PRCM	Definido como Actividad Productiva. ⁵³ Permitida si es calificada como inofensiva o molesta. ⁵⁴	Fuera del PRCM.	Definido como Actividad Productiva. Permitida si es calificada como inofensiva o molesta.
PRIBCA	Mayoritariamente, bajo la regulación del PRCM. Parte en zona ZEIC.	Definido como Actividad Productiva. No permitida.	Bajo la regulación del PRCM.
Modificación PRIBCA	Bajo la regulación del PRCM.	Definido como Actividad Productiva. No está prohibida, según propuesta en etapa de evaluación.	Bajo la regulación del PRCM.

⁵³ Sujeto a que el amoníaco no sea definido como energético.

⁵⁴ De acuerdo con la definición de actividad productiva molesta y peligrosa, se considera que una planta de amoníaco verde es una actividad peligrosa. **No obstante**, el último antecedente disponible por parte de la Subsecretaría de Salud permitiría calificar la instalación como molesta, sujeta al volumen máximo almacenado.

D Respecto de la **clasificación** de instalaciones de producción de amoníaco como **actividades productivas molestas o peligrosas**

A partir del análisis realizado se identifica que, en caso de querer instalar las obras asociadas a la producción y almacenamiento de amoníaco en las superficies A₁ y P₁, se requiere que dichas instalaciones sean calificadas máximo como molestas y no como peligrosas:

- **Molesto:** aquel cuyo proceso de tratamientos de insumos, fabricación o almacenamiento de materias primas o productos finales, pueden ocasionalmente causar daños a la salud o la propiedad, y que normalmente quedan circunscritos al predio de la propia instalación, o bien, aquellos que puedan atraer insectos o roedores, producir ruidos o vibraciones, u otras consecuencias, causando con ello molestias que se prolonguen en cualquier período del día o de la noche.
- **Peligroso:** el que por el alto riesgo potencial permanente y por la índole eminentemente peligrosa, explosiva o nociva de sus procesos, materias primas, productos intermedios o finales o acopio de los mismos, pueden llegar a causar daño de carácter catastrófico para la salud o la propiedad, en un radio que excede los límites del propio predio.

A partir de la revisión de la peligrosidad del hidrógeno y el amoníaco, se identifica que la peligrosidad del hidrógeno está relacionada con su inflamabilidad y que, en el caso del amoníaco, presenta riesgos tanto físicos, a la salud, así como también ambientales.

Luego, de la revisión de experiencias internacionales, dependiendo de las condiciones ambientales y la escala de las fugas evaluadas, se identifica que las distancias máximas de consecuencias medias a severas a partir de fugas de amoníaco pueden alcanzar los 20 km, con análisis de riesgo que dan cuenta de contornos de riesgo entre 2 y 3 km. En el caso de Chile, los valores anteriores no pueden ser considerados como una referencia válida, no obstante, sí evidencian la importancia de determinar distancias máximas de consecuencias para tipos de fuga de amoníaco en las condiciones ambientales pertinentes. Por lo tanto, a falta de un estudio de consecuencias específico del proyecto, se indica que una planta de producción de amoníaco tiene relación a una actividad productiva peligrosa.

No obstante, la Circular B32 de la Subsecretaría de Salud, que da cuenta de criterios para la definición de actividades productivas que almacenen sustancias reguladas por el DS 43/2015, indica que una instalación que involucre almacenamiento de amoníaco o hidrógeno (como producto químico, en caso de almacenamiento estratégico para producir amoníaco) podría ser calificada como molesta si es que almacena hasta un máximo de 40.000 m³ en estanques sobre la superficie. El detalle de los lineamientos de la circular se presenta a continuación:

Tabla 29

Clasificación de establecimientos que almacenen sustancias peligrosas reguladas por el DS43/2015.

Fuente: elaboración propia a partir de la circular B32 del MINSAL.

Clasificación	Estanques superficiales	Estanques enterrados
Inofensiva	0 – 30 m ³ para sustancias peligrosas.	0 – 60 m ³ para sustancias peligrosas.
Molesta	30 m ³ – 40.000 m ³ para sustancias peligrosas.	60 m ³ – 60.000 m ³ para sustancias peligrosas.
Peligrosa	Más de 40.000 m ³ para sustancias peligrosas.	Más de 60.000 m ³ para sustancias peligrosas.

De acuerdo con la circular, en tanto el SEA no publique lineamientos oficiales específicos, estos criterios deberán ser aplicados por la autoridad sanitaria durante la evaluación ambiental de proyectos sometidos al SEIA.

E Respecto de la **estimación de costos de inversión y operación** de Solar Ammonia Chile

A partir a la estimación de costos de inversión de la **infraestructura eléctrica**, se concluye:

- Las alternativas 2 y 4 de transmisión eléctrica, evaluadas económicamente en la Sección 5.1.1, son las que requieren mayor inversión debido al alto costo de la subestación transformadora de 500/220 kV.
- Las alternativas 1 y 3, requieren de una menor inversión y permiten optimizar el espacio dentro del Parque Industrial H₂ Mejillones, al no requerir de una subestación transformadora de 500/220 kV.
- La alternativa 1 es la más económica en la 1^{era} fase, aunque presenta una menor capacidad de transmisión, entre 1.200 a 2.200 MVA. En la 2^{da} fase, la alternativa 3 es más costosa en comparación a la alternativa 1. Sin embargo, al considerar la servidumbre y permisos territoriales de una segunda línea para la alternativa 1, esta podría resultar ser más costosa. Además, la alternativa 3 permite un uso compartido de la infraestructura de transmisión, lo que podría permitir compartir también los costos de inversión.

Con respecto a los costos de la **infraestructura de almacenamiento y transporte de hidrógeno y amoniaco**, se concluye:

- El almacenamiento de hidrógeno es el sistema más costoso de los cuatro evaluados, debido al alto costo por kilogramo que implica almacenar el compuesto y las cantidades que se proyectan almacenar (60,1 MMUSD). Dado los requerimientos del sistema, se recomienda almacenar el hidrógeno en estanques Tipo I que, a su vez, corresponden al modelo más económico de los cuatro tipos disponibles. Una opción para reducir los costos de inversión de este sistema es disminuir la capacidad de almacenamiento, con la precaución de no comprometer la producción de amoniaco.
- El transporte de hidrógeno implica un monto de inversión considerablemente menor que su almacenamiento (0,4 – 0,6 MMUSD), dadas las cortas distancias de los ductos que se proyectan utilizar (200 m).
- Los costos de almacenamiento de amoniaco son casi tres veces menores a los del hidrógeno (17,5 – 28,8 MMUSD). Para la elección del tamaño apropiado del estanque para este sistema se debe tener en cuenta el cumplimiento de la regulación vigente de la zona de instalación, el tiempo de almacenamiento proyectado previo a su exportación, las características de los buques de exportación, las posibles fluctuaciones en la cantidad diaria a almacenar (variabilidad del recurso renovable) y un factor de seguridad. La opción más económica puede no ser regulatoriamente viable y reducir los costos de almacenamiento implica una revisión de las condiciones de exportación para estimar el tamaño óptimo y número de estanques necesarios para una operación continua del proyecto.
- El transporte de amoniaco implica un monto de inversión menor que su almacenamiento (1,9 – 3,2 MMUSD), pero los costos pueden aumentar si el lugar de producción o

almacenamiento proyectado cambian, tal que aumenten las distancias a transportar el amoniaco desde la planta al sitio de almacenamiento.

7.2 Recomendaciones

A Respecto de los **pasos a seguir** para verificar la factibilidad de instalar Solar Ammonia Chile en el emplazamiento propuesto

Se recomienda a Soventix seguir los siguientes pasos respecto del proyecto Solar Ammonia Chile, con el objetivo de tener una respuesta oficial por parte de los entes reguladores que sea específica a las condiciones del proyecto en los predios de interés:

- Solicitar un Certificado de Informaciones Previas a la DOM, que contenga las condiciones aplicables a cada predio, de acuerdo con las normas urbanísticas derivadas del Instrumento de Planificación Territorial respectivo⁵⁵.
- Monitorear las potenciales modificaciones a realizar a la Circular B32, en línea con la medida N° 79 del Plan de Acción de Hidrógeno Verde 2023 – 2030.

B Respecto al transporte de energía eléctrica desde Baquedano hacia Mejillones

Si se logra generar una alianza con otro desarrollador de un proyecto de hidrógeno en escala, la alternativa de transmisión en 500 kV es la más conveniente. En caso contrario, se recomienda llevar a cabo un proyecto de transmisión en 220 kV. La coordinación del desarrollo de un sistema de transmisión compartido, particularmente con proyectos en desarrollo en etapas tempranas, agrega un grado de complejidad adicional al proyecto.

C Respecto de la evaluación de otras alternativas de disposición territorial de la generación eléctrica renovable y la planta de producción de hidrógeno y amoniaco.

El estudio permitió identificar que la opción de separar a largas distancias (60 – 100 km) la generación renovable de la planta de producción de hidrógeno y amoniaco tiene desafíos relevantes, dentro de los cuales se destacan:

- Limitaciones y prohibiciones de instalación de proyectos de hidrógeno y amoniaco verde en predios que están sujetos a los instrumentos de planificación territorial vigentes y en fase de aprobación en la comuna de Mejillones (detalles en la Sección 4.2).

⁵⁵ OGUC, Artículo 1.4.4: La DOM, a petición de cualquier interesado, emitirá, en un plazo máximo de 7 días, un Certificado de Informaciones Previas, que contenga las condiciones aplicables al predio de que se trate, de acuerdo con las normas urbanísticas derivadas del Instrumento de Planificación Territorial respectivo.

- Alta demanda por los terrenos ubicados en las cercanías del puerto de Mejillones, identificada a partir del análisis de propiedades inscritas en el SII, proyectos presentados al SEA (especial atención a proyecto de Albemarle) y concesiones mineras.
- Alto costo de las líneas de transmisión necesarias para alimentar la planta de producción de amoniaco verde (detalles en la Sección 5).

Como se ha ilustrado en el reporte, a nivel internacional se están explorando arquitecturas de proyecto de hidrógeno y generación renovable co-emplazadas, de manera de disminuir costos en infraestructura de transporte de energía eléctrica.

Se recomienda a Soventix monitorear el avance del proyecto de ley que fortalece la institucionalidad ambiental y mejora su eficiencia, reformando la ley N° 19.300, sobre bases generales del medio ambiente. Este fue publicado el 10 de enero del 2024, mediante Boletín N° 16.552-12, e indica lo siguiente: “Deberán calificarse de forma desfavorable los proyectos o actividades que sean incompatibles con los instrumentos de planificación y ordenamiento territorial de carácter obligatorio que se encuentren vigentes”. Por ende, se recomienda a Soventix también realizar un monitoreo continuo de los instrumentos de planificación territorial que se encuentran en actualización (PRIBA y PRC de Mejillones), y de ser posible participar en instancias de difusión o consulta ciudadana, ya que de estos dependerá la factibilidad para obtener la autorización de realizar el proyecto en los lugares propuestos.

En base a los potenciales cambios que puedan realizarse a los instrumentos de ordenamiento territorial que se encuentran en actualización, puede ser necesario reevaluar el lugar planificado para desarrollar el Parque Industrial H₂ Mejillones (detalles en Anexo).

D Respecto a la regulación europea aplicable (RED II)

La nueva directiva de energías renovables de Europa fue publicada en el año 2018 (Parlamento Europeo y Consejo de la Unión Europea). En el año 2023 se publicaron dos reglamentos que la complementan y clarifican algunos de los requerimientos asociados a los combustibles renovables de origen no biológico, como el hidrógeno verde o amoniaco verde (Parlamento Europeo - a, 2023) (Parlamento Europeo - b, 2023). Estos aplican para combustibles producidos en la Unión Europea, y para combustibles importados a esta que quieran ser considerados como renovables.

En estos reglamentos se fijan requerimientos para que la energía usada en la producción de combustibles se considere realmente como renovable: estar *off-grid*, o, en el caso de estar conectado a la red, asegurar las características renovables de la energía de la red (adicionalidad, correlación temporal y geográfica). Además, se indica que, si se usa energía que no es considerada renovable, se deben considerar las emisiones asociadas a esa energía, lo que haría que en consecuencia el combustible generado no pueda ser considerado como libre de emisiones.

Cuando la energía se extrae de la red, para que esta sea contabilizada como renovable no basta la posesión de PPA renovable con balance anual, como se ha hecho hasta ahora. El RED II es exigente al respecto y exige cumplir con los siguientes criterios:

1 Adicionalidad: No se aplicará hasta 1/1/2038 a instalaciones que produzcan combustibles antes del 1/1/2028.

- a. La planta renovable entró en funcionamiento no antes de 36 meses que la instalación de combustible.
- b. La planta renovable no ha recibido apoyo o ayuda a la inversión, excluyendo apoyo recibido destinado a al terreno o 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.

Es decir, esta normativa aumenta las exigencias de los PPA renovables, exigiendo que las plantas asociadas a los PPA sean nuevas, generen energía en el momento en que esta se utiliza (a partir del 2030 se requiere un balance horario), y se encuentren en la zona en la que la energía se utiliza (lo que no se cumple en caso de desacoples en el sistema).

Cumplir con las exigencias del RED II es crítico en el caso de que el proyecto Solar Ammonia Chile quiera exportar los productos generados al mercado europeo. Esto, ya que las importaciones de hidrógeno verde estarán afectas al mecanismo de *Carbon Border Adjustment Mechanism* (CBAM) (Comisión Europea, 2023). Este es una estrategia de la Unión Europea (UE) para cobrar un precio al carbono de las importaciones, de manera de asegurar que el precio al carbono de estas sea igual al de la producción local. La primera fase inició el 1 de octubre del 2023 y considera sólo el reporte de las emisiones, sin cobros. En el 2026, el mecanismo estará totalmente operativo. En la primera fase se enfoca en las industrias del cemento, acero, aluminio, fertilizantes, hidrógeno y electricidad. Esto significa que se deberán pagar los

precios al carbono europeos de las emisiones de los productos que se importen a dicho mercado.⁵⁶ Esto incluiría el amoniaco o hidrógeno verde que potencialmente produciría Solar Ammonia Chile.

Por ende, para no tener que pagar impuestos al carbono para ingresar los productos al mercado europea, se recomienda a Soventix asegurarse de que su amoniaco verde puede ser considerado 0 emisiones. Para esto, lo más simple es conseguir una conexión directa y off-grid con plantas renovables. Estas debiesen de estar acompañadas de almacenamiento para poder balancear la generación variable y mantener en funcionamiento la planta Haber Bosch.

Si es que se requiere obtener energía desde la red, o de alguna planta específica a través de la red, se recomienda procurar un contrato renovable que cumpla con las características de adicionalidad, correlación temporal y correlación geográfica. Esto significa que, si se requiere un suministro constante, se tendrá que tener un contrato con algún activo de almacenamiento además del contrato con las centrales renovables.

⁵⁶ En el año 2022 fue de 78,9 €/ton en promedio.

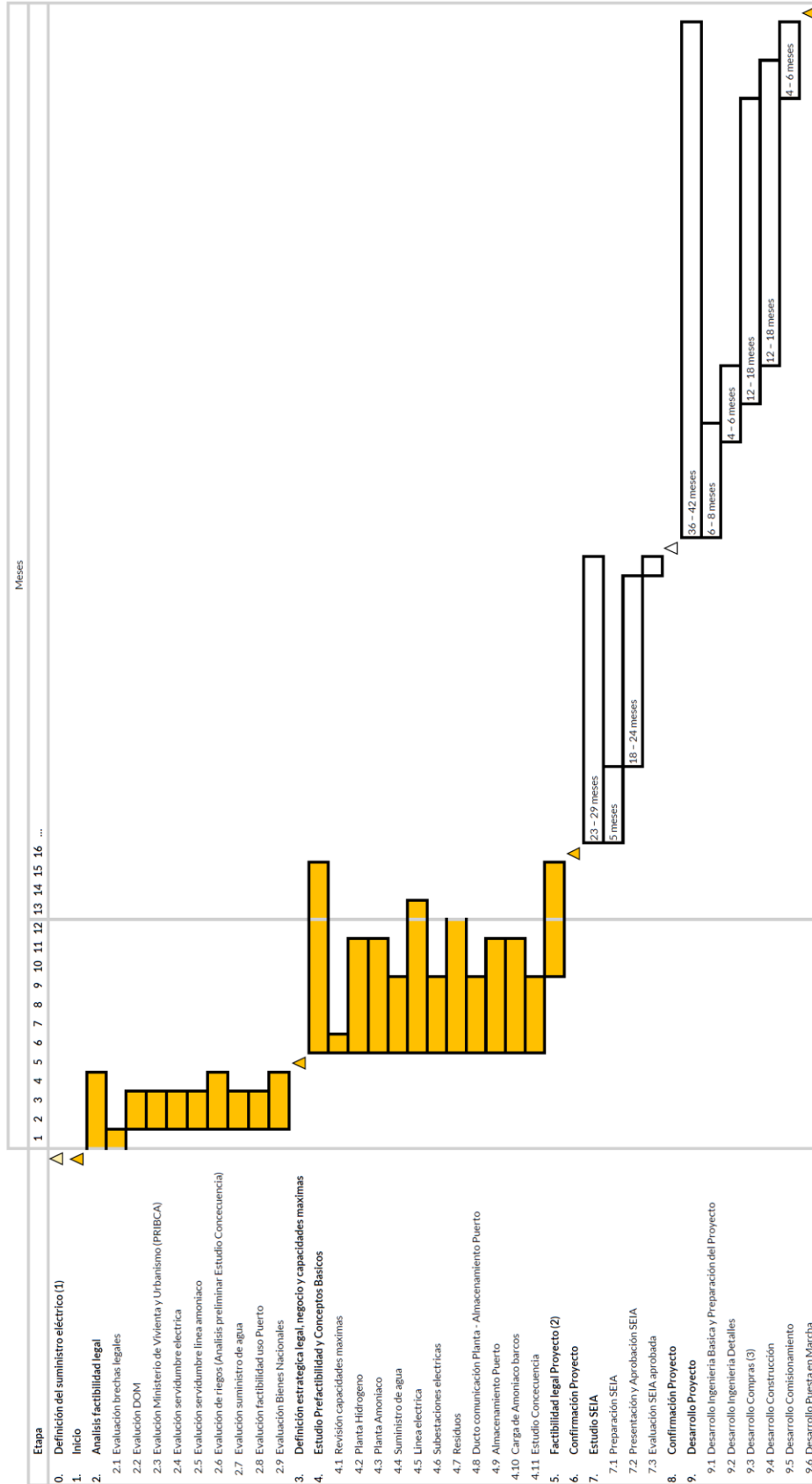
Referencias

- BANCO MUNDIAL. (2022). *Inflación, precios al consumidor (% anual) - United States*. <https://datos.bancomundial.org/indicador/FP.CPI.TOTL.ZG?locations=US>
- Bracci, J. M., Sherwin, E. D., Boness, N. L., & Brandt, A. R. A cost comparison of various hourly-reliable and net-zero hydrogen production pathways in the United States. *Nature*.
- DNV. Mayo 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
- DNV. (2023). *DNV 2023 - COST AND PERFORMANCE DATA FOR OFFSHORE HYDROGEN PRODUCTION*. https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Energioer/cost_performance_data_offshore_hydrogen_production.pdf
- Enaex. (2013). *Ficha del Proyecto: Ampliación y Modernización Planta Prillex América*. https://seia.sea.gob.cl/expediente/expedientesEvaluacion.php?modo=ficha&id_expediente=8120890
- Enaex. (2021). *Ficha de Proyecto: HyEx - Producción de Hidrógeno Verde*. https://seia.sea.gob.cl/expediente/expedientesEvaluacion.php?modo=ficha&id_expediente=2152970568
- Enaex. (2021). *Ficha del Proyecto: HyEx - Síntesis de Amoníaco Verde*. https://seia.sea.gob.cl/expediente/expedientesEvaluacion.php?modo=ficha&id_expediente=2152971033
- Energistyrelsen & Energinet. (2020). *Technology Data - Energy storage*. https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/technology_data_catalogue_for_energy_storage.pdf
- Energistyrelsen & Energinet. (2021). *Technology Data - Energy transport*. https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/technology_data_for_energy_transport.pdf
- GHD. (2022). *Murchison Hydrogen Renewables Project*. https://www.epa.wa.gov.au/sites/default/files/Referral_Documentation/Murchison%20Hydrogen%20Renewables%20-%20Environmental%20Referral%20Supporting%20Document_Rev2.pdf
- Ghidehouse. (2021). *Analysing future demand, supply, and transport of hydrogen*. <https://ehb.eu/files/downloads/EHB-Analysing-the-future-demand-supply-and-transport-of-hydrogen-June-2021-v3.pdf>
- Gobierno Regional Región de Antofagasta y Secretaría Regional Ministerial Vivienda y Urbanismo. https://www.minvu.gob.cl/wp-content/uploads/2021/08/PPTT-PRESENTACION-PRIBCA_-Imagen_Objeto_-SESION-CORE-N°684-del-02.07.2021.pdf
- IEA. (2020). *IEA G20 Hydrogen report: Assumptions*. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/a02a0c80-77b2-462e-a9d5-1099e0e572ce/IEA-The-Future-of-Hydrogen-Assumptions-Annex.pdf>

- IEA. (2022). *Global hydrogen review 2022*. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/c5bc75b1-9e4d-460d-9056-6e8e626a11c4/GlobalHydrogen-Review2022.pdf>
- Ministerio de Energía, Gobierno de Chile. (2022). *Plan de Acción Hidrógeno Verde 2023-2030*. <https://www.planhidrogenoverde.cl/wp-content/uploads/2024/01/Plan-H2V-Consulta.pdf>
- https://www.mejillones.cl/wp-content/uploads/2018/09/MPRCM-V-AP01-Rev280513_Zona_Portuaria-1.pdf
- Nayak-Luke, R. (2021). *Nayak-Luke - Chapter 8 - Techno-Economic Aspects of Production, Storage and Distribution of Ammonia*. doi:10.1016/B978-0-12-820560-0.00008-4
- Parlamento Europeo - a. (2023). *REGLAMENTO DELEGADO (UE) 2023/1184 DE LA COMISIÓN*. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:32023R1184>
- Parlamento Europeo - b. (2023). *REGLAMENTO DELEGADO (UE) 2023/1185 DE LA COMISIÓN*. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:32023R1185&qid=1697029021273>
- Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council*. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32018L2001&qid=1705350070187>
- Proton Ventures. (2021). *Developing the logistics infrastructure to facilitate the Energy Transition*. <https://www.gain.nl/wp-content/uploads/2022/11/Proton-Ventures-Waterstof-vervoeren.pdf>
- <https://www4.sii.cl/mapasui/internet/#/contenido/index.html>
- Stantec Consulting. (2023). *Bear Head Energy Green Hydrogen and Ammonia Production, Storage and Loading Facility*. Stantec. <https://novascotia.ca/nse/ea/bear-head-energy/bhe-ea-registration-document-1-3.pdf>
- Strategen JBS&G. (2022). *Yara Pilbara - Renewable Hydrogen Project*. https://www.epa.wa.gov.au/sites/default/files/Proponent_response_to_submissions/61171%20R01%20Response%20to%20submissions%20Rev6.pdf
- Strum Consulting. (2022). *EverWind - Point Tupper Green Hydrogen/Ammonia Project - Phase 1*. <https://novascotia.ca/nse/ea/everwind-point-tupper-green-hydrogen-ammonia-project/everwind-ea-registration-document.pdf>

Anexos

Anexo 1: Estimación de los plazos para la habilitación de la infraestructura del proyecto Solar Ammonia Chile



(1) Fuera del alcance de la consultoría.

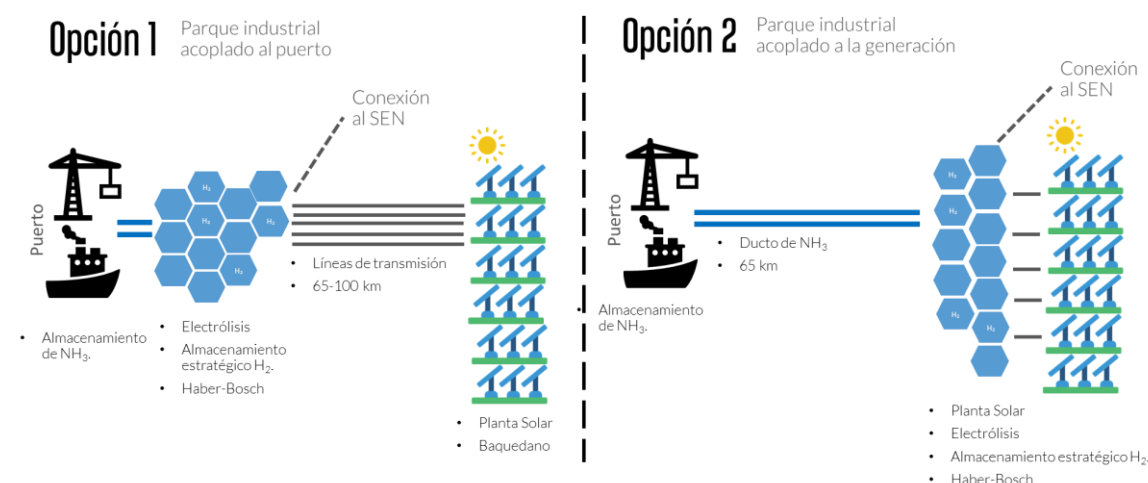
(2) Proyecto sensible a los plazos de negociación de derechos de paso y tiempos del Ministerio de Bienes Nacionales.

(3) Proyecto sensible a los plazos de confirmación de compra a equipos en Planta.

Anexo 2: Recomendaciones respecto de reevaluar la opción de instalar Solar Ammonia cerca de la generación renovable

En base a los potenciales cambios que puedan realizarse a los instrumentos de ordenamiento territorial que se encuentran en actualización, puede ser necesario reevaluar el lugar planificado para desarrollar el Parque Industrial H₂ Mejillones. En este caso, una opción alternativa podría ser evaluar el realizar la producción de hidrógeno y amoníaco junto a la generación renovable variable. Esto podría permitir minimizar los desafíos asociados al transporte de energía, y potencialmente podría minimizar la complejidad de los desafíos territoriales evidenciados en este estudio. Sin embargo, una alternativa así tendría requerimientos de transporte de agua y combustible sintetizado más complejos, por lo que se tendrían que analizar las implicancias de eso en mayor profundidad. La siguiente figura presenta una comparación entre la alternativa evaluada en este estudio, y el enfoque alternativo planteado en caso de presentarse dificultades adicionales producto de cambios en la planificación territorial vigente. A continuación se presentan algunas consideraciones acerca de ambas alternativas.

Figura 31
Opciones de instalación de generación renovable y proyecto Solar Ammonia Chile.
Fuente: elaboración propia.



La alternativa presentada en la figura es destacada por DNV en su estudio de prefactibilidad para instalar un puerto de exportación de amoníaco en la comuna de Mejillones, realizado para el Ministerio de Energía. Se destacan dos alternativas. La primera es transportar el hidrógeno al puerto por ducto, para la cual se debe considerar (DNV, 2022):

- Si es que no hay almacenamiento estratégico de hidrógeno en el puerto, se debe tener en consideración que se requerirá un alto grado de flexibilidad en la producción de amoníaco, ya que la planta de amoníaco tiene que funcionar continuamente en función de la disponibilidad real de hidrógeno.
- Si se quiere almacenar hidrógeno en el puerto, previo a la síntesis de amoníaco en el puerto, se debe considerar que el almacenamiento de hidrógeno es complejo de realizar en volúmenes considerables, si es que no se tiene acceso a yacimientos de gas agotados o en cavernas subterráneas de sal (caso de Mejillones). Luego, el hidrógeno puede almacenarse en estanques a presiones moderadas de 200 - 700 bar. En cualquier caso, la capacidad de almacenamiento de los tanques individuales está limitada a 0,2 m³ o menos debido a restricciones físicas, por lo que habría que utilizar un gran número de recipientes a presión para alcanzar la capacidad de almacenamiento necesaria.
- La capacidad de almacenamiento debería bastar para superar varios días sin producción de hidrógeno en ausencia de energía solar y/o eólica. Esta instalación de almacenamiento sería costosa y ocuparía mucho espacio.

Luego, una segunda opción destacada es transportar el amoníaco al puerto, lo que involucra tener la instalación Haber-Bosch en el interior:

- Por razones físicas, el transporte de amoníaco a larga distancia debe realizarse como líquido presurizado (a diferencia del caso base de Solar Ammonia Chile). Por ende, se requerirá la infraestructura extra de licuefacción en el puerto.
- Este escenario multimodal es especialmente interesante desde la perspectiva de infraestructura compartida, dado el potencial de tener un ducto para atender a los múltiples productores de amoníaco a medida que se desarrolla la industria.

inodú

energy & sustainability

Inodú se enfoca en brindar servicios de consultoría e inteligencia de mercado lograr sostenibilidad en la cadena de valor de la energía en América del Norte y América Latina.

Nos hemos asociado con nuestros clientes para ayudarlos a encontrar oportunidades en la transición hacia un mundo sin emisiones de gases de efecto invernadero.

Apoyamos a nuestros clientes en la toma de decisiones estratégicas con nuestros conocimientos, inteligencia de mercado y análisis.

Utilizamos el pensamiento sistémico para apoyar a nuestros clientes en la transformación de la industria energética.