



**“Estudio para definir esquemas de
financiamiento para acelerar la adopción
tecnológica e implementación de proyectos de
generación, almacenamiento, transporte,
consumo y exportación de Hidrógeno Verde en
Chile”**

Mandante:



COMITÉ SOLAR
E INNOVACIÓN ENERGÉTICA



Contenido

Glosario	8
1. Introducción	9
1.1. Objetivo general	10
1.2. Resultados	10
2. Metodología	12
2.1. Consideraciones modelación gruesa de iniciativas	12
2.2. Consideraciones modelación técnico-económica detallada	14
3. Definición y caracterización de tipos de proyectos	16
3.1. Proyectos identificados	16
3.1.1. Uso de hidrógeno verde en centros logísticos	17
3.1.2. Buses interurbanos y camiones en ruta	18
3.1.3. Camiones y maquinaria en operaciones mineras	19
3.1.4. Usos térmicos de la industria	20
3.1.5. Calefacción residencial	20
3.1.6. Metanol verde	21
3.1.7. Sustitución de Hidrógeno Gris en refinerías	23
3.1.8. Amoniaco verde	24
3.1.9. Reconversión de motores de generación de electricidad para uso de hidrógeno como combustible	25
3.2. Tipologías de proyectos	27
3.3. Modelación gruesa de los tipos de proyectos	29
4. Priorización de los tipos de proyectos	30
4.1. Criterios de priorización	30
4.2. Aplicación de criterios de priorización a proyectos identificados	32
4.2.1. Madurez tecnológica	32
4.2.2. Competitividad de la iniciativa	33
4.2.3. Inversión estimada	34
4.2.4. Potencial de replicabilidad	35
4.2.5. Grado de involucramiento de empresas	35
4.2.6. Potencial de mitigación de emisiones	36
4.3. Resumen aplicación de criterios de priorización	37
5. Tipos de proyectos prioritarios y propuesta de esquema de financiamiento	39
5.1. Evaluación técnico-económica de tipos de proyectos prioritarios	39
5.1.1. Producción de hidrógeno verde	39
5.1.2. Buses interurbanos y camiones en ruta	43
5.1.3. Camiones y maquinaria en operaciones mineras	50
5.1.4. Metanol verde	56
5.1.5. Amoniaco verde	61
5.1.6. Reconversión de motores de generación eléctrica para uso de hidrógeno como combustible	66
5.1.7. Resumen evaluación técnica-económica	73
5.2. Estructura de financiamiento propuesta	77
5.2.1. Buses interurbanos y camiones en ruta	78
5.2.2. Camiones y maquinaria en operaciones mineras	79
5.2.3. Metanol verde	80
5.2.4. Amoniaco verde	82

5.2.5. Reconversión de motores de generación eléctrica para uso de hidrógeno como combustible.....	83
6. Casos de negocio	85
7. Conclusiones	91
Referencias.....	97
Anexos.....	101
Anexo 1: Marco regulatorio del hidrógeno	101
Anexo 2: Marco Conceptual para Financiamiento Climático	104
Anexo 3: Revisión de casos internacionales.....	123

Ilustraciones

Ilustración 1. Metodología de trabajo	12
Ilustración 2: Esquema de Buses en base a H ₂ (Fuente: Nel)	18
Ilustración 3: Distribución de plantas, oficinas y rutas marítimas de Methanex [19].....	22
Ilustración 4: Demanda de hidrógeno desde 1980 [21]	24
Ilustración 5: Diagrama de proceso Haber-Bosch para producción de amoniaco mediante Hidrógeno Verde [23].....	25
Ilustración 6: Los siete roles del hidrógeno en la transición energética [28]	27
Ilustración 7. Aplicaciones del hidrógeno para contribuir a la carbono neutralidad y proporción del segmento de mercado que podría abarcar al 2050 [28].	28
Ilustración 8. Análisis de sensibilidad para generación de Hidrógeno Verde (fuera de red).....	41
Ilustración 9. Costo de producción hidrógeno con tecnología SMR para distintos precios de gas natural (GN). Fuente: elaboración propia en base a [31].....	41
Ilustración 10. Análisis de sensibilidad para generación de Hidrógeno Verde (On-grid). Fuente: Ealboración propia	42
Ilustración 11. Análisis de sensibilidad en indicadores VAN, TIR y costo por km para iniciativa buses (2030).....	47
Ilustración 12. Roles sugeridos en el proyecto buses interurbanos y camiones de carga en ruta	48
Ilustración 13. Análisis de sensibilidad para iniciativa CAEX Dual 60% H ₂ /40% diésel (2030) ..	54
Ilustración 14. Roles propuestos en el proyecto camiones y maquinaria en operaciones mineras	55
Ilustración 15. Precio spot del metanol en mercado internacional [38]	58
Ilustración 16. Análisis de sensibilidad para iniciativa metanol verde (“2030”).....	59
Ilustración 17. Roles sugeridos en el proyecto metanol verde.....	60
Ilustración 18. Precio spot del amoniaco y costo de importación de ENAEX [40] [41]	63
Ilustración 19. Análisis de sensibilidad para iniciativa amoniaco verde (“2030”).....	64
Ilustración 20. Roles sugeridos en el proyecto amoniaco verde	65
Ilustración 21. Costo variable de generación SEN (Fuente: ITDPN Julio 2019).....	68
Ilustración 22. Curva de duración de precios para el caso motores (Fuente: elaboración propia)	69
Ilustración 23. Análisis de sensibilidad para iniciativa reemplazo 100% de diésel en motores (2030)	71
Ilustración 24: Diagrama de Modelo de Negocio para motores de generación.....	72
Ilustración 25: Diagrama estructura de financiamiento propuesto para Buses interurbanos y camiones en ruta	79
Ilustración 26:Diagrama estructura de financiamiento propuesto para proyecto Camiones y maquinaria en operaciones mineras	80
Ilustración 27:Diagrama estructura de financiamiento propuesto proyecto metanol	82
Ilustración 28:Diagrama estructura de financiamiento propuesto amoniaco	83
Ilustración 29. Diagrama estructura de financiamiento propuesto proyecto motores	84
Ilustración 30: Proyectos climáticos basados en nuevas tecnologías en un contexto riesgo-retorno	106
Ilustración 31: Estructura del Climate One Investor.....	116
Ilustración 32: Instrumentos Considerados en InnovFin	117
Ilustración 34: Cobertura del Fondo Hidrógeno Verde Chile según el ciclo de vida de los proyectos	119
Ilustración 34: Estructura del Fondo H ₂ Verde Chile.....	120
Ilustración 35: Proceso para la Producción de metanol Verde MefCo ₂ [30]	124

Ilustración 36: Proceso para la Producción de metanol Verde FReSMe	125
Ilustración 37: Aberdeen Hydrogen Bus Project	128
Ilustración 38: Iniciativas de GE Power para combustión dual con H ₂	129

Tablas

Tabla 1: Principales resultados del estudio.	10
Tabla 2: Costos de inversión para plantas de generación y electrolizador al año 2030	13
Tabla 3: Eficiencia electrolizador y factor de planta ERNC	13
Tabla 4: Poderes caloríficos y factores de conversión [2].....	13
Tabla 5: Factores de emisión [2].....	14
Tabla 6: Fechas de entrevistas a empresas involucradas	16
Tabla 7: Participación de combustible en consumo residencial de calefacción en Chile [14]	21
Tabla 8: Iniciativas recopiladas a partir de entrevistas y reuniones	28
Tabla 9: Descripción de iniciativas	29
Tabla 10: Evaluación de madurez tecnológica	33
Tabla 11: Evaluación de competitividad de las iniciativas	34
Tabla 12: Inversiones a movilizar	34
Tabla 13: Potencial de replicabilidad para las iniciativas levantadas	35
Tabla 14: Grado involucramiento de las iniciativas.....	36
Tabla 15: Mitigación de emisiones para las iniciativas identificadas.....	37
Tabla 16: Resumen de aplicación de criterios de priorización y proyectos seleccionados.....	38
Tabla 17: Parámetros electrolizadores, generación eólica y solar considerados	40
Tabla 18: Parámetros de diseño y costos nivelados LCOE y LCOH (en base a [30]).....	40
Tabla 19: Variables caso buses interurbanos a diésel.....	43
Tabla 20: Precio del diésel y OPEX diésel caso buses interurbanos.....	43
Tabla 21: Variables caso buses interurbanos H ₂ FC+ Baterías	43
Tabla 22: Costo de inversión CAPEX (USD/bus) buses interurbanos H ₂ FC+ Baterías.....	44
Tabla 23: Dimensionamiento planta electrolizadora caso buses	44
Tabla 24: CAPEX (USD) y OPEX (USD/año) de iniciativa buses	45
Tabla 25: Resultados caso buses	46
Tabla 26: Rentabilidad de iniciativa buses	46
Tabla 27: Variables caso CAEX Dual 60% H ₂ /40% diésel.....	51
Tabla 28: Costo del diésel y OPEX caso CAEX diésel.....	51
Tabla 29: Variables caso CAEX Dual 60% H ₂ /40% diésel.....	51
Tabla 30: Dimensionamiento planta solar y electrolizador caso CAEX Dual 60% H ₂ /40% diésel	51
Tabla 31: CAPEX (USD) y OPEX (USD/año) caso CAEX Dual 60% H ₂ /40% diésel.....	52
Tabla 32: Resultados caso CAEX Dual 60% H ₂ /40% diésel.....	53
Tabla 33: Rentabilidad de iniciativa CAEX Dual 60% H ₂ /40% diésel.....	53
Tabla 34: Parámetros de diseño caso metanol verde.....	56
Tabla 35: Costos de inversión de un reactor de metanol.....	57
Tabla 36: Estructura de costos para proyecto de metanol verde.....	58
Tabla 37: LCOH y LCOme - caso metanol verde en Patagonia Chile	58
Tabla 38: Parámetros de diseño localidad Taltal y Calama	61
Tabla 39: Dimensionamiento planta caso amoniaco verde con producción de hidrógeno en Calama	62
Tabla 40: CAPEX caso amoniaco verde con producción de H ₂ en Taltal	63
Tabla 41: LCOH y LCOA caso amoniaco verde Taltal.....	63
Tabla 42: Consumo y costo variable caso base motores diésel	67
Tabla 43: Datos de diseño de planta ERNC y electrolizador para un motor de 1 MW	67
Tabla 44: Costo de adaptación de motores para reemplazo con distintos niveles de hidrógeno	68

Tabla 45: Consumos y ahorros de combustibles en base a porcentaje de reemplazo en motores	69
Tabla 46: Costo variable modificado y estimación de ingresos según escenario de reemplazo de diésel	70
Tabla 47: Resultados caso motores para generación eléctrica	70
Tabla 48: Rentabilidad de proyecto reconversión de motores para generación eléctrica	70
Tabla 49. Tabla resumen modelación proyectos	74
Tabla 50. Resumen de plazos y consideraciones de cada proyecto	75
Tabla 51. Variables críticas según modelación de proyectos priorizados	76
Tabla 52: Estructura de financiamiento para proyecto Buses	79
Tabla 53: Estructura de financiamiento para proyecto Camiones y maquinaria en operaciones mineras	80
Tabla 54: Estructura de financiamiento para proyecto metanol	81
Tabla 55: Estructura de financiamiento para proyecto amoniaco	83
Tabla 56: Estructura de financiamiento para proyecto de motores de generación	84
Tabla 57: Resumen de riesgos para el inversionista, fuente: ImplementaSur (adaptado de GGGI)	105
Tabla 58: Ejemplos de Instrumentos de Blended Finances	109
Tabla 59: Resumen mecanismos financieros	115
Tabla 60: : Esquema de Financiamiento Aberdeen Hydrogen Bus Project [37]	127

Glosario

Cadena de valor del hidrogeno: Considera la producción, transporte, almacenamiento y uso del hidrogeno.

CAEX: Camiones de extracción minera de alto tonelaje.

CAPEX: Capital expenditures, Costos de Inversión.

Comité Solar: Comité Solar e Innovación Energética de Corfo.

ERNC: Energías Renovables No Convencionales.

GEI: Gases de efecto invernadero.

GIF: Gerencia Inversión y Financiamiento de Corfo

H₂: hidrógeno.

Hidrógeno Gris: hidrógeno producido mediante fuentes de energía fósiles.

Hidrógeno Verde: hidrógeno producido mediante electrólisis usando 100% fuentes de energía renovable.

LCOE: Levelized cost of energy. Costo nivelado de energía.

LCOH: Levelized cost of hydrogen. Costo nivelado del hidrógeno.

NDC: Contribuciones determinadas a nivel nacional.

OEM: empresa proveedora de tecnología o Original Equipment Manufacturer

OPEX: Operational expenditures, costos de operación.

PPA: Power purchase agreement. Acuerdo contractual de compra y venta de energía eléctrica.

SEIA: Sistema de evaluación de impacto ambiental.

SEN: Sistema Eléctrico Nacional.

SMR: Steam Methane Reforming, reformado de vapor de metano.

TCO: Total Cost of Ownership, todos los costos incurridos por un usuario durante el ciclo de vida de un producto o servicio, incluyendo el costo de capital, costos operacionales y financieros.

TRL: Technology Readiness Level, escala para la medición del grado de madurez de una tecnología [1].

1. Introducción

El presente informe presenta nueve iniciativas de proyectos en base a Hidrógeno Verde, con potencial de ser desarrolladas en diversos sectores de la economía, los que fueron identificados del trabajo conjunto realizado por el Comité Solar e Innovación Energética de Corfo y el Ministerio de Energía.

A partir de la aplicación de criterios de priorización, de estos nueve se seleccionan cinco tipos de proyectos que podrían potenciar la creación en Chile de un mercado de Hidrógeno Verde y así explotar el potencial estratégico que posee el país para su producción y comercialización.

Las cinco aplicaciones priorizadas fueron descritas y caracterizadas en términos de sus segmentos de mercado y principales procesos asociados. Se analizaron las principales variables técnico-económicas de estas iniciativas asociadas a proyectos específicos mediante un ejercicio de modelación a nivel de perfil de cada una de ellas.

Posteriormente se identificaron herramientas y esquemas de financiamiento, que permitirían llevar a cabo estas iniciativas en Chile, analizando los riesgos asociados a los proyectos, como también tamaños de inversión y etapas de desarrollo de cada uno.

Finalmente se entregan recomendaciones y propuestas de esquemas teóricos de financiamiento que podrían adecuarse a los tipos de proyectos analizados. A su vez, se establecen los lineamientos de lo que podría ser una estructura de financiamiento para el desarrollo de iniciativas de Hidrógeno Verde en Chile. Cabe mencionar que dichas recomendaciones y propuestas no representan un compromiso real de Corfo de crear los instrumentos para proveer de los fondos que en cada caso se señalan, ni la voluntad de las empresas por implementar estas iniciativas.

Las recomendaciones de financiamiento buscan empaquetar la propuesta de valor y los casos de negocio de los tipos de proyectos analizados para atraer el interés de inversionistas y promotores que faciliten la implementación de los proyectos en el corto y mediano plazo.

El presente estudio no validó los aspectos técnicos de los proyectos analizados ni tampoco dimensiones o factibilidad con las empresas identificadas¹. Con los resultados expuestos se busca tener orden de magnitud de las oportunidades de inversiones, resaltar variables críticas y criterios de financiamiento para levantar proyectos similares en el corto plazo por el sector privado.

Cabe señalar que las estrategias de financiamiento propuestas entregan elementos que facilitan el análisis y la toma de decisiones futuras, y en ningún caso representan el compromiso efectivo de Corfo de crear los instrumentos, ni de financiar directamente los proyectos de acuerdo con lo que para cada caso se propone.

¹ Un estudio más profundo o detallado de la viabilidad técnica de cada iniciativa, correspondería a una evaluación orientada a la toma de decisión de inversión, que debe ser realizada en su propio mérito para el alcance de un proyecto específico.

1.1. Objetivo general

El objetivo de este estudio es definir esquemas de financiamiento para acelerar la adopción tecnológica temprana y la implementación de proyectos de generación, almacenamiento, transporte, consumo y/o exportación de Hidrógeno Verde en Chile.

Esta adopción temprana podría permitir a Chile:

- Posicionarse en un mercado emergente como un actor protagónico.
- Reducir emisiones de gases efecto invernadero (GEI) en sectores tanto industrial, como transporte, residencial, entre otros.
- Desarrollo local de proveedores y servicios asociados a este mercado.
- Alcanzar beneficios ambientales de forma temprana, facilitando el cumplimiento de la NDC de Chile y su compromiso de carbono neutralidad al 2050.

1.2. Resultados

Los principales resultados obtenidos y su ubicación en este informe final se resumen en la siguiente tabla.

Tabla 1: Principales resultados del estudio.

Principales resultados del estudio	Ubicación dentro del informe
Resultado 1. Propuesta y listado de tipos de proyectos/programas demostrativos (consensuado con la contraparte técnica) clasificado y ordenado.	Capítulo 3: Sección 3.1. Proyectos identificados y 3.2. Tipologías de proyectos
Resultado 2. Set de variables a incorporar en el modelamiento de las tipologías definidas y modelo de análisis grueso de beneficio-costos en formato excel.	Capítulo 2: Sección 2.2 Consideraciones modelación técnico económica y Capítulo 4: Priorización de tipos de proyectos
Resultado 3. Modelación gruesa de las tipologías de proyectos demostrativos de escala industrial en formato excel.	Archivos Excel Modelación Gruesa y Modelación Detallada
Resultado 4. Priorización de proyectos a ser financiados.	Capítulo 4, sección 4.3. Resumen aplicación de criterios de priorización
Resultado 5. Tipos de proyectos prioritarios y propuesta de esquema de financiamiento concreta para cada uno.	Capítulo 5, sección 5.2 Estructura de financiamiento propuesta

Resultado 6. Caso de negocios asociado a cada proyecto priorizado, esto es, perfil del proyecto junto con su propuesta de esquema de financiamiento empaquetado.

Capítulo 6: Casos de negocios

2. Metodología

El presente estudio continúa el trabajo iniciado por el Comité Solar e Innovación Energética de Corfo, en adelante, “Comité Solar” y el Ministerio de Energía en la “Propuesta de Estrategia Nacional de Hidrogeno Verde en Chile, a través de acuerdos público-privados” (en adelante, “la Propuesta de Estrategia”) con el fin de promover acciones para fomentar el desarrollo de la industria del hidrogeno verde en el país.

La Propuesta de Estrategia establece recomendaciones para promover nichos de demanda en el uso de hidrógeno y sus derivados, de forma de catalizar el desarrollo de proyectos de producción de hidrógeno en base a fuentes renovables.

El presente informe parte identificando iniciativas de proyectos que se podrían implementar de manera temprana en Chile, propone una metodología para su clasificación de acuerdo con tipologías de uso y una priorización de cinco proyectos. Luego estos son evaluados en mayor detalle para finalmente proponer un esquema de financiamiento particular.

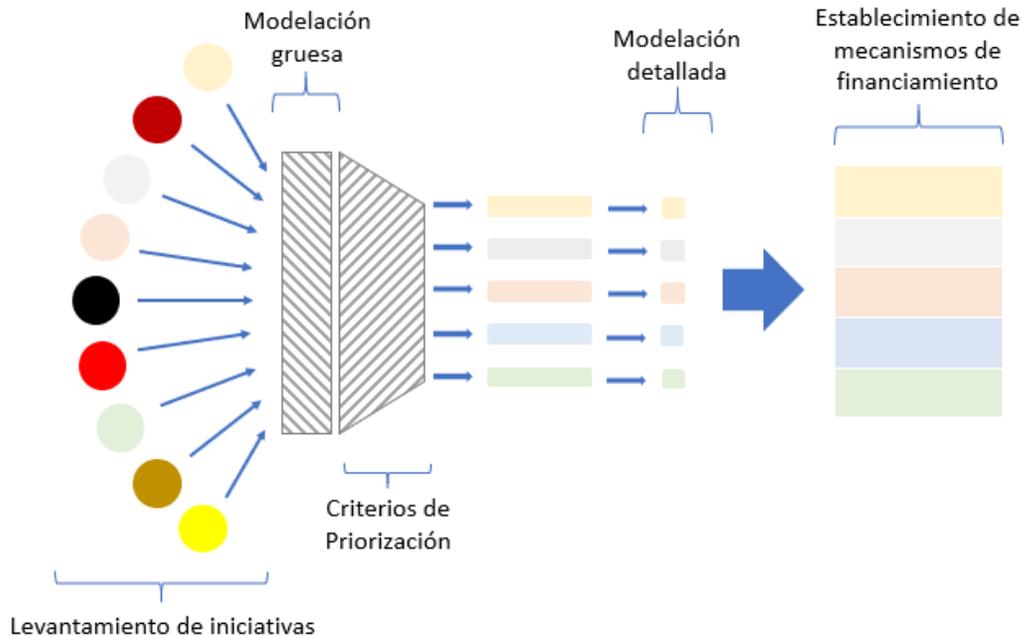


Ilustración 1. Metodología de trabajo

2.1. Consideraciones modelación gruesa de iniciativas

Para la modelación gruesa, se modelaron los proyectos estimando el capital a movilizar, tamaños de mercado y mitigación de emisiones, utilizando para ello las siguientes variables:

- Costos de inversión de principales elementos que conforman el proyecto. A modo de ejemplo, se consideran los costos del electrolizador, plantas de generación de energía renovable (solar o eólica), entre otros.

- Demanda de energía anual necesaria para el proyecto.
- Demanda anual de hidrógeno del proyecto.
- Eficiencia y factor de planta de generación de energía renovable y electrolizador.
- Consumo de energía media por vivienda en Chile (sólo aplicable para la iniciativa de calor residencial).
- Porcentajes de mezcla de hidrógeno con otros combustibles para procesos como inyección en redes de gas natural.

Para estimar los costos de inversión asociados se consideraron los siguientes valores:

Tabla 2: Costos de inversión para plantas de generación y electrolizador al año 2030

Inversión	Unidad	Valor	Fuentes
Planta solar	USD/kW	657	IAA PELP (2019)
Planta eólica	USD/kW	1.180	IAA PELP (2019)
Planta electrólisis	USD/kW	700	Escenario 2030 - IEA G20 (2019)
Celdas de combustible	USD/kW	737	Estimación propia al 2030
Retrofit montacargas	USD/montacarga	30.000	Ballard FC Velocity 2010
Buses a hidrógeno	USD/bus	500.000	En base a NEL y FCH 2018
Retrofit motores	USD/MW	230.000	En base a Bluecome y CNE 2019
Retrofit horno a combustible fósil	USD/MW	125.000	Estimación propia al 2030
Planta Haber-Bosch	USD/kW	772	Armijo et al 2019

Por su parte, las eficiencias y factores de planta de generación renovable utilizados son:

Tabla 3: Eficiencia electrolizador y factor de planta ERNC

Ítem	Unidad	Valor	Fuentes
Eficiencia planta electrólisis	%	69%	Escenario 2030 - IEA G20 (2019)
Factor de Planta híbrido ERNC	%	40%	Estimación propia al 2030
Factor de sobredimensionamiento planta ERNC Off-grid respecto al electrolizador	X	1,2x	En base a Armijo et al 2019

Los poderes caloríficos y factores de conversión utilizados son:

Tabla 4: Poderes caloríficos y factores de conversión [2]

Ítem	Unidad	Valor
Joules a kWh	MJ/kWh	0,27778
Poder calorífico H ₂	kWh/kg	33,33
Poder calorífico metano	kWh/kg	13,88
Poder calorífico diésel	kWh/l	10,3
Densidad hidrógeno	kg/m ³	0,09
Densidad metano	kg/m ³	0,657
Mol de hidrógeno por mol de amoníaco	Adimensional	0,1765
Mol de hidrógeno por mol de metanol	Adimensional	0,1875

Los factores de emisión de CO₂ utilizados son:

Tabla 5: Factores de emisión [2]

Emisiones	Unidad	Valor	Fuentes
Gas natural	kg CO ₂ / kWh	0,20437	UK Government GHG Conversion Factors for Company Reporting, 2018
GLP	kg CO ₂ / kWh	0,2303	
Diésel	kg CO ₂ / kWh	0,26349	
Electricidad	kg CO ₂ / kWh	0,4094	CNE Energía Abierta ²
Producción de hidrógeno gris (SMR)	kg CO ₂ / kWh	0,36394	UK Government GHG Conversion Factors for Company Reporting, 2018

Finalmente, el porcentaje de mezcla considerado para inyección en redes de gas fue de 6% [3].

2.2. Consideraciones modelación técnico-económica detallada

Se evaluó cada iniciativa en base a un modelo costo-beneficio, considerando tanto la perspectiva privada como la social, bajo los siguientes supuestos:

- Costos de inversión (CAPEX): inversión a realizar en el año cero y otros años sucesivos.
- Costos de operación y mantenimiento (OPEX): costos para los flujos de abastecimiento e insumos relevantes o infraestructura y equipamiento asociada al proyecto tipo.
- Rentabilidad preliminar del proyecto: reflejada en indicadores como la Tasa Interna de Retorno (TIR) y Valor Actual Neto (VAN) del proyecto dentro del horizonte de evaluación considerado.
- Tasa de descuento: para la evaluación privada se consideró una tasa del 7%³ anual y para la evaluación social una tasa del 6%⁴.
- Análisis de sensibilidad de las variables que más influyen en los resultados de rentabilidad de los proyectos (precio de la energía, CAPEX, entre otras).

Posteriormente, se determinaron, para algunos casos, los costos nivelados (LCOH) del proyecto demostrativo de manera de tener una referencia con los precios del mercado al que se insertaría. Por otra parte, se calculó el VAN Social incorporando el potencial de abatimiento de emisiones de CO₂ del proyecto valorado al costo social del carbono (32,5 US\$/tCO₂) y utilizando la tasa social de descuento de 6% anual [4].

Finalmente, a partir del análisis técnico-económico se propondrá un dimensionamiento de las iniciativas de proyecto que definirán la demanda de financiamiento para llevarlas a cabo. Se

² <http://datos.energiaabierta.cl/dataviews/245975/factor-de-emision-promedio-anual/>

³ Se utilizó una tasa de descuento privada (WACC) del 7% representativa para todos los proyectos en base al trabajo de Armijo y Philibert (2019). Este valor es representativo de la industria eléctrica (ver reciente valorización de Enel de 2017) en Chile y se estima que es un buen proxy para proyectos de hidrógeno que estarán respaldados por contratos de largo plazo como ocurre en el mercado eléctrico.

⁴ Esta es la utilizada por la División de Estudios del Ministerio de Desarrollo Social en sus evaluaciones de proyecto.

presentan además, para cada iniciativa, su modelo de negocio, los principales riesgos asociados, actores involucrados, plazos de desarrollo, brechas de financiamiento y de articulación.

3. Definición y caracterización de tipos de proyectos

En el marco de la Propuesta de Estrategia, el Comité Solar e Innovación Energética y el Ministerio de Energía realizaron actividades con el sector privado para identificar intereses y posibilidades de implementación de tecnologías en base a hidrógeno en sus negocios. Este material, que sirvió de base para el presente informe, se revisó y complementó con:

- Consultas a instituciones privadas y públicas en países en los que las tecnologías del hidrógeno ya tienen un desarrollo relevante.
- Consulta de información disponible públicamente en sitios web y reportes de empresas y organizaciones internacionales.
- Consultas y entrevistas a empresas nacionales que están evaluando proyectos, presentando ofertas comerciales o se han declarado interesadas a evaluar las oportunidades en el mercado de Hidrógeno Verde.

Las organizaciones y empresas entrevistadas para este estudio y la fecha de dichas entrevistas se detallan a continuación:

Tabla 6: Fechas de entrevistas a empresas involucradas

Empresa/ Organización	Fecha reunión
Asociación Chilena del Hidrógeno, H2 Chile	21 noviembre 2019
Copec	26 noviembre 2019
ENAEX y Engie	28 noviembre 2019
Transelec	05 diciembre 2019
Thenergy	12 diciembre 2019
Bluecome	17 diciembre 2019
Potencia	18 diciembre 2019
Cummins	23 diciembre 2019
Corfo GIF	17 enero 2020
Corfo I+D	05 febrero 2020

3.1. Proyectos identificados

A partir del levantamiento anteriormente mencionado, se identificaron nueve iniciativas que, según la realidad nacional y el estado del arte del Hidrógeno Verde, podrían ser factibles de ejecutar en un plazo menor a 10 años.

Los proyectos identificados son los siguientes:

- Uso de hidrógeno verde en centros logísticos.
- Buses interurbanos y camiones en ruta.
- Camiones y maquinaria en operaciones mineras.
- Usos térmicos de la industria.
- Calefacción residencial.
- Metanol verde.
- Sustitución de hidrógeno gris en refinerías.

- Amoniac verde.
- Reconversión de motores de generación de electricidad para uso de hidrógeno como combustible.

3.1.1. Uso de hidrógeno verde en centros logísticos

Una de las primeras aplicaciones del hidrógeno como combustible, han sido los montacargas en centros logísticos, impulsados inicialmente con apoyo específico de subsidios en Estados Unidos. Empresas como Walmart, Amazon, Carrefour y BMW ya han implementado esta tecnología. Walmart específicamente en su centro de distribución ubicado en Mobile, Alabama, con 240.000 metros cuadrados, ha reemplazado su flota completa de montacargas (182 unidades) a tecnología en base a hidrógeno [5]. Para entregar un orden de magnitud local, en Chile el centro logístico de El Peñón (Walmart) posee una superficie de 145.000 metros cuadrados.

La actividad de los centros logísticos obliga a maximizar las horas efectivas de operación (TCO por sus siglas en inglés) de los montacargas, y en este sentido el hidrógeno tendría una ventaja comparativa frente al caso baterías eléctricas, pues sus tiempos de carga y autonomía son mejores, lo que reduce los costos operacionales [6].

Este proyecto considera el uso de celdas de combustibles para el funcionamiento de montacargas en centros de distribución y logística. Como parte del proyecto se consideraría la instalación de una planta fotovoltaica in-situ para la producción de energía eléctrica utilizada en el proceso de electrólisis, el electrolizador a cargo de la producción de hidrógeno, dos estaciones de compresión de hidrógeno, un punto de almacenamiento y carga, y el retrofit de los montacargas para la adaptación a uso de hidrógeno.

Modelación gruesa de la iniciativa

Para la modelación gruesa de este proyecto se consideró como caso de negocios el retrofit de 100 montacargas, y la modelación se basó en un caso de estudio [7]. A cada montacarga se le instalaría una celda de combustible de 30.000 USD, con una capacidad de carga de hidrógeno de 2 kg. Los montacargas funcionarían 350 días del año requiriendo de 49 toneladas de hidrógeno al año, el cual sería producido por un electrolizador de 0,5 MW, alimentado de una planta fotovoltaica de 0,65 MW.

El capital a movilizar para el proyecto completo sería de 3,8 MMUSD, lo cual mitigaría 432 toneladas de CO₂ al año.

Se realizó una estimación de la replicabilidad de la iniciativa a partir de la cantidad de montacargas que entran a Chile anualmente. Según el Indicador de Comercio Exterior del primer trimestre 2019 [8], el número de montacargas importados al país durante el último año fue de 2.618 unidades, y considerando una vida útil de 10 años, el potencial de replicabilidad sería de 262 veces considerando el proyecto piloto. Lo anterior representaría una demanda anual de 12.800 toneladas de hidrógeno al año.

3.1.2. Buses interurbanos y camiones en ruta

El sector transporte es uno de los sectores más intensivos en consumo de energía en Chile [9], siendo en el año 2017 el responsable del 38% de las emisiones de GEI en el país. Por otro lado, [3] se estima un tamaño de mercado en el sector transporte interurbano del orden de 38.000 toneladas de hidrógeno para el año 2030. Lo anterior muestra un relevante potencial para la implementación de tecnología de hidrógeno temprana en el país en este sector, en el cual se plantea la iniciativa de transporte de pasajeros en buses de hidrógeno y también en camiones en ruta, y así poder transitar a una matriz energética más limpia.

La aplicación de esta tecnología podría ser tanto en buses para transporte de personas entre ciudades, transporte público dentro de la ciudad, o usos particulares por empresas para transporte de personal (como mineras).

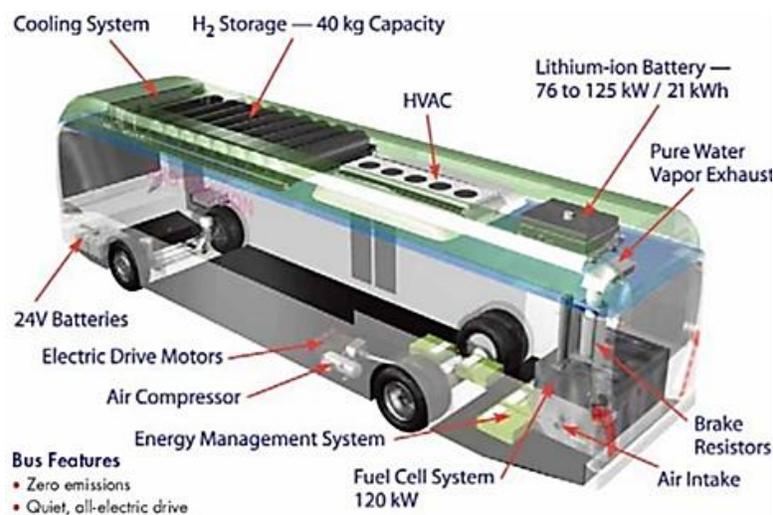


Ilustración 2: Esquema de Buses en base a H₂ (Fuente: Nel)

La tecnología consiste en el reemplazo del motor de combustión por motores eléctricos. Los motores son alimentados con electricidad producida por celdas de combustible en base a hidrógeno y baterías para entregar mayor potencia. Además, considera almacenar energía desde frenos regenerativos. El estado del arte de la tecnología permite tiempo de recarga de combustible para los buses de 5 a 7 minutos, almacenamiento del orden de 30 kg de H₂ por bus, autonomías superiores a los 450 km y consumos del orden de 7 kg H₂ cada 100 km [10] [11].

Modelación gruesa de la iniciativa

Para la modelación gruesa del proyecto, se consideró incorporar una flota de 100 buses de hidrógeno junto a la instalación de energía renovable, el electrolizador para la generación de hidrógeno y la estación de carga puesta en el terminal. El proyecto consideraría una demanda de 1.800 toneladas de H₂ al año considerando viajes interurbanos de 600 km al día durante 350 días al año. Para lo anterior se consideró una planta de electrólisis de 50 MW y una planta de generación fotovoltaica de 60 MW.

La inversión estimada para un proyecto como este es de 139 MMUSD, considerando un costo de infraestructura de carga (compresión, almacenamiento y estación de carga) de 150 mil USD por bus, desplazando 1.600 toneladas de CO₂e. Para estimar el potencial de replicabilidad se consideró el valor declarado en el documento de Propuesta de Estrategia de Hidrógeno Verde en Chile [3], en donde se declara que el consumo de energía para transporte interurbano es de 12,7 TWh al año. Lo anterior permite calcular un potencial de replicabilidad de 2.114 veces en comparación al proyecto modelo considerado.

3.1.3. Camiones y maquinaria en operaciones mineras

De acuerdo con el Balance Nacional de Energía [9], la minería del cobre representa un 14% del consumo energético del país. Dentro de la minería del cobre, los combustibles representan el 44% del consumo energético (el resto es principalmente electricidad) y dentro de estos el diésel corresponde a un 94% del total por lo que existe un alto potencial de mitigación de emisiones asociada a esta industria. Un área de investigación para la penetración de hidrógeno en tecnologías convencionales es el retrofit de camiones mineros de extracción de alto tonelaje (en adelante CAEX) para funcionar con tecnologías en base a hidrógeno.

El consorcio tecnológico liderado por Alset y cofinanciado por Corfo tiene como objetivo viabilizar la transformación de la operación convencional de los CAEX hacia una combustión interna dual de mezclas de hidrógeno y diésel (H₂ICE), mediante la adopción, adaptación y/o desarrollo de tecnologías que sean escalables globalmente, con especial atención al desarrollo de capacidades tecnológicas en Chile [12].

Por otro lado, el programa “Electromovilidad minera mediante celdas de combustible” de la Universidad Técnica Federico Santa María, también cofinanciado por Corfo, y que cuenta con la participación de las empresas Ballard y Linde, y diversas instituciones como Fraunhofer y el Centro Nacional del Hidrógeno de España, busca generar capital humano y el desarrollo de tecnología para la adaptación de equipos de minería subterránea para su uso en base a hidrógeno.

La implementación de esta tecnología permitiría desplazar el uso de diésel parcial o totalmente al reemplazar los motores de combustión de los CAEX por celdas de combustibles o la adaptación de los motores para funcionar de manera dual junto al hidrógeno. Hoy en día no existe la solución técnica para la recarga de hidrógeno en CAEX, sin embargo, para efectos de evaluación de esta iniciativa, se asume que esta tecnología estará disponible en el mediano plazo.

Modelación gruesa de la iniciativa

En la modelación gruesa de este proyecto se consideró la adaptación de 30 camiones CAEX de 300 toneladas de capacidad de carga, para funcionar mediante celdas de combustible, junto a la estación de carga y de generación de hidrógeno (planta ERNC y electrolizador). Para ello se contempla sólo la compra de las celdas de combustible, donde cada camión CAEX requeriría 2.500 kW de potencia para su correcto funcionamiento. En el proyecto se requerirían 12.100 toneladas de hidrógeno al año (1.100 kg hidrógeno por camión al día), lo que se traduce en una planta de electrólisis de 134 MW, una planta solar off-grid de 161 MW (asumiendo que el proyecto se emplaza en el norte).

Se consideraron dos estaciones de compresión, una en baja presión (350 bar) y una de alta presión (700 bar), para efectuar la recarga de los camiones, donde la inversión sería aproximadamente de 80 MMUSD. Lo anterior significaría una inversión de 363 MMUSD en total, lo que desplazaría 107.000 toneladas de CO₂eq. Finalmente, se estima que existen 1.500 camiones CAEX en el país [3], lo que abriría una demanda de 607.000 toneladas de hidrógeno al año, y un potencial de replicabilidad de 50 veces según el proyecto piloto.

3.1.4. Usos térmicos de la industria

El calor para procesos térmicos en la industria es ampliamente utilizado en distintos procesos industriales, pudiendo usarse hornos o calderas en base a combustibles fósiles, bombas de calor, tecnologías en base energía solar, etc. En este caso el hidrógeno podría ser utilizado como reemplazo de combustibles fósiles en hornos para la generación de calor previa adaptación para ello.

Pese a que todavía no es una tecnología completamente desarrollada, se analizará el reacondicionamiento de un horno industrial junto a la generación de Hidrógeno Verde. La ventaja es que se deja de emitir contaminantes provenientes de combustibles fósiles, y se produce el combustible en la misma planta.

Al día de hoy la tecnología tanto de quemadores como cámara de combustión no están completamente desarrolladas. Toyota podría ser la primera empresa en desarrollar un quemador para este tipo de aplicaciones [13]. La complejidad de este tipo de quemadores es que la combustión de hidrógeno debe ser suficientemente controlada. Si es retrofit de una caldera u horno existente, se tiene que ajustar el quemador (velocidad y largo de la llama) y regular el consumo de oxígeno para no generar emisiones de NO_x producto de la combustión con el aire.

Modelación gruesa de la iniciativa

Para la modelación de este proyecto se estimó la reconversión de un horno industrial de 20 MW (aplicación aluminio) en base a gas natural para funcionar en base hidrógeno en su totalidad, el cual tendría un costo de 2,5 MMUSD. Esta aplicación requeriría la producción de 4.700 toneladas de hidrógeno, lo que se sustentaría con una planta de electrólisis de 52 MW y una planta de generación renovable off-grid de 62 MW.

La inversión total del proyecto sería de 80 MMUSD, lo que desplazaría una cantidad de CO₂eq igual a 32.000 toneladas frente a su combustible alternativo, el gas natural. Para estimar el potencial de mercado, y por ende el factor de replicabilidad de la iniciativa, se consideró la diferencia entre la demanda de gas total en Chile y el consumo residencial. Así, se estima una demanda total de gas natural equivalente a 31.000 ton de hidrógeno al año [3], y por otro lado, la demanda equivalente de gas natural para el sector residencial sería de 6.800 toneladas de hidrógeno [14], dejando un tamaño de mercado para el uso de calor en la industria de 24.200 toneladas de hidrógeno al año. Luego, el factor de replicabilidad de la iniciativa es de 5,1 veces.

3.1.5. Calefacción residencial

El uso de energía para calefacción residencial representa el 29% del consumo anual de una vivienda [14]. Los combustibles predominantes para esta actividad son el gas natural, gas licuado de petróleo y leña. La posibilidad de mitigar las emisiones asociadas a estos combustibles significaría un gran avance hacia la reducción de GEI y contaminantes locales (leña).

El proyecto consideraría la incorporación de hidrógeno en las redes de gas natural para calefacción residencial. La penetración de hidrógeno en las redes de distribución de gas natural no sería completa, pues las redes de distribución no permiten un reemplazo completo de hidrógeno pues podría provocar daños estructurales en las redes de distribución de gas [15].

En otros países se ha evaluado la incorporación de hidrógeno en las redes de gas natural en un porcentaje menor (entre 5 y 15% del volumen de metano [16], equivalente al 0,7 y 2,1% de la masa del metano en las redes), dado que las redes de distribución no permiten un reemplazo del 100% de hidrógeno podría provocar daños estructurales en éstas [15]. Un proyecto de este tipo no implicaría una gran modificación a las redes de distribución de gas y permitiría una gestión segura de la infraestructura. El proyecto consideraría la generación de Hidrógeno Verde y la inyección en la red de gas para uso de cliente final con tal de desplazar otros combustibles emisores de GEI.

Modelación gruesa de la iniciativa

Para la modelación gruesa de este proyecto se consideró el suministro de hidrógeno para 100.000 hogares, donde se estimó un consumo promedio de 2 MWh por hogar al año en calefacción [14]. Se consideró que el combustible utilizado para la calefacción residencial es igual al porcentaje de uso de distintos combustibles en Chile, y que se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 7: Participación de combustible en consumo residencial de calefacción en Chile [14]

Combustible	%
GN	19
GNL	32
Electricidad	28
Leña	21

De lo anterior se consideró un porcentaje de mezcla en las redes de gas de 6% [3] respecto al volumen total de gas que transita por la red de distribución. Aplicando los poderes caloríficos y densidades de combustibles correspondientes se estimó la demanda de H₂.

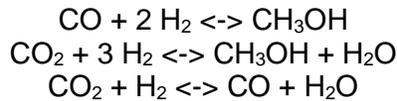
Se considera un consumo de hidrógeno de 118 toneladas al año, lo que significaría la instalación de un electrolizador de 1,3 MW y una planta de generación solar de 1,6 MW. La inversión total del proyecto sería de 1,9 MMUSD, lo que mitigaría 900 ton de CO₂eq.

Finalmente, el potencial de replicabilidad de la iniciativa para todo Chile, considerando un total de 5,8 millones de hogares, sería de 58 veces el proyecto piloto, con un potencial de demanda de 6.800 toneladas de hidrógeno al año.

3.1.6. Metanol verde

El metanol es un componente químico que puede ser usado tanto en la industria farmacéutica como también en la industria de la manufactura (plástico, pegamento, materiales para la construcción, pintura y solventes) y en forma de combustible. El metanol representa el 11% de la demanda global de hidrógeno, con 12 Mt de un total de 112 Mt demandados en 2018, tercero después de las demandas de refinerías y amoníaco [17].

Su proceso de producción convencional consiste en la oxidación parcial de gas natural para la generación de gas de síntesis, y luego la adición de monóxido de carbono para la síntesis de metanol.



El proceso anterior podría utilizar hidrógeno generado a través de electrólisis en vez de un reformado de gas natural, generando un metanol libre de emisiones. Para esto sería necesaria la implementación de una planta de generación eléctrica en base a energías renovables para la síntesis de Hidrógeno Verde, la captura de CO₂ del ambiente o de un proceso productivo que emita CO₂, y la generación de metanol como producto final. Las ventajas de este proceso no es solo que se deja de emitir GEI al ambiente, sino que además es posible secuestrar CO₂ de otros procesos productivos para la generación de este producto. Por otro lado, existen otros beneficios como estabilizar el precio de la materia prima eliminando riesgos de variaciones de precio de insumo (gas natural).

En Chile la empresa Methanex, con operaciones en Magallanes (Cabo Negro) es la principal productora de metanol para el abastecimiento del mercado latinoamericano [9]. La producción total de metanol en esa planta es de 1,7 millones de toneladas al año usando las unidades I y VI [18].

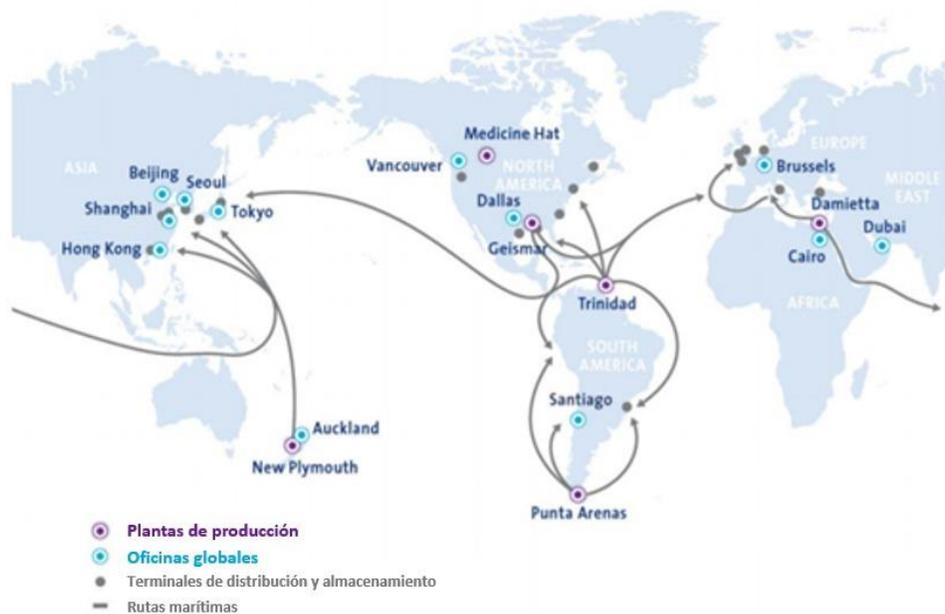


Ilustración 3: Distribución de plantas, oficinas y rutas marítimas de Methanex [19]

La producción actual de metanol es en base a gas natural y por lo tanto emite del orden de 1,6 tCO₂ por tonelada de metanol producida. Por otro lado, la ubicación de la planta de Methanex le da una ventaja competitiva al poseer buenos factores de planta para la generación de energía

eólica y poseer industrias cercanas para la captura de CO₂ para la producción de metanol (como por ejemplo ENAP) o la misma planta de Methanex serviría para una escala de proyecto demostrativo de reemplazo de Hidrógeno Gris por Hidrógeno Verde. La tecnología específica requerida para el proceso de captura de CO₂ aún no se encuentra ampliamente desarrollada por lo que aún existe incertidumbre respecto a éste y sus costos asociados los que eventualmente podrían ser mitigados con compensación por la reducción de emisiones.

Modelación gruesa de la iniciativa

Este proyecto se modeló considerando el perfil de producción de Methanex en su unidad IV, la cual es igual a 0,8 millones de toneladas de metanol al año [18]. Se considera que la producción de solo el 5% de esta unidad se realice utilizando Hidrógeno Verde. Se estima que para la producción de un gramo de metanol es necesario 0,19 gramos de hidrógeno, con esto sería necesaria la generación de 9.400 toneladas de hidrógeno.

Para lo anterior es necesaria la incorporación de una planta de electrólisis de 103 MW y 124 MW de potencia instalada para la planta de generación renovable (eólica). La inversión total del proyecto sería de 219 MMUSD, lo que desplazaría 64.000 toneladas de CO₂eq. Considerando que Methanex produce al año 1,7 millones de toneladas de metanol al año, la replicabilidad del proyecto contemplado sería de 33 veces, generando una demanda de 306.000 toneladas de H₂ al año.

3.1.7. Sustitución de Hidrógeno Gris en refinerías

El hidrógeno es ampliamente usado para operaciones de refinación de petróleo como lo es la hidrosulfuración, mediante la cual se reduce el contenido de azufre de los combustibles, y el hidrocraqueo, que permite reducir los destilados de petróleo pesado en fracciones ligeras.

Para ambos procesos hoy se usa hidrógeno que proviene de la reformación del gas natural (SMR), el cual tiene un menor costo, pero produce emisiones contaminantes. Por lo anterior, y por el gran consumo de una industria establecida como el petróleo es que sería interesante evaluar el uso de Hidrógeno Verde para esta parte del proceso.

En Chile, ENAP es la principal empresa que utiliza el hidrógeno para el hidrotreamiento de combustibles. Su suministro de hidrógeno depende de la producción en las refinerías Aconcagua y Biobío, que poseen una capacidad de producción de 3.900 kg/h y 2.100 kg/h respectivamente [15].

Modelación gruesa de la iniciativa

La iniciativa consideraría la generación de Hidrógeno Verde y el uso en la refinería. Vale decir también que, por temas de escala y costo, podría convenir no reemplazar el 100% del hidrógeno para este proceso, sino una parte que permita la viabilidad técnica y económica del proyecto.

Para la modelación del proyecto se consideró el reemplazo del 5% de la mezcla de hidrógeno utilizado para el proceso de refinación del petróleo por Hidrógeno Verde. La cantidad de hidrógeno a generar se estimó a partir de la producción de éste en la refinería Aconcagua, la cual genera 3.003 kg de hidrógeno en una hora. Se consideró un factor de planta de 95% para calcular la demanda de 25.000 toneladas de hidrógeno en total, del cual solo 1.250 toneladas corresponderían a hidrógeno verde (correspondiente al 5%).

Para concretar este proyecto se consideró un electrolizador de 14 MW junto a una planta solar fotovoltaica off-grid de 17 MW. El costo total de inversión se valoriza en 20,5 MMUSD, desplazando 15.200 toneladas de CO₂eq considerando que el factor de emisión de un sistema SMR es de 0,36 kg de CO₂/kWh [20], el cual es desplazado gracias a la incorporación de hidrógeno verde.

Entre las refinerías de Aconcagua y Biobío la producción total del hidrógeno gris es de 52.300 toneladas [3]. En comparación con el proyecto piloto, y si todo ese volumen se reemplazara por Hidrógeno Verde el potencial de replicabilidad sería de 42 veces el volumen del piloto.

3.1.8. Amoniaco verde

La producción de amoniaco es la segunda mayor demanda de hidrógeno a nivel mundial. En 2018, la producción mundial de hidrógeno fue de 73,9 Mt de hidrógeno, donde 32 Mt (44%) de la demanda mundial fue para la producción de amoniaco (segunda aplicación más intensiva después de uso para refinerías) [17].

El amoniaco es utilizado como insumo para la industria de los fertilizantes, explosivos, como vector energético y para la producción de diversos productos. El hidrógeno utilizado en esta industria es gris y posee una trazabilidad contaminante. Por otro lado, el amoniaco posee un potencial relevante al ser considerado como medio de transporte de Hidrógeno Verde y como combustible para la industria naviera. Por el diverso mercado y su alta dependencia del hidrógeno es que sería un producto interesante para generar con Hidrógeno Verde.

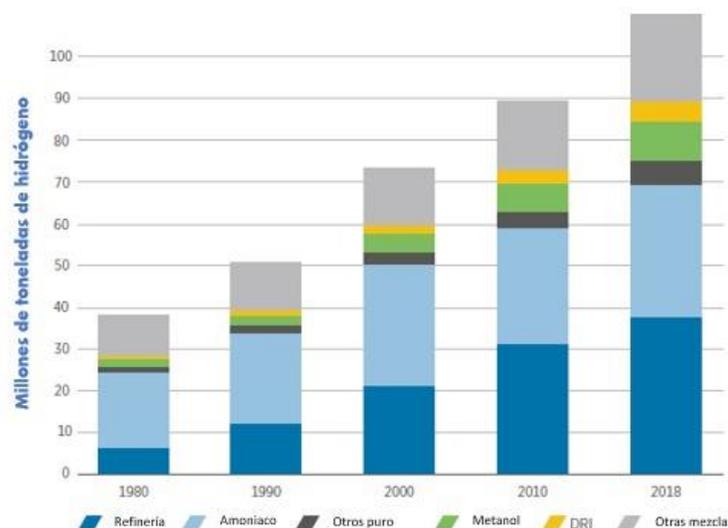


Ilustración 4: Demanda de hidrógeno desde 1980 [21]

Para generar amoniaco es necesario producir gas de síntesis (generalmente mediante el proceso de reformado de metano con vapor, en adelante SMR por sus siglas en inglés, usando gas natural) y mezclarlo con nitrógeno (el cual se obtiene de un proceso de separación del aire) a través de un proceso Haber-Bosch. El 90% de los procesos de síntesis de amoniaco se realiza mediante este proceso [22].

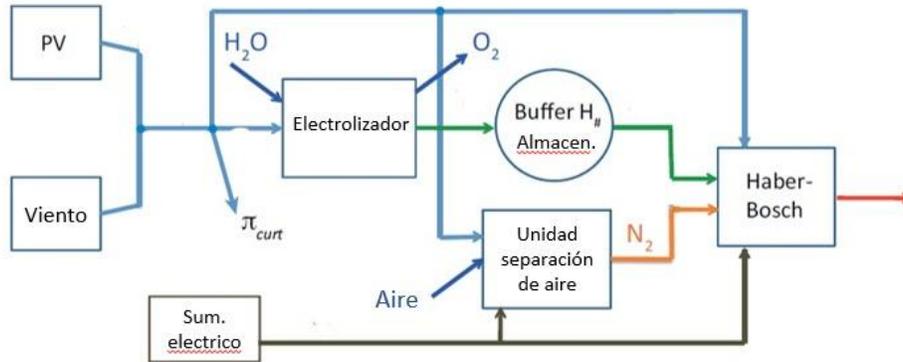


Ilustración 5: Diagrama de proceso Haber-Bosch para producción de amoníaco mediante Hidrógeno Verde [23]

Hoy en día en Chile no se produce amoníaco a gran escala, sino que se importa. La empresa Enaex es el mayor consumidor individual de amoníaco en el país. Esta usa el insumo para producción de explosivos para uso en la minería.

La oportunidad de producir el hidrógeno para el proceso Haber-Bosch mediante energías renovables, además de disminuir la huella de carbono permitiría a Enaex eliminar el riesgo de la exposición al precio internacional del amoníaco, integrarse de manera vertical y abrirse otros mercados como el de los fertilizantes. El nitrógeno se obtendría de la separación del aire y con esto se podría producir amoníaco verde.

Modelación gruesa de la iniciativa

El proyecto consideraría la generación de hidrógeno para la síntesis de amoníaco. La inversión de capital del proyecto consideraría tanto la planta de generación de hidrógeno (electrolizador y planta ERNC) como también la unidad de separación de aire para generación de nitrógeno y la planta Haber-Bosch para la síntesis de amoníaco.

Para la modelación se consideró como base la configuración del proyecto optimizado en el estudio “Flexible production of green hydrogen and ammonia from variable solar and wind energy. Case study of Chile and Argentina”, el que considera un electrolizador de 60,2 MW para la producción de 6.100 toneladas de hidrógeno, una planta solar de 72 MW, una planta eólica de 19 MW y una planta Haber-Bosch de 26 MW para la producción de 35.000 toneladas de amoníaco. El costo de inversión de proyecto se valoriza en 145 MMUSD, lo que mitiga 73.600 ton de CO₂eq. Se estima que el mercado de amoníaco demandaría hasta 90.000 toneladas de hidrógeno [3], lo que representaría una escalabilidad de 18 veces el proyecto piloto.

3.1.9. Reconversión de motores de generación de electricidad para uso de hidrógeno como combustible

Las centrales en base a combustible diésel en Chile representan el 11% de la capacidad instalada en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) [24]. La cantidad de emisiones de estas centrales depende de su despacho el cual puede ser del orden de unas decenas de horas al año. Estas centrales se encargan de dar servicios de seguridad al sistema, y en general es el mercado de

potencia al que se enfocan, dado sus altos costos variables, son despachadas pocas horas al año, pero mantienen altos niveles de disponibilidad lo que justifica sus ingresos.

El blending (mezcla) de hidrógeno con otros combustibles fósiles es una oportunidad relevante para la adaptación del parque térmico del país y la disminución de emisiones del sector. De acuerdo a cifras del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), el país cuenta con 7.436 MW de potencia instalada en centrales a gas natural y diésel (4.445 MW a GN y 2.991 MW a diésel) [25]. Por otro lado, hay una importante cantidad de proyectos en base a diésel considerados en el plan de obras de la CNE (548 MW en los próximos dos años) [26]. Más allá de la importancia que tienen centrales térmicas flexibles en la seguridad y operación económica del SEN, lo anterior representa un desafío para el regulador en términos al incremento de emisiones GEI asociadas. La posibilidad de transformar parcialmente el parque térmico existente en uno libre de emisiones constituye un proyecto interesante de evaluar en mayor detalle.

Una posibilidad de desarrollo para mejorar el factor de emisiones de estas centrales es utilizar hidrógeno para la cogeneración de electricidad mediante una mezcla de diésel e hidrógeno. Las tecnologías actuales permiten la incorporación de hidrógeno al proceso de combustión sin mayores modificaciones, dependiendo del porcentaje de hidrógeno que se añade [27].

Modelación gruesa de la iniciativa

La iniciativa consiste en la generación de hidrógeno mediante energía proveniente de fuentes renovables (en el sitio) y almacenamiento en el punto de consumo del hidrógeno para su posterior uso para la generación de electricidad. Lo anterior posee las ventajas de aprovechar infraestructura ya existente, mitiga emisiones contaminantes durante las horas que los motores son despachados, y en la medida de la obtención de hidrógeno competitivo, disminuye los costos variables de la central, permitiendo un mayor despacho.

El proyecto se modelo para el retrofit de una planta de generación diésel de 50 MW, la cual opera 7.800 horas al año. La cantidad de hidrógeno que necesita el proyecto es de 6.000 toneladas de hidrógeno, y para la producción de esta cantidad es necesario un electrolizador de 66 MW y una planta fotovoltaica de 79 MW.

En total la inversión del proyecto sería de 110 MMUSD desplazando 82.000 toneladas de CO₂eq utilizando el factor de emisiones que produce la red eléctrica. La capacidad instalada de unidades de generación en base a diésel es de 2.800 MW, por lo que el potencial de replicabilidad es de 56 veces el proyecto piloto.

3.2. Tipologías de proyectos

De acuerdo al *Hydrogen Council* [28], “el hidrógeno -abundante, versátil, limpio y seguro- puede jugar siete roles claves”, a lo largo de la cadena de valor, para resolver los desafíos que plantea la transición energética:

1. Habilitar la integración en gran escala de energía renovable y generar energía.
2. Energía distribuida a través de sectores y regiones.
3. Actuar como buffer para aumentar la resiliencia del sistema energético.
4. Descarbonizar el transporte.
5. Descarbonizar la energía usada en el sector industrial.
6. Ayudar a descarbonizar el calor y la energía en las construcciones.
7. Proveer materia prima limpia a la industria.

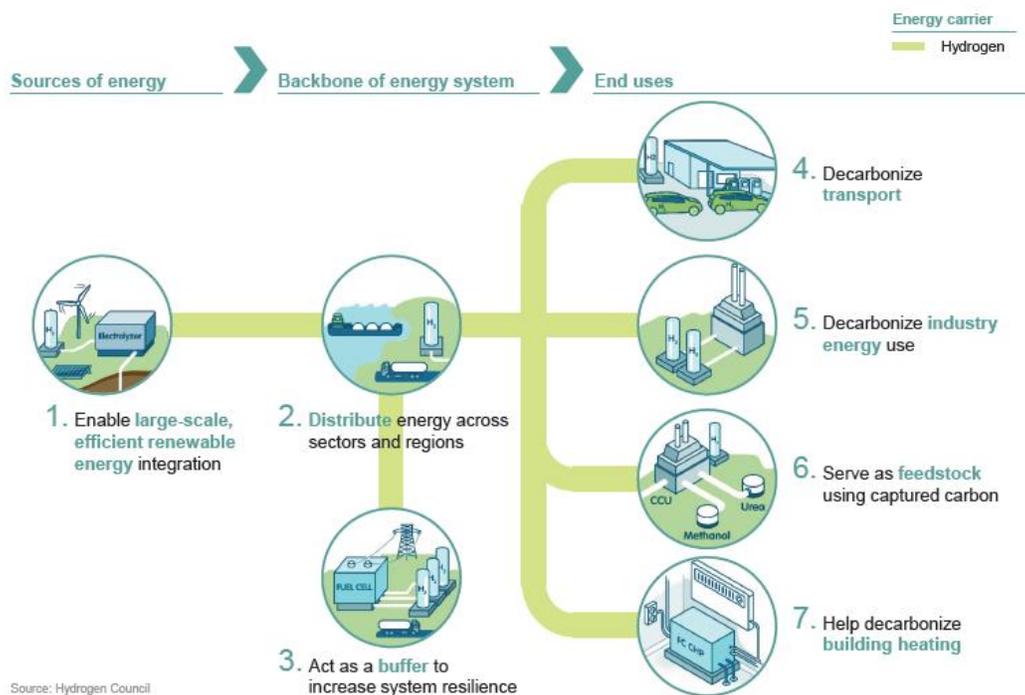


Ilustración 6: Los siete roles del hidrógeno en la transición energética [28]

Así mismo, el *Hydrogen Council* define cinco aplicaciones del hidrógeno y estima el porcentaje de penetración de las diferentes tecnologías al 2050, como se observa en la siguiente figura. En esta proyección se estima que el 100% del uso actual del hidrógeno fósil como materia prima de la industria podrá ser completamente descarbonizado. En el sector transporte en carreteras se estima una penetración del 20 al 25% y en el sector residencial e industrial el 10% del calor y la energía será provista por hidrogeno.

○ Bubble size indicates hydrogen potential in EJ (1 EJ)

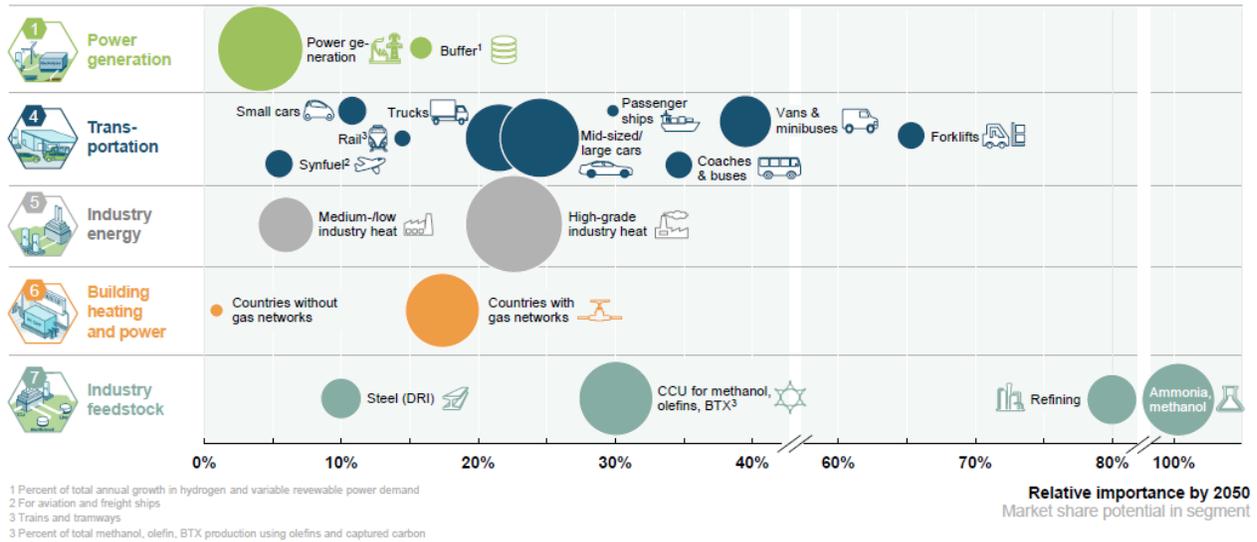


Ilustración 7. Aplicaciones del hidrógeno para contribuir a la carbono neutralidad y proporción del segmento de mercado que podría abarcar al 2050 [28].

La tabla a continuación resume los tipos de proyectos identificados para Chile en el punto anterior y los agrupa en las categorías propuestas por el *Hydrogen Council*.

Tabla 8: Iniciativas recopiladas a partir de entrevistas y reuniones

Tipología	Iniciativa	Descripción
Transporte	Uso de Hidrógeno Verde en centros logísticos	Uso como combustible en montacargas de centros logísticos, bodegas de empresas de producción de bienes, puertos y/o aeropuertos.
	Buses interurbanos y camiones en ruta	Reemplazo de combustible diésel por Hidrógeno Verde en buses interurbanos o en flotas de transporte de trabajadores en empresas, y en camiones de carga.
	Camiones y maquinaria en operaciones mineras	Reconversión de motores de camiones de extracción minera (CAEX) para usar mezcla hidrógeno y diésel, o bien, mediante celdas de combustible.
Energía para la Industria	Usos térmicos de la industria	Sustitución de gas natural en hornos industriales como mezcla o sustitución total.
Calor y Energía Residencial	Calefacción residencial	Inyección de Hidrógeno Verde en redes de distribución de gas natural.
Materias Primas para la Industria	Metanol verde	Generación de Hidrógeno Verde para producción de metanol.
	Sustitución de hidrógeno gris en refinerías	Sustitución de hidrógeno gris por Hidrógeno Verde para la refinación de combustibles.
	Amoniaco verde	Generación de Hidrógeno Verde para producción de amoniaco.
Generación de Energía	Reconversión de motores de generación de energía eléctrica para uso de hidrógeno como combustible	Sustitución de un porcentaje del diésel usado en motores de generación de electricidad conectados a la red eléctrica o usados como equipos de respaldo.

3.3. Modelación gruesa de los tipos de proyectos

Los resultados de la modelación gruesa se resumen en la siguiente tabla en la que se presentan los tipos de proyectos con los supuestos generales de los casos de negocio, las empresas interesadas en sus desarrollos, las inversiones estimadas y el potencial de reducciones de CO₂e.

Tabla 9: Descripción de iniciativas

Tipología	Iniciativa	Supuestos de caso de negocio	Empresas potenciales interesadas	Tamaño inversión (MM USD)	Mitigación (t CO ₂ /año)
Transporte	Uso de Hidrógeno Verde en centros logísticos	Compra de 100 montacargas junto a infraestructura de generación y carga de hidrógeno.	Walmart	4	432
	Buses interurbanos y camiones en ruta	Compra de 100 buses para transporte de personas (interurbanos), recorriendo 500 km al día, considerando inversión de estructura de generación y carga de hidrógeno	Geminis, IDEOJ	139	1.586
	Camiones y maquinaria en operaciones mineras	Compra de 30 camiones CAEX en base a celdas de combustible junto a infraestructura de generación y carga de H ₂	Anglo American, Codelco	363	106.596
Energía para la Industria	Usos térmicos de la industria	Retrofitting de un horno de 20MW e infraestructura de generación de hidrógeno	THENERGY	80	32.225
Calor y Energía Residencial	Calefacción residencial	Considera generación e inyección de hasta un 6% de hidrógeno en red de gas para calefacción de 1000 hogares.		2	877
Materias Primas para la Industria	Metanol verde	Considera producción del 5% de 0,8 MMton de metanol al año (producción unidad IV), junto a la inversión de planta solar y electrolizador.	METHANEX, ENAP	219	63.859
	Sustitución de hidrógeno gris en refinerías	Considera una demanda de hidrógeno por parte de la refinería de 5% de los 3003 kg/hrs demandados en refinería Aconcagua.	ENAP	21	15.157
	Amoniaco verde	Dimensionado para planta Haber-Bosch (30.000 t NH ₃ anuales).	ENAEX, Engie	145	73.589
Generación de Energía	Reconversión de motores de generación de energía eléctrica para uso de hidrógeno H ₂ como combustible	Considera retrofit de motor diésel a hidrógeno de 30MW y la infraestructura de generación de hidrógeno	Bluecome	110	81.701

4. Priorización de los tipos de proyectos

Se explican a continuación los criterios usados y el resultado de su aplicación a los tipos de proyectos y posterior selección de cinco proyectos priorizados.

4.1. Criterios de priorización

Se establecieron criterios de priorización⁵ para seleccionar cinco iniciativas, las que fueron modeladas de manera más detallada en torno a sus costos e ingresos proyectados.

Cercanía al Mercado.

La cercanía al mercado de cada iniciativa se medirá en torno a dos factores, el primero, qué tan desarrolladas se encuentran las tecnologías que integran la cadena completa del proyecto (*madurez tecnológica*), y el segundo, cuánto impactaría la incorporación de hidrógeno en el margen operacional del usuario final en donde se implementaría el proyecto y si alcanza a cubrir su costo de inversión (*competitividad*).

Madurez tecnológica.

Criterio que permita seleccionar iniciativas con altos niveles de madurez tecnológica (*TRL [1]*). Cada eslabón de la cadena de producción se evaluará con un 1 o un 0 dependiendo de la madurez de la tecnología.

Se utilizarán los siguientes criterios:

- Disponible comercialmente (puntaje 1): existen proveedores de la solución tecnológica necesaria para la implementación de esa parte de la cadena del proyecto a nivel local o global. Este valor correspondería a un TRL 9 [1].
- Necesidad de desarrollo de una innovación (puntaje 0): la cual, en la mayoría de los casos, necesitará un diseño, prototipado y puesta en marcha de la tecnología. Lo anterior correspondería a un TRL inferior a 9 [1].

Estos criterios se ordenan de acuerdo a la información disponible en bibliografías, información proporcionada por proveedores o desarrolladores de tecnología. El promedio de los valores asignados a cada parte de la cadena será el ponderador final de la iniciativa.

Competitividad de la iniciativa.

Criterio que permita priorizar iniciativas económicamente viables. Desde la perspectiva de la demanda se clasificará con un puntaje de 0, 0,5 y 1 de acuerdo a los siguientes criterios:

- El margen de la empresa (usuario final) mejoraría con alta probabilidad al implementar el proyecto de hidrógeno y alcanza a cubrir su costo de inversión (*puntaje 1*)
- El margen de la empresa (usuario final) no sufriría mayor impacto, ni positivo ni negativo, al implementar el proyecto de hidrógeno (*puntaje 0,5*)

⁵ Los criterios de priorización fueron consensuados con la contraparte técnica del estudio, la que incluye a profesionales del Comité Solar, del Ministerio de Energía y de la Agencia de Cooperación Técnica de Alemania, GIZ, en reuniones realizadas durante el mes de diciembre 2019.

- El margen de la empresa (usuario final) se vería afectado negativamente al implementar el proyecto de hidrógeno (*puntaje 0*)

Dado que para el proceso de priorización no contaremos con modelos para cuantificar la competitividad de todos los proyectos, se utilizará información secundaria para estimar rangos de rentabilidad de cada iniciativa de una manera cualitativa. Los indicadores a utilizar son:

- Proyectos ya desarrollados en otros contextos los cuales no haya necesitado apoyo financiero estatal.
- Proyectos que luego de su implementación hayan reportado retornos sostenibles para la recuperación de la inversión.
- Evaluaciones económicas de las empresas que impulsen estas iniciativas y que declaren viabilidad económica durante las entrevistas.

Inversión a movilizar

Se determinaron los tamaños de inversión de cada proyecto en millones de dólares. Para el análisis se consideraron las variables principales asociadas a cada proyecto, las cuales se explicitan al final de este capítulo, y con esto se estimó la inversión final asociada a cada proyecto.

Los proyectos fueron ordenados proporcionalmente según su inversión asociada, entregando un orden de mérito en donde el proyecto con una mayor inversión recibe un puntaje de 1, y los demás se normalizan según este valor.

Potencial de replicabilidad

Iniciativas que permitan abrir un mayor mercado en términos de escalabilidad.

Para el siguiente criterio se determinará si el nicho de mercado es lo suficientemente amplio para que otros actores puedan incorporar este tipo de tecnologías/desarrollos en sus procesos. Para esto se analizará el tamaño del mercado completo en base a H₂ de cada nicho, y se comparará con el tamaño de mercado cubierto por la iniciativa a estudiar.

En este caso, entre mayor sea el gap disponible para seguir generando soluciones de H₂, mejor ponderará este criterio. La motivación nace del hecho de que esta iniciativa podría abrir un nuevo mercado, el cual entre más grande sea mejor, pues el alcance aumenta.

Se identificaron tres indicadores importantes: *tamaño de mercado* indica la cantidad de toneladas de hidrógeno que requeriría ese mercado completo si migrara al hidrógeno en su totalidad. El *factor replicabilidad* indica cuantas veces se debería implementar la iniciativa para capturar el mercado completo. Finalmente es *índice normalizado* indica el porcentaje de mercado que queda libre después de la implementación del proyecto y es el valor que ponderará como criterio.

Grado de involucramiento

Priorizar iniciativas que cuenten con actores identificados e interesados en la implementación del proyecto.

Que tan maduro se encuentra el proyecto dentro de la empresa como para implementar esta iniciativa. Esta información se ha recopilado a partir de las reuniones y antecedentes que fueron recogidos en las entrevistas con las empresas. Las categorías que se utilizarán son:

- Contraparte que podría implementar el proyecto, o ya ha dimensionado el proyecto o ha establecido contacto con actores relevantes para el proyecto (1 punto)
- Identificada una contraparte que podría implementar el proyecto (0,5 puntos)
- Solo una idea conceptual motivo del estado de arte (0 puntos)

Potencial de mitigación de emisiones

Priorizar iniciativas que mitiguen una mayor cantidad de emisiones GEI, en particular medido como toneladas de CO₂ equivalente.

Cuántas emisiones pueden dejar de emitir según el tamaño de la inversión y los combustibles fósiles desplazados. Para esto se utilizó la información ya estimada de la cantidad de hidrógeno a generar por iniciativa y se confrontó con los indicadores de emisiones del combustible con el que competiría el hidrógeno.

4.2 Aplicación de criterios de priorización a proyectos identificados

A continuación, se presenta un resumen de los resultados de los criterios de priorización para seleccionar las 5 iniciativas que se analizarán en mayor detalle en las siguientes secciones del informe.

4.2.1. Madurez tecnológica

El resultado de la aplicación de este criterio se puede observar en la tabla a continuación con sus ponderadores finales. En la primera columna se observan las etapas de la cadena de valor y en las columnas siguientes las 9 iniciativas analizadas. Los proyectos que requieren avanzar en su madurez tecnológica son: transporte y usos motrices en minería, usos térmicos en la industria, calefacción residencial y retrofit de motores de generación eléctrica.

Tabla 10: Evaluación de madurez tecnológica

	Proyectos								
	Transporte			Energía para la industria	Calor y energía residencial	Materias primas para la industria			Generación de energía
	Combustible verde para centros logísticos	Buses interurbanos y camiones en ruta	Camiones y maquinaria en operaciones mineras	Usos térmicos de la industria	Calefacción residencial	Metanol verde	Sustitución de hidrógeno fósil en refinerías	Amoniaco verde	Reconversión motores de generación eléctrica para uso de hidrógeno
Producción de electricidad con fuente de generación renovable	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Generación de H ₂ mediante electrolizador	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Unidad de compresión de hidrógeno	1	1	0	1	1	1	1	1	1
Almacenamiento de H ₂ en tanques	1	1	0	1		1	1	1	1
Punto de abastecimiento de vehículo	1	1	0						
Montacarga en base a combustible hidrógeno	1								
Bus/camión en base a combustible H ₂		1							
CAEX en base a combustible hidrógeno			0						
Inyección en red de gas/distribución					0				
Quema de combustible para generación eléctrica/procesos productivos				0	1				0
Captura de CO ₂						0			
Síntesis de metanol						1			
Separación de N ₂ del aire mediante unidad de separación								1	
Generación de NH ₃								1	
Generación de calor mediante hidrógeno									
Puntaje Final	1,0	1,0	0,3	0,8	0,8	0,8	1,0	1,0	0,8

Para el resto de los componentes de la cadena de valor, se asume que la tecnología está desarrollada y lista para ser implementada en el proyecto correspondiente.

4.2.2. Competitividad de la iniciativa

Para la siguiente evaluación se considera que las iniciativas con menor rentabilidad, y netamente en torno a casos observados a nivel internacional (ver sección “realidad internacional”), los casos de amoniaco y metanol resultan ser los proyectos más riesgosos. Lo anterior pues compiten en un mercado spot internacional muy competitivo y en donde su competidor directo es el hidrógeno gris (a través de proceso SMR en gran parte).

Tabla 11: Evaluación de competitividad de las iniciativas

Iniciativa	Puntaje
Combustible verde para centros logísticos	1
Buses interurbanos y camiones en ruta	0,5
Camiones y maquinaria en operaciones mineras	0,5
Usos térmicos de la industria	0,5
Calefacción residencial	0,5
Metanol verde	0
Sustitución de hidrógeno fósil en refinerías	0,5
Amoniaco verde	0
Reconversión de motores de generación eléctrica para uso de hidrógeno como combustible	0,5

Por otro lado, el único proyecto que sí resulta rentable es el de montacargas, pues son proyectos que ya han sido implementados y han resultado ser rentables [7].

4.2.3. Inversión estimada

La inversión a movilizar para cada una de las iniciativas identificadas es la siguiente:

Tabla 12: Inversiones a movilizar

Iniciativa	Inversión (MMUS\$)	Puntaje Normalizado
Combustible verde para centros logísticos	4	0,01
Buses interurbanos y camiones en ruta	139	0,38
Camiones y maquinaria en operaciones mineras	308	1,00
Usos térmicos de la industria	80	0,22
Calefacción residencial	2	0,01
Metanol verde	219	0,60
Sustitución de hidrógeno fósil en refinerías	21	0,06
Amoniaco verde	145	0,40
Reconversión de motores de generación eléctrica para uso de hidrógeno como combustible	110	0,30

Se ordenaron los proyectos en escala relativa a los tamaños de inversión, donde el más intensivo en capital es el proyecto de transporte en usos motrices en minería, pues considera una gran inversión en su planta de generación de hidrógeno y además las celdas de combustibles para el retrofit de los camiones.

Por otro lado, los proyectos menos intensivos en capital son el de calefacción residencial y centros logísticos. El primero pues no es necesaria mayor inversión en infraestructura fuera de

la planta de generación de hidrógeno, y la demanda de este hidrógeno no es tan intensiva. El segundo radica en que no es necesaria la compra de nuevos montacargas (se considera retrofit de éstos) y la escala del proyecto no es tan grande.

4.2.4. Potencial de replicabilidad

Como se explicó en el capítulo anterior, se estimó el tamaño del mercado total si se escalaran todos los proyectos en base a Hidrógeno Verde. Las estimaciones se realizaron en torno a información bibliográfica disponible y se comparó con la demanda calculada de hidrógeno para cada proyecto.

Tabla 13: Potencial de replicabilidad para las iniciativas levantadas

Iniciativa	Tamaño iniciativa (t H ₂)	Tamaño mercado (t H ₂)	Mercado restante (t H ₂)	Factor de replicabilidad	Índice normalizado %
Combustible verde para centros logísticos	49	12.887	12.838	262x	0,02
Buses interurbanos y camiones en ruta	181	381.698	381.518	2114x	0,64
Camiones y maquinaria en operaciones mineras	12.138	606.893	594.755	50x	1,00
Usos térmicos de la industria	4.731	24.152	19.422	5x	0,03
Calefacción residencial	118	6.848	6.729	58x	0,01
Metanol verde	9.375	306.224	296.849	33x	0,50
Sustitución de hidrógeno fósil en refinerías	1.250	52.307	51.057	42x	0,09
Amoniaco verde	6.067	90.000	83.933	15x	0,14
Reconversión de motores de generación eléctrica para uso de hidrógeno como combustible	5.988	335.301	329.313	56x	0,55

El índice normalizado considera el tamaño de mercado más grande entre los proyectos analizados y el tamaño de mercado de cada proyecto correspondientemente. El índice de replicabilidad es un valor netamente representativo de la proporción entre el tamaño del proyecto piloto y su mercado correspondiente.

4.2.5. Grado de involucramiento de empresas

Para la calificación de los proyectos en esta sección se identifica que los proyectos de generación tanto de amoniaco como de metanol verde ya poseen una contraparte definida (Enaex y Methanex) y han evaluado el proyecto para su implementación.

Tabla 14: Grado involucramiento de las iniciativas

Iniciativa	Puntaje grado involucramiento
Combustible verde para centros logísticos	0,5
Buses interurbanos y camiones en ruta	0,0
Camiones y maquinaria en operaciones mineras	0,5
Usos térmicos de la industria	0,5
Calefacción residencial	0,0
Metanol verde	1,0
Sustitución de hidrógeno fósil en refinerías	0,5
Amoniaco verde	1,0
Reconversión de motores de generación eléctrica para uso de hidrógeno como combustible	0,0

El resto de los proyectos que se identifica una contraparte que podría estar interesada, de una manera muy preliminar, serían los siguientes proyectos:

- Combustible verde para centros logísticos con la participación de Walmart Chile.
- Transporte y usos motrices en minería a través de los consorcios tecnológicos a cargo del desarrollo de estos proyectos.
- Usos térmicos de la industria a través de la empresa Thenergy.
- Sustitución de hidrógeno fósil en refinerías con ENAP como contraparte interesada.

4.2.6. Potencial de mitigación de emisiones

Cabe destacar que el transporte y usos motrices en minería es la iniciativa con mayor capacidad de mitigación por el volumen de hidrogeno a consumir. Por otro lado, la iniciativa de calefacción residencial es la que menos capacidad tiene de mitigación porque la escala del proyecto es pequeña.

Tabla 15: Mitigación de emisiones para las iniciativas identificadas

Iniciativa	Mitigación proyecto (t CO ₂ e /año)	Mitigación mercado total (t CO ₂ e /año)	Puntaje normalizado
Combustible verde para centros logísticos	432	113.173	0,00
Buses interurbanos y camiones en ruta	1.586	3.352.120	0,01
Camiones y maquinaria en operaciones mineras	106.596	5.329.808	1,00
Usos térmicos de la industria	32.225	164.518	0,30
Calefacción residencial	877	50.726	0,01
Metanol verde	63.859	2.085.894	0,60
Sustitución de hidrógeno fósil en refinerías	15.157	634.482	0,14
Amoniaco verde	73.589	1.091.700	0,69
Reconversión de motores de generación eléctrica para uso de hidrógeno como combustible	81.701	4.575.278	0,77

4.3. Resumen aplicación de criterios de priorización

En la siguiente tabla se resumen los criterios de priorización, y los puntajes asignados para cada proyecto, indicando en la última columna los que fueron seleccionados.

Tabla 16: Resumen de aplicación de criterios de priorización y proyectos seleccionados

	Madurez tecnológica	Competitividad	Inversión a movilizar	Potencial de replicabilidad	Grado involucramiento	Mitigación emisiones	Puntaje Total	Proyectos seleccionados
Combustible verde para centros logísticos	1,00	1,00	0,01	0,02	0,50	0,00	0,42	
Buses interurbanos y camiones en ruta	1,00	0,50	0,38	0,64	0,00	0,01	0,42	OK
Camiones y maquinaria en operaciones mineras	0,33	0,50	1,00	1,00	0,50	1,00	0,72	OK
Usos térmicos de la industria	0,80	0,50	0,22	0,03	0,50	0,30	0,39	
Calefacción residencial	0,80	0,50	0,01	0,01	0,00	0,01	0,22	
Metanol verde	0,83	0,00	0,60	0,50	1,00	0,60	0,59	OK
Sustitución de hidrógeno fósil en refinerías	1,00	0,50	0,06	0,09	0,50	0,14	0,38	
Amoniaco verde	1,00	0,00	0,40	0,14	1,00	0,69	0,54	OK
Reconversión de motores de generación eléctrica para uso de hidrógeno como combustible	0,80	0,50	0,30	0,55	0,00	0,77	0,49	OK

Quedan así seleccionados y aprobados por la contraparte técnica, para pasar a la etapa de estructurar financiamiento y desarrollo de caso de negocio, los tipos de proyectos siguientes:

- Buses interurbanos y camiones en ruta
- Camiones y maquinaria en operaciones mineras.
- Metanol verde.
- Amoniaco verde,
- Reconversión de motores de generación eléctrica para uso de hidrógeno.

En el siguiente capítulo se profundizan las evaluaciones técnico-económicas de estos cinco proyectos seleccionados.

5. Tipos de proyectos prioritarios y propuesta de esquema de financiamiento

5.1. Evaluación técnico-económica de tipos de proyectos prioritarios

Se presenta a continuación la evaluación técnico-económica de los tipos de proyectos priorizados. Se incorpora un análisis de producción de hidrógeno verde para diferentes zonas del país en el punto 5.1.1 dado que es la base para la cadena de suministro del hidrógeno en todos los proyectos identificados.

La evaluación técnico-económica de cada proyecto considerará:

- Alcance del proyecto: en donde se especificarán las características técnicas del proyecto.
- Plazos de desarrollo y consideraciones ambientales: en donde se desarrollarán los plazos estimados para la implementación del proyecto basado en experiencia internacional y se describe el proceso de ingreso al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA). El marco regulatorio actual del hidrógeno se presenta en el Anexo 1.
- Análisis técnico-económico: en donde se presentarán los principales resultados de la modelación y características de rentabilidad del proyecto.
- Análisis de stakeholders, el cual comprende los siguientes aspectos:
 - Identificación de stakeholders: actores relacionados a cada tipología de proyectos, junto con una breve caracterización de cada uno de ellos.
 - Rol en la cadena de valor: se describe la interrelación de actores en la cadena de valor.
 - Brechas de articulación: detectar brechas que retrasarían o podrían poner en riesgo la implementación y logro de resultados esperados de cada proyecto y su replicabilidad.
- Riesgos: en donde se identifican los riesgos políticos, comerciales, crediticio, técnicos y regulatorios.
- Brechas de financiamiento.

5.1.1. Producción de hidrógeno verde

Para estimar el costo de producir hidrógeno en distintas zonas del país, se utilizó la metodología descrita por GIZ [29] que incluye la estimación de los consumos de agua y producción de oxígeno en combinación con los resultados optimizados de operación híbrida realizados por Armijo y Philibert [30] a partir del recurso solar y eólico en Taltal, Calama y la Patagonia Chilena (Punta Arenas).

Se construyeron tres escenarios de CAPEX (hoy 2020, 2030 y a largo plazo o 2050) para el cálculo del costo nivelado de producción de hidrógeno (LCOH). Los parámetros de inversión y operación considerados para el electrolizador, la generación eólica y solar son los siguientes (llave en mano) son los siguientes:

Tabla 17: Parámetros electrolizadores, generación eólica y solar considerados

Electrolizadores	Hoy	2030	Largo plazo	Fuente
CAPEX US/kW	900	700	450	IEA G20 (2019)
OPEX (% CAPEX)	1,50%	1,50%	1,50%	IEA G20 (2019)
Eficiencia (%)	64,0%	69,0%	74,0%	IEA G20 (2019)
Horas de operación electrolizador	95.000	95.000	100.000	IEA G20 (2019)
Eólica	Hoy	2030	Largo plazo	Fuente
CAPEX US/kW	1.352	1.180	1.104	IAA PELP (2019)
OPEX (% CAPEX)	2,0%	2,0%	2,0%	Armijo et al (2019)
Solar	Hoy	2030	Largo plazo	Fuente
CAPEX US/kW	772	657	536	IAA PELP (2019)
OPEX (% CAPEX)	1,7%	1,7%	1,7%	Armijo et al (2019)

Se consideró además un consumo de agua tratada de 0,02 m³ por kg de hidrógeno producido a un costo unitario de 1,4 US\$/m³ de agua [29]. Por otro lado, se consideró una producción de oxígeno de 7,8 kg por cada kg de hidrógeno generado y un precio de venta de 0,03 US\$ por kg de oxígeno [29].

Tal como se desprende de la tabla a continuación, el óptimo técnico-económico resulta de dimensionar la planta de generación de acuerdo al recurso renovable que ofrezca un costo nivelado (LCOE) más económico. Lo anterior es válido en todas las localidades analizadas por Armijo y Phillibert con excepción del caso de Taltal, donde efectivamente lo recomendado por los autores es una producción híbrida. En el resto de los casos lo óptimo es sobredimensionar la planta de generación de acuerdo a la tecnología más costo efectiva disponible en el sitio. Cabe mencionar que se produce un vertimiento menor al 2% de la generación, ya que, en algunas horas, la planta de generación a máxima potencia sobrepasa la capacidad del electrolizador.

Tabla 18: Parámetros de diseño y costos nivelados LCOE y LCOH (en base a [30])

	Taltal	Calama	Patagonia Chile
Factor de sobredimensionamiento	MW	MW	MW
Electrolizador	1,00	1,00	1,00
Solar	1,18	1,29	0,00
Eólico	0,33	0,00	1,18
Factor de capacidad	%	%	%
Electrolizador híbrido	51,8%	41,1%	61,2%
Solar	32,5%	32,4%	17,4%
Eólica	43,8%	35,6%	51,8%
Vertimiento	1,8%	1,7%	0,1%
Resultados	Taltal	Calama	Pat. Chile
LCOE solar (US\$/kWh)	23,73	23,81	44,33
LCOE eólico (US\$/KWh)	32,54	40,03	27,51
LCOH "Hoy"	2,35	2,43	2,26
LCOH "2030"	1,76	1,79	1,72
LCOH "Largo plazo"	1,23	1,17	1,31

En los gráficos a continuación se aprecian las variables que más inciden en el costo nivelado de producción de hidrógeno destacándose, en orden de relevancia, el costo de la electricidad, el

factor de carga del electrolizador (FC Ez), la tasa de descuento, el costo de inversión del electrolizador (CAPEX Ez), el precio al cual se pueda comercializar el subproducto oxígeno y el costo del agua.

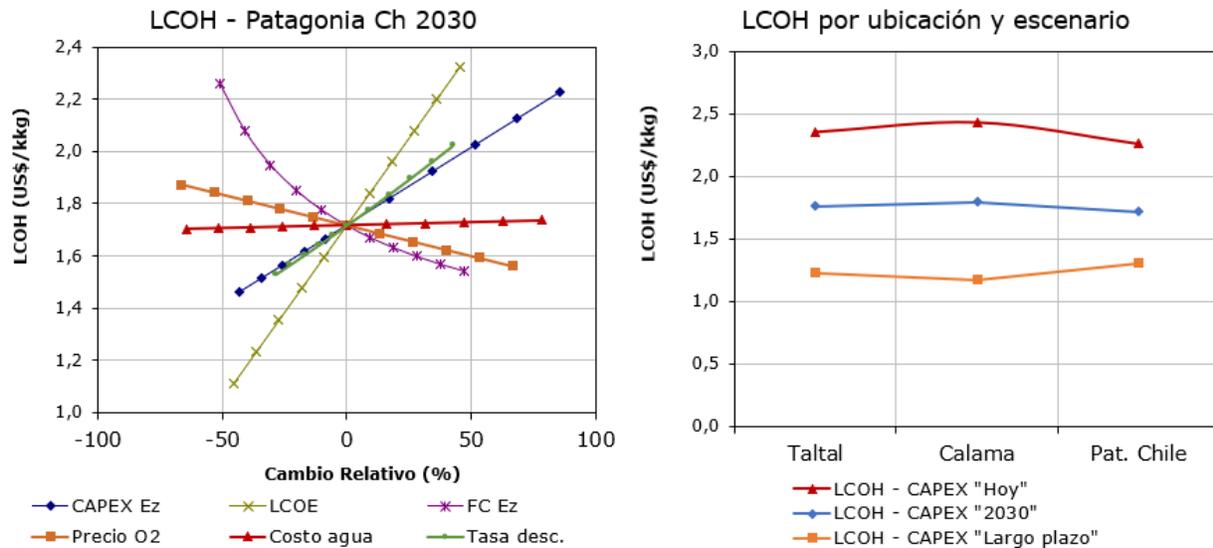


Ilustración 8. Análisis de sensibilidad para generación de Hidrógeno Verde (fuera de red)

Cabe mencionar que los costos de hidrógeno obtenidos están todavía por encima del rango actual de costos de producción con tecnologías convencionales como el SMR a partir de gas natural, el cual se encuentra entre 1,1 y 2,2 US\$/kg para rangos entre 2,8 y 8,8 US\$/MMBTU alcanzándose la paridad en el escenario 2030 [31] [29] [32] .

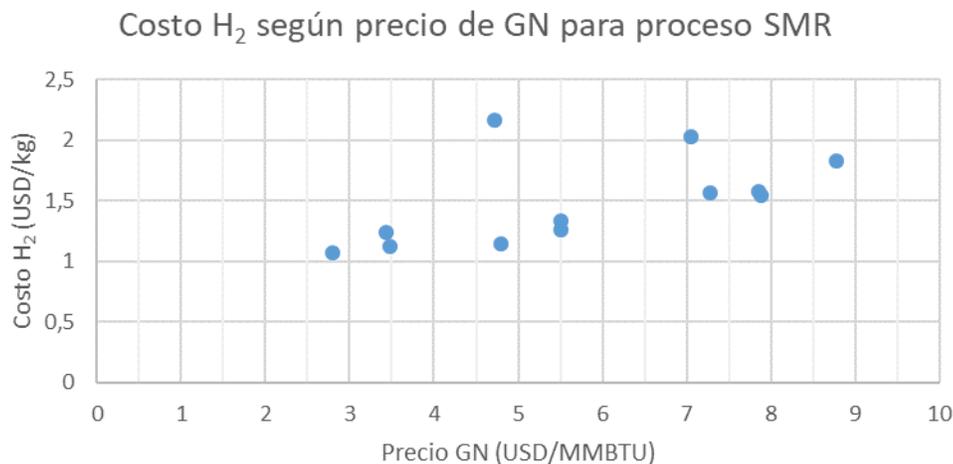


Ilustración 9. Costo de producción hidrógeno con tecnología SMR para distintos precios de gas natural (GN). Fuente: elaboración propia en base a [31]

Por otro lado, se evaluó también el costo de producir hidrógeno a través de un PPA renovable considerando que el electrolizador podría eventualmente tener un factor de carga mayor al caso off-grid al utilizar energía de la red proveniente de un conjunto de fuentes renovables. La producción de hidrógeno proveniente de la red impone desafíos adicionales si se quiere contabilizar como “Verde” de manera estricta pues requeriría que el balance instantáneo entre la carga y la generación sea renovable en todo momento.

En el gráfico a continuación se presenta el costo medio de producir hidrógeno en el escenario 2030 para un consumo conectado al SEN en distintos niveles de tensión, asumiendo un **precio de la energía de 30 US\$/MWh** y un factor de carga de 80% en caso presente en punta y de 70% en el caso fuera de punta. Se puede apreciar como los **cargos sistémicos asociados a las compras de potencia y peajes pueden agregar entre 9 y 66 US\$/MWh** al precio monómico de suministro -hasta 2 US\$/kg adicionales- dependiendo si el consumo está conectado al sistema de transmisión nacional (TxN), a un sistema de transmisión zonal (TxZ) o a un sistema de distribución (Dx), y si el consumo se realiza o no durante las horas punta del sistema (cálculo detallado en la memoria de cálculo que acompaña este informe).

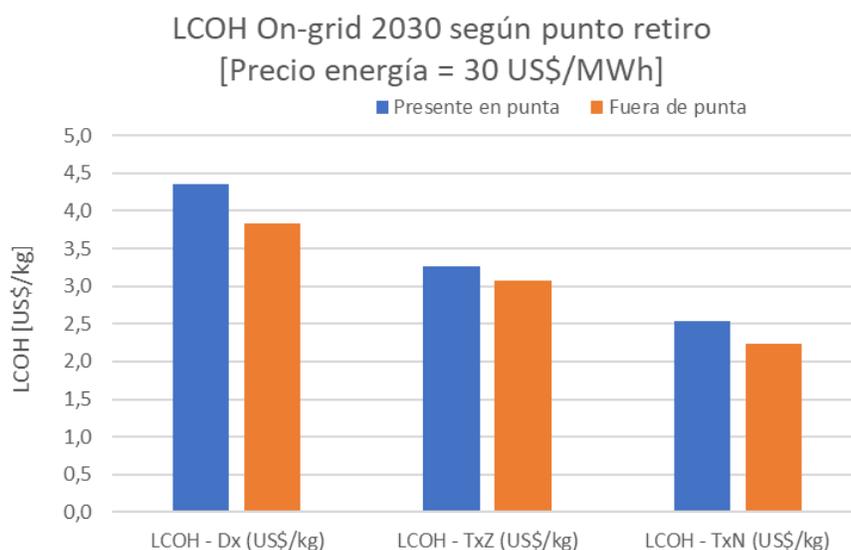


Ilustración 10. Análisis de sensibilidad para generación de Hidrógeno Verde (On-grid). Fuente: Elaboración propia

Finalmente, se destaca el potencial a mediano plazo de generar Hidrógeno Verde a precios competitivos a lo largo de gran parte del país, y su posicionamiento como vector energético local que permite avanzar hacia la independencia energética y la reducción de emisiones de los sectores productivos donde se inserte. No obstante, este es el primer eslabón de la cadena de suministro del hidrógeno a la que habrá que agregar los costos de las etapas adicionales específicas de cada iniciativa de aplicación.

5.1.2 Buses interurbanos y camiones en ruta

Alcance

El siguiente modelo consideró la adopción de cinco buses para uso de transporte de pasajeros. El modelo consideraría la comparación entre el uso de buses en base a diésel versus hidrógeno.

No existen iniciativas de adopción de esta tecnología en el transporte en Chile, dada la falta de disponibilidad comercial (que si existe para el caso de la rápida adopción de la electromovilidad). Sin embargo, se estima que en un futuro cercano, ésta podría ser una solución factible para el sector.

El set de variables a considerar en la modelación son las siguientes:

Tabla 19: Variables caso buses interurbanos a diésel

Buses base a diésel	Unidades	Valor
Tamaño de flota	# buses	5
Consumo diésel	l/día/bus	100
Poder calorífico diésel	kWh/l	10,30
Eficiencia motor diésel	%	30,0%
Consumo energético en base a diésel	kWh/h/bus	13
Consumo anual diésel	l/año/flota	182.625
Consumo anual diésel	l/año/bus	36.525
Energía útil en el diésel	kWh/año	564.311
Rendimiento	km/l	2,50
Recorrido	km/día/bus	250
Costo bus diésel	US\$/bus	200.000
Costo flota diésel	US\$	1.000.000
CAPEX US\$		1.000.000

El precio del diésel se obtuvo en base al valor proyectado por el Ministerio de Energía [33] al cual se ha aplicado el impuesto específico de combustibles de marzo 2020 equivalente a 0,14 USD/l.

Tabla 20: Precio del diésel y OPEX diésel caso buses interurbanos

Ítem	Hoy	2030	Largo plazo
Precio diésel (USD/lt)	0,71	0,84	0,94
OPEX (USD/a)	130.307	153.910	171.817

Tabla 21: Variables caso buses interurbanos H₂ FC+ Baterías

Proyecto H ₂ FC + Baterías	Unidades	Valor
Tamaño de flota	# buses	5
Consumo hidrógeno	kg/día/bus	23
Poder calorífico inferior (kWh/kg)		33,3810
Eficiencia sistema hidrógeno	%	40,0%
Hidrógeno por carga	kWh/h/bus	32

Proyecto H ₂ FC + Baterías	Unidades	Valor
Hidrógeno kg anuales	Flota	42.263
kg hidrógeno por día	Flota	116
Hidrógeno Nm ³ anuales	Flota	473.269
Energía requerida hidrógeno	kWh	1.410.778
Rendimiento	km/kg	10,8
Mantenimiento	US\$/km	0,5
kg de hidrógeno por cada 100 km		9,3

Por su parte el costo de los buses se ha considerado de acuerdo con la siguiente tabla.

Tabla 22: Costo de inversión CAPEX (USD/bus) buses interurbanos H₂ FC+ Baterías

Costo buses H ₂ FC + Baterías	Hoy	2030	Largo plazo	Fuente
CAPEX (USD / bus)	600.000	465.798	361.613	En base a NEL y FCH2018

El dimensionamiento para la producción de hidrógeno in-situ en Calama es la siguiente:

Tabla 23: Dimensionamiento planta electrolizadora caso buses

Capacidad (MW)	Hoy	2030	Largo plazo
Electrolizador	0,61	0,57	0,53
Solar	0,79	0,73	0,68
Factor de planta (%)	Hoy	2030	Largo plazo
Electrolizador	41,1%	41,1%	41,1%
Solar	32,4%	32,4%	32,4%

Plazos de desarrollo y consideraciones ambientales

Para esta iniciativa, en el diseño del proyecto se buscará incorporar actores que jueguen un rol estratégico en la generación de hidrógeno. Adicionalmente se establecerán roles y responsabilidades para el correcto funcionamiento y el desarrollo del proyecto, como en la puesta en marcha. En otras palabras, los roles que tomarían, por ejemplo, la empresa de buses y quien recibe el servicio de transporte.

En caso que el alcance de este proyecto sea el transporte público, será necesario considerar un plazo de entre uno y dos años para la realización de su correspondiente licitación. Lo anterior según experiencias internacionales y procesos de licitación llevados en Chile [34].

Por otro lado, pese a que proveedores de buses ya existen hoy en día en el mundo, el concretar una negociación para la compra de unidades podría llegar a ser altamente complejo dado que hoy en día para el proveedor hay un alto riesgo de exportación (dado la poca experiencia de Chile con la tecnología y los riesgos de transporte asociados). Los plazos que se podrían manejar para la fabricación de los buses y su importación al país podrían ser de unos 5 o 6 meses [34].

Adicionalmente, debido a que el artículo 10 de la Ley 19.300 explicita que todo proyecto que considere la "producción, almacenamiento, transporte, disposición o reutilización habituales de

sustancias tóxicas, explosivas, radioactivas, inflamables, corrosivas o reactivas” deben entrar al SEIA. Dado que el proyecto no presenta ninguno de los efectos, características o circunstancias presentados en el artículo 11º de la Ley 19.300, por lo que no correspondería a un EIA sino que bastaría una DIA. En este sentido los plazos para su tramitación ambiental estarían entre 60 a 90 días hábiles (tres a cinco meses). El proyecto a evaluar comprende la generación fotovoltaica y toda la cadena de hidrógeno incluida la estación de carga.

De los casos internacionales revisados se observan distintos plazos [34]. Para el caso del Aberdeen Hydrogen Bus Project, la idea del proyecto se empezó a desarrollar el 2010. Este fue lanzado el año 2014 para finalmente estar en operación el 2015. En el caso del proyecto CHIC, este comenzó el año 2010, y las licitaciones se cerraron el 2012, para comenzar su operación el 2013.

Se tiene entonces que el proceso de estudio y planificación del proyecto toma aproximadamente un año. Luego existe un proceso de licitación, contrato y producción de buses que puede tomar entre uno y dos años, plazo dentro del cual se debería realizar la evaluación por el SEIA. Finalmente existe un último año de construcción y puesta en marcha. En su totalidad entonces, desde el inicio del estudio a la operación y considerando que algunas actividades pueden desarrollarse en paralelo, el proyecto se demoraría tres a cuatro años aproximadamente.

Análisis técnico-económico

Por su parte, el CAPEX y OPEX considerando la infraestructura de carga asociada (compresión y almacenamiento a 80 bar después del electrolizador y 500 bar en la estación de carga) es el siguiente:

Tabla 24: CAPEX (USD) y OPEX (USD/año) de iniciativa buses⁶

Item	Hoy	2030	Largo plazo
Total CAPEX	5.479.943	4.054.698	3.191.726
Buses	3.000.000	2.328.989	1.808.063
Almacenamiento	301.840	183.731	125.210
Electrolizador (Ez)	428.579	397.523	370.663
Estación de carga	1.140.000	663.000	522.000
Planta FV	609.524	481.455	365.790
Total OPEX anual	73.069	49.153	38.277
Celdas de combustible	4.023	2.967	2.188
Baterías	9.000	6.637	4.894
Almacenamiento	9.055	5.512	3.756
Electrolizador (Ez)	6.429	5.963	5.560
Estación de carga	34.200	19.890	15.660
Planta fotovoltaica	10.362	8.185	6.218

⁶ Las fuentes de los datos utilizados se indican en memoria de cálculo que acompaña el estudio.

Se aprecia que para el escenario 2030, el costo de inversión es mayoritariamente el de los buses, con 57%. Luego el almacenamiento con la estación de carga 21%, la planta fotovoltaica 12% y el electrolizador 10%. De lo anterior se desprende que, en mayor parte, los esfuerzos estarían en apoyar la inversión en los buses y la infraestructura para el almacenamiento y carga. Por su parte, los costos operacionales de funcionar con hidrógeno son entre 44% y 78% menores que funcionar con diésel.

Finalmente, los costos nivelados de energía y de hidrógeno (a la salida del electrolizador y considerando el almacenamiento y carga) son los siguientes:

Tabla 25: Resultados caso buses

Item	Hoy	2030	Largo plazo
LCOE (US\$/MWh)	27,95	23,81	19,40
LCOH - Ez (US\$/kg)	2,17	1,79	1,46
LCOH (US\$/kg) – CSD*	3,39	1,99	1,52
LCOH (US\$/kg) – Total	5,55	3,78	2,98

*CSD= Compresión, almacenamiento y distribución

El plazo de evaluación es de 20 años. Se considera una reinversión en los buses al año 10 para el recambio de flota. Los buses antiguos se entregarían como parte de pago al proveedor, quien los acepta y hace un descuento de un 10% en el valor de compra de los nuevos buses.

Los indicadores de rentabilidad del proyecto son los siguientes:

Tabla 26: Rentabilidad de iniciativa buses

Resultados	Hoy	2030	Largo plazo
TIR privada %	indefinida	-8,3%	-1,1%
VAN US\$	-4.788.595	-2.552.937	-1.146.704
VAN Social US\$	-4.658.348	-2.350.845	-895.937
Mitigación t CO2 /año	457	457	457

Se puede observar que, tanto en el corto como en el mediano plazo, bajo los supuestos de esta evaluación, el proyecto no permite el retorno de capital invertido en el horizonte de evaluación de 20 años. Por lo tanto, se requeriría de apoyos financieros específicos en la inversión u operación. El largo plazo considera una reducción del CAPEX del proyecto entorno al 42% debido principalmente a la disminución esperada en el costo de los buses. Asimismo, en el escenario de largo plazo, con un valor de la tonelada de carbono mitigada superior a 200 USD/ t CO2 el proyecto tendría un VAN social positivo.

Los gráficos a continuación muestran el VAN, TIR y costo del kilómetro recorrido para los buses a hidrógeno en dólares en el escenario 2030. Las variables sensibilizadas fueron costo nivelado de la energía para producir el hidrógeno, CAPEX de los buses, precio del diésel, eficiencia del bus, consumo diario del diésel y tasa de descuento.

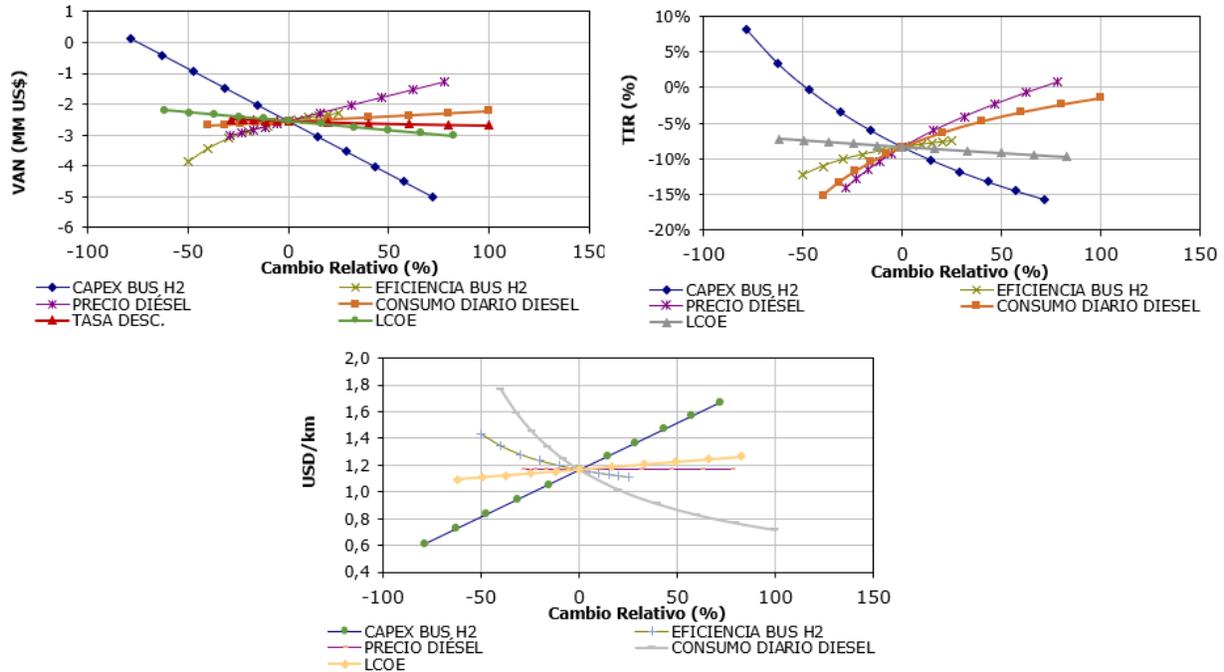


Ilustración 11. Análisis de sensibilidad en indicadores VAN, TIR y costo por km para iniciativa buses (2030)

Se puede apreciar que las variables críticas para este caso son el CAPEX de los buses y el consumo diario de diésel asociado a la distancia diaria recorrida. Se ha considerado en este ejercicio recorridos diarios de 250 km, si el recorrido diario es de 500 km mejora la rentabilidad del proyecto y el indicador de rendimiento alcanzaría los 0,72 USD/km acercándose al valor de paridad con el diésel 0,36 USD/km.

Identificación de stakeholders

- IDEOJ: Corporación sin fines de lucro que desarrolla formación e investigación en energía y transporte de bajas emisiones, así como de capacitación. Para la ejecución del proyecto, IDEOJ será aliado estratégico de Transportes Geminis con tal de entregar conocimientos para la implementación del proyecto y compra de buses en base a hidrógeno.
- Transporte Géminis: empresa de transportes que cuenta con flotas de buses para transporte de pasajeros y camiones para transporte de combustible, Cátodos y Ánodos de Cobre, subcontratista de la minería. Será el principal promotor del proyecto y quien opere los buses
- Engie: aporta capital al proyecto, genera el estudio de factibilidad, dimensionamiento y cadena de producción de hidrógeno. Estará encargado de la construcción de la cadena de producción de Hidrógeno Verde.

- Copec: aportaría con la construcción de la estación de carga y distribución de hidrógeno para los buses en el terminal.
- Empresa minera: consumidor del servicio de transporte de personas a través de un contrato de largo plazo.
- OEM: provee flota de buses a hidrógeno.

Rol en la cadena de valor

Según la bibliografía internacional [34], este tipo de proyectos se llevan a cabo generando un SPV entre las partes interesadas para la adquisición de los buses, y se entregan en forma de leasing al que será el operador de éstos. El modelo se adecua al momento de aplicarlo al transporte público, pues es el Estado el ente garante del pago por la adquisición de buses y quien se ve beneficiado a través del transporte de personas.

Sin embargo, el proyecto acá evaluado es una flota de transporte de trabajadores de la minería por lo que será la empresa de transportes quien deba financiar los buses, mediante un leasing por ejemplo, respaldada por un contrato de provisión de servicio de transporte a la empresa minera.

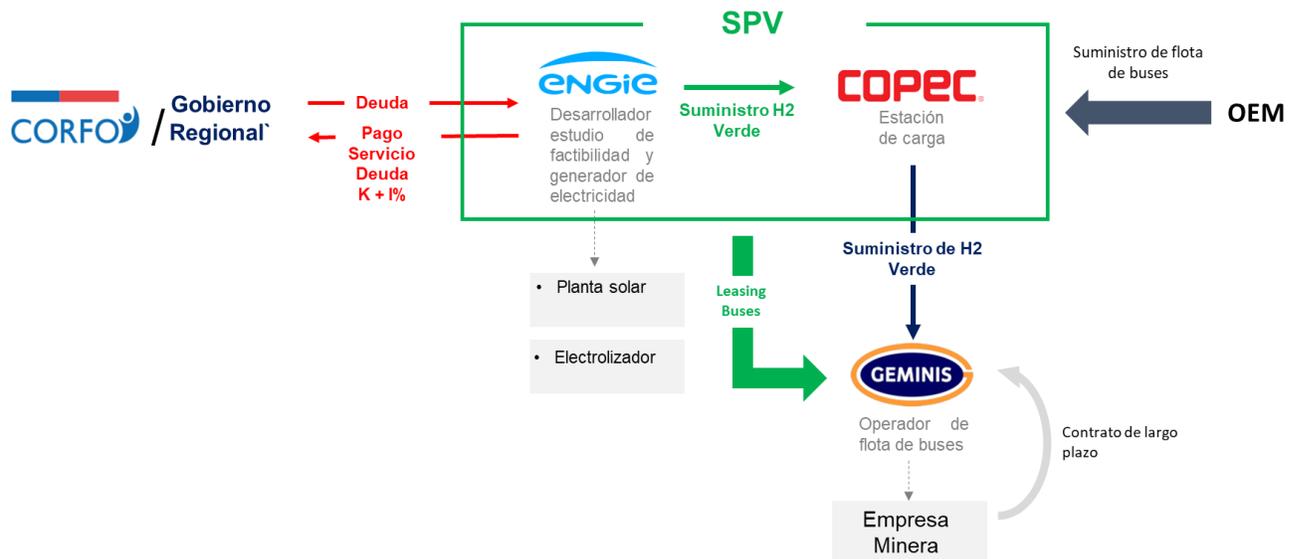


Ilustración 12. Roles sugeridos en el proyecto buses interurbanos y camiones de carga en ruta

Riesgos del proyecto

- Riesgo político: bajo, ya que este tipo de proyectos va en la línea del marco de la futura ley de cambio climático y el objetivo de alcanzar la carbono neutralidad al 2050. En

términos del Índice de Atracción de Inversiones en Energías Renovables (RECAI)⁷ por sus siglas en inglés) Chile ocupa el puesto 13.

- Riesgo regulatorio: medio. Se considera que el proyecto se debe someter a evaluación ambiental según artículo 10° literal ñ de la Ley 19.300. De acuerdo al DFL N°1/1978 del Ministerio de Minería, no habría impedimento para la producción de hidrógeno en el mismo sitio donde se ubique la estación de carga (hidrolinera). Sin embargo, al haber transporte de pasajeros y una estación de carga, la normativa a cumplir aún está en desarrollo.
- Riesgo tecnológico: medio, dado que si bien en el extranjero existen experiencias relevantes a esta iniciativa, a nivel local no existe experiencia en la operación y mantenimiento de buses a hidrógeno, como tampoco existen proveedores de hidrolineras en el país.
- Riesgo crediticio: alto, debido a que los flujos del proyecto no alcanzan a cubrir el total de los costos de inversión y operación por lo que se requieren otros aportes financieros o subsidios.
- Riesgo comercial: medio, en donde se buscaría asegurar un contrato de servicios a mediano plazo a partir de los resultados del proyecto piloto. Adicionalmente se identificó que los proveedores de buses a hidrógeno podrían llegar a ser reticentes a vender en sudamérica por ser un mercado nuevo y no poseer herramientas para prestar servicios de mantención y postventa.

Brechas de financiamiento

Las principales brechas están asociados al alto valor de inversión en la compra de buses y la estación de carga, lo cual representa un riesgo crediticio alto para que los flujos del proyecto permitan recuperar la inversión. Adicionalmente al no ser tecnologías convencionales no existe infraestructura de servicios de garantía y mantención, y en general no se tiene experiencia en la operación de estos equipos.

De lo anterior solo se identifican riesgos asociados a CAPEX, pues los costos operacionales de funcionar con hidrógeno son menores respecto al diésel. Esta brecha en casos internacionales como China, han sido reducidas mediante subsidios gubernamentales tanto a nivel nacional como local, los cuales llegan a cubrir hasta un 50% de los costos de inversión de los buses a hidrógeno, permitiendo que éstos alcancen precios incluso menores que la tecnología en base a diésel.

Brechas de articulación

Para desarrollar los primeros proyectos, es necesario coordinar una cadena de valor entre dos actores que hoy operan en mercados separados: electricidad y combustibles.

También es necesario articular a los actores que hoy proveen equipamiento en un mercado maduro como el de buses a diésel para que ofrezcan buses a hidrógeno, junto con su respectiva infraestructura, capacidades de reparación y mantención.

https://assets.ey.com/content/dam/ey-sites/ey-com/en_uk/topics/power-and-utilities/how-to-match-capital-with-capacity-in-the-low-carbon-transition/recai-country-index-and-chart.pdf

Desde el sector público es necesaria al menos el desarrollo de las regulaciones del Ministerio de Energía, la participación del Ministerio de Transportes para la homologación de los vehículos y de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles para la fiscalización de las normas de seguridad. También el sector público puede dar señales estratégicas junto a los organismos internacionales para que se logre el cierre financiero de los proyectos.

5.1.3. Camiones y maquinaria en operaciones mineras

Alcance

El desarrollo tecnológico para la transformación en los camiones mineros de extracción (CAEX), mediante la adopción, adaptación y/o desarrollo de tecnologías a hidrógeno se encuentra en pleno desarrollo.

Actualmente existen diversos consorcios tecnológicos entre los OEMs de la cadena del hidrógeno, los proveedores tecnológicos y las empresas mineras usuarias, destinados a desarrollar una solución atractiva en base a hidrógeno, para las empresas mineras (ofreciendo equipos garantizados e integrados de fábrica). Esto es esencial para operar adecuadamente y escalar una solución que pueda ser utilizada en cualquier parte del mundo. Este desarrollo se encuentra en etapa de diseño de prototipado y se espera realizar las pruebas de campo respectivas durante el año 2021.

En la medida de que los resultados de la transformación de los motores sean exitosos, se podría generar una demanda por Hidrógeno Verde del orden de 600 kg H₂/día por camión en faena minera [35]. Esto requeriría la futura implementación de una cadena local de suministro del hidrógeno, consistente en la estación de carga, el sistema de transporte del hidrógeno y una o varias plantas de producción de hidrógeno en las vecindades de la faena.

Corfo cofinancia el desarrollo tecnológico “Dual Fuel Hydrogen-diésel combustion system for Mining Haul Trucks” del consorcio liderado por la empresa Alset, junto a las empresas mineras CAP y BHP. El proyecto tiene por objetivo el testeo y desarrollo de tecnología a nivel comercial de combustión dual del hidrógeno en motores de combustión interna. Este proyecto pretende llegar al rango de potencia de los camiones mineros (900 kW - 3.000 kW) [35], aprovechando el alto límite de inflamabilidad del hidrógeno para combinarlo en diferentes proporciones con diésel mejorando la eficiencia de la combustión.

El proyecto se encuentra en etapa de factibilidad técnica para una operación dual H₂-diésel de los camiones mineros de alto tonelaje (CAEX). Se estima que estas tecnologías pueden alcanzar una sustitución de entre 40% y 70% del consumo de diésel con hidrógeno, dependiendo del tipo de camión y motor seleccionado.

Para la modelación de la alternativa Dual 60% diésel – 40% H₂, el set de variables principales se resume a continuación:

Tabla 27: Variables caso CAEX Dual 60% H₂/40% diésel

CAEX base a diésel	Unidades	Valor
Tamaño de flota	# camiones	1,0
Consumo diésel	l/día/camión	3.300
Poder calorífico diésel	kWh/l	10,30
Eficiencia motor diésel	%	30,0%
Porcentaje de reemplazo diésel	%	60,0%
Consumo energético en base a diésel	kWh/h/camión	255
Consumo anual diésel a reemplazar	l/año	723.195
Energía útil en el diésel a reemplazar	kWh/año	2.234.673

El precio del diésel se obtuvo en base al valor proyectado por el Ministerio de Energía [33].

Tabla 28: Costo del diésel y OPEX caso CAEX diésel

Ítem	Hoy	2030	Largo plazo
Precio diésel (USD/lit)	0,57	0,70	0,80
OPEX (USD/a)	413.430	506.898	577.808

Tabla 29: Variables caso CAEX Dual 60% H₂/40% diésel

Proyecto Combustión Dual 60% H ₂ / 40% diésel		
Tamaño de flota	# camiones	1,0
Consumo hidrógeno	kg/día/camión	611
Poder calorífico inferior	kWh/kg	33,381
Eficiencia sistema hidrógeno	%	30,0%
Hidrógeno por carga	kWh/h/camión	850
Cantidad de hidrógeno anual	kg/Flota	223.148
Cantidad de hidrógeno anual	Nm ³ /Flota	2.498.859
Energía requerida hidrógeno	kWh/año	7.448.909

En base a [30] el dimensionamiento necesario de toda la infraestructura asociada para producir 223 ton de hidrógeno in-situ en la localidad de Calama sería el siguiente:

Tabla 30: Dimensionamiento planta solar y electrolizador caso CAEX Dual 60% H₂/40% diésel

Capacidad	Hoy	2030	Largo plazo
Electrolizador (MW)	3,23	3,00	2,80
Fotovoltaica (MW)	4,17	3,87	3,61

Plazos de desarrollo y consideraciones ambientales

El punto identificado más importante a considerar en la implementación de este proyecto es el estudio y diseño del proyecto, dado que a la fecha no existen tecnologías probadas que den solución a esta iniciativa. Es por lo anterior que los plazos de esta etapa dependerán de los

estados del arte de los estudios que se están realizando en torno al retrofit de camiones de extracción.

En este sentido, el consorcio tecnológico liderado por Alset ha considerado dos años para el desarrollo del primer CAEX Dual y un año para la prueba de campo [36], ésta última planificada para 2021.

A su vez, se considera que el proyecto se debe someter a evaluación ambiental según artículo 10° literal ñ de la Ley 19.300, pues, tal como se mencionó anteriormente, considera la producción, almacenamiento, transporte, disposición o reutilización habituales de sustancias, dentro de las cuales queda afecta el hidrogeno por ser inflamable. En principio, este proyecto debería entrar mediante el DIA, ya que a priori no considera los factores señalados en el artículo n 11° de la Ley 19.300 para que califique como EIA. Los plazos de tramitación de una DIA están entre 60 a 90 días hábiles.

A este plazo se debe sumar los plazos para el perfeccionamiento de las regulaciones de almacenamiento y las posibles futuras regulaciones del hidrogeno como combustible. De acuerdo al DFL N°1/1978 del Ministerio de Minería, no habría impedimento para la producción de hidrógeno in situ [36]. Sin embargo, se debe desarrollar la normativa y protocolos para la carga y distribución del hidrógeno ya que la tecnología aún está en desarrollo y la infraestructura de carga para este tipo de aplicaciones no ha sido desarrollada aún (no existe aún un heavy duty refueling protocol).

De la información anterior se obtiene que el plazo total del proyecto, desde la idea a la puesta en marcha, se encuentra alrededor de los tres años.

Análisis técnico-económico

Por su parte, los resultados de CAPEX y OPEX considerando la infraestructura asociada (almacenamiento a 500 bar y estación de carga) son los siguientes:

Tabla 31: CAPEX (USD) y OPEX (USD/año) caso CAEX Dual 60% H₂/40% diésel

Resultados	Hoy	2030	Largo plazo
Total CAPEX	9.020.371	7.018.482	5.775.229
Reacondicionamiento	500.000	500.000	500.000
Almacenamiento	1.899.187	1.214.478	864.755
Electrolizador (Ez)	2.262.897	2.098.919	1.957.100
Estación de carga (Dx)	1.140.000	663.000	522.000
Planta fotovoltaica	3.218.287	2.542.085	1.931.374
Total OPEX	179.830	131.024	103.793
Almacenamiento	56.976	36.434	25.943
Electrolizador (Ez)	33.943	31.484	29.357
Estación de carga (Dx)	34.200	19.890	15.660
Planta fotovoltaica	54.711	43.215	32.833

Se aprecia que para, el escenario 2030, el mayor costo de inversión es el de la planta solar con un 36% del total, luego el electrolizador 30% y el almacenamiento con la estación de carga 27%. Dado que no existe mayor información respecto al costo de reacondicionamiento del motor del camión para su funcionamiento dual, se ha supuesto un valor de US\$ 500 mil dólares lo cual representa un 10% del costo del camión. De lo anterior se desprende que en mayor parte los esfuerzos estarían en apoyar la inversión en la cadena de suministro de hidrógeno incluida la estación de carga. Por su parte, los costos operacionales de funcionar con hidrógeno son entre 57% y 82% menores que funcionar con diésel.

Finalmente, los costos nivelados de energía y del hidrógeno (a la salida del electrolizador y considerando el almacenamiento y carga) son los siguientes:

Tabla 32: Resultados caso CAEX Dual 60% H₂/40% diésel

Item	Hoy	2030	Largo plazo
LCOE (US\$/MWh)	27,95	23,81	19,40
LCOH - Ez (US\$/kg)	2,17	1,79	1,46
LCOH (US\$/kg) – CSD*	1,35	0,83	0,62
LCOH (US\$/kg) – Total	3,52	2,63	2,07

*CSD= Compresión, almacenamiento y distribución

Los indicadores de rentabilidad del proyecto son los siguientes para los tres escenarios evaluados:

Tabla 33: Rentabilidad de iniciativa CAEX Dual 60% H₂/40% diésel

Resultados	Hoy	2030	Largo plazo
TIR privada %	-5,6%	0,7%	5,3%
VAN US\$	-6.545.609	-3.036.467	-753.502
VAN Social US\$	-5.667.030	-2.033.268	335.659
Mitigación t CO ₂ /año	1.808	1.808	1.808

Se puede apreciar que, bajo los supuestos de este estudio, el proyecto Dual 60/40 aún no es rentable en el corto plazo pero está cerca de serlo en el largo plazo. En el escenario de largo plazo la TIR supera el 7% real y el VAN del proyecto alcanza los 172 mil dólares al considerar el Total Cost of Ownership (TCO) del proyecto y un plazo de evaluación de 20 años. El VAN Social mejora en aproximadamente un millón de dólares al VAN privado al considerar el efecto de la mitigación de emisiones valorizadas al costo social del carbono de US\$ 32,5 / t CO₂ y es positivo en el escenario de largo plazo, lo cual podría justificar la otorgación de subsidios en este caso.

Los gráficos a continuación muestran el VAN, TIR y el precio equivalente del diésel (incluye el costo del hidrógeno y la amortización del costo de capital adicional) en dólares por litro en el escenario 2030. Las variables sensibilizadas fueron CAPEX del kit de reconversión, eficiencia del camión, precio del diésel, consumo diario de diésel, tasa de descuento y costo nivlado de la energía.

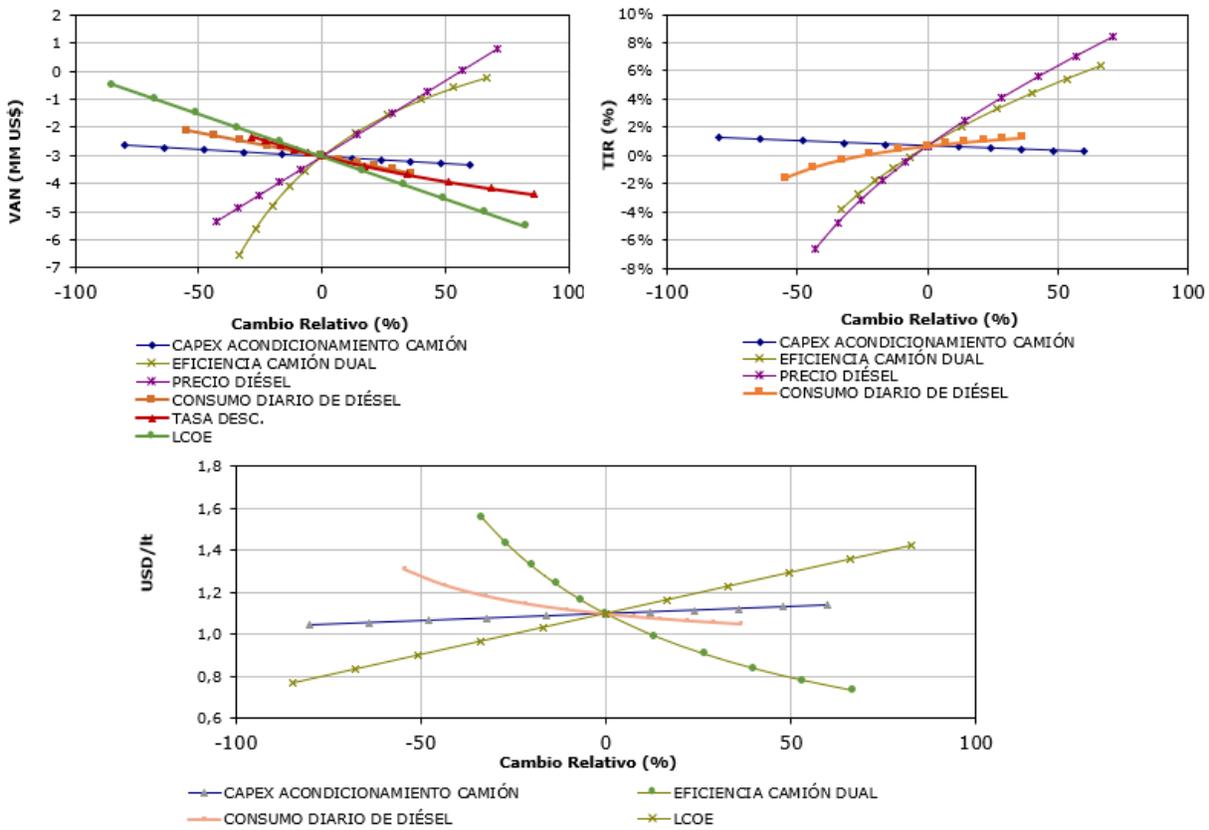


Ilustración 13. Análisis de sensibilidad para iniciativa CAEX Dual 60% H₂/40% diésel (2030)

Al realizar el análisis de sensibilidad, podemos apreciar que las variables críticas son el precio del diésel y el costo nivelado de la energía. La paridad (o punto de equilibrio) con el diésel se alcanza en valores entorno a 1,1 USD por litro de combustible fósil, o bien, podría alcanzarse si se aumenta la tasa de reemplazo dual eficiencia del sistema dual a valores cercanos al 50%. En este análisis se han mantenido constantes la proporción de hidrógeno (60%) y diesel (40%).

Identificación de stakeholders

- Codelco (u otra empresa minera): Principal beneficiado con el proyecto al reducir las emisiones de combustibles de sus operaciones que representan del orden de 25% de su huella de carbono. La empresa minera debería ser el promotor principal creando el camino para establecer nuevas condiciones en las licitaciones de suministro y operación habilitando así el ingreso de tecnologías bajas en emisiones en sus operaciones.
- Alset (retrofit de motores): Alset Global GmbH, empresa responsable de la solución tecnológica de un sistema híbrido de hidrógeno – diésel. Proveedor de la conversión de CAEX para funcionar en base a hidrógeno.

- Empresa de generación: Proveedor de solución para línea de producción de hidrógeno y planta ERNC, podría ser Engie así como alguna otra empresa o consorcio de empresas que posea experiencia en la producción de Hidrógeno Verde.

Rol en la cadena de valor

Para la promoción de esta iniciativa se propone un consorcio entre las partes, las que colaboran en el desarrollo del estudio para generar la tecnología, la implementación de la solución y su financiamiento.

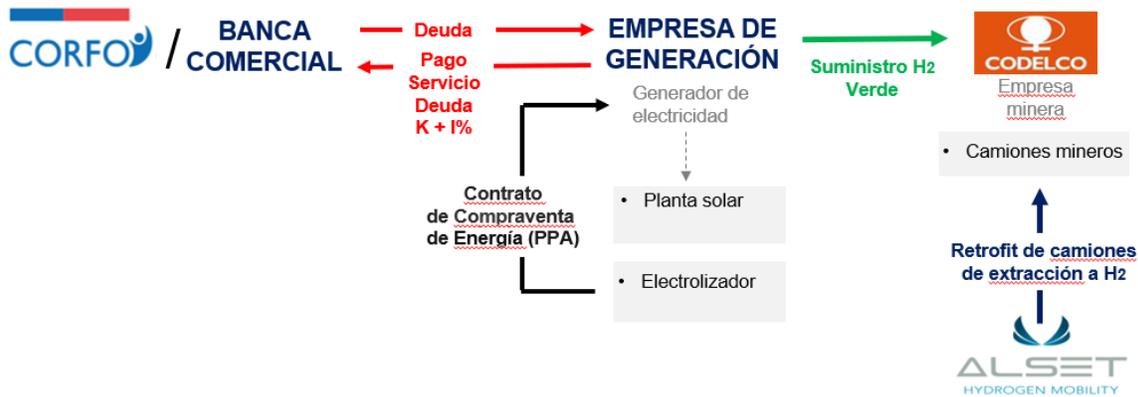


Ilustración 14. Roles propuestos en el proyecto camiones y maquinaria en operaciones mineras

Riesgos del proyecto

- Riesgo político: bajo, ya que el marco político de este tipo de proyectos se da en la futura ley de cambio climático y el objetivo de alcanzar la carbono neutralidad al 2050. En términos del Índice de Atracción de Inversiones en Energías Renovables (RECAI⁸, por sus siglas en inglés) Chile ocupa el puesto 13.
- Riesgo regulatorio: alto, considerando principalmente los estándares de seguridad exigidos dentro de operaciones mineras. Además, se debe desarrollar la normativa y protocolos para la carga y distribución del hidrógeno. Por otra parte, si se considera que el proyecto se debe someter a evaluación ambiental según artículo 10° literal ñ de la Ley 19.300 de acuerdo al DFL N°1/1978 del Ministerio de Minería, no habría impedimento para la producción de hidrógeno in situ [37].
- Riesgo tecnológico: alto, lo anterior pues la solución tecnológica para el retrofit de los camiones aún está en desarrollo, y la infraestructura de carga no ha sido desarrollada aún (no existe aún un heavy duty refueling protocol).

⁸ https://assets.ey.com/content/dam/ey-sites/ey-com/en_uk/topics/power-and-utilities/how-to-match-capital-with-capacity-in-the-low-carbon-transition/recai-country-index-and-chart.pdf

- Riesgo crediticio: medio, dado que la inversión en infraestructura debería quedar respaldada por un contrato de servicios con la empresa minera.
- Riesgo comercial: bajo, en la medida que la compañía minera incorpore esta medida en sus metas de reducción de emisiones de GEI.

Brechas de financiamiento

Se identifican riesgos asociados a CAPEX de la cadena de suministro del hidrógeno incluyendo la hidrolinera, en particular respecto a que no existe claridad en cuanto al costo del reacondicionamiento de los camiones para su operación dual ni tampoco de la estación de carga. Ambas tecnologías aún están en etapa de desarrollo y prototipado. Por su parte, los costos operacionales de funcionar con hidrógeno son entre 57% y 82% menores que funcionar con diésel.

Brechas de articulación

El Programa Tecnológico de Corfo liderado por Alset planifica tener el primer CAEX operando el año 2021 para su prueba de campo. Este Consorcio se encuentra negociando con diferentes empresas interesadas en proveer el hidrógeno requerido.

Por otra parte, se requiere avanzar en desarrollo de protocolos de recarga para camiones de alto tonelaje por lo que es necesario una vinculación con empresas proveedoras de tecnología (OEM) y los comités técnicos internacionales de normas y estándares.

5.1.4 Metanol verde

Alcance

El proyecto considera adaptar el proceso de síntesis de metanol a partir de hidrógeno gris reemplazando el 1% del gas que utiliza la unidad IV de Methanex en la region de Magallanes, por hidrógeno verde. De esta manera el proyecto demostrativo comprende sólo la cadena del hidrógeno verde y la reutilización del CO₂ proveniente del proceso de hidrogenación que actualmente utiliza la planta de Cabo Negro.

Los parámetros de diseño considerados son los siguientes:

Tabla 34: Parámetros de diseño caso metanol verde

Factor de sobredimensionamiento	Hoy	2030	Largo plazo
Electrolizador	1,00	1,00	1,00
Eólico	1,57	1,57	1,57
Reactor metanol	1,49	1,49	1,49
Factor de capacidad	%	%	%
Electrolizador	67,6%	67,6%	67,6%
Eólico	51,8%	51,8%	51,8%
Vertimiento	11,0%	11,0%	11,0%

Almacenamiento (días de carga)	1,00	1,00	1,00
Energía de respaldo de la red (% de la elec necesaria en el reactor)	6,0%	6,0%	6,0%

Respecto de un proyecto demostrativo a implementar en el corto plazo, se considera la construcción de una nueva planta eólica de 20 MW (aledaña a la actual) y de un electrolizador de 13 MW para la generación de 1.591 toneladas de hidrógeno al año que permitirían una generación de 8.000 toneladas de metanol.

Plazos de desarrollo y consideraciones ambientales

Dado que el proyecto contempla el reemplazo parcial del hidrógeno gris por Hidrógeno Verde, el tiempo de desarrollo está dado principalmente por los estudios de factibilidad de esta nueva alimentación y de la recuperación del CO₂ proveniente del proceso actual.

Por otro lado, este proyecto requiere ser ingresado en el SEIA. Al igual que en los casos anteriores, debe entrar debido al literal ñ del artículo 10º de la ley 19.300, debido a que en este proyecto se está produciendo una sustancia inflamable. A su vez, este proyecto considera una planta eólica de 20 MW y un electrolizador de 13 MW, por lo que también se encuentra en la obligación de entrar al SEIA debido al literal c del mismo artículo, que menciona a las “centrales generadoras de energía mayores a 3 MW”. Por lo mismo, para la producción de hidrógeno a través de energías renovables, se requiere realizar una DIA (al igual que en los casos anteriores, a priori no cumpliría con ninguna característica que requiera que entre al EIA), por lo que se deben considerar los 60 a 90 días hábiles que esta tramitación conlleva.

A modo de resumen, se tiene que el proceso de estudio y desarrollo es de uno a dos años, incluyendo la DIA. Una vez aprobado, la construcción tomará a lo más un año. Se obtiene entonces que el proyecto desde el proceso de estudio a operación tomaría tres años aproximadamente.

Análisis técnico-económico

Para estimar el costo de producir metanol en la zona de la Patagonia Chilena, se utilizó la metodología con los resultados optimizados de operación híbrida realizados por Armijo y Philibert [30] y los antecedentes aportados en conversación con uno de los autores respecto a un trabajo no publicado acerca del costo de producir metanol verde en China.

Como referencia consideramos los siguientes costos de inversión una planta de metanol.

Tabla 35: Costos de inversión de un reactor de metanol

Metanol (MeOH) – verde	Hoy	2030	Largo plazo	Fuente
CAPEX US / tmeoh	790	595	380	IEA G20 (2019)
OPEX (% CAPEX)	1,50%	1,50%	1,50%	IEA G20 (2019)

El CAPEX del proyecto sería de US\$ 35 millones, donde el costo de inversión en el parque eólico representa el 69% del total. Se ha asumido que la planta de Methanex puede adaptarse para el uso de Hidrógeno Verde sin requerir nuevas inversiones lo cual deberá ser confirmado en las etapas de ingeniería futuras.

Tabla 36: Estructura de costos para proyecto de metanol verde

Objetivo	H ₂ (ton)	Electrolizador (MW)	Planta ERNC (MW)	CSD (MWh)	Total
Lograr un 1% de producción de metanol (8 mil ton / año) verde en la línea 4 de Methanex	1.591	13	20,41	145	
CAPEX US\$		9.100.000	24.081.410	1.886.668	35.068.078
OPEX US\$		136.500	481.628	56.600	674.728

Los costos medios de producción de metanol e hidrógeno obtenidos son los siguientes (usando una tasa de descuento del 7% anual):

Tabla 37: LCOH y LCOme - caso metanol verde en Patagonia Chile

Resultados	Hoy	2030	Largo plazo
LCOH (US/kg)	2,8	2,2	1,8
LCOH (US\$/kg) – CSD*	0,9	0,4	0,1
LCOH (US\$/kg) – Total	3,7	2,6	1,9
LCOme (US\$/t) (cilindros) ⁹	686,9	519,7	395,8

*CSD= Compresión, almacenamiento y distribución

Los costos de producción obtenidos están todavía por encima de los promedios históricos del precio del metanol (gráfico a continuación), sin embargo, se espera que ocurra la paridad a mediano plazo respecto a EEUU, Europa y también respecto a Asia en el largo plazo.

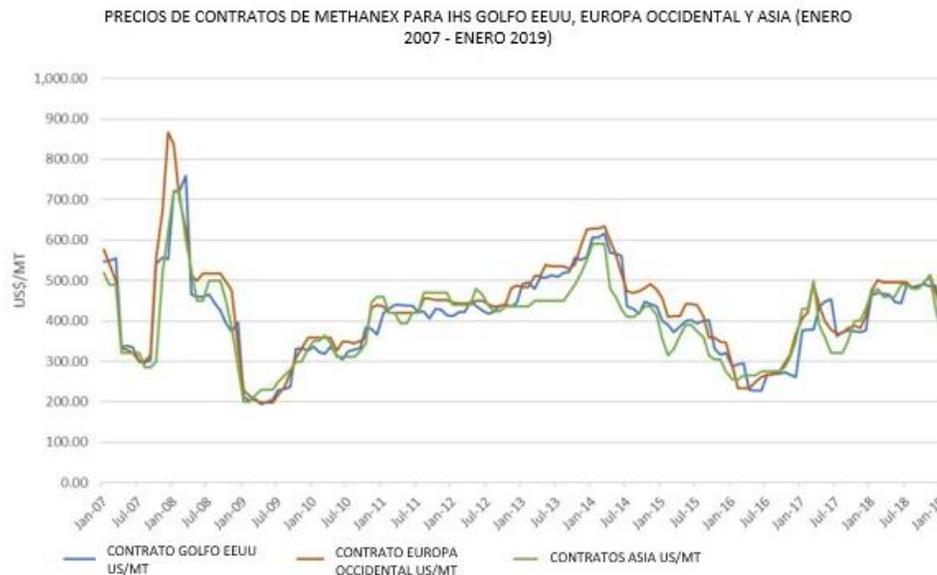


Ilustración 15. Precio spot del metanol en mercado internacional [38]

⁹ Se considera el costo de inversión en el reactor de metanol para el cálculo del costo nivelado de producción pese a que no sería parte del proyecto demostrativo propuesto.

Por último, al sensibilizar las variables principales de la producción de metanol podemos apreciar las que tienen mayor impacto en su costo medio de producción (costo nivelado) destacando el factor de carga del electrolizador, la tasa de descuento exigida al proyecto y el costo nivelado de la energía. El gráfico a continuación muestra la sensibilidad en el escenario bajo los supuestos del año 2030.

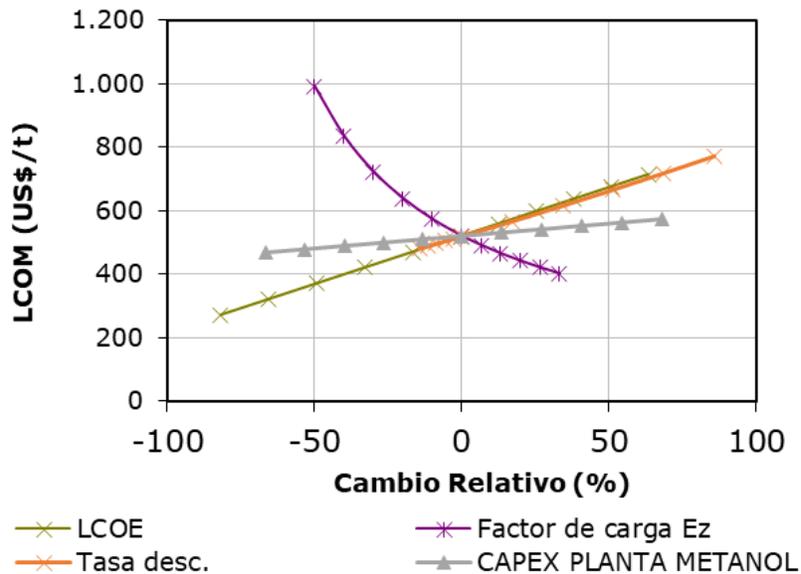


Ilustración 16. Análisis de sensibilidad para iniciativa metanol verde (“2030”)

Bajo los supuestos de este análisis, asumiendo una rentabilidad privada del 7% y una vida útil de 20 años para los activos, el precio del hidrógeno sería de 2,6 US/kg de hidrógeno que equivale a 519,7 dólares por tonelada de metanol, mitigando 12.800 toneladas de CO₂ por año. Este análisis no consideró la captura de carbono, lo que puede ser un desafío por las tecnologías requeridas para este proceso y a la vez una oportunidad para reducir las emisiones de CO₂ de la misma planta de Methanex.

Identificación de stakeholders

- Methanex: Es la mayor empresa productora y proveedora de metanol a nivel mundial, para los principales mercados internacionales de América del Norte, Asia Pacífico, Europa y América del Sur. Propietaria de la planta de producción en Punta Arenas, la cual obtiene hidrógeno, CO y CO₂ a partir de gas natural para la síntesis de metanol. La empresa estaría interesada en promover proyectos que impliquen la reducción de emisiones en sus plantas y así transitar hacia la producción de metanol verde. Su participación es clave en esta iniciativa.
- ENAP: Empresa Nacional de Petróleo de Chile, cuenta con un proyecto de parque eólico de 10 MW en Cabo Negro en la región de Magallanes, y que comenzará a operar durante el 2020. Además, la empresa petrolera posee la Compañía Hidrógenos del Bío-Bío S.A, planta de producción de hidrógeno de alta pureza a partir de gas natural y otros

componentes. Adicionalmente, en Cabo Negro realiza diversos procesos que emiten CO₂ y que podrían alimentar el proceso de síntesis de metanol verde en la planta de Methanex. ENAP podría aportar capital y proveer la solución de hidrógeno para Methanex (desde la planta de generación de energía renovable hasta la generación de hidrógeno).

Rol en la cadena de valor

Se asume que el proyecto se viabiliza mediante un contrato de suministro de largo plazo de Hidrógeno Verde y energía eólica de Enap a Methanex. Ambas empresas podrían ser socios del proyecto creando una SPV específica para llevarlo a cabo.

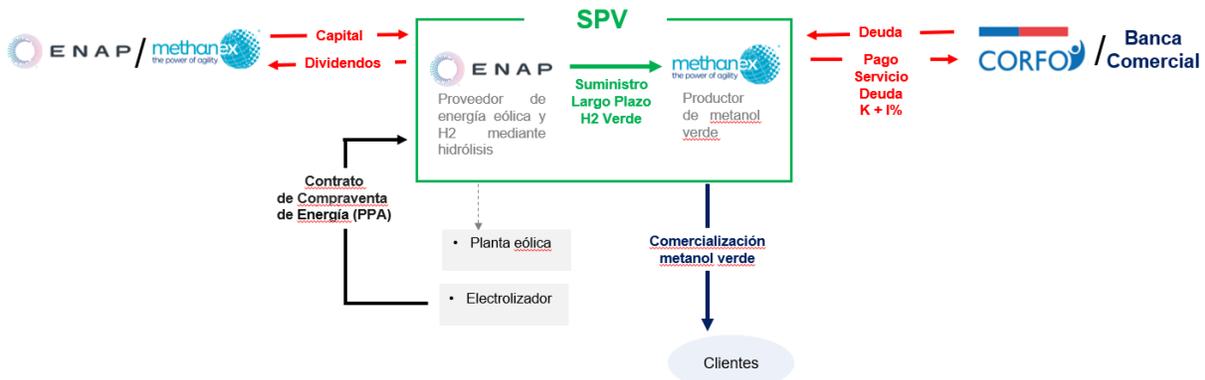


Ilustración 17. Roles sugeridos en el proyecto metanol verde

Riesgos del proyecto

A continuación, se resumen los riesgos sobre la implementación, logros de resultados y replicabilidad del proyecto:

- **Riesgo político:** bajo. Se considera que el proyecto va en la línea con la política de carbono neutralidad del país y en particular beneficia el desarrollo sustentable de una zona extrema contribuyendo a su independencia energética, por lo que podría tener una buena aceptación social.
- **Riesgo regulatorio:** bajo. No se identifican mayores riesgos regulatorios asociados a este proyecto. Por el contrario, si en el futuro se incrementa el impuesto al CO₂ esto potencialmente favorecería los resultados del proyecto.
- **Riesgo tecnológico:** medio. El proyecto considera solo el reemplazo de una parte menor del hidrógeno de fuente fósil por un Hidrógeno Verde. Por otro lado, dado que el actual proceso de síntesis de metanol a partir de gas natural produce CO₂, se considera la captura de este como parte de los requerimientos tecnológicos del proyecto. Por otro lado, ENAP también podría proveer parte del CO₂ requerido en la síntesis de metanol verde. De todas formas, si bien existen tecnologías disponibles para la captura de CO₂ (nivel TRL 9) estas pueden tener un elevado costo, el cual podría alcanzar los 100 USD/t CO₂ de acuerdo con la IEA [39]. El proceso de reutilización de CO₂ y el balance de CO deberá ser estudiado más en detalle en la etapa de factibilidad.
- **Riesgo crediticio:** medio, debido a que, en la escala planteada, los flujos del proyecto en el corto plazo no alcanzan a cubrir el total de los costos de inversión y operación por lo que se requieren otros aportes financieros o subsidios. Sin embargo, dado que el costo

de las tecnologías se espera que baje en el mediano y largo plazo, se presenta la oportunidad de realizar este proyecto de manera temprana considerando que su escala es reducida respecto a la producción del complejo de Methanex.

- **Riesgo comercial:** alto. La producción del proyecto acá evaluado se insertaría en la oferta actual de Methanex a sus clientes, como un porcentaje menor de la producción total. Considerando que Methanex compra el gas natural argentino y chileno a un valor entorno a 4 USD/MMBTU, su costo de producción estimado es hoy del orden de los 350 – 400 USD por tonelada de metanol [19], y en el futuro este estará sujeto a las variaciones que puedan presentar los contratos y precios de gas natural.

Brechas de financiamiento

La brecha principal tiene relación con el costo de inversión del proyecto y en particular con el CAPEX del sistema eólico que representa un 69% de la inversión. Instrumentos financieros que apoyen esta etapa hasta alcanzar la competitividad permitiría posicionarse temprano en el mercado.

Brechas de articulación

Se requiere validar el interés y asegurar la participación de Methanex en esta iniciativa y su compromiso con la reducción de emisiones de su proceso productivo.

El Estado de Chile podría tener un rol facilitador generando las condiciones que permitan destinar total o parcialmente el monto anual que Methanex paga en impuesto por emisiones de CO₂ al desarrollo de la presente iniciativa.

5.1.5. Amoniac verde

Alcance

Para estimar el costo de producir amoniac verde en la zona norte, se utilizó la metodología con los resultados optimizados de operación híbrida realizados por Armijo y Philibert [30] a partir del recurso solar y eólico en Taltal y Calama. Los parámetros de diseño son los siguientes:

Tabla 38: Parámetros de diseño localidad Taltal y Calama

Item	Taltal	Calama
Factor de sobredimensionamiento	MW	MW
Electrolizador	1,00	1,00
Solar	1,20	1,30
Eólico	0,43	0,34
Haber Bosch(HB)	1,13	1,13
Factor de planta	%	%
Electrolizador híbrido	52,8%	49,2%
Solar	32,5%	32,4%
Eólico	43,8%	35,6%

Vertimiento	2,2%	3,7%
Almacenamiento (días a plena carga)	0,50	0,66
Energía de la red (% de demanda energía HB)	6,0%	15,0%

Como referencia consideramos una planta de 30.000 toneladas anuales de amoniaco, similar al tamaño de la fase inicial del proyecto, en etapa de prefactibilidad, que ha compartido públicamente ENAEX con Engie, con un tamaño de tanque de almacenamiento de 9 ton de hidrógeno a 60 bar. El proyecto se enfoca en la producción de hidrógeno en base a energías renovables para su conversión en amoniaco mediante una planta Haber-Bosch usando el nitrógeno capturado del aire. Se aprovecharían las capacidades técnicas de Enaex para generar el amoniaco (hoy se importa desde otros países).

De acuerdo a la referencia [30], los parámetros resultantes para el electrolizador y el resto de las instalaciones asociadas son los siguientes:

Tabla 39: Dimensionamiento planta caso amoniaco verde con producción de hidrógeno en Calama

Calama	HB+ASU*	Electrolizador	Solar	Eólico	Almacenamiento H ₂ **
Capacidad (MW)	23,66	51,60	67,08	17,54	264,86

* unidades de Haber- Bosch (HB) + separador de aire (ASU) en Ton

** unidades de almacenamiento H₂ en MWh

La planta de amoniaco estaría ubicada en la costa de Mejillones y las plantas solar y eólica estarían ubicada en el Desierto de Atacama por lo que el proyecto contempla el almacenamiento y transporte de hidrógeno a la planta de amoniaco. En la modelación no se ha incorporado el costo de transporte.

Plazos de desarrollo y consideraciones ambientales

Tomando como referencia el proyecto de Yara Pilbara (ver casos internacionales en Anexo 3), el cual se encuentra en etapa de factibilidad, este considera que la construcción tardaría dos años hasta su puesta marcha final (hoy prevista para el 2021).

De esta experiencia se puede desprender que la factibilidad tiene un plazo aproximado de dos años y la construcción de dos años más. Cabe destacar además que, entre el proceso de factibilidad y el inicio de la construcción, el proyecto debe ser aprobado por el SEIA, ya que como mencionamos anteriormente, queda afecto al literal ñ del artículo 10º de la Ley 19.300. En este caso, dada la escala del proyecto que considera la instalación de una planta de amoniaco, correspondería realizar un estudio de impacto ambiental (EIA). Esto se debe principalmente a que la construcción de esta planta probablemente cumpla con algunos de los efectos o características contemplados en el artículo 11º de la ley. Por lo mismo, en términos de plazo, se considerará un EIA, que tiene una duración de 120 a 180 días hábiles en su tramitación.

En caso que el proyecto lo requiera, además se deben considerar las normas de transporte y almacenamiento aplicables al hidrógeno. En el caso del almacenamiento, si no existe uso previo del hidrógeno, este se deberá regir por el Decreto Supremo (D.S.) N° 43/2015 del Ministerio de Salud que aprueba el Reglamento de Almacenamiento de Sustancias Peligrosas. Los estanques deben registrarse por la Norma Chilena NCh 1377 sobre "Cilindros de Gas para Uso Industrial -

Identificación del Contenido”, y el establecimiento debe cumplir las normativas; NFPA 72 Código Nacional de Alarmas de Incendio NCh 2095 Of. 2001 Protección Contra Incendios.

Finalmente, el plazo para el desarrollo completo del proyecto, desde el estudio hasta la operación, correspondería a cuatro años aproximadamente considerando que existen algunas actividades que se pueden desarrollar en paralelo.

Análisis técnico-económico

Los costos de inversión asociados serían los siguientes:

Tabla 40:CAPEX caso amoniaco verde con producción de H₂ en Taltal

Calama	HB+ASU*	Electrolizador	Solar	Eólico	Almacenamiento H ₂	Total MMUS\$
CAPEX	16,90	36,12	53,66	17,54	3,44	128

* HB: Haber- Bosch (HB); ASU: unidad separadora de aire (ASU)

Luego, los costos medios de producción de amoniaco e hidrógeno obtenidos son los siguientes (usando una tasa de descuento del 7% anual y un plazo de evaluación de 20 años):

Tabla 41:LCOH y LCOA caso amoniaco verde Taltal

Taltal	Hoy	2030	Largo plazo
LCOH (US/kg) – Ez	2,8	2,2	1,6
LCOH (US\$/kg) – CSD*	0,7	0,3	0,1
LCOH (US\$/kg) – Total	3,5	2,5	1,7
LCOA (US\$/t) (cylinder)	613,7	475,1	355,1

*CSD= Compresión, almacenamiento y distribución de hidrógeno

Los costos de producción obtenidos están todavía por encima de los promedios históricos del precio del amoniaco, no obstante, en los escenarios de mediano y largo plazo se alcanzaría la paridad (gráfico a continuación) entre la importación y la producción en suelo nacional.

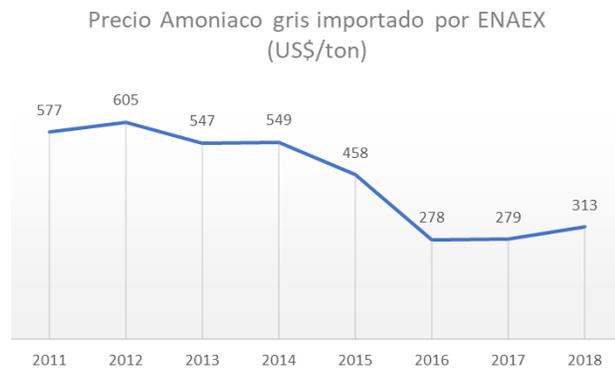
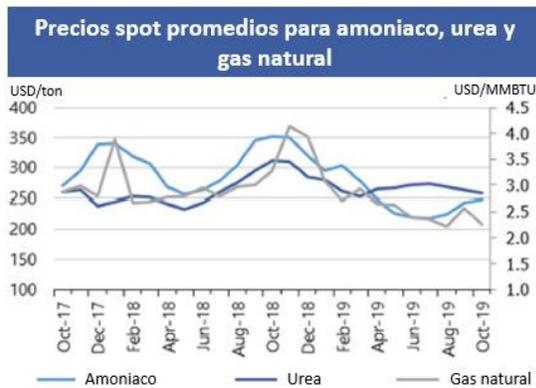


Ilustración 18. Precio spot del amoniaco y costo de importación de ENAEX [40] [41]

Por último, al sensibilizar las variables principales de la producción de amoníaco podemos apreciar las que tienen mayor impacto en su costo medio de producción (costo nivelado) destacando el factor de carga del electrolizador, el precio de la energía y la tasa de descuento exigida al proyecto. El gráfico a continuación muestra la sensibilidad en el escenario 2030.

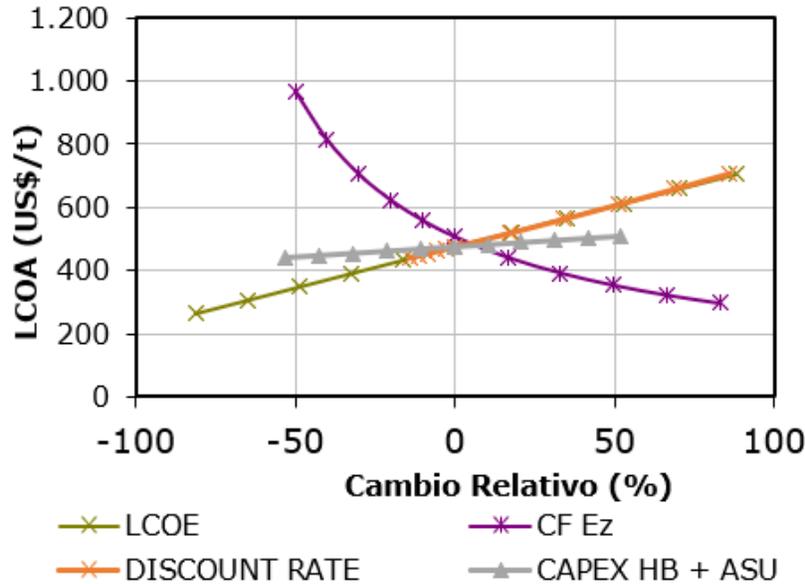


Ilustración 19. Análisis de sensibilidad para iniciativa amoníaco verde (“2030”)

Al asumir una rentabilidad privada del 7% y una vida útil de 20 años para los activos, el precio de equilibrio resultante para el proyecto es de 475,1 US\$/t de amoníaco para el caso de Taltal mitigando 56.300 toneladas de CO₂ por año. Si el costo nivelado de la energía base para el año 2030 de 26,6 US\$/MWh se reduce a 13,6 US\$/MWh, bajo los supuestos de este análisis, se lograría competitividad con un precio de amoníaco en torno a los 348,1 US\$/t.

Identificación de stakeholders

Enaex: es la mayor empresa productora de nitrato de amonio de grado explosivo en América Latina, tercer productor de nitrato de amonio de baja densidad a nivel mundial y prestador de servicios integrales de fragmentación de roca. Enaex hoy en día, importa la totalidad del amoníaco, el cual proviene de fuentes no renovables. Actualmente, Enaex reduce el 85% de sus emisiones de proceso del Nitrato de Amonio producido en Planta Prillex América la cual tiene una Intensidad Operacional de Emisiones (IOE) cercana a 0,3 toneladas de CO₂eq/ton producto, una de las más bajas de la industria. Por otro lado, durante el año 2018, generó y certificó con Banco Mundial (IBRD) 781.000 CERs (certificados de reducción de emisiones), destinados a neutralizar parte de las emisiones de la Unión Europea [41].

Engie: Empresa de generación, transmisión y suministro de electricidad, con más de 100 años de experiencia, presente en 70 países. Además, transporta gas natural y ofrece más de 50 soluciones energéticas para la minería, territorios, hogares, pequeñas y medianas empresas. Engie estratégicamente considera que el hidrógeno es la clave que desbloqueará todo el potencial de las soluciones de energías renovables, acelerando la transición energética al

permitir que se utilicen numerosas tecnologías de energía verde. En este contexto, se encuentra impulsando proyectos claves en diferentes países entre los que se encuentra Chile. En particular, junto a ENAEX se encuentran realizando los estudios de prefactibilidad para instalar una planta de amoníaco verde junto a ENAEX en el norte.

Rol en la cadena de valor

De acuerdo con lo conversado con Enaex, el proyecto se viabiliza mediante un contrato de largo plazo por el suministro de explosivos a alguno de sus clientes mineros que esté disponible a pagar un sobrecosto respecto al valor actual. De esta manera, Enaex podría suscribir a su vez un contrato de largo plazo de provision de Hidrógeno Verde con Engie.

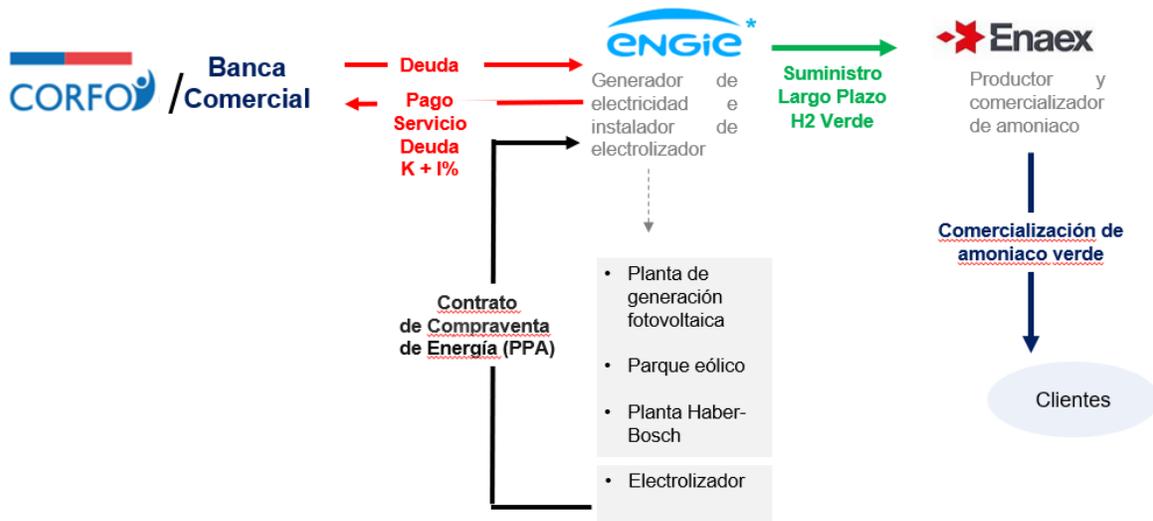


Ilustración 20. Roles sugeridos en el proyecto amoníaco verde

Riesgos del proyecto

- **Riesgo político: bajo.** Se considera que el proyecto va en la línea con la futura ley de cambio climático y el compromiso de lograr la carbono neutralidad del país. En particular, al estar emplazado parcialmente en Mejillones, beneficia a una zona donde se requieren de nuevos proyectos sustentables por lo que se estima que podría tener una buena aceptación social.
- **Riesgo regulatorio: medio.** Se considera que el proyecto se debe someter a evaluación ambiental según artículo 10° literal ñ de la Ley 19.300, y que se requiere almacenamiento y transporte de hidrógeno ya sea por tuberías o camiones (marco regulatorio sostenido por DS43/2015 MINSAL para Almacenamiento de Sustancias Peligrosas, y NCh1377). Adicionalmente, al haber producción, almacenamiento y transporte de sustancias químicas varias (nitrógeno, hidrógeno y amoníaco) el proyecto tiene un nivel de complejidad mayor.
- **Riesgo tecnológico: medio,** si bien el proceso de producción de amoníaco mediante la tecnología Haber-Bosch es conocido, no existen plantas de este tipo en el país. Por otro

lado, el tamaño de la planta es pequeño comparada con las disponibles comercialmente lo cual la hace ser una planta más cara en términos de unidad de producto. Además, el proyecto considera el transporte de hidrógeno por lo que aún se requiere de la definición de la solución tecnológica adecuada para ello.

- **Riesgo crediticio:** alto ya que, si bien ambas contrapartes son sólidas financieramente, el proyecto, en la escala planteada y bajo los supuestos de costo nivelado de la energía, aún no es rentable sin apoyos financieros. Por otro lado, este proyecto permitiría reducir riesgos y habilitar el desarrollo de una fase de mayor escala que pueda suplir la totalidad de la demanda de amoniaco de Enaex y eventualmente exportar amoniaco a otras regiones del cono sur (proyecto de más de 1.000 millones de dólares).
- **Riesgo comercial:** alto, si bien la producción del proyecto representa menos del 10% del consumo de amoniaco de Enaex, de acuerdo a información proporcionada por la empresa, existe una baja disposición por parte de sus clientes de la minería al pago adicional por un servicio de explosivos “verde” de mayor costo. En este sentido, Enaex ha manifestado que sería necesario un contrato de venta de amoniaco / explosivos de largo plazo que apalanque el proyecto. Por otra parte, el amoniaco verde podría tener un mercado independiente como vector energético para transportar hidrógeno, en mercado de fertilizantes y si se desarrolla su potencial como posible combustible para la industria naviera.

Brechas de financiamiento

La brecha principal tiene relación con el costo de inversión del proyecto que aún no permitiría competir con amoniaco gris (importado) por lo que se requiere de una reducción del monto total de CAPEX a financiar o bien de un apoyo en la recuperación de la inversión complementando sus ingresos.

Brechas de articulación

Si bien los principales promotores (ENAEX y Engie) ya se encuentran involucrados con el proyecto y avanzando en estudios de prefactibilidad, se requiere asegurar un contrato de largo plazo que viabilice el proyecto por lo que será clave articular con los clientes mineros la posibilidad de comprometerse con la reducción de emisiones en parte de su demanda por explosivos.

El sector público podría entregar una señal política que facilite del acceso a fondos internacionales y nacionales, sería un soporte estratégico clave, así como ocurrió en el caso del primer proyecto en Chile de concentración solar de potencia.

5.1.6 Reconversión de motores de generación eléctrica para uso de hidrógeno como combustible

Alcance

Como se mencionó en el punto 3.1.9, la posibilidad de transformar parcialmente el parque térmico conectado al SEN en uno libre de emisiones constituye un proyecto interesante. Dado que hoy en día ya existen iniciativas para el uso de hidrógeno en motores convencionales en base a

combustibles fósiles [27]. En Chile, la empresa Bluecome está investigando en esta tecnología para poder funcionar usando un porcentaje de hidrógeno en la mezcla, hasta el reemplazo completo del diésel por hidrógeno. Esta tecnología se encuentra en etapas de testeo y desarrollo, y estará disponible comercialmente en el corto y mediano plazo.

En este caso, se asumirá un motor diésel de 1 MW conectado al SEN. Los principales supuestos del caso base son los siguientes:

Tabla 42: Consumo y costo variable caso base motores diésel

1 MW Diésel	Consumo L/h	Costo variable US\$/MWh
Caso base	200	180

Tabla 43: Datos de diseño de planta ERNC y electrolizador para un motor de 1 MW

1 MW 100% H ₂	Capacidad electrolizador (MW)	Capacidad planta solar FV (MW)	Capacidad de almacenamiento (MWh)
Caso Base	0,76	0,98	5,37

Finalmente, dado que la potencial generación eléctrica de estos equipos usando Hidrógeno Verde como combustible no sustituye directamente la generación con diésel, ya que su modelo actual de negocio es la venta de potencia firme (o potencia de suficiencia), se ha utilizado el factor de emisión de la red para estimar su costo de abatimiento y reducción de emisiones.

Plazos de desarrollo y consideraciones ambientales

El plazo de ejecución del proyecto está dado principalmente por la disponibilidad de la tecnología de adaptación de los motores, aún en desarrollo, la cual se estima podría estar disponible durante 2021 de acuerdo a lo informado por la empresa Bluecome.

Por otro lado, dado que los motores son infraestructura de generación en la red, es necesario regularizar su situación como nueva tecnología, y también regirse bajo la normativa que permita el uso de hidrógeno como combustible. Esta normativa aún no existe y podría impactar en los plazos y viabilidad del proyecto.

El proyecto, al igual que en los casos anteriores, entraría al SEIA principalmente debido al literal ñ del artículo 10º de la ley 19.300. A su vez, el posible aumento en las emisiones de NOx que puede producir este proyecto podría causar riesgos para la salud de la población y efectos adversos sobre los recursos naturales, como se mencionan en el literal a y b del artículo 11º de la misma ley. Por lo mismo, se estima que este proyecto tendría que entrar como EIA por lo que el periodo de revisión es de 120 a 180 días hábiles.

Finalmente, se deben considerar también los tiempos asociados al desarrollo de la planta fotovoltaica y de electrolisis.

Se obtiene que el plazo total del proyecto, desde la idea a la puesta en marcha es de alrededor de dos a tres años, plazo principalmente marcado por el tiempo de desarrollo del kit y la construcción de las plantas de electrolisis y fotovoltaica.

Análisis técnico-económico

El costo de inversión en los motores para su adaptación a distintos niveles de reemplazo de diésel por Hidrógeno varía según el porcentaje de sustitución de diésel. El retrofit se refiere principalmente a aspectos como la modificación del punto de explosión del motor, mejorar los asientos de válvulas, tapa de los cilindros, entre otros, según la marca y tipo de motor (cilindros de acero, aluminio, etc.). El costo de adaptación sería el siguiente:

Tabla 44: Costo de adaptación de motores para reemplazo con distintos niveles de hidrógeno

% Sustitución diesel	% CAPEX	Retrofit US\$/kW
100%	50%	230.000

Fuente: Bluecome

Analizando los costos variables de combustible de las centrales térmicas del SEN, de acuerdo al Informe Definitivo de Precio de Nudo de Corto Plazo de Julio de 2019, destaca el costo variable de las centrales a carbón eficientes los cuales están por debajo de los 50 US\$/MWh.

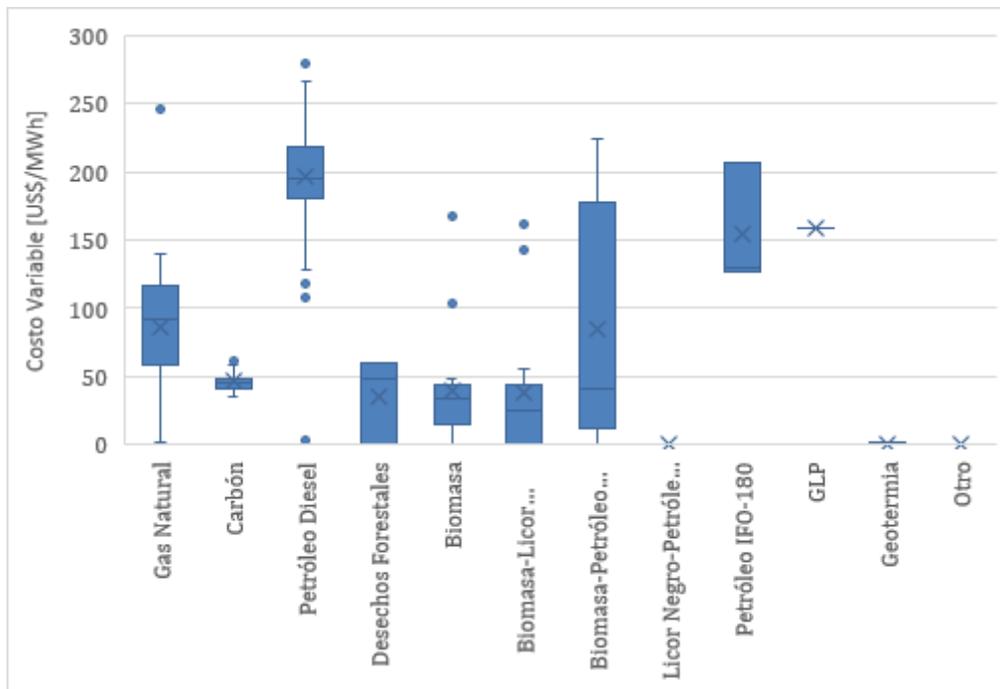


Ilustración 21. Costo variable de generación SEN (Fuente: ITDPN Julio 2019)

Para efectos de la modelación, se asumió una curva de duración de precios de manera con la cual poder estimar los ingresos de los motores diésel para los distintos escenarios de reemplazo con un valor promedio ponderado de 39 US\$/MWh.

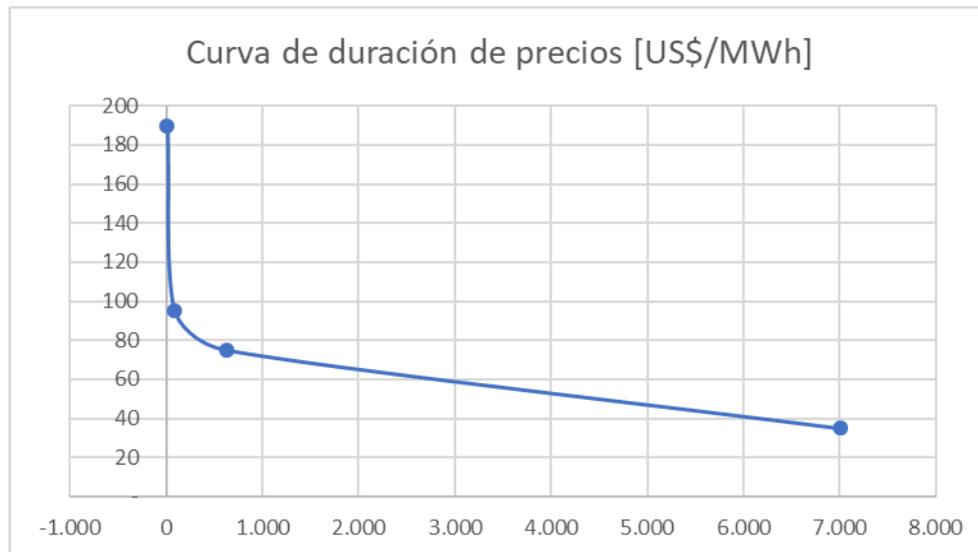


Ilustración 22. Curva de duración de precios para el caso motores (Fuente: elaboración propia)

A continuación se presenta el escenario de reemplazo del 100% del combustible fósil en motores de generación eléctrica por hidrogeno, elaborado a partir de antecedentes aportados por la empresa Bluecome. La tasa de reemplazo de 0,45 m³ de hidrógeno por litro de diésel es similar a lo que indica la literatura para el caso de reemplazo de turbinas a gas natural [27].

Tabla 45: Consumos y ahorros de combustibles en base a porcentaje de reemplazo en motores

% Sustitución hidrocarburo	Horas operación al año	m ³ H ₂	kg H ₂
100%	7.008	630.720	56.323

De acuerdo a los nuevos costos variables calculados, se estimaron las horas de operación que tendrían en el escenario de precios previsto y el margen de ingresos netos sobre el costo variable. De esta manera se procedió a estimar los ingresos de energía de las centrales modificada para distintos porcentajes de reemplazo de combustible.

Luego, se procedió a estimar los ingresos de energía asociados a los escenarios de reemplazo obteniéndose los siguientes resultados.

Tabla 46: Costo variable modificado y estimación de ingresos según escenario de reemplazo de diésel

Porcentaje de sustitución hidrocarburo	Costo variable por US\$/MWh	Costo marginal de inyección US\$/MWh	Ingresos energía US\$/año
100%	5,8	36,6	256.198

Tabla 47: Resultados caso motores para generación eléctrica

	Hoy	2030	Largo plazo
LCOH - Ez (US\$/kg)	2,66	2,03	1,41
LCOH (US\$/kg) – CSD*	0,25	0,14	0,09
LCOH (US\$/kg) – Total	2,91	2,16	1,50

*CSD= Compresión, almacenamiento y distribución de hidrógeno

Tabla 48: Rentabilidad de proyecto reconversión de motores para generación eléctrica

Porcentaje de sustitución hidrocarburo	Hoy	2030	Largo plazo
TIR privada	11,8%	15,0%	18,4%
VAN privado	697.863	1.021.282	1.277.463
VAN Social	1.970.443	2.298.423	2.558.023

Se puede apreciar que, dados los supuestos de este estudio, el proyecto posee una TIR de 11,8% lo cual lo hace competitivo al día de hoy. En el escenario 2030 la TIR alcanza el 15% real y el VAN del proyecto es de 1,0 millón de dólares en un plazo de evaluación de 20 años. El VAN Social es positivo en todos los escenarios analizados y mejora en aproximadamente 1,3 millón de dólares al VAN privado al considerar el efecto de la mitigación de emisiones valorizadas al costo social del carbono de US\$ 32,5 / t CO₂ y suponiendo el factor de emisión del SEN.

Por último, al sensibilizar las variables principales del reemplazo de diésel en motores de combustión interna podemos apreciar las que tienen mayor impacto son el factor de reemplazo en términos de m³ de hidrógeno por litro de diésel, la tasa de descuento exigida al proyecto, las horas de operación, el costo de la energía y el costo del retrofit de los motores. El gráfico a continuación muestra la sensibilidad en el escenario 100% reemplazo.

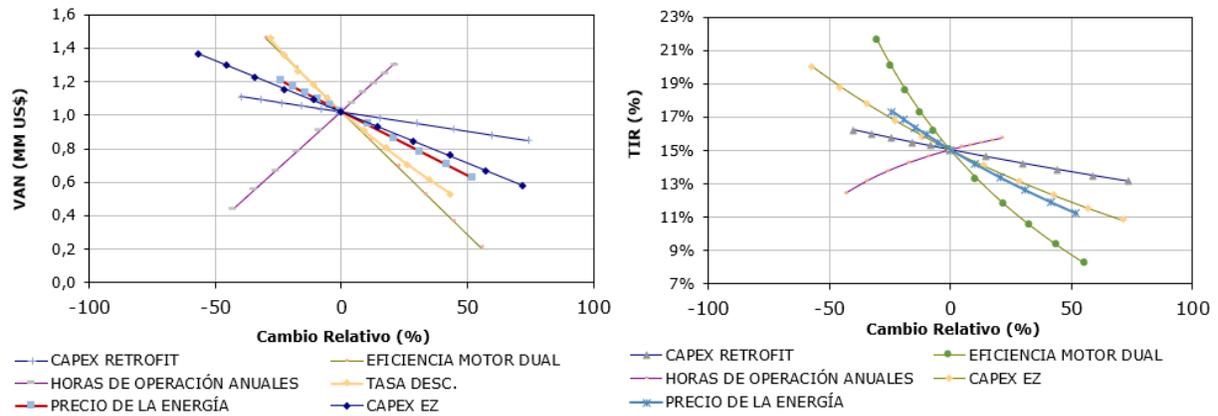


Ilustración 23. Análisis de sensibilidad para iniciativa reemplazo 100% de diésel en motores (2030)

Identificación de stakeholders

- Bluecome: Empresa tecnológica dedicada a la investigación y desarrollo comercial de un kit para el reemplazo de combustibles fósiles en motores y turbinas. Entrega la solución tecnológica y realiza los trabajos necesarios para el acondicionamiento de los motores.
- Empresas de generación: implementan proyectos de acondicionamiento de sus motores. Se han identificado empresas que podrían implementar estas iniciativas como Potencia, Enlasa, Prime Energía, entre otras.
- Proveedor de solución para línea de producción de hidrógeno y planta ERNC: podría ser Engie como alguna otra empresa que posea experiencia en la producción de Hidrógeno Verde.

Rol en la cadena de valor

Para la promoción de esta iniciativa se propone un consorcio entre las partes, las que colaboran en el desarrollo del estudio para generar la tecnología, la implementación de la solución y su financiamiento.



Ilustración 24: Diagrama de Modelo de Negocio para motores de generación

Riesgos del proyecto

- Riesgo político: bajo, en el marco de la futura ley de cambio climático y el plan de descarbonización al 2050.
- Riesgo regulatorio: alto, dado que no existe regulación para la utilización de hidrógeno como combustible. Actualmente se está considerando esta posibilidad en el proyecto de ley de eficiencia energética en trámite en el congreso (indicación presentada en enero de 2020). Por otro lado, el proyecto requiere la evaluación del impacto de potenciales emisiones de NOx y otros gases.
- Riesgo tecnológico: alto, pese a que existen desarrolladores, la tecnología no está completamente validada comercialmente para niveles de reemplazo altos de combustible (cercano al 100%).
- Riesgo crediticio: medio, si bien el proyecto es rentable la tecnología aun no ha sido validada y puede ser percibida como riesgosa por los bancos
- Riesgo comercial: medio, pues el modelo comercial de los motores cambia, pasando de ser de un negocio de potencia solamente a un negocio mixto de energía y potencia. Este modelo de negocio aún no está probado.

Brechas de financiamiento

El CAPEX de la cadena de suministro del hidrógeno es la principal brecha financiera del proyecto. Para efectos de lograr la mayor economía en la producción del hidrógeno se requiere que el costo de producirlo sea a costos competitivos (2-3 US\$/kg) lo que sería factible en sitios con un buen potencial renovable y aledaños a la central de motores diésel (extremo norte y sur del SEN).

Brechas de articulación

La mayor brecha de articulación prevista tiene relación con la falta de regulación del hidrógeno como combustible energético. El Ministerio de Energía se encuentra trabajando en el marco regulatorio del hidrógeno en sus distintas aplicaciones.

5.1.7. Resumen evaluación técnica-económica

Cartera de proyectos de hidrógeno

La siguiente tabla muestra que los proyectos demostrativos de escala industrial priorizados, cuyas inversiones se estiman en 169 MMUS\$ y su replicabilidad abriría un mercado de inversiones estimado en 73.923 MMUS\$.

El proyecto demostrativo de escala industrial de amoníaco verde es el de mayor inversión 121,4 MMUS\$ y el que tiene una replicabilidad menor con una inversión estimada de 2.377 MMUS\$.

Así mismo, los proyectos priorizados permitirían reducir 74.275 tCO₂e/año y su replicabilidad alcanzaría un potencial de reducción de 30 MM tCO₂e/año. El proyecto demostrativo de escala industrial de reconversión motores de generación eléctrica para uso de hidrógeno, el que más aporta a estas reducciones con 17 MM tCO₂e/año.

El proyecto más costo eficiente en reducción de emisiones de CO₂e es el de motores, el que de acuerdo a las estimaciones tiene un costo de abatimiento negativo de -18 USD/tCO₂e.

Tabla 49. Tabla resumen modelación proyectos

Tipo de proyecto	Escala proyecto demostrativo	Empresa interesada	Offtakers	Producción Hidrógeno t/H2 año	Reducción Emisiones tCO2/año	CAPEX MMUSD	OPEX MMUSD	Costo Abatimiento USD/tCO2e	Tamaño Mercado t H ₂	Potencial de replicabilidad	Reducción Emisiones MMtCO ₂ /año	Total CAPEX replicabilidad MMUSD
Proyecto escala industrial (2030)									Replicabilidad			
Buses interurbanos y camiones en ruta	Electrolizador 0,57 MW, Planta ERNC 0,73 MW, Compresión y almacenamiento de 8 MWh; 5 Buses en base a hidrógeno	Transp. Géminis	Minería	42	457	4,1	0,05	258,0	381.698	9.088	4	36.807
Camiones y maquinaria en operaciones mineras	Electrolizador 3 MW, Planta ERNC 3,9 MW, Compresión y almacenamiento 41 MWh, 1 CAEX	Consorcio Alset	Minería	223	1.808	7,0	0,13	77,0	606.893	2.721,5	5	19.050
Metanol verde	Electrolizador 13 MW, Planta ERNC 20 MW, Compresión y almacenamiento 145 MWh	Methanex	Cientes methanex	1.591	12.800	35,1	0,67	22,4	306.224	192,5	2	6.756
Amoniaco verde	Electrolizador 51,6 MW, Planta ERNC 84,6 MW, Compresión y almacenamiento 277 MWh, Haber-Bosch 24 MW	Enaex Engie	Minería	4.597	56.337	121,4	2,07	67,9	90.000	19,6	1	2.377
Reconversión motores de generación eléctrica para uso de H ₂	Electrolizador 0,76 MW, Planta ERNC 0,98 MW, CSD 5,4 MWh	Bluecome	Centrales de punta del SEN	56,3	2.873	1,5	0,02	-18,0	335.300	5.955,6	17	8.933
Total				6.509	74.275	169,1			1.720.116		30	73.923

Resumen de plazos de proyectos

A modo de resumen, se presenta a continuación una tabla que sintetiza los plazos para los distintos proyectos, cómo entra al SEIA (DIA o EIA) y que aspectos legales o técnicos se deben considerar que podrían afectar el proyecto o sus plazos¹⁰.

Tabla 50. Resumen de plazos y consideraciones de cada proyecto

Proyecto	Estudio y desarrollo	Solicitud de permisos y requerimientos (del SEIA)	Construcción y puesta en marcha	Consideraciones Regulatorias
Buses interurbanos y camiones en ruta	1-2 años	DIA 60-90 días	1-2 años	Licitación o negociación bilateral con la/las empresas de servicio de buses y compra de unidades
Camiones y maquinaria en operaciones mineras	2 años	DIA 60-90 días	1 año	Almacenamiento y uso de hidrógeno como combustible
Metanol verde	1-2 años	DIA 60-90 días	1 año	Almacenamiento y otros requerimientos legales
Amoniaco verde	2 años	EIA 120-160 días	2 años	Almacenamiento y transporte de hidrógeno
Reconversión motores de generación eléctrica para uso de hidrógeno	1-2 años	EIA 120-160 días	1 año	Aumento de emisiones de NOx

Variables críticas para la viabilidad de los proyectos demostrativos de escala industrial

La siguiente tabla busca resumir cuán cerca están los proyectos demostrativos de escala industrial de su viabilidad técnico económica bajo los supuestos de este estudio. Las columnas permiten comparar el costo del producto con el precio de mercado hoy y al 2030. Se identifican en paralelo las variables críticas que podrían entregar la viabilidad antes de los plazos indicados y sobre las cuales sería interesante enfocar las acciones de investigación y desarrollo y el esquema de financiamiento propuesto.

¹⁰ Cabe mencionar que los plazos de desarrollo no fueron considerados en las evaluaciones económicas las cuales contemplan el desembolso de las inversiones asociadas en un solo período.

En el caso de amoniaco verde, una de las variables críticas para lograr la rentabilidad es el costo de la energía. En particular, como se mencionó anteriormente, del análisis de sensibilidad (ver ítem 5.1.3.) del LCOE desde los 26,6 US\$/MWh considerado para el 2030, a 13,6 USD/MWh permitirían lograr un LCOA de 348,1 USD/t, valor en el rango de mercado.

Para los proyectos de buses interurbanos y camiones en ruta las variables críticas son el CAPEX de los buses y el consumo diario de diésel asociado a la distancia diaria recorrida. En el caso de camiones y maquinaria en operaciones mineras las variables críticas son el costo nivelado de la energía y el precio del diésel. En este análisis se han mantenido constantes la proporción de hidrógeno (60%) y diesel (40%), sin perjuicio de que una mayor tasa de reemplazo podría mejorar el resultado económico del proyecto.

En el proyecto de reconversión de motores de generación eléctrica se consideró al año 2030 un LCOE de 23,8 US\$/MWh el que entrega un VAN de 1,0 millón de dólares y una TIR de 15% en un plazo de evaluación de 20 años.

Tabla 51. Variables críticas según modelación de proyectos priorizados

Tipo de proyecto	Producto	LCOE	Costo	Precio en	LCOH	LCOE	Costo	Precio en	LCOH
		USD/MWh	Producto	Mercado Spot	(USD/kg)	USD/MWh	Producto	Mercado Spot	(USD/kg)
		HOY				2030			
Buses interurbanos y camiones en ruta	Costo de km recorrido (USD/km)	27,95	1,58	0,29	5,55	23,81	1,17	0,34	3,78
Camiones y maquinaria en operaciones mineras	Costo dia por camion (USD/l)	27,95	2,02	0,57	3,52	23,81	1,56	0,70	2,63
Metanol verde	Metanol (USD/t)	31,52	686,9	[227; 500]	3,70	27,51	519,7	[227; 500]	2,60
Amoniaco verde	Amoniaco (USD/t)	30,9	613,7	[216; 406]	3,50	26,6	475,1	[216; 406]	2,50
Reconversión motores de generación eléctrica para uso de hidrógeno	Costo de variable de generación (USD/MWh)	28	3,7	[34,5; 69,7]	2,91	23,81	3,00	[34,5; 69,7]	2,16

5.2. Estructura de financiamiento propuesta

La presente sección es un ejercicio teórico de estrategias de financiamiento que podrían coexistir para acelerar la adopción tecnológica y la materialización de proyectos de Hidrógeno Verde en el país. Su objetivo es entregar elementos de mercado que faciliten el análisis y la toma de decisiones futuras, y en ningún caso lo plasmado en este informe representa el compromiso efectivo de Corfo de crear los instrumentos, ni de financiar directamente los proyectos de acuerdo con lo que para cada caso se proponen. Así mismo, en lo referido a las empresas privadas mencionadas la participación descrita en los tipos de proyectos es una sugerencia que no representa un compromiso de las compañías.

El equipo consultor ha propuesto la creación de una iniciativa público-privada de Hidrógeno Verde con tal de articular la estrategia a nivel país que busca impulsar el desarrollo de un mercado de este tipo en Chile. Esta iniciativa se le refiere como “Fondo Hidrógeno Verde Chile” el cual permitiría abordar las necesidades particulares de cada una de las iniciativas en función de sus niveles de madurez y riesgos disponibles. Esta propuesta se desarrolla más en detalle en el Anexo 2.

En general, todos los casos analizados tienen una brecha tecnológica o financiera que justificaría introducir subsidios como un elemento habilitante que permite acelerar al proyecto hacia un punto donde el riesgo percibido por parte de los inversionistas es menor, y por ende, se esté en condiciones de levantar deuda y capital con instrumentos de mercado. De esta manera, se calcularon los subsidios necesarios para obtener una rentabilidad real de USD +7% y poder atraer inversionistas dispuestos a aplicar una estructura de deuda y capital convencional para proyectos de inversión.

Con excepción del instrumento que está desarrollando Corfo denominado “Crédito Verde” el cual podría financiar la deuda de las iniciativas de menor costo de inversión (buses interurbanos, camiones de extracción minera y reconversión de motores), ninguno de los instrumentos vigentes de Corfo se ajusta a las necesidades de capital de los proyectos demostrativos. Por esta razón, se propone la creación de un programa específico para estos efectos. El objetivo de este programa sería aportar financiamiento para apoyar el desarrollo de proyectos demostrativos que involucren tecnologías disruptivas como el hidrógeno y que permitan el desarrollo económico a partir de una economía baja en carbono. Este programa, en adelante denominado programa TBC (proyectos demostrativos para Tecnologías Bajas en Carbono), deberá ser complementario a los programas FET, FT y FC hoy existentes. Para la configuración de este nuevo programa, se utilizará como referencia las características del programa FET de Etapas Tempranas Tecnológicas al que se propone realizar algunos ajustes de tal manera que se ajuste mejor a las condiciones de los proyectos evaluados en esta consultoría.

El programa FET está enfocado en la inversión indirecta, a través de fondos de inversión públicos o privados, en startups innovadoras basadas en un componente tecnológico. Posee una limitación de que estas no puedan contar con más de 36 meses de antigüedad y ventas que no superen las UF 5.000 anuales. En el caso del programa propuesto, estas condiciones se mantendrían ya que los proyectos estarán circunscritos a empresas nacientes a partir del joint venture de las empresas promotoras.

En cuanto a la línea de crédito, el programa TBC tendría características especiales dado que algunos de estos proyectos demostrativos alcanzan tamaños bastante grandes, por lo que para incorporarlos en un portafolio diversificado el monto de la línea debe ser mayor. Para estos efectos, planteamos una línea de crédito que fluctúe entre UF 200.000 y UF 500.000.

El nivel de apalancamiento del programa deberá ser similar al FET, partiendo en 3 veces y llegando a 3,9 veces en casos particulares. Lo mismo para el premio máximo el que será igual a un 30%. En cuanto a la tasa de interés, dado que se trata de proyectos demostrativos de diversos niveles de riesgo tecnológico y comercial, se exigirá un retorno del BCU 10 años + 5% anual.

En cuanto al tamaño de cada fondo a ser financiado, proponemos un tamaño máximo de USD 35 millones. Esto permitiría que un solo fondo de inversión pueda, eventualmente, financiar los proyectos de metanol verde y amoníaco verde, que son los dos más grandes entre los priorizados en este estudio.

En cuanto a los proyectos beneficiados, dado que se trata de pilotos o proyectos demostrativos, no vemos necesario seguir los parámetros usados en los programas de Corfo existentes hoy. Tal vez, los requisitos deberían establecerse en cuanto a aspectos técnicos de los proyectos y a la existencia de promotores que los apoyen con capital y know-how.

Por último, en relación con el orden de prelación de pagos, este programa debiera ser similar al FET en donde lo primero es recuperar el capital de Corfo. Esto se justifica por el hecho de que se trata de empresas que están desarrollando proyectos demostrativos de tecnologías disruptivas de reciente creación, lo que deriva en la necesidad de que exista un apoyo posterior hacia aquellos proyectos que resulten exitosos y necesiten escalar. La idea es que Corfo pueda seguir en esa línea de apoyo.

A continuación, se detalla la estructura de financiamiento propuesta para cada proyecto, considerando en algunas de ellas la utilización de los recursos de CORFO en base a este nuevo programa propuesto.

5.2.1. Buses interurbanos y camiones en ruta

Se propone la creación de un joint venture cuyo propósito sea comprar los buses y estación de carga para luego suscribir un contrato de arrendamiento operativo con el operador de buses (SPV leasing). Dado que la inversión del proyecto está principalmente asociada al electrolizador y al parque solar, se asume que el socio mayoritario del SPV sería una utility proveedora del hidrógeno (ej. Engie) quien desarrollaría el proyecto de generación en las cercanías de la hidrolinera para evitar costos asociados a peajes. Existirían entonces un contrato de servicios entre la minera y el operador de buses que respaldarían los ingresos requeridos para bancabilizar el proyecto solar y, por otro lado, un contrato de suministro de hidrógeno puesto en la hidrolinera.

En este caso, creemos posible configurar un financiamiento mixto. Por una parte, un subsidio no reembolsable del 53% de la inversión en los buses y estación de carga equivalente a US\$ 2 millones (48% del financiamiento total requerido). Entre los posibles inversionistas podrían estar el Clean Technology Fund u otros fondos filantrópicos especializados en tecnologías limpias o Cleantech. Esto permitiría viabilizar un leasing para financiar el resto de la inversión. Habiendo asegurado el financiamiento de esta componente, el proyecto ya estaría en condiciones de incorporar financiamiento a través del levantamiento de deuda y capital.

Cómo promotores del proyecto, sugerimos que Engie aporte US\$ 0,9 millones (22% del financiamiento) mientras que COPEC sume US\$ 0,3 millones al proyecto (9% del financiamiento), ambos en la forma de capital. Eso no quita que también puedan participar con capital aquellas empresas fabricantes de los buses (OEM), si estuvieran interesadas. Por otra parte, el proyecto necesitaría levantar US\$ 0,8 millones (21% del financiamiento) en la forma de

deuda. Para esto, vemos como una opción interesante el nuevo instrumento que está desarrollando Corfo, “Crédito Verde” el que se entregaría a través de instituciones financieras locales. Con esta estructura, y dejando de lado el subsidio no reembolsable, el proyecto tendría una proporción de 40% de deuda y 60% de capital.

La estructura de financiamiento resultante se presenta a continuación.

Tabla 52: Estructura de financiamiento para proyecto Buses

Tipo de financiamiento Proyecto	Inversionista sugerido	Monto inversión (US\$ millones)	Participación financiamiento
Subsidio no reembolsable	CTF / GEF / Fondos Cleantech filantrópicos	2,0	48%
Deuda	Crédito Verde CORFO vía institución financiera	0,9	21%
Capital	Engie (Promotor)	0,9	22%
Capital	COPEC (promotor)	0,4	9%
Total		4,1	100%
Total s/subsidio		3,0	52%

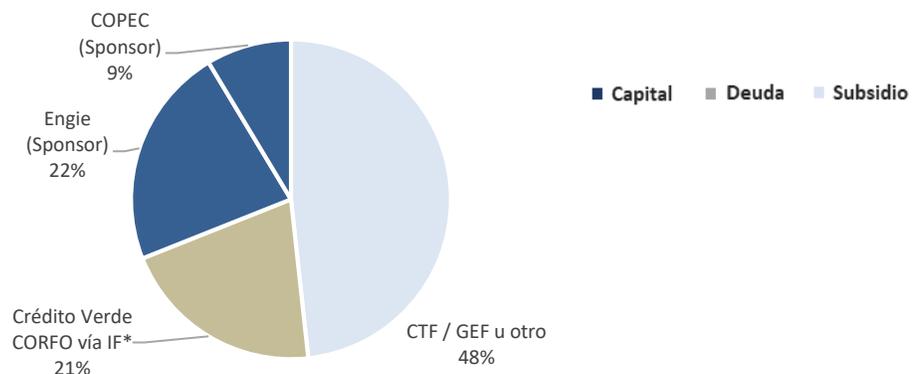


Ilustración 25: Diagrama estructura de financiamiento propuesto para Buses interurbanos y camiones en ruta

5.2.2. Camiones y maquinaria en operaciones mineras

Dado que la inversión del proyecto está principalmente asociada a la cadena de suministro del hidrógeno, se asume que una empresa de energía, proveedora del hidrógeno (ej. Engie), desarrollaría el proyecto de generación en las cercanías de la mina para evitar costos asociados a peajes. Existirían entonces un contrato de suministro entre la minera y el proveedor de hidrógeno que respaldarían los ingresos requeridos para bancabilizar el proyecto solar, y por otro lado, un contrato de suministro de energía para respaldar los ingresos de la central solar. Se asume también una participación de la empresa minera en la inversión considerando su rol estratégico en el proyecto.

Al igual que en los casos anteriores, se propone un financiamiento mixto. Por una parte, un subsidio no reembolsable del 22% de la inversión del proyecto equivalente a US\$ 1,5 millones.

Entre los posibles inversionistas podrían estar el Clean Technology Fund u otros fondos filantrópicos especializados en Cleantech. Esto permitiría viabilizar la participación de una utility en el suministro de la cadena de hidrógeno quien financiaría el resto de la inversión con una estructura convencional tipo project finance. Habiendo asegurado el financiamiento de esta componente, el proyecto ya estaría en condiciones de incorporar financiamiento a través del levantamiento de deuda y capital.

Cómo promotores del proyecto, sugerimos que la utility (ej. Engie) aporte US\$ 1,4 millones (20% del financiamiento) mientras que la compañía minera (ej. CODELCO) sume US\$ 0,7 millones al proyecto (10% del financiamiento), ambos en la forma de capital. Por otra parte, el proyecto necesitaría levantar US\$ 3,4 millones (48% del financiamiento) en la forma de deuda. Al igual que en el caso buses, vemos como una opción de financiamiento el nuevo instrumento en desarrollo de Corfo, Crédito Verde. Con esta estructura, y dejando de lado el subsidio no reembolsable, el proyecto tendría una proporción de 62% de deuda y 38% de capital.

La estructura de financiamiento propuesta se presenta a continuación:

Tabla 53: Estructura de financiamiento para proyecto Camiones y maquinaria en operaciones mineras

Tipo de financiamiento proyecto	Inversionista sugerido	Monto inversión (US\$ millones)	Participación financiamiento
Subsidio no reembolsable	CTF / Fondos Cleantech Filantrópicos	1,5	22%
Deuda	Crédito Verde CORFO vía institución financiera	3,4	48%
Capital	Engie (Promotor)	1,4	20%
Capital	CODELCO (Promotor)	0,7	10%
Total		7,0	100%
Total s/subsidio		5,5	78%

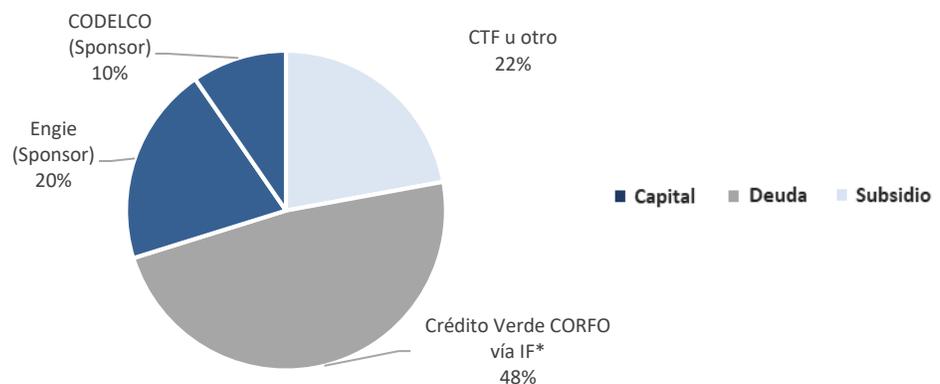


Ilustración 26: Diagrama estructura de financiamiento propuesto para proyecto Camiones y maquinaria en operaciones mineras

5.2.3. Metanol verde

Se propone la creación de un joint venture entre Enap y Methanex a través de un vehículo de inversión dedicado (SPV por sus siglas en inglés). Dado que la inversión del proyecto está

principalmente asociada al electrolizador y al parque eólico, se asume que el socio controlador del SPV sería ENAP que ya cuenta con un parque eólico en la zona el que podría ampliar para satisfacer la demanda del proyecto. Existirían además dos contratos de suministro que respaldarían los ingresos requeridos para bancabilizar el proyecto eólico y el electrolizador.

El financiamiento será mixto. Por una parte, se considera la obtención de un subsidio no reembolsable del 10% de la inversión de US\$ 3,6 millones. Entre los posibles inversionistas podrían estar el Clean Technology Fund u otros fondos filantrópicos especializados en Cleantech. Habiendo asegurado el financiamiento de esta componente, el proyecto ya estaría en condiciones de incorporar financiamiento a través del levantamiento de deuda y capital.

Como promotores del proyecto, sugerimos que ENAP aporte US\$ 5,5 millones (16% del financiamiento) mientras que Methanex sume US\$ 4,0 millones al proyecto (11% del financiamiento), ambos en la forma de capital. Por otra parte, el resto del capital (US\$ 12 millones o 34% del financiamiento) tendría que ser aportado por un fondo de inversión local. Este fondo, a su vez, estaría compuesto por US\$ 3 millones aportado por inversionistas privados (aportantes), mientras que los US\$ 9 millones restantes serían proporcionados por el programa TBC de CORFO, mencionado al inicio de esta sección, en la forma de deuda al fondo (línea de crédito). Por último, el proyecto necesitaría levantar US\$ 10 millones (29% del financiamiento) en la forma de deuda, ya sea con organismos de desarrollo multilateral (ej. CAF, BID, KfW, etc.) en conjunto con la banca comercial o el mismo Fondo de Hidrógeno Verde. Con esta estructura, y dejando de lado el subsidio no reembolsable, el proyecto tendría una proporción de 60% de deuda (incluyendo la que proviene desde Corfo) y 40% de capital.

La estructura de financiamiento resultante se presenta a continuación [23].

Tabla 54: Estructura de financiamiento para proyecto metanol

Tipo de financiamiento proyecto	Inversionista sugerido	Monto inversión (US\$ millones)	Participación financiamiento
Subsidio no reembolsable	CTF / Fondos Cleantech Filantrópicos	3,6	10%
Deuda	Banco Multilateral de Desarrollo / Banca Comercial / Fondo H2V	10,0	29%
Deuda (indirecta)	CORFO Programa TBC	9,0	26%
Capital	FI Capital Inversionistas Privados	3,0	9%
Capital	ENAP (promotor)	5,5	16%
Capital	Methanex (promotor)	4,0	11%
Total		35,1	100%
Total s/subsidio		31,5	90%

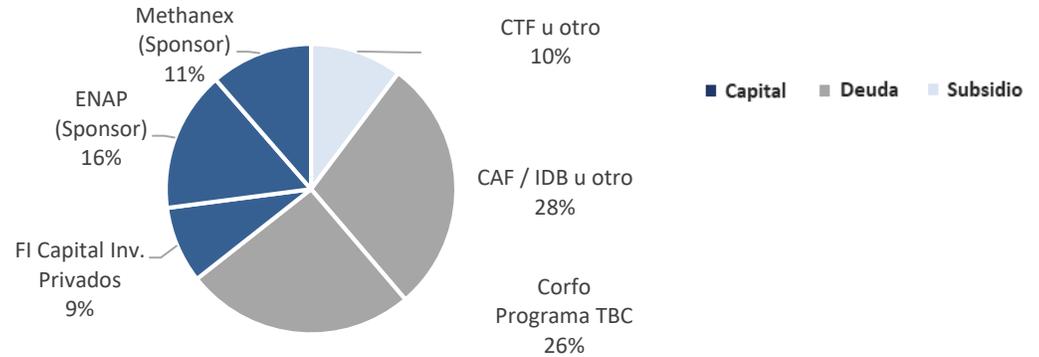


Ilustración 27: Diagrama estructura de financiamiento propuesto proyecto metanol

5.2.4. Amoniac verde

Se propone la creación de un Joint Venture entre Engie y Enaex a través de un vehículo de inversión dedicado (SPV por sus siglas en inglés). Dado que la inversión del proyecto está principalmente asociada al electrolizador y al parque eólico, se asume que el socio mayoritario y controlador del SPV sería Engie que ya cuenta con un parque eólico en la zona el que podría ampliar para satisfacer la demanda del proyecto. Existirían además dos contratos de suministro que respaldarían los ingresos requeridos para bancabilizar el proyecto solar y el electrolizador

Al igual que en el caso de metanol, también se propone un financiamiento tipo mixto. Por una parte, se considera la obtención de un subsidio no reembolsable del 14% de la inversión de US\$ 16,5 millones. Entre los posibles inversionistas podrían estar el Clean Technology Fund u otros fondos filantrópicos especializados en Cleantech. Habiendo asegurado el financiamiento de esta componente, el proyecto ya estaría en condiciones de incorporar financiamiento a través del levantamiento de deuda y capital.

Cómo promotores del proyecto, sugerimos que Engie aporte US\$ 25 millones (21% del financiamiento) mientras que Enaex sume US\$ 6,3 millones al proyecto (5% del financiamiento), ambos en la forma de capital. Por otra parte, el resto del capital (US\$ 12 millones o 10% del financiamiento) tendría que ser aportado por un fondo de inversión local. Este fondo, a su vez, estaría compuesto por US\$ 3 millones aportado por inversionistas privados en la forma de capital, mientras que los US\$ 9 millones restantes serían proporcionados por el programa TBC de Corfo en la forma de deuda al fondo. Por último, el proyecto necesitaría levantar US\$ 61,6 millones (51% del financiamiento) en la forma de deuda, ya sea con organismos de desarrollo multilateral (ej. CAF, BID, KfW, etc.) en conjunto con la banca comercial o el mismo Fondo de Hidrógeno Verde. Con esta estructura, y dejando de lado el subsidio no reembolsable, el proyecto tendría una proporción de 67% de deuda (incluyendo la que proviene desde Corfo) y 33% de capital.

Tabla 55: Estructura de financiamiento para proyecto amoniaco

Tipo de financiamiento proyecto	Inversionista sugerido	Monto inversión (US\$ millones)	Participación financiamiento
Subsidio no reembolsable	CTF / Fondos Cleantech Filantrópicos	16,5	14%
Deuda	Banco Multilateral / Banca Comercial / Fondo H2V	61,6	51%
Deuda (indirecta)	CORFO Programa TBC	9,0	7%
Capital	FI Capital Inversionistas Privados	3,0	2%
Capital	Engie (promotor)	25,0	21%
Capital	Enaex (promotor)	6,3	5%
Total		121,7	100%
Total s/subsidio		104,9	86%

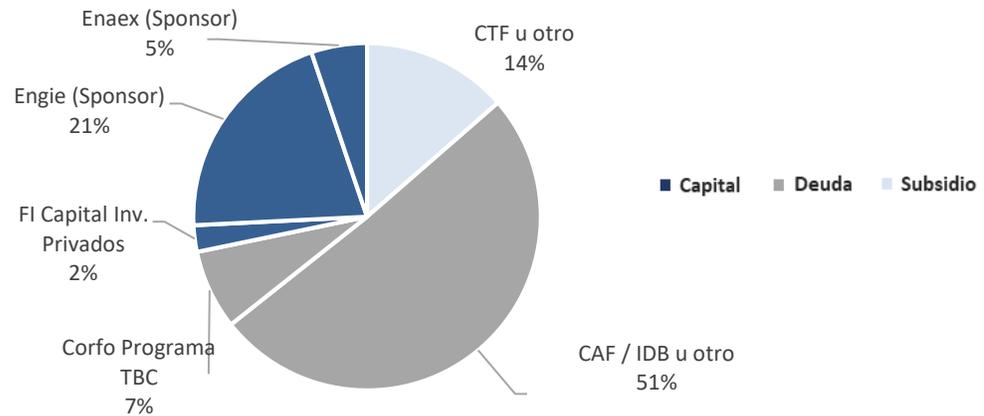


Ilustración 28: Diagrama estructura de financiamiento propuesto amoniaco

5.2.5. Reconversión de motores de generación eléctrica para uso de hidrógeno como combustible

Dado que la inversión del proyecto está principalmente asociada a la cadena de suministro del hidrógeno, se asume que la utility desarrollaría el proyecto de generación en las cercanías de su central térmica con motores para evitar costos asociados a peajes. Existiría entonces un contrato de suministro y mantenimiento del kit de reacondicionamiento de los motores entre la utility y el proveedor del kit (Bluecome) que respaldaría el correcto funcionamiento del motor dual. Por otro lado, la utility consumiría la generación producida por la central solar.

Se propone un financiamiento mixto. Por una parte, un subsidio no reembolsable del 22% de la inversión del proyecto equivalente a US\$ 0,3 millones. Entre los posibles inversionistas podrían estar el Clean Technology Fund u otros fondos filantrópicos especializados en Cleantech. Esto permitiría viabilizar el resto de la inversión por parte de la utility dueña de los motores quien financiaría el resto de la inversión con una estructura convencional tipo project finance. Habiendo asegurado el financiamiento de esta componente, el proyecto ya estaría en condiciones de incorporar financiamiento a través del levantamiento de deuda y capital.

Sugerimos que la utility aporte US\$ 0,4 millones (24% del financiamiento) en la forma de capital. Por otra parte, el proyecto necesitaría levantar US\$ 0,8 millones (54% del financiamiento) en la forma de deuda. Para esto, vemos como una opción interesante el nuevo instrumento de Corfo, Crédito Verde el que se entrega a través de instituciones financieras locales. Con esta estructura, y dejando de lado el subsidio no reembolsable, el proyecto tendría una proporción de 69% de deuda y 31% de capital.

La estructura de financiamiento propuesta se presenta a continuación:

Tabla 56: Estructura de financiamiento para proyecto de motores de generación

Tipo de financiamiento proyecto	Inversionista sugerido	Monto inversión (US\$ millones)	Participación financiamiento
Subsidio no reembolsable	CTF / Fondos Cleantech Filantrópicos	0,3	22%
Deuda	Crédito Verde CORFO vía institución financiera	0,8	54%
Capital	Utility (Promotor)	0,4	24%
Total		1,5	100%
Total s/subsidio		1,2	78%

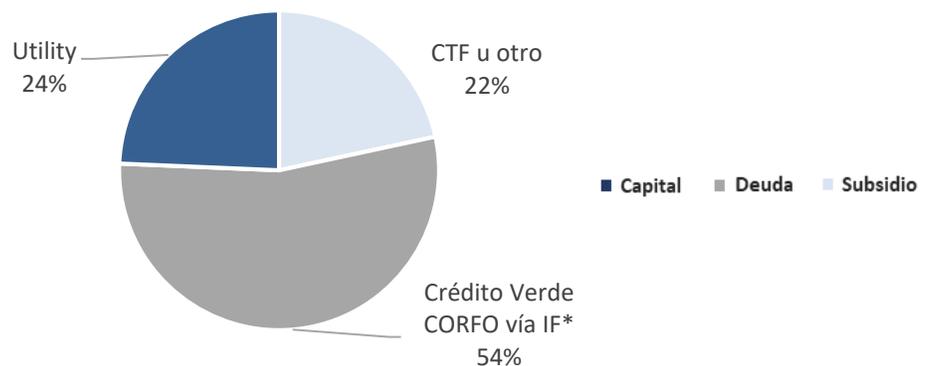


Ilustración 29. Diagrama estructura de financiamiento propuesto proyecto motores

6. Casos de negocio

A continuación, se presentan las iniciativas individualizadas como casos de negocios. En estas se definen las características del proyecto, un resumen de su costo de inversión y operación (los indicadores principales de su modelación económica se encuentran en las planillas de cálculo asociadas a este informe), empresas interesadas, los desafíos de cada tipo de proyectos, una caracterización de riesgo de la iniciativa y propuesta de esquemas de financiamiento para cada tipo de proyecto. Esto último para el primer caso del proyecto demostrativo de escala industrial y para su replicabilidad.

Buses interurbanos y camiones de carga en ruta

Descripción

Reemplazo de sistema de transporte en base a buses diésel por un sistema cero emisión de buses a H2 en bases a celdas de combustible, para transporte de trabajadores de la minería.

Propuesta de valor

- Implementar un medio de transporte cero emisiones en un sector que representa el 38% de las emisiones GEI (2017)
- Generar conocimiento y aceptación de la tecnología de buses en base a H2 (celdas de combustible y baterías)

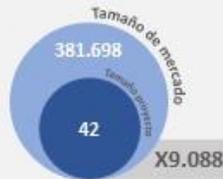
Principales Riesgos

- Proveedores de buses a hidrógeno podrían ser reticentes a vender en sudamérica por ser un mercado nuevo, no existe experiencia en la operación y mantenimiento de buses a hidrógeno, como tampoco existen proveedores de hidrolineras en el país.
- Al haber transporte de pasajeros y una estación de carga, la normativa a cumplir aún está en desarrollo.

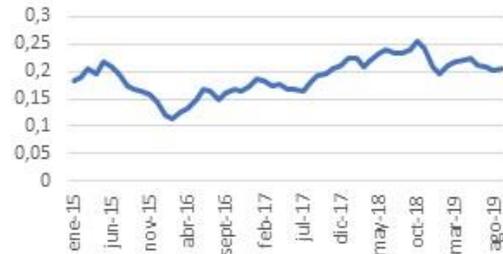
Proyecto	Buses	Ez	ERNC	CSD	Total
Dimensión (MW)	5	0,57	0,73	8	
CAPEX (MMUSD)	2,3	0,40	0,48	0,85	4,05
OPEX (MMUSD)	0,001	0,006	0,008	0,025	0,049

Ez: Electrolizador; ERNC: planta eólica; CSD: Compression, Storage and Dispensing; MMUSD: Millones de dólares (*) dimensión CSD en MWh

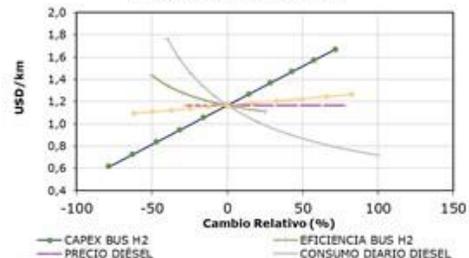
Resultados	Hoy	2030
LCOH (US/kg)	5,55	3,78
Costo (USD/km)	1,58	1,17



Precio diésel grado B en Chile (USD/km)



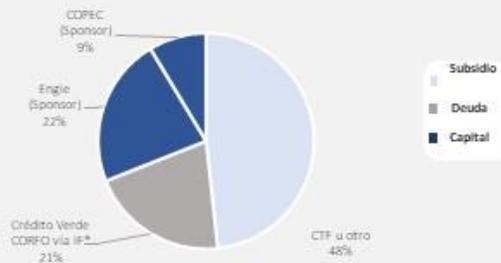
Sensibilización USD/km



Escenario 2030



Estructura de financiamiento propuesta



Consideraciones regulatorias y ambientales

Ámbito	Hoy
Plazo proyecto total	2-3 años
Declaración Impacto Ambiental	60 a 90 días hábiles
Uso H2 como combustible	N/A
Regulación para almacenamiento H2	✓
Regulación para transporte H2	⚠

Modelo de negocio



Camiones y maquinaria en operaciones mineras

Descripción

Transformación de camiones de extracción minera en base a diésel por un sistema de combustión dual H₂/diésel, para la reducción de emisiones en el sector minero.

Propuesta de valor

- Reducción de emisiones en la minería. Los combustibles en la minería representa el 44% de consumo energético del cual un 94% es diésel (2017)
- Menor exposición a variaciones del precio internacional del diésel

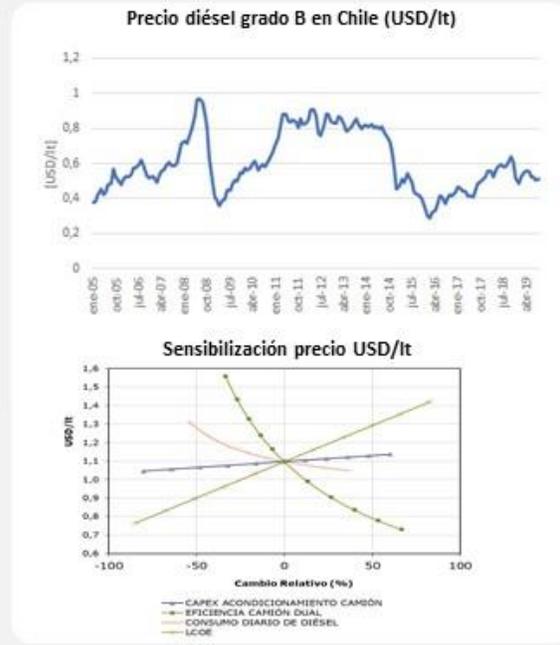
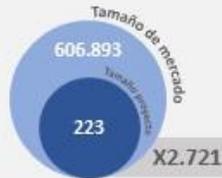
Principales riesgos

- La solución tecnológica para el retrofit de los camiones aún está en desarrollo y se debe desarrollar también la normativa y protocolos para la carga y distribución del hidrógeno.

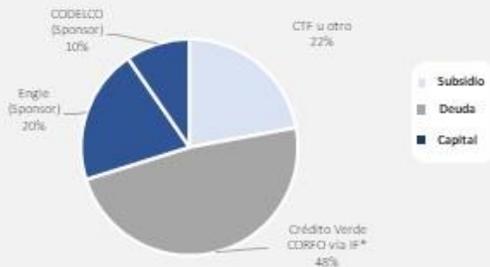
Proyecto	CAEX	Ez	ERNC	CSD	Total
Dimensión (MW)	1	3	3,9	41	
CAPEX (MMUSD)	0,5	2,1	2,5	1,9	7,5
OPEX (MMUSD)	-	0,03	0,04	0,06	0,14

Ez: Electrolizador; ERNC: planta eólica; CSD: Compression, Storage and Dispensing; MMUSD: Millones de dólares (*): dimensión CSD en MWh

Resultados	Hoy	2030
LCOH (US/kg)	3,52	2,63
Costo operación (USD/l)	2,02	1,56



Estructura de financiamiento propuesta



Consideraciones regulatorias y ambientales

Ámbito	Hoy
Plazo proyecto total	3 años
Declaración Impacto Ambiental	60 a 90 días hábiles
Uso H ₂ como combustible	✓
Regulación para almacenamiento H ₂	⚠
Regulación para transporte H ₂	N/A

Modelo de negocio



Proyecto metanol verde

Descripción

Adaptar el proceso actual de síntesis de metanol, a partir de gas natural, reemplazando el 1% del hidrógeno que utiliza la unidad IV de Methanex por hidrógeno verde. Este sería la primera fase de un proyecto que produciría metanol verde a partir de hidrógeno y CO₂ capturado.

Propuesta de valor

- Menor exposición al precio internacional del gas natural
- Generar conocimiento y reducir el riesgo tecnológico para escalar el proyecto en una siguiente fase

Principales riesgos

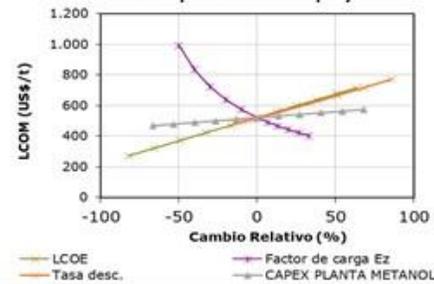
- Si bien existen tecnologías disponibles para la captura de CO₂ (nivel TRL 9) estas pueden tener un elevado costo por lo que el proceso de reutilización de CO₂ y el balance de CO deberá ser estudiado más en detalle en la etapa de factibilidad.

Proyecto	Ez	ERNIC	CSD	Total
Dimensión (MW)	13	20,4	145*	
CAPEX (MMUSD)	9,1	24,1	1,89	35,1
OPEX (MMUSD)	0,14	0,48	0,06	0,67

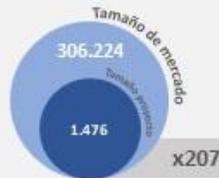
Ez: Electrolizador; ERNIC: planta eólica; CSD: Compression, Storage and Dispensing; MMUSD: Millones de dólares
(*): dimensión CSD en MWh



Sensibilización precio metanol proyecto



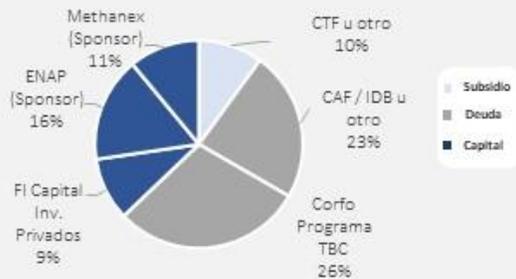
Resultados	Hoy	2030
LCOH (US/kg)	3,7	2,6
LCOme (US\$/t)	686,9	519,7



Escenario 2030



Estructura de financiamiento propuesta



Consideraciones regulatorias y ambientales

Ámbito	Hoy
Plazo proyecto total	3 años
Declaración Impacto Ambiental	60 a 90 días hábiles
Uso H ₂ como combustible	N/A
Regulación para almacenamiento H ₂	✓
Regulación para transporte H ₂	N/A

Modelo de negocio



Proyecto amoniaco verde

Descripción

Generación de amoniaco verde para la producción de explosivos para la minería. En este proceso se considera la generación de energía renovable (eólico y solar), la electrólisis de hidrógeno en la zona norte del país y la producción de amoniaco a través de una planta Haber-Bosch.

Propuesta de valor

- Sustitución de importaciones e independencia de precio spot de amoniaco
- Potencial para entrar a nuevos mercados (fertilizantes y en transporte marítimo)

Principales riesgos

- Si bien la tecnología Haber-Bosch es conocida, no existen plantas de este tipo en el país.
- El tamaño de la planta es pequeño comparada con las disponibles comercialmente lo cual la hace ser una planta más cara en términos de unidad de producto.

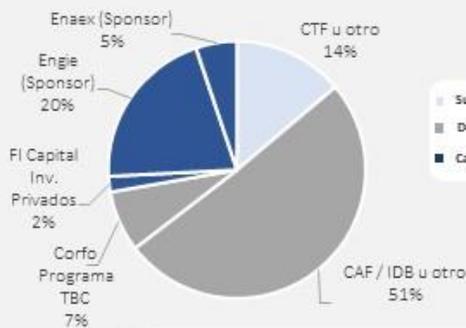
Proyecto	HB	Ez	ERNC	CSD	Total
Dimensión (MW)	23,66	51,60	84,62	277*	
CAPEX (MMUSD)	16,90	36,1	64,8	3,60	121
OPEX (MMUSD)	0,25	0,54	1,16	0,10	2,07

HB: Planta Haber Bosch; Ez: Electrolizador; ERNC: planta eólica; CSD: Compression, Storage and Dispensing; MMUSD: Millones de dólares
(*): dimensión CSD en MWh

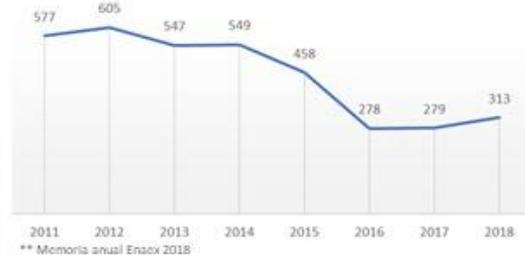
Resultados	Hoy	2030
LCOH (US/kg)	3,5	2,5
LCOA (US\$/t)	613,7	475,1



Estructura de financiamiento propuesta

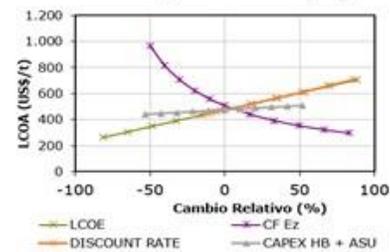


Precio amoniaco gris importado por Enaex (USD/ton)

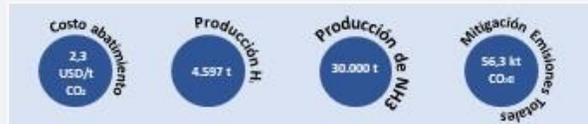


** Memoria anual Enaex 2018

Sensibilización precio amoniaco proyecto



Escenario 2030



Consideraciones regulatorias y ambientales

Ámbito	Hoy
Plazo proyecto total	4 años
Estudio Impacto Ambiental	120 a 180 días hábiles
Uso Hz como combustible	N/A
Regulación para almacenamiento Hz	✓
Regulación para transporte Hz	✓

Modelo de negocio



Reconversión motores de generación eléctrica para uso de H2

Descripción

Reemplazo de diésel por H₂ verde en motores de centrales de punta para la generación de energía eléctrica en el Sistema Eléctrico Nacional.

Propuesta de valor

- Reacondicionar el parque de centrales diésel
- Aportar una nueva fuente de generación limpia a la matriz de generación eléctrica
- Ampliar el modelo de negocios a la venta de energía además de los ingresos por potencia en centrales de punta

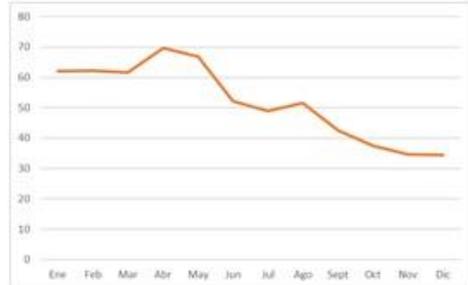
Principales riesgos

- Pese a que existen desarrolladores, la tecnología no está completamente validada comercialmente para niveles de reemplazo altos de combustible (cercano al 100%)

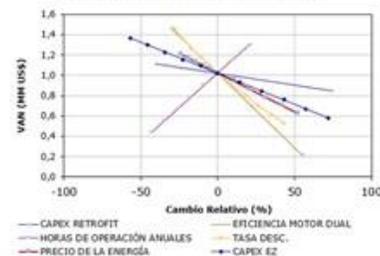
Proyecto	Ez	ERNC	CSD	Retrofit	Total
Dimensión (MW)	0,76	0,98	5,37*	1	
CAPEX (MMUSD)	0,52	0,64	0,07	0,23	1,5
OPEX (kUSD)	7,8	10,9	2,1	0	20,9

Ez: Electrolizador; ERNC: planta eólica; CSD: Compression, Storage and Dispensing; MMUSD: Millones de dólares
(*): dimensión CSD en MWh

Costos marginales Quillota 220 año 2019 (USD/MWh)



Sensibilización VAN (MMUSD)



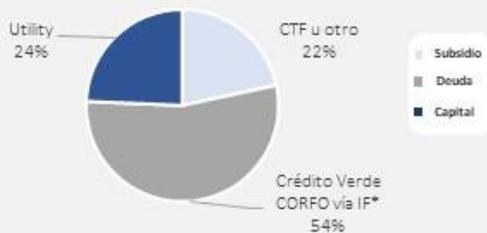
Resultados	Hoy	2030
LCOH (US/kg)	2,9	2,2
Costo operación por litro Diesel (USD/MWh)	3,7	3,0



Escenario 2030



Estructura de financiamiento propuesta



Consideraciones regulatorias y ambientales

Ámbito	Hoy
Plazo proyecto total	2-3 años
Estudio Impacto Ambiental	120 a 180 días hábiles
Uso H ₂ como combustible	⚠️
Regulación para almacenamiento H ₂	✅
Regulación para transporte H ₂	N/A

Modelo de negocio



7. Conclusiones

El objetivo de este estudio es definir esquemas de financiamiento para acelerar la adopción tecnológica temprana y la implementación de proyectos de generación, almacenamiento, transporte, consumo y/o exportación de Hidrógeno Verde en Chile.

Esta adopción temprana podría permitir a Chile:

- Posicionarse en un mercado emergente como un actor protagónico.
- Reducir emisiones de gases efecto invernadero (GEI) en sectores tanto industrial, como transporte, residencial, entre otros.
- Desarrollo local de proveedores y servicios asociados a este mercado.
- Alcanzar beneficios ambientales de forma temprana, facilitando el cumplimiento de la NDC de Chile y su compromiso de carbono neutralidad al 2050.

Se han identificado los siguientes nueve tipos de proyectos, que se clasifican según las categorías propuestas por el Hydrogen Council:

- Transporte: uso de hidrógeno verde en centros logísticos, buses interurbanos y camiones en ruta, camiones y maquinaria en operaciones mineras
- Energía para la industria: usos térmicos de la industria
- Calor y energía residencial: calefacción residencial
- Materias primas: producción de metanol verde, sustitución de hidrógeno gris en refinerías, producción de amoníaco verde y
- Generación de energía: reconversión de motores de generación de electricidad para uso de hidrógeno verde como combustible.

Estos tipos de proyectos capturan 2% del potencial de mercado nacional estimado en un valor cercano a los 1,8 millones de toneladas de hidrógeno si se logra sustituir la totalidad de combustibles fósiles por hidrógeno en las aplicaciones analizadas (no se considera potenciales exportaciones de Hidrógeno Verde).

En el contexto de este estudio se realizaron diversas entrevistas con actores públicos y privados donde se confirmó un creciente interés por el potencial mercado del hidrógeno y sus aplicaciones. Se destacan las acciones concretas de avance de empresas privadas en los proyectos de transporte y para producción de amoníaco verde. A su vez, destaca el papel del gobierno que también está apoyando estudios y mesas de trabajo para disminuir las brechas regulatorias, técnicas y comerciales que enfrentan estas iniciativas.

De acuerdo con el proceso de priorización realizado para las nueve iniciativas, se consideraron los criterios de: cercanía al mercado, madurez tecnológica, competitividad, nivel de inversión, potencial de replicabilidad, grado de involucramiento de las empresas privadas y potencial de mitigación de emisiones. El anterior ejercicio permitió priorizar los proyectos: buses interurbanos y camiones en ruta, camiones y maquinaria en operaciones mineras, metanol verde, amoníaco verde y reconversión de motores de generación eléctrica para uso de hidrógeno. Se realizó una evaluación específica más profunda a estos proyectos y posteriormente se generó una propuesta de estructuración financiera.

Las conclusiones permiten indicar que:

- Los costos de hidrógeno obtenidos están todavía por encima del rango actual de costos de producción con tecnologías convencionales como el SMR a partir de gas natural, el cual se encuentra entre 1,1 y 2,2 US\$/kg, para rangos entre 2,8 y 8,8 US\$/MMBTU. No obstante, bajo los supuestos de evolución de costos de inversión considerados en este estudio, principalmente en las tecnologías de generación ERNC, se espera alcanzar la paridad (punto de equilibrio) en el escenario 2030 con costos nivelados entre 1,7 y 1,8 US\$/kg en distintas zonas del país (Taltal, Calama y Patagonia).
- El costo medio de producir hidrógeno en el escenario 2030 para un consumo conectado al Sistema Eléctrico Nacional, asumiendo un precio de la energía de 30 US\$/MWh y un factor de carga de 80% en caso presente en punta y de 70% en el caso fuera de punta, está en el rango 2,2 y 4,4 USD/kg dependiendo del nivel de tensión donde esté ubicado. Los cargos sistémicos asociados a las compras de potencia y peajes pueden agregar entre 9 y 66 US\$/MWh al precio monómico de suministro -hasta 2 US\$/kg adicionales- dependiendo si el consumo está conectado al sistema de transmisión nacional a un sistema de transmisión zonal o a un sistema de distribución, y si el consumo se realiza o no durante las horas punta del sistema

Lo anterior lleva a que las evaluaciones realizadas consideren sistemas de generación de electricidad fotovoltaicos fuera de red. Dejando pendiente la interrogante si efectivamente el sistema eléctrico nacional y la regulación podrían resolver un desafío de grandes plantas fuera de red o, si es posible, evaluar modelos de costos de transmisión diferentes para este nuevo sector económico.

- Los tipos de proyectos priorizados requieren inversiones CAPEX de 169 millones de dólares y su replicabilidad abriría inversiones por más de 1.700 millones de dólares.
- En términos técnicos desde la información analizada se puede indicar que:
La tecnología para el proyecto de buses interurbanos está disponible pero los proveedores aún perciben como riesgoso vender los vehículos en Chile, porque se requiere que exista un ecosistema nacional de soporte y servicios. Así mismo, el CAPEX de los vehículos requiere ser reducido en más de un 50% para lograr su viabilidad económica en relación con los buses diésel. En términos de costos de operación, el funcionamiento con hidrógeno presenta un menor costo en comparación a la operación con diésel.

El kit de conversión de los motores diésel de los camiones de extracción minera a motores duales diésel e hidrógeno, está en desarrollo esperando que el primer prototipo funcione el año 2021. El desafío acá es la integración del modelo de negocio con el proveedor del Hidrógeno Verde y la participación de la empresa minera.

El proyecto de metanol verde evaluado en este estudio no considera el costo de la captura de CO₂ y no se ha obtenido una expresión de interés de las empresas Methanex y ENAP para impulsar esta iniciativa.

La tecnología para la producción de amoníaco verde tiene un nivel de madurez comercial (TRL9) y el desafío técnico es la integración de la escala industrial de la cadena completa de producción y el tamaño de la planta de electrolisis de 50 MW. Resuelto esto como una primera fase se esperaría lograr el cierre financiero de la planta de 1GW que produciría del orden de 2.000 t/día.

Al igual que en el caso camiones de extracción minera, la tecnología para la reconversión de motores estacionarios de generación eléctrica para su operación con hidrógeno está aun en desarrollo. Se espera tener validado el prototipo durante el 2021. Uno de los desafíos es reconocer al hidrógeno como combustible, lo que se ha propuesto en una reciente indicación (enero 2020) al proyecto de ley de eficiencia energética en trámite en el congreso. Por otro lado, el proyecto requiere la evaluación del impacto de potenciales emisiones de NOx y otros gases.

- En términos de oportunidades de inversión se puede señalar que:
En el proyecto de amoníaco verde se **produciría el mayor volumen de hidrógeno** (4.600 t/año) y la estimación de su replicabilidad es del orden de 20 veces alcanzando los **90.000 t/año de producción de Hidrógeno Verde** para abastecer el mercado nacional. Por su parte, el proyecto de transformación de camiones y maquinarias de la minería a sistemas motrices duales requeriría una producción anual de 223 t/camión de Hidrógeno Verde y su **replicabilidad**, considerando que existen aproximadamente 2.700 camiones en la gran minería, alcanzaría un volumen de más de **600.000 t/año de Hidrógeno Verde**. El potencial de replicabilidad es relevante en cuanto se busca crear interés por parte de inversionistas para entrar a este mercado una vez se vayan consolidando los proyectos demostrativos de etapas más tempranas.
- En términos de reducción de emisiones de CO₂e bajo los supuesto y escala de cada proyecto se puede indicar que el **costo de abatimiento** menor se lograría en el proyecto de amoníaco verde, con 2 USD/tCO₂e, seguido por metanol verde con 22 USD/tCO₂e, camiones de la minería con 77 USD/tCO₂e y luego el proyecto de buses interurbanos, el que alcanza el costo más alto dados los altos montos actuales de inversión para los buses, con 258 USD/tCO₂e.

El mayor aporte a la **reducción de emisiones** totales lo entregarían los proyectos de transporte con reducciones totales anuales entre 4 y 5 millones de t/CO₂e, siendo los que enfrentan una distancia mayor en términos de sus desafíos tecnológicos y su factibilidad económica.

- El costo de abatimiento y la reducción de emisiones del proyecto de reconversión de motores de generación eléctrica para uso de hidrógeno no es directa. Dado que la potencial generación eléctrica de estos equipos usando Hidrógeno Verde como combustible no sustituye directamente la generación con diésel, ya que su modelo de negocio actual es la venta de potencia firme (o potencia de suficiencia), por lo que se ha utilizado el factor de emisión de la red para estimar su costo de abatimiento y reducción de emisiones. Sin perjuicio de esto, el proyecto presenta un potencial de abatimiento atractivo pues obtendría una rentabilidad competitiva hoy y un potencial de replicabilidad alto considerando que existe un parque instalado de 3 GW de potencia en centrales térmicas a diésel que podría ser transformado para operar con hidrógeno.

A continuación, se realizó un ejercicio teórico de proponer estrategias de financiamiento que podrían coexistir para acelerar la adopción tecnológica de las iniciativas priorizadas y la materialización de proyectos de Hidrogeno Verde en el país. Su objetivo es entregar elementos de mercado que faciliten el análisis y la toma de decisiones futuras, y en ningún caso representa el compromiso efectivo de Corfo de crear los instrumentos, ni de financiar directamente los proyectos de acuerdo con lo que para cada caso se proponen. Así mismo, en lo referido a las

empresas privadas mencionadas la participación descrita en los tipos de proyectos es una sugerencia que no representa un compromiso de las compañías.

En general, todos los casos analizados tienen una brecha tecnológica o financiera que justificaría introducir subsidios como un elemento habilitante que permite llevar el proyecto a un punto donde el riesgo percibido por parte de los inversionistas es menor, y por ende, permita condiciones para levantar deuda y capital con instrumentos de mercado. De esta manera, se calcularon los subsidios necesarios para obtener una rentabilidad real de USD +7% y poder atraer inversionistas dispuestos a aplicar una estructura de deuda y capital convencional para proyectos de inversión. La fuente de fondos para los subsidios puede provenir del Clean Technology Fund u otros fondos filantrópicos especializados en tecnologías limpias o Cleantech.

Con excepción del instrumento que está desarrollando Corfo denominado “Crédito Verde” el cual podría financiar la deuda de las iniciativas de menor costo de inversión (buses interurbanos, camiones de extracción minera y reconversión de motores), ninguno de los instrumentos vigentes de Corfo se ajusta a las necesidades de capital de los proyectos demostrativos. Por esta razón, se propone la creación de un programa específico para estos efectos. El objetivo de este programa sería aportar financiamiento para apoyar el desarrollo de proyectos demostrativos que involucren tecnologías disruptivas como el hidrógeno y que permitan el desarrollo económico a partir de una economía baja en carbono. Este programa, en adelante denominado programa TBC (proyectos demostrativos para Tecnologías Bajas en Carbono), debería ser complementario a los programas FET, FT y FC hoy existentes.

Para la configuración de este nuevo programa, se utilizará como referencia las características del programa FET de Etapas Tempranas Tecnológicas, al que se le propone realizar algunos ajustes de tal manera que se adecúe mejor a las condiciones de los proyectos evaluados en esta consultoría.

- El programa FET está enfocado en la inversión indirecta, a través de fondos de inversión públicos o privados, en startups innovadoras basadas en un componente tecnológico. Posee una limitación de que estas no puedan contar con más de 36 meses de antigüedad y ventas que no superen las UF 5.000 anuales. En el caso del programa propuesto, estas condiciones se mantendrían ya que los proyectos estarán circunscritos a empresas nacientes a partir del *joint venture* de las empresas promotoras.
- En cuanto a la línea de crédito, el programa TBC tendría características especiales dado que algunos de estos proyectos demostrativos alcanzan tamaños bastante grandes, por lo que para incorporarlos en un portafolio diversificado el monto de la línea debe ser mayor al propuesto por el programa FET. Para estos efectos, planteamos una línea de crédito que fluctúe entre UF 200.000 y UF 500.000.
- El nivel de apalancamiento del programa deberá ser similar al FET, partiendo en 3 veces y llegando a 3,9 veces en casos particulares. Lo mismo para el premio máximo el que será igual a un 30%. En cuanto a la tasa de interés, dado que se trata de proyectos demostrativos con un alto nivel de riesgo tecnológico y comercial, se exigirá un retorno del BCU 10 años + 5% anual.
- En cuanto al tamaño de cada fondo a ser financiado, proponemos un tamaño máximo de USD 35 millones. Esto permitiría que un solo fondo de inversión pueda, eventualmente, financiar los proyectos de metanol verde y amoníaco verde, que son los dos más grandes entre los priorizados en este estudio.

La siguiente tabla resume los cinco tipos de proyectos priorizados, los ordenes de magnitud de las inversiones y su estructura de financiamiento.

Proyecto	Subsidio no reembolsable	Deuda (incluye deuda indirecta de programas CORFO)	Capital	Total (US\$ MM)	Deuda / Equity
Buses interurbanos y camiones en ruta	2,0	0,8	1,3	4,1	40% - 60%
Camiones y maquinaria en operaciones mineras	1,5	3,4	2,1	7,0	62% - 38%
Metanol verde	3,6	19,0	12,5	35,1	60% - 40%
Amoniaco verde	16,5	70,6	34,3	121,4	67% - 33%
Reconversión motores de generación eléctrica para uso de H2	0,3	0,8	0,4	1,5	69% - 31%
Total	23,9	94,6	50,5	169,1	
Participación (%)	14%	56%	30%	100%	

- El proyecto que requeriría de un mayor subsidio respecto a su costo de inversión total es el de buses interurbanos (48% de la inversión), luego los proyectos de reemplazo del diésel en motores y camiones mineros (22%), y finalmente los proyectos industriales de metanol y amoniaco verde (14% y 10% respectivamente).
- En particular, para el proyecto de **buses interurbanos** (5 buses con un recorrido diario de 250 km) el subsidio no reembolsable sugerido es de 2 millones de dólares, y permitiría financiar parcialmente la compra de buses, adelantar la construcción de un ecosistema de servicios para homologar los vehículos, crear capacidades, proveer servicios de O&M y establecer en general las regulaciones que se requieran para el momento que la tecnología se masifique. La deuda de 0,8 millones de dólares la podría financiar un instrumento similar al Crédito Verde que desarrolla Corfo a través de la banca u otro crédito de organismo multilateral y finalmente, los socios privados sumarían un capital de 1,3 millones de dólares al proyecto.
- La estructura de financiamiento para la transformación de un **camión de extracción minera**, sistema de generación, compresión y carga de hidrógeno representa una inversión estimada en 7 millones de dólares y requeriría un subsidio de 1,5 millones de dólares, deuda de 3,4 millones de dólares y aporte de socios privados por 2,1 millones de dólares. La deuda también podría provenir de un instrumento como el crédito verde de Corfo u otro equivalente y el aporte de capital de empresas privadas.
- El proyecto de **metanol verde** requiere una inversión total estimada en 35,1 millones de dólares, con un subsidio de 3,6 millones, una deuda de 10 millones de dólares de banca multilateral o comercial y 9,0 millones de dólares de instrumentos Corfo como el programa TBC propuesto. El capital podría ser aportado por las empresas ENAP y METHANEX con 9,5 millones de dólares e inversionistas privados con 3 millones de dólares.
- La mayor inversión de los proyectos evaluados la requeriría el proyecto de **amoniaco verde** con 121,4 millones de dólares, se sugiere estructurar un subsidio de 16,5 millones

de dólares desde, una deuda de 61,6 millones de dólares de banca multilateral o comercial y 9,0 millones de dólares de instrumentos Corfo como el programa TBC propuesto. El capital podría ser aportado por las empresas ENGIE y ENAEX con 31,3 millones de dólares e inversionistas privados con 3 millones de dólares.

- El proyecto de **reconversión a hidrógeno de un motor diésel** de generación de energía eléctrica requiere una inversión de 1,5 millones de dólares, un subsidio para el prototipaje del primer caso estimado en 0,3 millones de dólares, 0,8 millones de dólares de deuda desde un instrumento como el Crédito Verde de Corfo, y capital privado por 0,4 millones de dólares.

Finalmente, dado que los proyectos demostrativos de escala industrial analizados consideran inversiones en generación para autoconsumo de las instalaciones industriales donde estarían emplazados, es recomendable evaluar la posibilidad de apalancar los proyectos y mejorar sus resultados económicos, por ejemplo, con la venta de oxígeno, sobredimensionamiento de la planta ERNC para autoconsumo en el resto de las actividades de los clientes, entre otras medidas.

Además de las estructuras propuestas, cabe mencionar otros incentivos que podrían estar disponibles para proyectos de Hidrógeno Verde, pero cuyo análisis escapa al alcance de este estudio, como lo son las exenciones de peajes de energía y potencia (caso amoniaco), exenciones o tasas preferentes de IVA y de impuestos de primera categoría, exenciones al pago de impuestos a las emisiones (caso metanol), entre otros.

Referencias

- [1] J. M. Ibañez, Niveles de madurez de la tecnología technology readiness levels TRLS. Una introducción.
- [2] E. & I. S. Department for Business, «Government emission conversion factors for greenhouse gas company reporting,» 2019.
- [3] Comité solar e innovación energética- Corfo, «Propuesta de Estrategia para el desarrollo del mercado de hidrógeno verde en Chile,» 2019.
- [4] D. d. E. S. d. I. d. M. d. D. Social, Estimación del precio social del CO₂, 2017.
- [5] FCHEA, «<http://www.fchea.org>,» 2019. [En línea]. Available: <http://www.fchea.org/in-transition/2019/8/5/fuel-cell-customers-material-handling>.
- [6] H. Council, «Hydrogen Scaling Up,» 2017.
- [7] Ballard, Economics of Fuel Cell Solutions for Material Handling, 2011.
- [8] B. C. d. Chile, Indicadores de Comercio Exterior, primer trimestre 2019, 2019.
- [9] Ministerio de Energía, «Anuario estadístico de energía,» 2018.
- [10] P. C. MS, «Investigations on performance and emission characteristics of an industrial low swirl burner while burning natural gas, methane, hydrogen-enriched natural gas and hydrogen as fuels,» 2017.
- [11] N. H. solutions, «H2BUS,» 2019.
- [12] Mannvit, «<https://www.mannvit.com/>,» [En línea].
- [13] «Toyota Global,» 2018. [En línea]. Available: <https://global.toyota/en/newsroom/corporate/25260001.html#.XQze-3Nk0sY.twitter>.
- [14] N. Romero, Consumo de Energía a Nivel Residencial en Chile y Análisis de Eficiencia Energética en Calefacción, 2019.
- [15] C. S. e. I. Energética, Hidrógeno Verde: Propuesta de Estrategia para el desarrollo del mercado de hidrógeno verde en Chile, 2019.
- [16] O. A. a. M. P. M. W. Melaina, «Blending Hydrogen into Natural Gas Pipeline Networks: A Review of Key Issues,» 2013.
- [17] iea, «International Energy Agency,» 2019. [En línea]. Available: <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>.
- [18] Methanex, «Methanex Anual Report: 2018,» 2018.
- [19] Methanex, «Methanex investor presentation,» 2019.
- [20] A. M. e. al, Life Cycle Assessment and Water Footprint of Hydrogen Production Methods: From Conventional to Emerging Technologies.
- [21] IRENA, Septiembre 2019. [En línea]. Available: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Sep/IRENA_Hydrogen_2019.pdf.
- [22] I. D. C. Z. V. F. Yusuf Bicer, «Comparative Life Cycle Assessment of Various Ammonia Production Methods,» *Journal of Cleaner Production*, vol. 135, pp. 1379-1395, 2016.
- [23] A. y. Philibert, «Flexible production of green hydrogen and ammonia from variable solar and wind energy. Case study of Chile and Argentina,» 2019.
- [24] CNE, Reporte CNE capacidad instalada septiembre, 2019.
- [25] C. N. d. Energía, «Reporte Capacidad Instalada Generación,» diciembre, 2019.
- [26] C. N. d. Energía, «Proyectos de Generación en Construcción,» noviembre, 2019.

- [27] L. Y. e. al., «A review of hydrogen direct injection for internal combustion engines: towards carbon-free combustion,» *International Journal of Hydrogen Energy*, 2019.
- [28] H. Council, How hydrogen empowers the energy transition, 2017.
- [29] F. S. D. G. f. I. Z. (. G. Rodrigo Vásquez, Tecnologías del Hidrógeno y perspectivas para Chile, 2018.
- [30] J. & P. C. Armijo, Flexible production of green hydrogen and ammonia from variable solar and wind energy. Case study of Chile and Argentina, 2019.
- [31] T. R. S. o. Chemistry, Electronic Supplementary Material (ESI) for Energy & Environmental Science, 2018.
- [32] H. Council, «Path to hydrogen competitiveness,» 2020.
- [33] Ministerio de Energía, «Informe de Actualización de Antecedentes - Planificación Energética de Largo Plazo,» 2019.
- [34] FCH JU , «Strategies for joint procurement of fuel cell buses,» 2018.
- [35] G. d. C. T. Corfo, «Guía técnica convocatoria programa tecnológico estratégico: CAEX Dual,» 2017.
- [36] J. I. Galindo, «Minería de baja emisión,» 2018.
- [37] K. V. Osten, «Hidrógeno y regulación,» Seminario Colegio de Ingenieros, 2019.
- [38] M. Corporation, «Annual Information Form,» 2019.
- [39] I. E. Agency, IEA G20 Hydrogen report: Assumptions, 2019.
- [40] A. M. Monitor, Monthly Report, 2019.
- [41] ENAEX, «Memoria Anual 2018,» 2019.
- [42] Investipedia, «Modern Portfolio Theory (MPT),» [En línea]. Available: <https://www.investopedia.com/terms/m/modernportfoliotheory.asp>.
- [43] GGGI , «Mind the Gap: Bridging the Climate Financing gap with Innovative Financial Mechanisms,» 2016.
- [44] CPI , «Blended Finance in Clean Energy: Experiences and Opportunities,» 2018.
- [45] Investipedia, «Cleantech,» [En línea]. Available: <https://www.investopedia.com/terms/c/cleantech.asp>.
- [46] Climatefinancelab, «Climate Investor One,» [En línea]. Available: <https://www.climatefinancelab.org/project/fmo-climate-development-finance-facility/>.
- [47] InnovFin , «EU Finance for innovators».
- [48] InnovFin, «Energy Demo Projects,» 2017.
- [49] C. R. International. [En línea]. Available: <https://www.carbonrecycling.is/projects>.
- [50] MefCO2, «MefCO2,» [En línea]. Available: <http://www.mefco2.eu/>.
- [51] European Commission, «European Commission,» [En línea]. Available: <https://ec.europa.eu/programmes/horizon2020/en/what-horizon-2020>.
- [52] FresSMe, «FresSMe,» [En línea]. Available: <http://www.fresme.eu/>.
- [53] Swerim, « Instituto de investigación de metales,» [En línea]. Available: <https://www.swerim.se/en>.
- [54] stenaline, «stenaline,» [En línea]. Available: <https://www.stenaline.nl/en-GB-nl/ships/stena-germanica>.
- [55] Enerkem. [En línea]. Available: <https://enerkem.com/>.
- [56] O. Beaumont. [En línea]. Available: <https://www.oci.nl/operations/biomcn/>.

- [57] Angloamerican, «ANGLO AMERICAN PARTNERS ENGIE TO DEVELOP WORLD'S LARGEST HYDROGEN POWERED MINE TRUCK,» [En línea]. Available: <https://www.angloamerican.com/media/press-releases/2019/10-10-2019>.
- [58] greencarcongress, «ENGIE orders 3.5 MW electrolyzer from Nel for hydrogen fuel cell mining truck project,» [En línea]. Available: <https://www.greencarcongress.com/2019/12/20191211-engie.html>.
- [59] IntechOpen, «Alternative Fuels for Internal Combustion Engines,» 2019.
- [60] GE Power, «Hydrogen fueled gas turbines,» [En línea]. Available: <https://www.ge.com/power/gas/fuel-capability/hydrogen-fueled-gas-turbines>.
- [61] C. K. Dr. Klemens Wawrzinek, «Helmholtz-Zentrum Geesthacht Zentrum für Materialforschung,» 27 Noviembre 2007. [En línea]. Available: https://www.hzg.de/imperia/md/content/gkss/institut_fuer_werkstoffforschung/wtn/h2-speicher/funchy/funchy-2007/5_linde_wawrzinek_funchy-2007.pdf.
- [62] GGGI, «Mind the Gap: Bridging the Climate Financing Gap with Innovative Financial Mechanisms,» [En línea]. Available: <https://gggi.org/report/mind-the-gap-bridging-the-climate-financing-gap-with-innovative-financial-mechanisms/>.
- [63] C. S. e. I. Energética, «Propuesta de Estrategia para el desarrollo del mercado de Hidrógeno Verde en Chile,» 2019.
- [64] CertifHy, SD Hydrogen Criteria, 2019.
- [65] «<https://cambioglobal.uc.cl/comunicacion-y-recursos/recursos/glosario/gas-de-efecto-invernadero-gei>,» 2019. [En línea].
- [66] M. d. Energía, Anuario Estadístico de Energía 2018, 2018.
- [67] C. Daily, 2019. [En línea]. Available: https://www.chinadaily.com.cn/cndy/2019-09/30/content_37513229.htm.
- [68] E. Times, 2019. [En línea]. Available: <https://economictimes.indiatimes.com/magazines/panache/meet-sora-a-hydrogen-fuel-bus-at-2020-olympics-that-will-shuttle-visitors-between-venues/articleshow/71773945.cms>.
- [69] «Ballard,» 2019. [En línea]. Available: <https://www.ballard.com/about-ballard/newsroom/news-releases/2019/02/12/ballard-powered-new-flyer-fuel-cell-electric-buses-ready-to-deliver-zero-emission-transit-throughout-united-states>.
- [70] Ballard, «Hydrogen at Scale for Fuel Cell Electric Buses: A California Case Study September,» 2019.
- [71] «https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/review17/st100_james_2017_o.pdf,» 2017. [En línea].
- [72] «<https://www.methanex.com/sites/default/files/investor/MEOH%20Presentation%202019-10.%20FINAL.pdf>,» 2019. [En línea].
- [73] C. Recycling, 2019. [En línea]. Available: <https://www.carbonrecycling.is/news-media/co2-to-methanol-plant-china>.
- [74] 2018. [En línea]. Available: <https://ammoniaindustry.com/green-ammonia-demonstration-plant-in-the-netherlands/>.
- [75] «Ammonia Energy Association,» 2019. [En línea]. Available: <https://www.ammoniaenergy.org/articles/green-ammonia-plants-in-chile-australia-new-zealand/>.
- [76] Engie, 2019. [En línea]. Available: <https://www.engie.com/en/journalists/press-releases/anglo-american-develop-renewable-hydrogen-solution-decarbonize-mining-industry/>.

[77] Argonne, Full Fuel-Cycle Comparison of Forklift Propulsion Systems, 2008.

[78] G. d. I. y. F. C. Carlos Berner, Seminario "Hidrógeno Verde: Oportunidades y desafíos", julio 2019.

Anexos

Anexo 1: Marco regulatorio del hidrógeno

A modo general, dentro del marco regulatorio, el hidrógeno se clasifica como un gas inflamable, según la SGA y NCh 2190, que genera diferentes efectos tanto en el medio como a la salud de las personas, algunas reacciones peligrosas son asfixia y mezclas explosivas, altas concentraciones de este gas pueden causar un ambiente deficiente de oxígeno que en las personas causan síntomas de vértigo, salivación excesiva, náuseas, vómitos, pérdida de movilidad, inconciencia y puede llegar hasta la muerte (NCh 2245 Of. 2015). Hasta la fecha en Chile el hidrógeno no es considerado un combustible, sino solamente como un elemento químico peligroso, lo que limita su uso, producción, almacenamiento, transporte y comercialización, pero su seguridad y utilización en proyectos igualmente es evaluada por distintas normas y entes del estado.

Dependiendo del uso específico del hidrógeno en cada uno de los proyectos, se tendrán distintas obligaciones, preocupaciones y barreras legales y medioambientales. A continuación, se describirán a modo general las principales y luego dentro de cada uno de los proyectos, se indicará como aplica cada una de ellas.

Servicio de Evaluación Ambiental (SEIA)

A partir de la ley 19.300 de Chile sobre bases generales del medio ambiente, se establece que “el titular de todo proyecto o actividad comprendido en el artículo 10 deberá presentar una Declaración de Impacto Ambiental (DIA) o elaborar un Estudio de Impacto Ambiental (EIA), según corresponda”. Según el artículo 10 de los productos que son causantes de daños ambientales, el literal ñ señala;

“Producción, almacenamiento, transporte, disposición o reutilización habituales de sustancias tóxicas, explosivas, radioactivas, inflamables, corrosivas o reactivas”

Los proyectos que incluyen hidrogeno en este caso entrarían en esta sección debido a sus características mencionadas anteriormente.

Para la tramitación en el SEIA es necesario clasificar cada proyecto en particular, este será calificado con distintos instrumentos según sus características, la primera opción es una Evaluación de ambiental EIA, proceso que dura de 120 a 180 días hábiles, incluye siempre la participación ciudadana y sus reclamaciones son frente al comité de ministros. Para clasificar como EIA se debe tener presente algunas de las siguientes características, que los efluentes, emisiones o residuos de los procesos sean un riesgo para la salud, luego si afecta algún recurso natural (suelo, aire o agua), en tercera opción, si se requiere reasentar o alterar a las comunidades y sus sistemas de vida y por último en este contexto si altera el valor paisajístico o monumental.

En caso de no tener ninguna de estas características, el proyecto se somete a una declaración de impacto ambiental (DIA) por parte del titular, este es un proceso de 60 a 90 días, solo se hace consulta ciudadana si se solicita por parte de la comunidad y las reclamaciones se hacen directamente con el director ejecutivo del SEA.

Frente a los proyectos presentados en este estudio, de manera preliminar, todos deberían ser evaluados mediante un DIA, debido a las magnitudes que se plantean. El único recurso que se afecta en este caso es el agua, sin embargo, solo como producto, no la contamina ni interviene, y las cantidades utilizadas son casi despreciables [29]. Los proyectos de hidrógeno que se encuentran disponibles en los registros del SEA, que son provenientes de gas natural han pasado todos por la calificación DIA.

Por otro lado, las plantas de generación eléctrica también son sometidas normalmente a DIA, en el portal del SEA hay proyectos de hasta 50MWh evaluadas con este instrumento, una de las características principales para esta clasificación es que afecte o no a la comunidad según sus dimensiones y localización.

Transporte de Hidrogeno

Según la Asociación de Hidrógeno de Chile- H2 Chile, hoy en día, los principales medios de transporte comercialmente utilizados para el hidrógeno en estado gaseoso comprimido son en camiones o por tuberías en sitios específicos. En el caso de hidrogeno líquido, el transporte es realizado solo por camión. Dado que el hidrógeno tiene una densidad energética volumétrica baja, en vehículos motorizados generalmente se transporta en forma comprimida en cilindros presurizados.

Las normas de transporte se rigen lo establecido en NCh 2190 Of.2003 con respecto a “Transporte de sustancias peligrosas - Distintivos para identificación de riesgos”.

“Esta norma establece los requisitos de los distintivos de seguridad con que se deben identificar los riesgos que presentan las sustancias peligrosas; incluyendo requisitos sobre las características de las marcas, etiquetas y rótulos, uso de ellos, excepciones en el uso y lugares en que se deben colocar. NCh2190 2 1.2 Esta norma se aplica en el transporte de las sustancias peligrosas definidas en NCh382 y NCh2120/1 a NCh2120/9, por vía terrestre, dentro del país y para el comercio de importación/exportación, así como en la manipulación y almacenamiento en tránsito de estas sustancias.”

Además, se encuentran la norma D.S. N° 298/1995 del Ministerio de Transportes, Reglamento de transporte de cargas peligrosas por calles y caminos. Y la norma D.S. N° 236/1960 del Ministerio de Economía, que Declara Norma Chilenas Oficial de la República NCh 391 las medidas adicionales de Seguridad en el Transporte en camiones de explosivos y de Materiales Inflamables

Almacenamiento

Con respecto al Almacenamiento de Hidrógeno, según H₂ Chile los principales métodos de almacenamiento de hidrógeno, incluyen almacenamiento físico basado en compresión, enfriamiento o una combinación de ambos. Además, se está investigando una gran cantidad de otras tecnologías de almacenamiento de hidrógeno (hidruros metálicos, carriers orgánicos, materiales adsorbentes, entre otros), aunque sólo el almacenamiento físico por compresión o licuefacción son suficientemente maduros a nivel comercial.

El almacenamiento debe regirse por el Decreto Supremo (D.S.) N° 43/2015 del Ministerio de Salud que aprueba el Reglamento de Almacenamiento de Sustancias Peligrosas. En donde se incluye y especifica sobre autorizaciones, etiquetados y emplazamiento de instalaciones. Las condiciones generales de almacenamiento solicitan envases con material compatible y de difícil

ruptura, un encargado que pueda velar por la seguridad del personal que trabaja cerca y quienes están en contacto con el producto, además de una consignación por escrito del conocimiento del personal.

Se especifican también las características que deben cumplir los estanques en este caso al ser un gas, los planes y equipos de emergencia tanto internos como de cuidado a la comunidad. En este ámbito los estanques también deben regirse por la norma Chilena NCh 1377 sobre “Cilindros de Gas para Uso Industrial - Identificación del Contenido”, y el establecimiento debe cumplir las normativas; NFPA 72 Código Nacional de Alarmas de Incendio NCh 2095 Of.2001 Protección Contra Incendios

Combustible

Para el hidrógeno existe un marco regulatorio suficiente para su uso en instalaciones industriales, debido a que el Hidrógeno como sustancia peligrosa puede ser almacenado y transportado. Sin embargo, existen brechas, por ausencia de regulación específica, para su uso como portador energético renovable, por lo tanto, se generan incertidumbres al momento de precisar normas internacionales [37].

Es necesaria una legislación de hidrógeno como combustible energético específicamente para los procesos de evaluación ambiental a los cuales deben someterse los proyectos respectivos y para determinar el otorgamiento de permisos sectoriales.

Actualmente según DFL1, todo proyecto de fluido gaseoso combustible (hidrógeno combustible), debe ser presentado en la SEC como un proyecto especial, entregando toda la información necesaria que contribuya a verificar que el proyecto no constituye un peligro para las personas o el entorno.

Emisiones

Como se mencionó anteriormente, parte de los usos que puede tener el hidrógeno es como combustible, por lo mismo, es importante considerar las emisiones que este genere. A pesar de que un proyecto pueda reducir emisiones de CO₂, existen otras emisiones que pueden estar afectas a impuestos, por ejemplo el material particulado, los óxidos de nitrógeno (NO_x), dióxido de azufre (SO₂).

Cabe destacar el proyecto de ley de modernización tributaria, aprobada por la cámara. Dentro de esta modernización, se presentan modificaciones al artículo 8° de la ley N° 20.780, que pueden afectar a las emisiones provenientes del uso del hidrógeno como combustible.

En particular, en el primer inciso se modifican las fuentes afectas ya que se reemplaza la frase que comienza con “fijas, conformadas por calderas o turbinas” hasta el punto final, por la siguiente: “emisoras, individualmente o en su conjunto, emitan 100 o más toneladas anuales de material particulado (MP), o 25.000 o más toneladas anuales de dióxido de carbono (CO₂)”. Además, se reemplaza el segundo inciso en el cual se indica que el impuesto afectará a las fuentes emisoras descritas anteriormente que generen las emisiones de MP, óxidos de nitrógeno (NO_x), dióxido de azufre (SO₂) o CO₂”.

Anexo 2: Marco Conceptual para Financiamiento Climático

A continuación, se presenta el desarrollo de un marco conceptual teórico-práctico de financiamiento para proyectos con impacto climático. Este marco conceptual es totalmente aplicable a los proyectos basados en la incorporación de Hidrógeno Verde presentados en este informe, lo que permite posteriormente vincularlo con el desarrollo de una estrategia de financiamiento concreto para dichos proyectos.

Para empezar, es necesario precisar los principales elementos que componen este marco conceptual. El primero de ellos hace referencia a las distintas etapas por las que pasa un proyecto, que van desde sus primeros bosquejos de idea conceptual hasta que esté implementado y en etapa de madurez de sus flujos futuros. Esta variable es altamente relevante para identificar las potenciales partes interesadas en incorporarse como financista del proyecto.

El segundo elemento hace mención a los distintos riesgos a los que se ven expuestos los inversionistas de los proyectos y que tienen una incidencia en la relación riesgo / retorno que tendrá en consideración un potencial inversionista para decidir su participación en un proyecto determinado.

El tercer y último componente es el espectro de instrumentos financieros que pueden modelarse para el financiamiento de los proyectos. Estos incluyen desde los instrumentos financieros más tradicionales como deuda y patrimonio hasta aquellos que surgen como opciones para disminuir el riesgo y atraer capital de terceros. En el caso del financiamiento de este tipo de proyectos, la combinación de los distintos instrumentos en formas innovadoras y creativas son las que permitirán establecer mecanismos financieros que hagan sentido para una base amplia de financistas en cada proyecto.

Etapas del Proyecto

Cada proyecto puede ser clasificado por las posibles etapas de desarrollo en las que se puede encontrar. Para esto presentamos 4 etapas claramente identificables¹¹:

Etapas temprana: Es la primera etapa de desarrollo de un proyecto y abarca desde la idea conceptual original en base a la solución a un problema determinado (“el bosquejo en la servilleta de papel”) hasta el desarrollo del modelo de negocio y las actividades de planificación necesarias para comenzar su desarrollo definitivo. Aquí es donde encontramos los pilotos demostrativos, las pruebas de conceptos y los “Producto Mínimo Viable” (MVP como es conocido en inglés).

Etapas de desarrollo: Es aquella etapa donde las actividades de planificación y estudios previos ya han sido terminadas satisfactoriamente, y el modelo de negocio ya ha sido desarrollado y validado, dejando el proyecto listo para buscar financiamiento comercial para su materialización.

Etapas de construcción y operación: Es el momento en que el financiamiento ya está mayormente asegurado y se ha dado el vamos a la construcción o implementación del mismo.

Etapas de madurez: Estando el proyecto en pleno funcionamiento operacional, con la fase de construcción e implementación ya concretada, con flujos financieros estabilizados y altamente predecibles, y listo para entrar en un refinanciamiento de largo plazo.

¹¹ Adaptación de GGGI, «Mind the Gap: Bridging the Climate Financing gap with Innovative Financial Mechanisms,» 2016. (http://gggi.org/wp-content/uploads/2017/03/Mind-the-Gap_web.pdf)

No existen plazos predefinidos para estas etapas ya que va a depender de las características propias de cada proyecto. Lo importante es que cada proyecto exitoso debiera seguir este camino evolutivo, sin saltarse etapas.

Como es de esperar, en las primeras etapas las partes involucradas suelen ser aquellas más involucradas con la idea original. Normalmente son empresas que han evidenciado internamente la problemática a resolver por un tiempo y que parecen haber encontrado una posible solución al respecto. También, puede tratarse de emprendedores o innovadores que han unido piezas para desarrollar una solución a un problema que se ha hecho evidente y que quieren desarrollar solos o en conjunto con los jugadores actuales. Por último, puede ser el propio Estado quien por motivación propia o algún cambio regulatorio, buscar promover una nueva solución a un problema de alto impacto social.

En las etapas posteriores, aparecerán también distintos interesados en participar económicamente del proyecto proveyendo algún tipo de financiamiento que se adecue tanto a sus posibilidades como a las necesidades mismas del proyecto.

Riesgos para el inversionista

La decisión de un individuo o institución para participar en el financiamiento de un proyecto se da principalmente por dos factores que se relacionan entre sí. Por una parte, está el riesgo de esa posible inversión y, por otra, su retorno esperado. Como plantea el profesor Harry Markowitz en su teoría de portafolios [42], los inversionistas buscarán siempre el punto óptimo en la curva que maximiza las posibilidades de retorno de una inversión (o conjunto de ellas) para cada uno de sus niveles de riesgo.

Esto implica que el foco estará en estas dos variables. Sin embargo, como es sabido, asegurar el retorno de una inversión “ex ante” no es posible por lo que no queda otra alternativa que estudiar los riesgos a la inversión en profundidad y buscar elementos que permitan reducirlos al mínimo.

En el caso de los proyectos climáticos, especialmente aquellos que se desarrollan en países en vías de desarrollo, existen estudios múltiples que permiten identificar o agrupar los principales riesgos. Tomando como base una recopilación realizada por el Global Green Growth Institute [43], presentamos una categorización de estos:

Tabla 57: Resumen de riesgos para el inversionista, fuente: ImplementaSur (adaptado de GGGI)

Tipo de riesgo	Ejemplos
Riesgos políticos	<ul style="list-style-type: none"> • Inestabilidad política • Seguridad pública y estado de derecho • Cambios en apoyo de gobiernos de turno a proyectos climáticos
Riesgos regulatorios	<ul style="list-style-type: none"> • Políticas públicas procombustibles fósiles o contaminantes • Falta o insuficiencia de políticas públicas habilitantes para el desarrollo de inversiones Cleantech • Marco legal débil o no aplicación de las regulaciones • Cambios regulatorios que impactan la inversión en proyectos de largo plazo • Inestabilidad generada por cambios frecuentes en la regulación

Riesgos tecnológicos	<ul style="list-style-type: none"> • Tecnología inmadura o de bajo rendimiento • Falta de experiencia local en desarrollo y operación de proyectos climáticos y/o tecnológicos • Inadecuada infraestructura de apoyo
Riesgos de crédito	<ul style="list-style-type: none"> • Capacidad crediticia de las contrapartes, con riesgo de default o no pago • Baja experiencia de las contrapartes, especialmente las involucradas en la evaluación financiera del proyecto • Escasa o limitada experiencia local en Project Management
Riesgos comerciales y de mercado	<ul style="list-style-type: none"> • Mercado financiero local inmaduro o poco profundo • Liquidez limitada del mercado • Volatilidad cambiaria y depreciación • Altos costos de transacción

Para los proyectos de nuevas tecnologías relacionados con soluciones al cambio climático, como es el caso de la mayoría de los vinculados al hidrógeno verde, la presentación inicial a los potenciales inversionistas suele ser desventajosa. Por una parte, estos los perciben como altamente inciertos, ya sea desde los riesgos que lo subyacen como del potencial de rentabilidad que este pueda llegar a tener. Es por eso que, usando criterios conservadores, muchos financistas categorizan estos proyectos en el cuadrante de bajos retornos y altos riesgos [43].

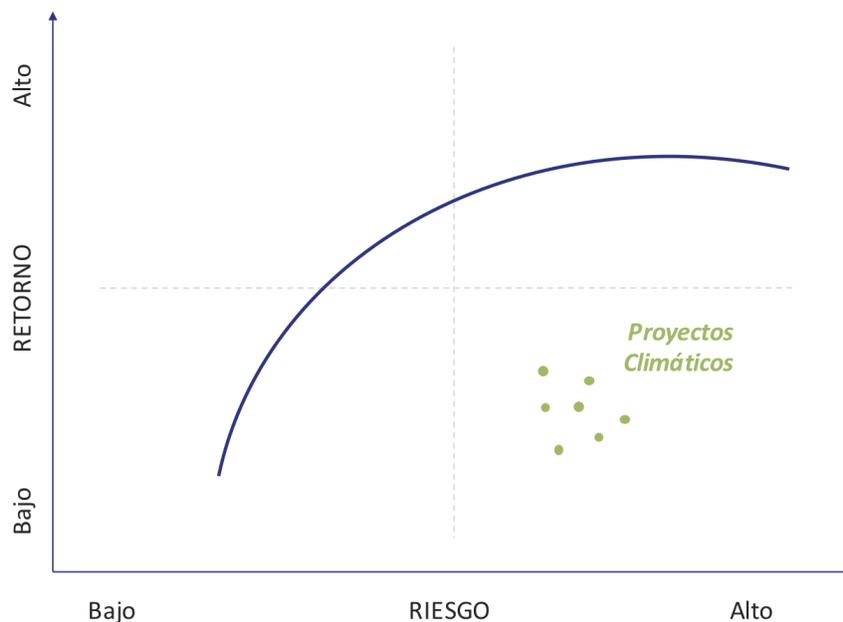


Ilustración 30: Proyectos climáticos basados en nuevas tecnologías en un contexto riesgo-retorno

Bajo estas condiciones, inversionistas privados con expectativas de retornos de mercado evitarán o sencillamente se restarán de entrar en las etapas más tempranas del proyecto. A menos que se incorporen mecanismos que permitan reducir el riesgo de tal manera de mejorar la relación de riesgo / retorno, los cuáles serán explicados más adelante.

Fuentes de financiamiento y combinaciones innovadoras

El tercer componente relevante para establecer el financiamiento de un proyecto climático es su origen (fuente) y los tipos de instrumentos financieros que permiten juntar tanto oferta como demanda y se logre una transacción exitosa.

Las fuentes de financiamiento se pueden separar en internas y externas. Las internas corresponden principalmente a utilidades retenidas y provisiones para futuros desembolsos. En el caso de los proyectos revisados en este estudio, este tipo de fuente podría servir si estos se enmarcan dentro de la figura legal de una empresa con historial financiero y utilidades pasadas que serán destinadas total o parcialmente para apoyar su realización. Sin embargo, es común la creación de nuevos vehículos especiales dedicados para hacer estos proyectos por lo que esta fuente no aplicaría.

En cuanto a las fuentes externas, estas son las relacionadas al patrimonio como aportes de capital de los socios, o a la deuda, las cuales se clasifican por su prelación de pago desde la más senior y garantizada a la más junior y subordinada, con opciones de convertibilidad a acciones (esta última conocida también como deuda híbrida o cuasi-capital)¹².

Respecto a los posibles instrumentos financieros, estos se pueden relacionar con las fuentes de financiamiento antes mencionadas, siendo estos:

Patrimonio: son aquellos que se responsabilizan por el riesgo base de cada proyecto y permanece en él por toda su vida.

- Aportes de capital, entendiéndose que estos pueden ser de socios mayoritarios o minoritarios, bajo conceptos especiales como inversión de impacto con énfasis en lo financiero (finance first), énfasis en el impacto (impact first) o una mezcla de ambos; o mediante plataformas de financiamiento colectivo (crowdfunding)
- Utilidades retenidas de ejercicios pasados
- Subsidios, los cuales pueden surgir como fondos concesionales para el desarrollo de asistencia técnica (uso predefinido) o como un desembolso en dinero sin condiciones de restitución o reembolso a quién lo entrega. También pueden ser consideradas las donaciones filantrópicas de inversionistas privados, con o sin restitución de los fondos.

Deuda: en la forma de créditos o títulos representativos de deuda (préstamos, líneas de crédito, pagarés, efectos de comercio, bonos, leasing, factoring, etc.) es aquel financiamiento que busca una tasa fija o indexada a un índice (variable) de rentabilidad y la devolución del capital al vencimiento de un plazo determinado. Entre los financistas vía deuda se encuentran bancos de desarrollo, bancos comerciales, fondos de inversión, inversionistas privados, inversionistas institucionales, etc. También puede ser bajo el concepto de inversión de impacto y a través de plataformas de financiamiento colectivo (crowdlending).

¹² <https://economipedia.com/definiciones/deuda-subordinada.html>

Sin embargo, existen otros que surgen para cumplir una función específica relevante como puede ser la disminución o mitigación de ciertos riesgos asociados, o la mejora del potencial retorno en relación a asegurar posibles ingresos. Estos son:

Derivados de cobertura: estos permiten la participación de inversionistas estableciendo ciertas condiciones futuras del proyecto desde el comienzo.

Seguros: instrumentos que apuntan a proteger a los inversionistas en situaciones inesperadas y de impacto relevante, como puede ser la materialización de algún riesgo político específico, efectos cambiarios adversos, desempeño tecnológico insatisfactorio, entre otros.

Garantías: son aquellos instrumentos que tienen por finalidad reducir el riesgo de contraparte logrando una mejora de su perfil de riesgo crediticio. Un ejemplo de este tipo de instrumento es una *dearantía* Parcial de Crédito¹³ (o *Partial Credit Guarantee*, en inglés), sea esta de primera pérdida o *pari passu*.

Incentivos Tributarios: instrumentos asociados al menor pago de impuestos, ya sea por créditos fiscales como por aumento del gasto, con el fin de propiciar el desarrollo y la implementación de nuevas tecnologías.

Estos instrumentos financieros pueden tener su origen tanto en recursos públicos como aportados por privados. Lo interesante surge cuando a partir de los elementos antes mencionados se configura un mecanismo financiero innovador que mezcla tanto instrumentos tradicionales con sofisticados, e instrumentos públicos como privados para lograr lo que se conoce como *financiamiento mixto* o *blended finance*.

Las tres principales características de este tipo de mecanismo de financiamiento son: (i) instrumentos mezclados o combinados, incluyendo los instrumentos financieros tradicionales con aquellos instrumentos de *de-risking* para generar una estructura híbrida; (ii) reducción de riesgo de la inversión mediante la asignación de partes del riesgo a aquellos inversionistas que se sienten más cómodos con él, y (iii) lograr atraer recursos que no estarían disponibles si no fuera por esta combinación especialmente ideada para estos fines.

El racional que existe detrás de estos mecanismos es básicamente la utilización de fondos concesionales que emanan principalmente de fuentes públicas como fondos multilaterales, fondos climáticos genéricos o temáticos, fondos nacionales, etc. para atraer y apalancar la incorporación de capitales privados comerciales, como pueden ser bancos, fondos de private equity y venture capital, etc. Esto se lograría por la transferencia parcial o total de la exposición a ciertos riesgos, siendo estos de percepción o reales, desde los actores privados al sector público.

Algunos ejemplos de instrumentos *blended finance* [44]:

¹³ PPP Knowledge Lab, Third Party Risk Mitigation and Credit Enhancement (<https://pppknowledgelab.org/guide/sections/20-third-party-risk-mitigation-and-credit-enhancement>)

Tabla 58: Ejemplos de Instrumentos de Blended Finances

Instrument Type	Description	Examples	Addresses which specific risks/ barriers
Direct investment	Debt or equity instruments with direct contribution into a blended finance vehicle	Junior subordinated	Multiple risks including off-taker risks, construction risks, revenues attractiveness, etc
		Commercial capital	Acces to capital
Guarantees	Generally, three party agreements, where a third party provides an extra layer of protection for the beneficiary of a service.	Loan guarantees	Access to capital, counterparty/ offtaker/ credit risk
		Performance guarantees	Technical risk
Hedding Instruments Swaps and derivates	Contractual instruments to help manage different types of risks faced by an investor or borrower	Local currency hedges/swaps	Currency risk
		Securitization	Liquidity/time horizon, scale, counterparty/ offtaker/credit risk
Insurance	Two party contracts between the insurer and the policy holder. The insurance provide financial compensation in the instance of an evento that results in a financial loss	Political risk insurance	Political and social risks
		Performance insurance	Construction risks, operation and output risks Upstream resource reletad risks
Comercially oriented preparation support	Grant or concessional funding specially to adress early stage development risks	Project preparation funding or technical assistance	Administrative risks, Acces to capital, capacity at local level

Fuentes de financiamiento propuestos para mercado de hidrógeno

Existen diferentes fuentes de financiamiento a nivel internacional que podrían tener cabida en él ámbito del fomento financiero del Hidrógeno verde. Pero muchas de estas, que provienen del ámbito de la cooperación internacional, que son sólo aplicables a países en etapas tempranas del desarrollo económico. Chile tiene una clasificación crediticia positiva dentro de la categoría "A", pero desde 2018 el país ha sido excluido de la lista de países receptores elegibles para fondos internacionales a través de "asistencia oficial para el desarrollo" (es decir, países de ODA). La implicancia de esto ha sido una reducción en el acceso a algunos fondos internacionales para la acción climática. Esto se ve agravado por el hecho de que la ley chilena priva directamente a las agencias públicas de recibir recursos financieros externos al

presupuesto nacional en sus respectivos presupuestos anuales. Si bien Chile y otros países graduados, aún buscan formas de revertir tal situación aludiendo a nuevos criterios de graduación más allá del ingreso per cápita, la realidad actual destaca la necesidad de buscar vías alternativas de financiamiento climático más allá de las ayudas prestadas por los países desarrollados

Sin embargo, existen otro tipo de fuentes de financiamiento internacional orientadas a iniciativas de carácter estratégico, que vale la pena revisar con mayor profundidad ya que son potencialmente aplicables al contexto Chileno. Algunas de estas opciones se describen a continuación:

1. Fondo Verde para el Clima (GCF)

El GCF es un fondo internacional de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, que fue creado en el año 2010 en el marco de la COP-16, celebrada en Cancún. En esta instancia se determinó al GCF como la entidad operacional del mecanismo financiero de la convención, cuyo objetivo es promover un cambio de paradigma hacia un desarrollo bajo en emisiones y resiliente al cambio climático en países en vías de desarrollo. El GCF aspira gatillar el involucramiento del sector privado en la estructuración financiera de nuevas acciones de mitigación y adaptación, al disponer de recursos con mayor tolerancia al riesgo, adaptables a las necesidades de cada propuesta (como deuda concesional, garantías, seguros, subsidios o aportes capital).

Los seis criterios de inversión del GCF están determinados por:

- I. Potencial impacto en términos de reducción de emisiones y mayor resiliencia.
- II. Cambio de paradigma (replicabilidad y escalabilidad) .
- III. Potencial de desarrollo sustentable (externalidades positivas).
- IV. Justificar vulnerabilidad y necesidades financieras del país receptor.
- V. Alineamiento con las políticas y prioridades nacionales.
- VI. Viabilidad económica y financiera del programa (efectividad del diseño de instrumento) y eficiencia (mínimo nivel de aporte para hacer la propuesta viable).

Toda postulación al GCF debe ser realizada a través de alguna de las Entidades Acreditadas (AE), las que son responsables de presentar y acompañar la postulación ante el GCF y cumplen el rol de intermediario de los recursos financieros y de supervisar la ejecución de los proyectos. La mayoría de las AE hoy disponibles son agencias multilaterales y bancos de desarrollo. Toda postulación debe ir acompañada de una carta de no objeción de parte de la Autoridad Nacional Designada (NDA) del país que aloja el proyecto. En el caso de Chile, la NDA es el Ministerio de Hacienda. La NDA realiza una revisión técnica de cada postulación junto a la Secretaria Técnica del GCF para Chile, con apoyo de los Ministerios Sectoriales atingentes al proyecto y de un panel de expertos externos.

A la fecha el “board” del GCF está evaluando la factibilidad de acoger postulaciones de proyectos referidas a la producción, uso o comercialización de hidrógeno verde. El desafío para aceptar este tipo de proyectos guarda relación con la definición de aquellos alcances que cumplen con ser adicionales respecto de lo que ya está disponible en el mercado (electrolizador, generación renovable, producción de metanol basado en hidrógeno, etc.). Al ser estas iniciativas que “empaquetan” soluciones tecnológicas que por separado ya cuentan con un mercado y que en algunos casos están comercialmente disponibles, es más difícil justificar la necesidad de contar con financiamiento climático para la integración de todos estos componentes.

2. Breakthrough Energy Ventures

Fondo cuya misión es financiar el desarrollo de tecnologías que puedan mitigar el cambio climático y reducir el uso de combustibles fósiles y las emisiones de carbono en las industrias. La estrategia del fondo busca complementar con recursos la investigación financiada por los gobiernos, por medio de recursos de capital “paciente” o de largo plazo, y tolerante al riesgo. De esta forma se busca que las innovaciones transformacionales de desarrollo bajo en carbono, lleguen al mercado más rápido. Los ámbitos que este fondo apoya se dividen en “technical quests” o desafíos técnicos, que pueden reducir significativamente las emisiones de gases de efecto invernadero. Entre estos “technical quests” destaca el de “Producción de combustibles gaseosos con bajo nivel de GEI: H₂, CH₄” que aplica a la materia del presente estudio. El fondo tiene cuatro criterios de inversión. 1) Solo invierten en soluciones tecnológicas con el potencial de reducir al menos medio Gigatonelada de gases de efecto invernadero cada año (alrededor del 1 por ciento de las emisiones globales proyectadas para 2050). 2) Solo invierten en empresas que finalmente podrán atraer el interés de nuevos inversionistas. 3) Solo invierten en iniciativas tecnológicas que son técnicamente factibles en escala. 4) Se enfocan en áreas de tecnología limpia que otros inversores descuidan. El fondo no tiene restricciones respecto de la naturaleza de las compañías (etapa temprana o tardía; a pequeñas, medianas o grandes empresas; o a geografías o tecnologías particulares).

3. Climate Works

ClimateWorks otorga subsidios para apoyar organizaciones e iniciativas en todo el mundo que están trabajando para resolver la crisis climática. ClimateWorks determina sus prioridades de financiación evaluando el potencial técnico de un programa o iniciativa para lograr la reducción de gases de efecto invernadero, evaluando el contexto político, social y económico, y asegurando que exista cofinanciamiento. Dentro de sus prioridades estratégicas está la de “Descarbonización profunda”, en lo cual puede caber el apoyo a iniciativas vinculadas a la producción o consumo de hidrógeno verde. En este segmento ClimateWorks respalda una cartera que incluye estrategias para reducción de emisiones desde la demanda por energía o insumos, como la aplicación de principios de economía circular y el uso de la contratación pública para crear demanda por materiales limpios, así como enfoques del lado de la oferta para avanzar en tecnologías y procesos industriales innovadores.

ClimateWorks acepta tanto oportunidades maduras, emergentes y experimentales.

ClimateWorks sólo acepta propuestas a partir de convocatorias. Estas convocatorias se realizan por medio de socios internacionales, para identificar oportunidades alineadas con sus prioridades estratégicas.

4. Subsidios no reembolsables provenientes de la Gerencia de Inversiones y Financiamiento de Corfo.

A través de su Gerencia de Inversiones y Financiamiento (GIF), entrega más de USD 200 millones al año en subsidios y moviliza alrededor de USD 6.500 millones de financiamiento de terceros en proyectos de distinta índole [15]. Esto lo hacen a través de instrumentos financieros operados por intermediarios bancarios y no bancarios con el fin de reducir los riesgos y costos de transacción de las inversiones, y alinear el perfil de riesgo-retorno de los proyectos de inversión con los requisitos de los potenciales inversionistas.

La acción de CORFO es implementada de forma indirecta a través de la interacción con instituciones financieras como contraparte primaria. La modalidad específica va a depender de la etapa en la que se encuentre el proyecto a financiar.

Para proyectos en industrias nacientes etapas muy tempranas, donde no existen flujos que provengan de la explotación o estos son tan bajos que no alcanzan a cubrir los costos, CORFO implementa líneas de financiamiento para fondos de inversión en capital de riesgo (o venture capital). Para esto ha desarrollado tres programas distintos que calzan con distintas etapas de los proyectos.

El primero es el Fondo de Etapas Tempranas Tecnológicas (FET). Esta línea apoya a fondos de capital de riesgo enfocados en invertir en startups que están desarrollando proyectos con un alto riesgo tecnológico y un alto nivel de innovación, como pueden ser aquellos basados en la tecnología del Hidrógeno Verde. El nivel de apalancamiento al que pueden llegar los fondos que reciben recursos de este programa llega hasta 3,9 veces lo aportado por inversionistas privados.

El segundo es el Fondo de Etapas Tempranas (FT) el cual se caracteriza por apoyar fondos de capital de riesgo dedicados a invertir en proyectos con un alto nivel de innovación pero que, además, tengan un potencial de crecimiento importante. En este caso, los proyectos deben contar con un MVP validado y con ventas que no superen las UF 100.000 anuales, pero donde se visualice la posibilidad de escalar rápidamente en base a gestión comercial y diversificación geográfica. Este programa permite un apalancamiento para el capital de inversionistas privados de entre 2 y 3 veces.

El tercero es el Fondo de Desarrollo y Crecimiento (FC). Este programa tiene por objetivo apoyar empresas con un modelo de negocio consolidado y validado, pero que apuntan a escalar y hacerse de una participación de mercado relevante. En este caso, el apalancamiento sobre la inversión privada fluctúa entre 1 y 1,5 veces.

Otra forma utilizada por CORFO para participar en el fomento de este tipo de proyectos es a través de fuentes de refinanciamiento. En concreto, se trata de un fondeo especial dirigido a intermediarios financieros bancarios y no bancarios, con el fin de que estos puedan apoyar financieramente a algunos sectores específicos, especialmente aquellos relacionados con el

desarrollo de capital humano, el cuidado y protección del medio ambiente o el impulso de nuevas energías bajas en emisiones de GEI.

Uno de los casos más emblemáticos de este tipo de facilidad es el financiamiento de USD 65 millones -el mayor de financiamiento de CORFO en un solo proyecto desde 1990- al proyecto solar de concentración termosolar “Cerro Dominador”. Esta planta es pionera en Chile y Latinoamérica, ya que será la primera a escala industrial de esta tecnología. Uno de los aspectos más interesantes es que el fondeo primario provino del banco de desarrollo alemán KfW quien canalizó los recursos a través de esta agencia. Esto grafica la importancia que puede llegar a tener la gestión pública y los acuerdos entre países en la realización de estas nuevas tecnologías.

Hacia delante, CORFO ya ha anunciado el próximo lanzamiento de una nueva iniciativa que se conocerá como “Crédito Verde”, el cual consiste en un financiamiento o refinanciamiento de operaciones de crédito en dinero o leasing financiero, enfocado en: 1) proyectos de generación de energías renovables no convencionales, 2) proyectos de eficiencia energética, y 3) proyectos de mejora medioambiental y/o economía circular. El monto a financiar podrá ser hasta un máximo de USD 20 millones por deudor (RUT), siendo esto hasta un 70% de la inversión total del proyecto, y el plazo máximo puede ser de hasta 15 años incluyendo el período de gracia pactado. El perfil de este tipo de financiamiento es ser altamente atractivo para proyectos dedicados al desarrollo de pilotos basados en la tecnología del Hidrógeno Verde por las características antes mencionadas.

Por último, el tercer mecanismo utilizado por la GIF para apoyar estos proyectos es el otorgamiento de coberturas complementarias parciales a beneficio de intermediarios financieros que han entregado financiamiento a algunos proyectos. En términos simples, CORFO actúa como aval de las obligaciones adquiridas por el deudor, en beneficio de la institución giradora del crédito, en los casos que el primero no pueda responder. Usualmente este tipo de herramienta se usa para respaldar créditos de corto y mediano plazo relacionados con capital de trabajo. Posiblemente, el programa de coberturas más compatible para los proyectos evaluados en este estudio es el de Pro-Inversión, ya que alcanza hasta UF 100.000 de cobertura y puede ser solicitado por empresas que facturan un máximo de UF 600.000 por año.

5. Subsidios no reembolsables provenientes de la Gerencia de Capacidades Tecnológicas de Corfo.

El foco de trabajo de la Gerencia de Capacidades Tecnológicas es fortalecer las capacidades de transferencia, adaptación, desarrollo y difusión de tecnologías para apoyar la innovación empresarial y el desarrollo de bienes públicos. La Gerencia de Capacidades Tecnológicas apoya a una diversidad de beneficiarios que van desde centros de investigación a compañías nacionales e internacionales, así como Institutos Tecnológicos Públicos y Centros de Excelencia Internacionales. Para el periodo 2015-2025 se estima el compromiso de un presupuesto total de \$103 mil millones de pesos, distribuido en 16 Centros tecnológicos y 21 proyectos colaborativos de I+D+i.

Uno de los subsidios centrales de la Gerencia de Capacidades Tecnológicas corresponde a las Convocatorias de Consorcios Tecnológicos. Estas ya han sido aplicadas para dos experiencias de aplicaciones de hidrógeno para el transporte en operaciones mineras, con distintos niveles de apalancamiento. Uno de estas fue la iniciativa de la UTFSM para celdas

de combustible, con un costo total de 1.313 millones de pesos, y con un aporte de CORFO por 650 millones de pesos. La segunda corresponde al Consorcio Alset para camiones híbridos hidrógeno-diésel con un costo total de 12.009 millones y un aporte de CORFO de 3.500 millones de pesos.

Las condiciones de los subsidios para consorcios tecnológicos varían en función de las prioridades estratégicas de la Gerencia de Capacidades Tecnológicas, y sólo se entregan en el marco de convocatorias específicas (no ventanilla abierta).

El plazo de duración del programa presentado a subsidio no puede superar los 5 años. Dentro de las actividades financiables se cuenta las actividades orientadas a fomentar el uso o aplicación de nuevas tecnologías. Esto quiere decir, aquellas actividades directamente relacionadas a la implementación de tecnologías e innovaciones en el mercado objetivo.

Las condiciones más recientes del subsidio no reembolsable cubren hasta un 50% del costo total del proyecto, con un tope de hasta \$900.000.000 de pesos, y con un aporte pecuniario (efectivo) de los beneficiarios que debe ser de al menos un 30% del costo total del Programa. Los Gastos de Inversión (adquisición de equipamientos destinados a la ejecución del proyecto) no pueden exceder el 30% del subsidio asignado por Corfo.

Desde la perspectiva del equipo consultor, la principal oportunidad de mejora que debiera considerarse el subsidios no reembolsables, está en este límite a los gastos de inversión. De esta forma una convocatoria para otorgar subsidios a consorcios tecnológicos o a compañías que lideran el empaquetamiento de soluciones en el mercado de hidrógeno verde, debiera poder subir el monto máximo aceptable de gastos de inversión.

Además, estas convocatorias para la entrega de subsidios, debieran ir en coherencia con poder detectar y capturar segmentos de demanda por Hidrógeno verde, tanto nacionales como internacionales, que permitan hacer más viable y sostenible en el tiempo el fomento a estas iniciativas. Un instrumento como este podría apalancar contratos de largo plazo a nivel nacional e internacional que permitan viabilizar la construcción y concretización de los proyectos.

Finalmente, en la tabla a continuación se entregan mayores antecedentes de fuentes de financiamiento internacionales y los tipos de financiamiento que ofrecen.

Tabla 59: Resumen mecanismos financieros

Fuente de Financiamiento	Acronimo	Categoría	AUM	Tipo de Financiamiento				Prioridades de Financiamiento
				Subsidio	Préstamo	Garantía	Equity	
Global Environment Facility Trust Fund	GEF	Fondos Climáticos Internacionales	Usd 4.100m	✓	✓			Foco estratégico de sus inversiones en catalizar cambios transformacionales en sistemas claves que están generando daños ambientales importantes, particularmente energía, ciudades y alimentación
Green Climate Fund	GCF	Fondos Climáticos Internacionales	USD 20.600	✓	✓	✓	✓	Acceso y generación de energía baja en emisiones, Transporte bajo en emisiones, Construcción de edificios, ciudades e industrias eficientes energéticamente, Mejora en la vida de la gente, comunidades y regiones más vulnerables, Aumentar la salud y el bienestar, Seguridad alimenticia y del agua, Infraestructura resiliente, Manejo sustentable de la tierra y los bosques.
Climate Investment Funds	CIF	Fondos Climáticos Internacionales	USD 8.130	✓	✓		✓	Potenciar la transformación en países en desarrollo al proporcionar recursos para ampliar las tecnologías bajas en carbono con un potencial significativo para el ahorro de emisiones de GEI a largo plazo
IRENA / Abu Dhabi Fund for Development Project Facility	IRENA/ABFD	Fondos de Inversión Internacionales	USD 350m		✓			Proyectos de energía renovable que sean replicables, escalables y que tengan potencial transformador en países en desarrollo
Global Environment Fund	GEF	Fondos de Inversión Internacionales	N/A				✓	Financiamiento para energías renovables y eficiencia energética
Global Climate Partnership Fund	GCPF	Fondos de Inversión Internacionales	USD 581m		✓			Financiamiento para energías renovables y eficiencia energética
Danish Climate Investment Fund	KIF	Fondos de Inversión Internacionales	DDK 1,3b (USD 195m)	✓	✓		✓	Invierte en proyectos que directa o indirectamente contribuyen a la reducción de las emisiones de GEI. Foco tecnológico en pequeñas hidroeléctricas, geotermia, eólico, solar y biomasa.
Banco Interamericano de Desarrollo	IADB / BID	Fondos Multilaterales	USD 12.790		✓	✓	✓	Trabajar con el sector público y privado para mejorar la infraestructura de transporte y los esfuerzos directos hacia la integración; Ampliar el transporte eficiente, accesible, inclusivo, sostenible y seguro; Invertir y desarrollar el transporte urbano masivo.
IFC Catalyst Fund	IFC-CF	Fondos Multilaterales	USD 418m				✓	Proporcionar capital para proyectos de energía renovable y para compañías que desarrollan productos y servicios de bajo consumo de carbono y eficientes en recursos en los mercados emergentes.
Banco Mundial	WBG IBRD/IDA	Fondos Multilaterales	N/A	✓	✓	✓	✓	Transporte sustentable
New Energy	NEF	Fundación	N/A	✓				Subsidios a la investigación en energías renovables
TechForce Foundation	TechForce	Fundación	N/A	✓				Subsidios a la investigación en celdas de hidrógeno
Toyota Mobility Foundation	TMF	Fundación - Industria	N/A	✓				Apoyar la investigación para reducir la producción de dióxido de carbono y/o el costo de los sistemas de basados en hidrógeno
Schneider Electric Foundation	SEF	Fundación - Industria	N/A	✓				to help build a fairer, lower-carbon society to give future generations the keys to transform our world
Shell Foundation		Fundación - Industria	N/A	✓	✓			Mobilidad sustentable

Ejemplos internacionales de *Blended Finance*

Existen casos de *blended finance* que han resultado ser exitosos en sus aplicaciones a proyectos de Cleantech [45].

Tal es el ejemplo de Climate Investor One (inicialmente llamado Climate Development and Finance Facility) el cual ha resultado ser una innovadora forma de atraer capitales privados para el financiamiento de proyectos de energía renovable (específicamente eólica, solar e hidroeléctrica) en mercados emergentes. Este mecanismo es impulsado por varias instituciones públicas destacando el rol de banco de desarrollo holandés FMO¹⁴ quien ha hecho de articulador para atraer a otros inversionistas como el fondo de pensiones noruego KLP, Sanlam Investment Holdings de Sudáfrica y el fondo de pensiones “Royal Borough of Windsor & Maidenhead” del Reino Unido [46].

¹⁴ The Netherlands Development Finance Company

Este instrumento, que entrega financiamiento directo a los proyectos, cuenta con tres fases que permiten apoyar a éstos en todo su ciclo de vida. La primera fase considera un fondo de desarrollo de USD 50 millones, enfocado en el otorgamiento de subsidios no reembolsables que podrán cubrir hasta el 50% del costo total del desarrollo. Con esto se pretende mejorar la bancabilidad de los proyectos en etapas tempranas. Una característica interesante de este instrumento es su capacidad de convertirse en acciones en caso de éxito del proyecto, lo que asegura la recuperación del capital el que puede volver a utilizarse en esta etapa.

La segunda fase consiste en un fondo de construcción por USD 500 millones. Como lo indica su nombre, estos recursos serán utilizados para asegurar el financiamiento del CAPEX de los respectivos proyectos. Tiene como límite el financiamiento de hasta un 75% de los costos de esta etapa y se subdivide en tres instrumentos concretos con tres relaciones riesgo/retorno distintas: (i) USD 100 millones en forma de subsidio para cubrir potenciales pérdidas, (ii) USD 200 millones como deuda subordinada, destinada a ser financiada por fondos de desarrollo multilaterales o capitales comerciales (bancos, fondos de capital o deuda privada), y (iii) USD 200 millones como deuda senior, enfocada en aquellos inversionistas privados que se sienten cómodos con el financiamiento de la construcción de los proyectos.

La tercera y última fase se trata de un fondo de refinanciamiento por otros USD 500 millones. Cuando el proyecto entre en fase de operación comercial, el fondo de refinanciamiento tendrá un derecho preferente para proveer al proyecto hasta el 40% del financiamiento de largo plazo con el objetivo de permitir que inversionistas institucionales como fondos de pensiones o compañías de seguros se hagan del financiamiento faltante, estando estos activos ya desprovistos de riesgos de desarrollo y construcción. A través de esta acción se logra el apalancamiento de recursos privados así como también la liberación de recursos entregados en las etapas anteriores, los cuales pueden ser reciclados para el financiamiento de nuevos proyectos.

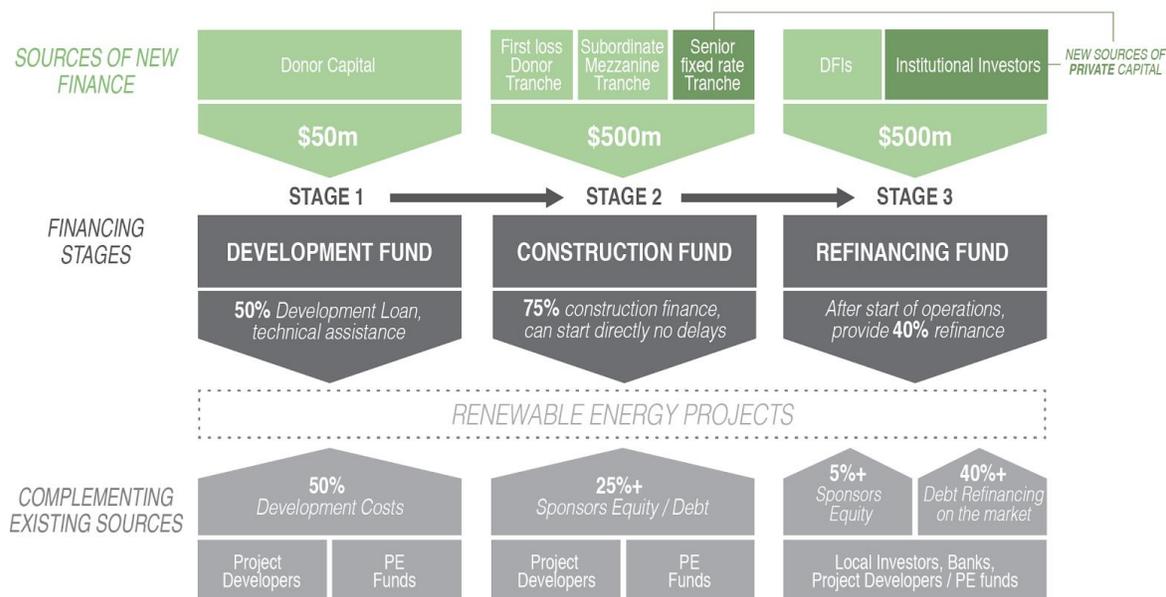


Ilustración 31: Estructura del Climate One Investor

Otro ejemplo de blended finance que merece la pena destacar es el de “InnovFin - EU Finance for Innovators” [47]. Bajo el programa de innovación Horizon 2020 de la Unión Europea, esta iniciativa de financiamiento mixto permite a compañías o proyectos europeos de distintos

tamaños, asegurar el financiamiento necesario para desarrollar investigación e innovación en actividades de naturaleza más riesgosa que las inversiones tradicionales.

Este mecanismo financiero innovador cuenta con el financiamiento del EIB¹⁵ y EIF¹⁶, y apunta a financiar entre el 35% y el 50% del costo de inversión del proyecto seleccionado por lo que se convierte en un capital que logra atraer el de inversionistas del sector privado.

InnovFin abarca proyectos en 42 países de Europa, más de EUR 14.000 millones de inversión en 110 proyectos. Para esto, el programa funciona a través de instrumentos específicos y a la medida de tal manera de generar un match certero entre el proyecto y el inversionista.

Corporate	Science	Thematic Finance	Advisory
InnovFin Emerging Innovators	InnovFin Science	InnovFin Energy Demo Projects	InnovFin Advisory
InnovFin MidCap Guarantee		InnovFin Infectious Diseases	
InnovFin Corporate Research Equity		InnovFin Thematic Investment Platforms	
SMEs, Midcaps, Large Caps, SPVs	Research Institutes, Universities, Research Organisations	SMEs, Midcaps, possibly Large Caps, SPVs	Public and Private Sector Promoters
Direct and /or Intermediated Financing (including equity type)	Direct Financing (including equity type)	Direct and/or Intermediated Financing (including equity type)	Financial Advisory

Ilustración 32: Instrumentos Considerados en InnovFin

En el caso de los proyectos de hidrógeno verde, el instrumento que más se ajusta a sus características es el InnovFin - Energy Demo Projects ya que se enfoca en proyectos demostrativos en el campo de los sistemas de transformación energética como energías renovables, sistemas de energía inteligentes, almacenamiento de energía, captura, almacenamiento y uso de carbono. El objetivo es permitirles cubrir el gap entre la fase demostrativa y la comercial.

En cuanto a las características específicas, este instrumento entrega financiamiento a través de préstamos, garantías y quasi-equity. El tamaño del financiamiento fluctúa entre EUR 7,5 millones y 75 millones, y el plazo es hasta 15 años [48].

¹⁵ European Investment Bank

¹⁶ European Investment Fund

En este estudio, hemos monitoreado del orden de 16 mecanismos de blended finance que algún tipo de relación pueden llegar a tener con proyectos basados en Hidrógeno Verde. Para mayor detalle, es posible consultar una tabla con información general sobre ellos en la Tabla 53.

En el entendido que se pretende visualizar cuáles son las posibles soluciones financieras para los proyectos modelados en esta consultoría, a continuación se plantea la opción de un fondo de financiamiento mixto con dedicación exclusiva a proyectos de hidrógeno verde en Chile.

Propuesta: Fondo Hidrógeno Verde en Chile

Se han estudiado varios proyectos de Hidrógeno Verde para el mercado chileno, y se detectan que dentro de los desafíos principales existen varias barreras de índole comercial además de técnicos, a saber:

- Falta de pipeline de proyectos que estén listos para financiamiento (“shovel-ready”).
- Los proyectos que se están viendo ahora en el mercado tienen un carácter de piloto demostrativo, principalmente.
- La falta de una demanda importante para Hidrógeno Verde en el mercado, debido a que no se comercializa el Hidrógeno Verde hoy en día, y los usuarios finales o clientes no tienen una preferencia comercial para el producto “verde”. Además, no existen incentivos fiscales y/o comerciales para usarlo en lugar de combustibles fósiles.

Por ello, el equipo consultor es partidario de la creación de una iniciativa público-privada de Hidrógeno Verde que pueda articular la estrategia a nivel país en cuanto a la economía de Hidrógeno Verde que se busca impulsar y los beneficios ambientales que conlleva el desarrollo de un mercado de este tipo en Chile. Esta iniciativa también podría concentrarse en una estrategia de financiamiento mediante un instrumento nuevo llamado “Fondo Hidrógeno Verde Chile” que pueda abordar las necesidades particulares de cada una de las iniciativas, en función de sus niveles de madurez y riesgos disponibles. Por ejemplo, aportando recursos para las fases iniciales de investigación y desarrollo, y financiamiento para las fases de pilotaje y escalamiento. La idea de este instrumento es crear una iniciativa de carácter público-privada que cuente con fondos públicos iniciales y que luego busque atraer recursos de origen privado, entre ellos el de empresas principalmente energéticas que tengan un interés estratégico en el desarrollo del mercado de Hidrógeno Verde en Chile.

Inicialmente, el objetivo es llevar a cabo varios estudios de mercado y también de pre-factibilidad y factibilidad de un número extenso de proyectos para desarrollar el pipeline. Después, el fondo puede jugar un papel importante para fondear, ya sea con deuda o con otros instrumentos financieros, aquellos proyectos de Hidrógeno Verde que demuestren tener mejores posibilidades de éxito. Se contempla que el fondo se constituya de: un sub-fondo de asistencia o cooperación técnica para llevar a cabo estudios que permitan acelerar el desarrollo de los proyectos, un sub-fondo con recursos blandos mezclados con recursos comerciales (blended finance) para lograr los objetivos de las políticas públicas en Chile en cuanto a la promoción y desarrollo de una industria de Hidrógeno Verde en el país. A continuación, se muestra el concepto global.

BLENDING FINANCE FUND LINKAGES WITH LIFE CYCLE OF PROJECTS & ENTERPRISES

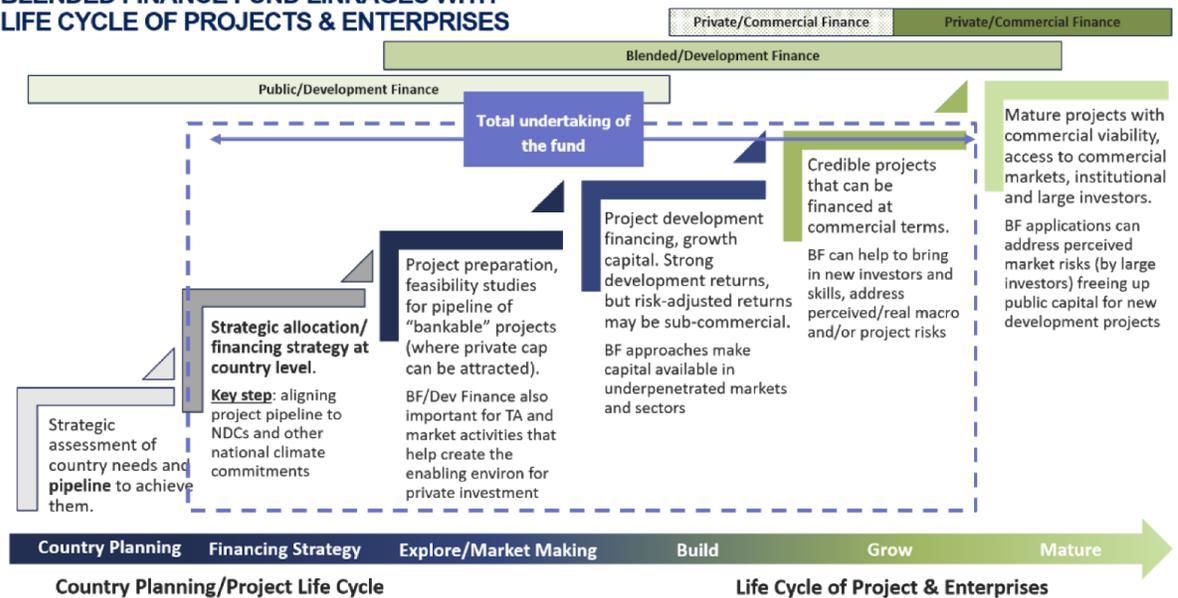


Ilustración 33: Cobertura del Fondo Hidrógeno Verde Chile según el ciclo de vida de los proyectos

La cooperación técnica contemplada en la primera parte del instrumento servirá para alinear el objetivo del fomento y la creación de una industria de Hidrógeno Verde con los objetivos específicos de la NDC chilena en el marco del Acuerdo de París (COP21). Como se aprecia en estas fases iniciales del concepto global, la idea es utilizar los estudios de pre-factibilidad y factibilidad para impulsar proyectos hacia etapas más comerciales.

El “Fondo Hidrógeno Verde Chile” en una segunda fase tendría el papel importante de proveer y asegurar financiamiento, ya sea con deuda o con otros instrumentos financieros los proyectos.

Por último, se sugiere como sería la capitalización público-privado de dicho fondo con recursos del gobierno y con fuentes internacionales de *climate finance* bajo el acuerdo de París, apalancado con recursos o fondeo privado de empresas estratégicas. En la ilustración a continuación se representa una idea de la estructura del “Fondo H₂ Verde Chile” con diferentes *tranches* o clases de inversionistas.



Ilustración 34: Estructura del Fondo H₂ Verde Chile

La estrategia de capitalización es, básicamente, identificar y comprometer recursos públicos en una primera instancia, y luego atraer recursos de privados aunados con capital o financiamiento de la banca de desarrollo (tanto nacional como internacional).

Este programa nacional de soporte al H₂ con una aproximación del tipo *Blended Finance* para un Fondo H₂ Verde debería contar con recursos de:

- **Fondos Públicos Nacionales:** Estado de Chile o CORFO Comité Solar. Aporte de recursos públicos hasta USD 50 MM en la forma de capital permanente, y que servirá para dar forma al vehículo y catalizar nuevos recursos, tanto públicos como privados. Se podría considerar obtener financiamiento contra la emisión de un bono verde soberano.
- **Fondo Climáticos:** Green Climate Fund (GCF)¹⁷ o el Clean Technology Fund (CTF)¹⁸. Ya sea a través de subsidio o préstamo blando de 40 años a una tasa de interés de USD + 1% para USD 100-200 MM (o varios fondos que pueden aportar créditos blandos). A continuación desarrollan algunos de los fondos que podrían aplicar a este tipo de proyectos.
- **Capital privado de carácter filantrópico:** Fundaciones u ONGs privadas. Recursos que provienen de instituciones filantrópicas con el fin de apalancar recursos de terceros. Principalmente en forma de donaciones no reembolsables. Monto USD 15-30 MM.
- Una vez establecido el financiamiento del fondo, planteamos la posibilidad de apalancar nuevos recursos que puedan co-invertir con el Fondo, pero a nivel de cada proyecto. Para esto planteamos dos alternativas:
- **Banca Multilateral de Desarrollo:** BID Invest, Banco de Desarrollo de América Latina (CAF) u otro similar. Estas instituciones habrían de otorgar capital o préstamos en condiciones normales de la banca multilateral de desarrollo al fondo¹⁹.

¹⁷ <https://climatefundupdate.org/the-funds/green-climate-fund/>

¹⁸ <https://climatefundupdate.org/the-funds/clean-technology-fund/>

¹⁹ <https://www.idbinvest.org/es/soluciones/financiamiento-mixto>

- CORFO a través de su programa de “Etapas Tempranas Tecnológicas” FET, que actúa como línea de crédito al fondo, para financiar hasta 3,9:1 los proyectos. Esta facilidad fluctúa entre UF 50.000 y UF 300.000 y cobra un tasa de interés de BCU 10y + 5% anual.
- Socios industriales privados.(por ejemplo Engie, ENAEX, Methanex, compañías mineras, otros internacionales.) Aporte al fondo de~ USD 10-40 MM. en la forma de Lo ideal sería establecerlos como subsidios corporativos o como deuda subordinada inclusiva que se puede repagar antes del GCF o entidad equivalente.

Algunos de estos apoyos podrían tener limitaciones en el financiamiento de activos fijos. En dicho caso podrían ser aplicables para estudios de ingeniería u otros requerimientos en la etapa de preinversión.

Basado en el historial de subsidios, se cuenta con registros de hasta 3.500.000 USD, los que cubren distintos temas y tipos de beneficiarios.

Una vez establecido el fondo y asegurado su financiamiento, los administradores del “Fondo H₂ Verde Chile” analizarán en profundidad los proyectos concretos que pueden desarrollarse en el país, descartando aquellos que no cumplen con los parámetros mínimos para recibir inversión bajo las condiciones establecidas previamente. Aquellos proyectos que el Comité de Inversiones decida aceptar entrarán en fase de estructuración y underwriting.

El fondo podrá financiar los proyectos mediante: (i) subsidios, ya sean estos reembolsables o no (ii) deuda, en términos comerciales o como crédito blando, y (iii) capital accionario, buscando incorporar también socios estratégicos como posibles co-inversionistas.

El gestor del fondo podrá ser el propio CORFO, ya sea directamente o a través del Comité Solar, o un tercero que sea mandatado por dicha institución, y el pipeline se construiría con los proyectos que se están analizando en este estudio además de todos los demás que puedan aparecer en el camino.

Ya que Chile tiene una gran ventaja comparativa en la generación de electricidad con fuentes renovables a precios muy competitivos (principal ejemplo es la energía solar en el norte del país), las autoridades deben aprovechar estas condiciones para lograr sus objetivos ambientales de reducción de emisiones de GEI, y también comerciales mediante la creación de industrias más competitivas en base a H₂ verde que permitan mejorar la diversificación de la matriz productiva del país. El principal desafío es la alta complejidad de esta industria, por lo que se requiere contar con socios industriales especializados y solventes que estén dispuestos a invertir localmente.

Uno de los objetivos del actual gobierno chileno en materia energética y climática es el fomento del H₂ verde a través de políticas públicas. Para lograr esto, creemos que uno de los aspectos más relevantes es el de fomentar la demanda del H₂ verde y establecer metas claras en el uso de H₂ que permitan entregar certezas a los inversionistas sobre el potencial de este mercado. Por ejemplo, por medio de trayectorias a la aspiración en el uso del H₂ verde (p.ej. meta de 100% uso de H₂ verde en amoníaco al 2030), que permitan plantear políticas para la creación de mercado.

De esta forma, podría plantearse algún tipo de política en apoyo para el desarrollo del H₂ verde que pueda ser impulsada a través de la creación de un mercado interno de carbono, establecer una demanda para este producto (establecer metas de uso de H₂ verde u obligaciones de

mercado para el uso de H₂ verde) u otro instrumento similar (obviamente un impuesto más alto al combustible fósil sería fácil de justificar, pero difícil de adoptar en Chile). Esto se puede pensar más bien como un incentivo de certificados de combustibles verdes para los grandes actores del mercado de combustibles fósiles (RINs son los certificados que se usan en el mercado americano que obligan a las grandes petroleras a comprar combustibles renovables).

Anexo 3: Revisión de casos internacionales

H₂ para producción de amoníaco verde

El proyecto Yuri, impulsado por Engie y Yara, consiste en el suministro de H₂ verde para una de las plantas de amoníaco más grandes del mundo, la actual planta Pilbara de 840 mil toneladas anuales ubicada en el oeste de Australia, de propiedad de la empresa noruega Yara.

La justificación del proyecto es el compromiso de carbono neutralidad de Yara para el año 2050.

El proyecto se encuentra en etapa de factibilidad para una primera fase que considera la producción de aproximadamente 30 mil toneladas anuales de amoníaco verde. En esta etapa Engie ha dimensionado una planta solar de 100 MW y un electrolizador de 66 MW para el suministro de H₂ de la planta de Pilbara.

Se espera que el financiamiento del proyecto provenga de Engie (diseño, construcción, inversión y operación de la cadena de suministro de H₂) luego de la firma de un contrato de suministro de largo plazo de H₂ verde con Yara.

Por otro lado, Yara junto con la empresa noruega NEL, fabricante de electrolizadores, han suscrito un acuerdo para la ejecución de un piloto que pretende probar electrolizadores alcalinos de última generación (5 MW) en 2022 en la planta de amoníaco ubicada en Porsgrunn que produce 500 mil toneladas año. La nueva característica de estos electrolizadores es que producen H₂ presurizado por lo que se podrían lograr importantes ahorros en compresión para el proceso de síntesis de amoníaco. El financiamiento de este piloto proviene del programa noruego "Pilot-E" financiado por el Norway's Research Council, Innovation Norway y Enova.

Finalmente, en el año 2018 dos prototipos de producción de amoníaco verde de pequeña escala (20-30 kg por día), uno en Fukushima (JGC+AIST) y otro Oxford (Siemens), que además generan electricidad usando una turbina a gas adaptada para funcionar con amoníaco. El piloto de Fukushima asegura haber obtenido resultados favorables usando el Rutenio como catalizador en la síntesis de amoníaco en condiciones de baja presión y temperatura.

H₂ para producción de metanol verde

George Olah Renewable Methanol Plant

Ubicada en Svartsengi, Islandia, fue la primera planta industrial de Power-to-liquid, iniciando sus obras durante el año 2011 donde en abril de 2012 inició sus operaciones. La planta fue diseñada por Mannvit Engineering [12], es operada por CRI²⁰ y HS Orka en conjunto, produce 4.000 toneladas de metanol al año, lo que se traduce en el reciclaje de 5.500 toneladas de dióxido de carbono. La planta fue desarrollada por Carbon Recycling International (CRI), y el dióxido de carbono es capturado de una planta geotérmica adyacente.

La planta geotérmica es de 75 MW y produce 0,18 ton de CO₂ por MWh de energía generada. El reciclaje de CO₂ corresponde a un 10% de sus emisiones anuales. La producción de H₂ es a

²⁰ Fundada en Islandia el 2006, desarrollan y promueven su tecnología Emission-to-Liquids (ETL) para la síntesis de metanol a partir de CO

través de un electrolizador alcalino (5 MW) y usando electricidad de la planta geotérmica. Esta misma electricidad es usada también para la compresión del syngas.

El proyecto tuvo un costo de 0,8 MMUSD, está enfocada en la producción de metanol renovable para mezcla con bencina, la regulación europea permite hasta un 3% de mezcla, Islandia espera permitir hasta una mezcla del 10% de mezcla con combustibles renovables al 2020 [49].

Las partes integrantes del proceso son:

- Mannvit Engineering: diseño del proyecto
- HS Orka: operación de la planta
- CRI: tecnología metanización y operación de la planta
- Municipalidad de Grindavik
- Jacobs Engineering: colaboradores
- Innovation Center Iceland
- Iceland Oil: comercializador de metanol mediante un contrato a largo plazo con CRI

MefCO2 [50]

Methanol fuel form CO2 (MefCO2), cofinanciado en el marco de “Horizon 2020”²¹ [51] de la Unión Europea en Alemania. El proyecto usa tecnología de CRI para producir metanol verde usando las emisiones de CO₂ de una planta de generación térmica (carbón) y el hidrógeno producido por vertimiento de energía de fuentes renovables (planta eólica). Inició sus operaciones durante el 2019, y produce 1 tonelada de metanol diaria, lo que permite el reciclaje de 1,5 toneladas de CO₂ al día.

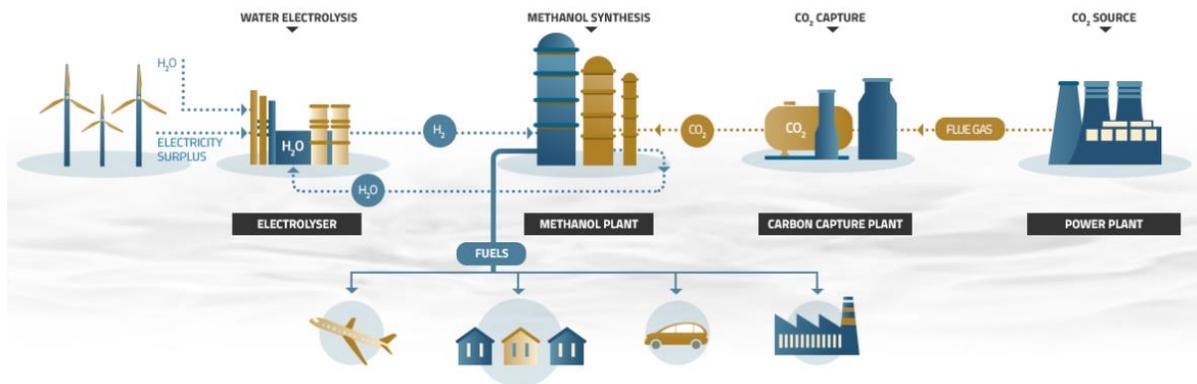


Ilustración 35: Proceso para la Producción de metanol Verde MefCo2 [30]

La iniciativa junta a 9 actores principales de 7 países los que desarrollaron cada parte de la cadena:

²¹ Proyecto Horizon 2020 es el mayor programa de investigación e innovación en Europa. El programa aporta 80 billones de EUR durante 7 años (2014-2020), aparte de aportes privados que se levanten en ese tiempo, para el fomento de distintas iniciativas que aporten al desarrollo económico sostenible del continente [52]

- i-deals (España): Coordinación, definición de roles y trabajo.
- National Institute of Chemistry Slovenia (Eslovenia): catalizadores e ingeniería de reacción.
- Mitsubishi Hitachi Power Systems Europe (Alemania): Integrador del sistema.
- Cardiff Catalysis Institute (UK): Investigador en síntesis de catalizador.
- Carbon Recycling International (Islandia): tecnología de CO₂ a metanol.
- DIME University of Genova (Italia): Análisis termoeconómico y optimización de proceso.
- Hydrogenics (Bélgica): Desarrollador de electrolizador.
- University of Duisburg Essen (Alemania): Expertos en tecnologías de captura de CO₂.
- RWE (Alemania): empresa eléctrica, operador de planta a carbón y propietario de sitio donde se emplaza MefCO₂.

FReSMe [52]

From Residual Steel Gases to Methanol (FReSMe) busca aprovechar el H₂ y CO₂ generados en un proceso siderúrgico para la creación de metanol. El proyecto se encuentra en proceso de desarrollo de prototipo, considera un consorcio de empresas, centros de investigación y entes gubernamentales, y se emplazaría en las instalaciones de Swerim AB [53] (ex Swerea MEFOS), en Luleå, Suecia. El proyecto se enmarca en la iniciativa Horizon 2020.

El metanol producido por el prototipo sería utilizado por un operador de Ferry (Stena Line), quien fue la primera empresa en utilizar metanol como combustible después de la conversión de su Ferry “Stena Germanica” [54] durante el 2015.

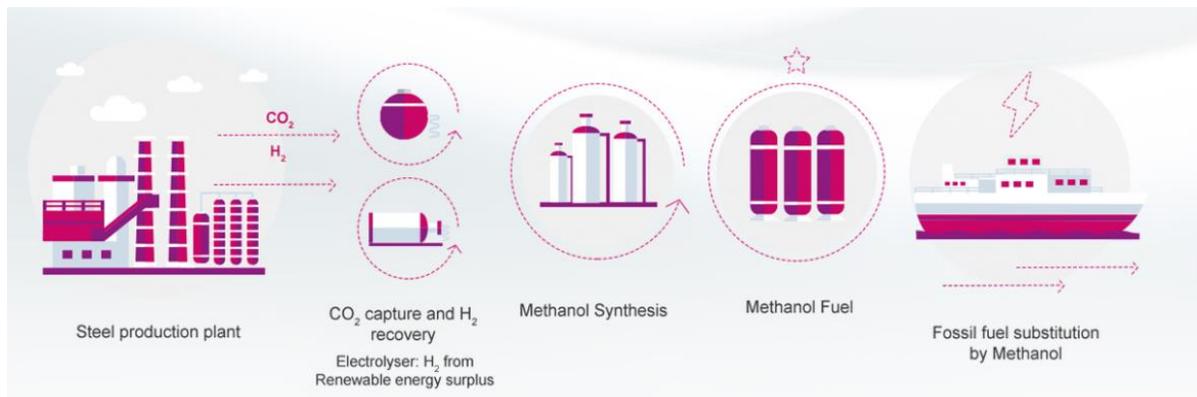


Ilustración 36: Proceso para la Producción de metanol Verde FReSMe

Los entes privados principales de este proyecto son:

- i-deals
- ECN
- Swerim
- CRI
- National Institute of Chemistry
- Politecnico di Milano
- SSAB
- Stena Rederi
- Kisuma
- Tata Steel

- Array Industries

Hoy en día recibe fondos públicos de Horizon 2020 e “Innovation and Networks Executive Agency” (INEA), programa creado por la Unión Europea.

Enerkem Alberta Biofuels

Ubicada en Edmonton, Canada, es una de los primeros proyectos que asocia un ente gubernamental como la municipalidad de Edmonton y la empresa privada (Enerkem) para un proyecto de uso de residuos no reciclables y no compostables para la producción de metanol [55].

Con una capacidad de 38 millones de litros de metanol al año, posee un acuerdo con la ciudad de Edmonton de 100.000 toneladas de residuos secos al año, por una duración de 25 años. Entre los incumbentes están:

- La ciudad de Edmonton
- Gobierno de Alberta
- Alberta Innovate
- Enerkem

Consortio en Rotterdam

El consorcio en Rotterdam, Países Bajos, busca implementar una planta waste-to-energy en el área de Botlek, cerca del puerto de Rotterdam. El consorcio considera a los siguientes actores:

- Nouryon
- Air Liquide
- Port of Rotterdam
- Enerkem
- Shell

Actualmente se encuentra en desarrollo, y está pendiente el “Final Investment Decision” (FID). Tendrá una capacidad de 360.000 toneladas métricas de desechos, para una producción de 270 millones de litros de metanol al año.

BioMCN

La empresa BioMCN producirá metanol verde a partir de hidrógeno verde provisto por la empresa holandesa de infraestructura de gas Gasunie y Nouryon. La planta ubicada en Delfzijl, Países Bajos, inicialmente se proyectó con un electrolizador de 20 MW, hoy en día se busca alcanzar una capacidad de 60 MW, lo que generará 9.000 toneladas de H₂ al año [56].

Gasunie y Nouryon además tendría un contrato de suministro de H₂ para aplicaciones de transporte, específicamente combustible para aviones, con SkyNRG (líder en combustible sostenible para aviones), KLM Royal Dutch Airlines, distribuidora de combustibles SHV Energy y Amsterdam Airport Schiphol, lo que permitiría la reducción del 85% de las emisiones de carbono comparadas con el uso de kerosene, y la producción de metanol mediante la empresa BioMCN para aplicaciones químicas.

Buses interurbanos y camiones de carga mediana

Aberdeen Hydrogen Bus Project

Este proyecto contempló la incorporación de 10 buses de 13 metros de largo con tecnología de celdas de combustible en las rutas X17 Aberdeen city center - Westhill operada por Stagecoach y X40 Kingswell – Bridge of Don operada por First.

Este piloto surge bajo el alero de la Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking (FCH JU), iniciativa público-privada de carácter continental para el desarrollo de estas tecnologías. Las demás instituciones involucradas son Scottish Hydro Power Distribution, BOC (producción y recargada de hidrógeno), Van Hool (fabricante de los buses), Ballard (fabricante de las celdas de combustible), First y Stagecoach (operadores de los buses), Scotland Gas Network y Element Energy (consultor técnico y de análisis). Adicionalmente, desde el sector público se sumaron: el gobierno escocés, Scottish Enterprise (equivalente a la CORFO chilena), Innovate UK, el municipio de Aberdeen y el Aberdeen Renewable Energy Group (AREG) [34].

La primera etapa de proyecto implicó una inversión de 20 millones de libras esterlinas que se destinó principalmente a:

- Producción de hidrógeno en base a un electrolizador de 1 MW de potencia, alimentado por energía proveniente de turbinas eólicas.
- Estación de suministro de hidrógeno de última generación con capacidad de producción de 300 kg de hidrógeno por día y carga completa por bus de 10 minutos.
- Flota de 10 buses con celdas de combustibles, cuatro de ellos operados por First y los otros seis por Stagecoach.

El proyecto comenzó su idea conceptual el año 2010, fue lanzado el 2014 y entró oficialmente en operación en marzo del 2015. Contó con el financiamiento de la mayoría de las partes involucradas y se repartió de la siguiente forma:

Tabla 60: : Esquema de Financiamiento Aberdeen Hydrogen Bus Project [37]

Inversionista	£m	%
FCH JU, a través de HyTransit y High V.LO-City	£8,30	41,4%
Innovate UK	£2,40	12,0%
Aberdeen City Council	£2,00	10,0%
First y Stagecoach	£2,00	10,0%
Gobierno Escocés	£1,70	8,5%
Scottish Enterprise	£1,70	8,5%
BOC	£1,00	5,0%
Scottish Hydro Electric Power Distribution	£0,75	3,7%
Scotland Gas Network (SGN)	£0,20	1,0%
Total	£20,05	100,0%

En cuanto a los resultados, a agosto de 2018, los buses habían recorrido más de 1 millón de kilómetros, un rendimiento entre 9 y 10 kg de hidrógeno por cada 100 kilómetros, entre 10 y 12 minutos de tiempo de recarga, un 87% de disponibilidad de los buses, un 99% de disponibilidad de la estación de recarga, un 97% de disponibilidad de las celdas de combustible y 150 tCO₂e ahorradas en comparación con los buses tradicionales norma Euro VI.

Dado el éxito del piloto, en 2019 se incorporaron 15 buses de doble altura (double decker) de 11 metros de largo a un costo de £500.000 cada uno, bajo el programa EU JIVE de FCH JU.



Ilustración 37: Aberdeen Hydrogen Bus Project

Transporte y usos motrices en minería

Para el caso de aplicación de H₂ en transporte de carga pesada, como lo son los camiones de extracción en la minería, a la fecha no se ha implementado una iniciativa como esta y se encuentran en etapas de estudio.

A la fecha, el proyecto más desarrollado es el anunciado por Anglo American para implementar en la mina Mogalakwena Platinum Group Metals en Sudáfrica [57]. El proyecto cuenta con un piloto de 1 camión minero el cual escalaría en el largo plazo a 40 camiones.

El piloto consideraría una inversión de 45 MMUS\$, la cual sería financiada por Anglo American en conjunto a Engie. Ambos estarían interesados pues pone a prueba una nueva tecnología y les podría dar una ventaja comparativa para entrar a este mercado.

Para este proyecto se contempla un electrolizador de 3,5 MW, el cual a la fecha ya se ha realizado la orden de compra por parte de Engie a Nel Hydrogen Electrolyzer AS [58], de lo que se deduce que el proyecto ha iniciado su desarrollo.

En este modelo Engie entregaría la solución tecnológica de la producción de hidrógeno, y Anglo American se encargaría de la operación e implementación de los camiones de extracción.

Retrofit en motores de generación eléctrica para uso en base a H₂

El uso de H₂ para generación eléctrica en motores de combustión es de gran interés para la industria energética pues podría ofrecer un reemplazo porcentual del diésel o gas natural por un combustible menos contaminante como lo es el H₂.

Cuando se mezcla con gas natural la eficiencia térmica y la estabilidad de la combustión aumentan. Por otro lado, las emisiones de monóxido y dióxido de carbono se reducen, pero aumentan las emisiones de NOx por lo que se requiere balancear el aporte de oxígeno [59].

Hoy en día la investigación para uso de H₂ en motores diésel está menos desarrollada, y no existen casos prácticos que observar. Por otro lado, existen múltiples casos en los que se usa mezclas de H₂ en turbinas a gas natural para su funcionamiento. Un ejemplo es GE Power, quienes poseen más de 70 clientes en todo el mundo que utilizan H₂ como combustible en sus turbinas [60]. GE Power ya hace más de 30 años que trabaja con H₂ como combustible dual para sus turbinas, y al menos 25 utilizan sobre el 50% de H₂ como combustible dual.

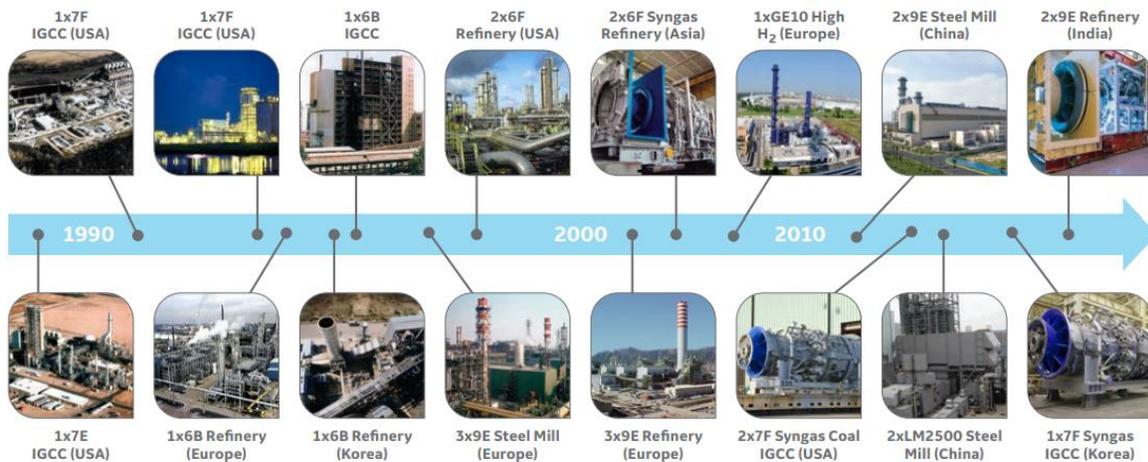


Ilustración 38: Iniciativas de GE Power para combustión dual con H₂

En su mayoría, este tipo de procesos ha sido adoptado por industrias siderúrgicas y en refinerías, donde el H₂ es un subproducto del proceso industrial y este es usado después como combustible.

Ejemplos de casos en donde se ha utilizado H₂ como combustible dual son los siguientes:

- Dow Plaquemine (USA): mezcla en un 5% H₂ en su turbina a gas natural en una turbina tipo GE 7FA la cual funciona desde el 2010.
- Gibraltar-San Roque (España): la planta es propiedad de Compañía Española de Petróleos (CEPSA), una de las empresas petroquímicas más importantes de España. Operan una turbina tipo 6B.03 que opera con gas combustible de refinería e H₂. La concentración de H₂ es variable, y se mezcla con gas natural cuando ésta alcanza

valores superiores a 32%. La turbina funciona desde el 2015 y ha operado más de 9000 horas con esta configuración.

- Daesan refinery (South Korea): esta turbina opera con más de 70% de H₂ desde hace 20 años, con niveles peak de uso de H₂ de 90%.
- Enel's Fusina Plant (Italy): inaugurada el 2010, usa turbinas GE-10 para producir 11,4 MW de energía eléctrica usando aproximadamente un 97,5% de H₂. El H₂ utilizado como combustible es entregado por la refinería de Porto Marghera ubicada en las cercanías del proyecto.

**ImplementaSur
Del Inca 4622
Santiago, Chile**