

# Potencial del **Artículo 6** y otros instrumentos de financiamiento para fomentar el **Hidrógeno Verde** en las industrias de **Acero,** **Cemento y Minería**

INFORME FINAL



**Edición:**

Deutsche Gesellschaft für  
Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Friedrich-Ebert-Allee 40  
53113 Bonn • Alemania

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

**Nombre del proyecto:**

Global Carbon Market  
Alameda 1449, Piso 13 y 14, Edificio Santiago Downtown II  
Santiago • Chile

T +56 22 30 68 600

I [www.giz.de](http://www.giz.de) / [www.4echile.cl](http://www.4echile.cl)

**Responsable:**

David Fuchs, GIZ

**Equipo de Trabajo:**

Isabella Villanueva, GIZ

Constanza Montes, GIZ

Pablo Tello, GIZ

Juan Pedro Searle, Ministerio de Energía

Francisco Dall'Orso, Ministerio de Energía

**En coordinación:**

Ministerio de Energía de Chile

Alameda 1449, Pisos 13 y 14, Edificio Santiago Downtown II

Santiago de Chile

T +56 22 367 3000

I [www.minenergia.cl](http://www.minenergia.cl)

**Título:**

GENERACIÓN DE INSUMOS TÉCNICOS PARA EXPLORAR EL POTENCIAL DE INICIATIVAS PILOTOS DE ARTÍCULO 6 Y OTROS INSTRUMENTOS DE FINANCIAMIENTO CLIMÁTICO QUE CONTRIBUYAN A FOMENTAR EL HIDRÓGENO VERDE EN TRES INDUSTRIAS: ACERO, CEMENTO Y MINERÍA

**Autor:**

ImplementaSur SpA

**Logo:****Aclaración:**

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

Santiago de Chile, 16 de diciembre de 2021

## Tabla de Contenidos

<b>LISTADO DE ACRÓNIMOS .....</b>	<b>5</b>
<b>1 INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>6</b>
1.1 CONTEXTO .....	6
1.2 OBJETIVO GENERAL .....	8
1.3 DESCRIPCIÓN DE LA METODOLOGÍA .....	8
<b>2 DESCRIPCIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA DE LOS CASOS DE ESTUDIO SELECCIONADOS.....</b>	<b>10</b>
2.1 ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO PARA LA INDUSTRIA DEL CEMENTO .....	11
2.1.1 Estado actual del proceso de producción de cemento.....	11
2.1.2 Aplicación del H2V al proceso.....	13
2.1.3 Caso de estudio .....	14
2.2 ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO PARA LA INDUSTRIA DEL ACERO.....	21
2.2.1 Estado actual del proceso de producción del acero .....	21
2.2.2 Aplicación del H2V al proceso.....	23
2.2.3 Caso de estudio .....	24
2.3 ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO PARA EL TRANSPORTE DE PERSONAL DE LA MINERÍA .....	30
2.3.1 Estado actual del transporte de personas en minería .....	30
2.3.2 Aplicación del H2V en el proceso.....	30
2.3.3 Caso de estudio .....	31
<b>3 CÁLCULO DE REDUCCIÓN DE EMISIONES DE CADA PROYECTO .....</b>	<b>38</b>
3.1 METODOLOGÍA GENERAL PARA ESTIMACIÓN DEL POTENCIAL DE REDUCCIÓN DE EMISIONES .....	38
3.1.1 Descripción del contenido de las metodologías .....	38
3.1.2 Hidrógeno verde y su impacto en las metodologías.....	40
3.2 REDUCCIÓN DE EMISIONES DE LOS PROYECTOS Y PRECIO AL CARBONO PARA CERRAR LA BRECHA A LA VIABILIDAD	41
<b>4 OPORTUNIDADES DE LA VENTA DE CERTIFICADOS DE REDUCCIÓN DE EMISIONES BAJO LOS ESQUEMAS DEL ARTÍCULO 6 DEL ACUERDO DE PARÍS .....</b>	<b>44</b>
4.1 INTRODUCCIÓN A LOS ESQUEMAS DE MERCADO BAJO EL ARTÍCULO 6 DEL ACUERDO DE PARÍS .....	44
4.2 RANGOS DE PRECIO.....	46
4.2.1 Precios al carbono sugeridos en el estudio de modelación del Artículo 6 de la IETA .....	46
4.2.2 Precio al carbono en los programas obligatorios del mercado regulado de carbono .....	47
4.2.3 Precios actuales en los mercados voluntarios de carbono .....	50
4.2.4 Precio social al carbono .....	51
4.2.5 Rangos de precio para análisis financiero del Artículo 6 .....	52
4.3 DURACIÓN DEL PERIODO DE CRÉDITO .....	53
4.3.1 Periodo de acreditación de los programas del Artículo 6.2 y del Artículo 6.4 según el borrador presentado para la negociación .....	53
4.3.2 Referencia para los periodos de crédito en la literatura .....	54
4.4 DECISIONES SOBRE EL INTERCAMBIO DE RESULTADOS DE MITIGACIÓN Y OTRAS CONSIDERACIONES PARA CHILE	54
4.4.1 Consideraciones en el precio según realidad chilena .....	54
4.4.2 Consideraciones en el periodo crediticio según realidad chilena.....	55
4.5 RECOMENDACIONES PARA CHILE A PARTIR DEL ANÁLISIS DEL ARTÍCULO 6 Y ANÁLISIS DE ESCENARIO PARA LOS PROYECTOS PROPUESTOS .....	56
4.5.1 Recomendaciones de punto del precio al carbono y periodos de acreditación a utilizar en los proyectos estudiados .....	56
4.5.2 Análisis de escenarios para los proyectos estudiados .....	57
4.5.3 Procedimientos para la implementación de un piloto de Artículo 6 en Chile .....	59

4.5.4	Riesgos asociados a la venta de reducción de emisiones .....	61
<b>5</b>	<b>MARCO GENERAL PARA LA COMERCIALIZACIÓN DE LOS ATRIBUTOS VERDES DE LOS PILOTOS.....</b>	<b>64</b>
5.1	ARQUITECTURA GENERAL PARA EL DESARROLLO DE PROYECTOS DE HIDRÓGENO VERDE EN CHILE.....	64
5.2	CONFIGURACIÓN GENERAL PARA CUBRIR LA BRECHA A LA VIABILIDAD DE LOS PILOTOS .....	65
<b>6</b>	<b>ESQUEMAS DE FINANCIAMIENTO .....</b>	<b>68</b>
6.1	FINANCIAMIENTO CLIMÁTICO.....	68
6.2	RECOMENDACIONES DE ESQUEMAS DE FINANCIAMIENTO.....	73
<b>7</b>	<b>CONCLUSIONES .....</b>	<b>75</b>
<b>8</b>	<b>BIBLIOGRAFÍA .....</b>	<b>80</b>
<b>9</b>	<b>ANEXOS .....</b>	<b>85</b>
9.1	ANEXO 1: METODOLOGÍAS DE REDUCCIÓN DE EMISIONES .....	85
9.2	ANEXO 2: ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO PARA LA PRODUCCIÓN DE H <sub>2</sub> V .....	89
9.3	ANEXO 3: SUPUESTOS UTILIZADOS PARA CONSTRUIR UN MODELO ECONÓMICO EN CASO DE ESTUDIO DE SECTOR CEMENTERO .....	96
9.4	ANEXO 4: SUPUESTOS UTILIZADOS PARA CONSTRUIR UN MODELO ECONÓMICO EN CASO DE ESTUDIO DE SECTOR ACERO	99
9.5	ANEXO 5: SUPUESTOS UTILIZADOS PARA CONSTRUIR UN MODELO ECONÓMICO EN CASO DE ESTUDIO DE INDUSTRIA DE LA MINERÍA .....	101
9.6	ANEXO 6: METODOLOGÍAS Y CÁLCULOS DE REDUCCIÓN DE EMISIONES PARA LA INDUSTRIA DEL CEMENTO ....	103
9.7	ANEXO 7: METODOLOGÍAS Y CÁLCULOS DE REDUCCIÓN DE EMISIONES PARA LA INDUSTRIA DEL ACERO .....	112
9.8	ANEXO 8: METODOLOGÍAS Y CÁLCULOS DE REDUCCIÓN DE EMISIONES PARA LA INDUSTRIA MINERA .....	119
9.9	ANEXO 9: DETALLES DEL TEXTO DE NEGOCIACIÓN SOBRE LOS PERÍODOS DE ACREDITACIÓN (BORRADOR) ....	124
9.10	ANEXO 10: RESUMEN DE LA DURACIÓN DEL PERÍODO DE ACREDITACIÓN PARA PROGRAMAS DE COMPENSACIÓN Y MERCADOS VOLUNTARIOS.....	128
9.11	ANEXO 11: ¿IMPOSIBILIDAD DE VENDER ATRIBUTOS VERDES EN OTROS MERCADOS? ( <i>GREEN PREMIUM</i> ).....	130
9.12	ANEXO 12: INSTRUMENTOS DE FINANCIAMIENTO CLIMÁTICO DISPONIBLE PARA LOS CASOS DE ESTUDIO .....	132
9.13	ANEXO 13: FICHAS TÉCNICAS DE LOS 3 CASOS DE ESTUDIO.....	138
9.13.1	Cemento.....	138
9.13.2	Acero.....	140
9.13.3	Minería.....	142

## Listado de acrónimos

CAEX	:	Camiones de extracción de alto tonelaje
CAPEX	:	Costos de inversión
CMA	:	Conference of the Parties serving as the meeting of the Parties to the Paris Agreement
ER	:	Energía renovable
ERNC	:	Energía renovable no convencional
Ez	:	Electrolizador
FC	:	Factor de capacidad
GEI	:	Gases de Efecto Invernadero
H2V	:	Hidrógeno verde
IPCC	:	Panel Intergubernamental de Expertos sobre Cambio Climático (The Intergovernmental Panel on Climate Change)
ITMO	:	Resultados de Mitigación Transferidos Internacionalmente (Internationally Transferred Mitigation Outcomes)
LCOE	:	Costo nivelado de electricidad (Levelized cost of electricity)
LCOH	:	Costos nivelados para el hidrógeno (Levelized cost of hydrogen)
MDL	:	Mecanismo de Desarrollo Limpio
MOPA	:	Acuerdo de compra de resultados de mitigación (Mitigation Outcome Purchase Agreement)
NDC	:	Contribuciones determinadas a nivel nacional
OPEX	:	Costos de operación
PPA	:	Contrato de electricidad (Power Purchase Agreement)
TCO	:	Costo Total de Propiedad (Total Cost of Ownership)
TRL	:	Technology Readiness Level

## 1 Introducción

### 1.1 Contexto

Durante los últimos años el interés en torno al hidrógeno se ha centrado en su capacidad para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en aquellos sectores de la economía que son más difíciles de mitigar (Gobierno de Chile, 2020) considerando una producción de manera sustentable, donde a través de la generación de energías renovables se logra producir hidrógeno sin incurrir en la emisión de gases efecto invernadero (GEI), llamándolo hidrógeno verde (H2V), en contraparte al producido con metano, que es llamado hidrógeno gris.

El Gobierno de Chile ha posicionado al H2V como un mercado estratégico dentro de las políticas de energía y de desarrollo económico nacionales. Hay dos principales motivaciones para el incentivo de la producción y uso local de este combustible: sostener el objetivo de carbono neutralidad de Chile (presentado oficialmente en el marco de las Contribuciones Determinadas a nivel Nacional (NDC) actualizada), en el cual se contempla una contribución de un 21% en el eje de producción y consumo de hidrógeno para alcanzar la Carbono Neutralidad 2050 (Ministerio del Medio Ambiente, 2020a) y la existencia de una posición ventajosa de Chile para la producción de H2V a precios competitivos debido a los bajos costos de la electricidad proveniente de energía renovable (ER).

Considerando estos motivos, los expertos internacionales le han otorgado al país la categoría de *hidden champion*<sup>1</sup>, lo que se buscará cumplir mediante el aprovechamiento de la calidad y abundancia de energías renovables del país, su entorno empresarial estable y la apertura de este al libre comercio. Bajo este contexto fue lanzada la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde<sup>2</sup> en Chile a finales del año 2020, la cual decreta la ambición del país de transformarse en un líder a nivel mundial en esta nueva industria.

Respecto al sistema eléctrico chileno, las Energías Renovables No Convencionales (ERN<sup>3</sup>) son las que han tenido el mayor crecimiento respecto de otras fuentes, habiendo alcanzado el 30% de la capacidad instalada neta de generación eléctrica con cerca de 8.000 MW instalados hacia fines del año 2021. En conjunto con las fuentes de energías renovables convencionales (Hidráulica de embalse y de pasada) suman más del 50% de la capacidad instalada en Chile, sobrepasando a la generación térmica (carbón, gas natural y diésel) que posee alrededor del 47% de la capacidad instalada (Comisión Nacional de Energía, 2021). El país tiene un enfoque no subsidiado para desarrollar un mercado de energía renovable, que ha sido fortalecido mediante licitaciones competitivas con clientes regulados a largo plazo para contratos de compra de energía (*Power Purchase Agreement – PPA*) desde el 2016, reduciendo el precio de la electricidad para clientes regulados.

Debido a este escenario competitivo, los actores del mercado privado han acelerado la adquisición de contratos de compra de energía renovable. Esto permite que Chile sea uno de los países más competitivos para producir H2V en el mundo, ya que se estima un potencial para generarlo a uno de los menores costos a nivel global, correspondiente a 1,6 USD/kg H<sub>2</sub> en el largo plazo (IEA, 2019).

---

1 Dado que el país está dotado de abundantes recursos renovables que permiten un suministro barato de electricidad baja en carbono, la Agencia Internacional de Energía (IEA, por sus siglas en inglés) en una publicación de 2019, "El Futuro del Hidrógeno", estimó que Chile puede entregar 160 millones de toneladas por año de H2V, llamando al país "el campeón oculto".

2 Disponible aquí: [https://energia.gob.cl/sites/default/files/estrategia\\_nacional\\_de\\_hidrogeno\\_verde\\_-\\_chile.pdf](https://energia.gob.cl/sites/default/files/estrategia_nacional_de_hidrogeno_verde_-_chile.pdf) (Español) [https://energia.gob.cl/sites/default/files/national\\_green\\_hydrogen\\_strategy\\_-\\_chile.pdf](https://energia.gob.cl/sites/default/files/national_green_hydrogen_strategy_-_chile.pdf) (Inglés)

3 Se definen como fuentes de Energías Renovables No Convencionales (ERN) a la eólica, la pequeña hidroeléctrica (centrales hasta 20 MW), la biomasa, el biogás, la geotermia, la solar y la energía de los mares (Gobierno de Chile, Ministerio de Energía, 2021).

En la última década y con énfasis en los últimos años, el país ha implementado marcos de políticas para abordar estratégicamente la planificación energética. Por ejemplo, la *Política Energética Nacional 2050* (Ministerio de Energía, 2016) es una propuesta a largo plazo que se ha incorporado como un insumo central para diversas áreas de trabajo sobre descarbonización.

Proyecciones indican que el H2V será competitivo en comparación con el hidrógeno gris en los próximos 10 años (Hydrogen Council, 2021), por lo que existe un desafío relevante para adelantar la inversión y fomentar el desarrollo de nuevos proyectos de H2V en el país. Si bien se presentan condiciones prometedoras para la implementación de proyectos de H2V en Chile, la adopción de este tipo de energético en la demanda local enfrenta una serie de brechas y desafíos, las que se mencionan a continuación (Hydrogen Council, 2021):

- Altos costos iniciales y percepción de riesgos financieros;
- La falta de señales del mercado para movilizar la demanda doméstica/interna;
- La necesidad de modernización de la infraestructura existente para apoyar el desarrollo de proyectos de H2V en la industria;
- La necesidad de continuar desarrollando el marco regulatorio para el H2V considerando las regulaciones del medio ambiente, la salud y la seguridad.

El Artículo 6 del Acuerdo de París (en adelante, Artículo 6) reconoce que los países firmantes pueden optar por cooperar voluntariamente en la habilitación de mercados globales de carbono, donde las reducciones de emisiones obtenidas a través de proyectos en un país pueden ser adquiridas por otras jurisdicciones para alcanzar sus metas climáticas, y de esta forma proveer una fuente de ingresos adicionales a los proyectos de mitigación de GEI. Dicha transferencia se conoce como Resultados de Mitigación Transferidos Internacionalmente (ITMO, por su sigla en inglés). Estos enfoques cooperativos del Artículo 6 ofrecen una importante oportunidad para atraer financiación internacional para proyectos de H2V, aumentando y complementando las formas tradicionales de financiamiento.

Para efectos de ese estudio, se analizan casos de estudio de proyectos de H2V en el marco de los mercados de carbono del Artículo 6, donde la venta de certificados de reducción de emisiones contribuye a reducir la brecha a la viabilidad económica de los proyectos (monto económico que ayuda al proyecto a alcanzar un valor actual neto cero para el periodo de evaluación del proyecto), a la transferencia de tecnología, a generar utilidades económicas, aumentar la ambición de los compromisos climáticos y al desarrollo sostenible.

Junto a los mercados de carbono, otros instrumentos de financiamiento climático como el Financiamiento Mixto o *Blended Finance* pueden facilitar la movilización de capital privado hacia proyectos innovadores de H2V. Las principales características de los mecanismos de financiamiento mixto es que son: (i) instrumentos mezclados o combinados, incluyendo los instrumentos financieros tradicionales con aquellos instrumentos de *de-risking*<sup>4</sup> para generar una estructura híbrida; (ii) reducen el riesgo de la inversión mediante la asignación eficiente de los riesgos de un proyecto a aquellos inversionistas según sus expectativas de riesgo-retorno, y (iii) logran atraer recursos que no estarían disponibles si no fuera por esta combinación especialmente ideada para estos fines.

La lógica 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 (instituciones que aportan capital para el desarrollo de empresas o negocios) y venture capital (capital privado y tipo de financiamiento, donde

---

<sup>4</sup> Los instrumentos financieros *de-risking* ayudan a los inversionistas a gestionar o reducir los riesgos de inversión, generalmente a cambio de una tarifa, mejorando el perfil de riesgo-retorno percibido.

inversionistas brindan capital a empresas emergentes y pequeñas con potencial de crecimiento), entre otras estructuras de financiamiento de proyectos de adaptación o mitigación del cambio climático

## 1.2 Objetivo general

El objetivo del presente estudio es generar insumos técnicos para el desarrollo de iniciativas piloto de mercados del carbono internacionales y de otros instrumentos de financiamiento climático alternativos que se crean bajo el Artículo 6 del Acuerdo de París, tomando como casos de estudio 3 proyectos de reducción de emisiones de GEI basados en el uso de H2V en las industrias del cemento, acero y minería.

Como parte de este estudio, se formula una estrategia preliminar para acercar al mercado la adopción de estas aplicaciones en cada una de las industrias, teniendo en consideración los instrumentos financieros derivados del Artículo 6, como también otros mecanismos de financiamiento mixto.

## 1.3 Descripción de la metodología

La metodología comienza con un análisis técnico-económico de tres aplicaciones de H2V asociadas a la industria del cemento, siderurgia y transporte de personas en minería, teniendo como insumo principal el costo nivelado del hidrógeno (LCOH, por sus siglas en inglés) que fue previamente calculado. Para cada caso se contemplan proyecciones de costos (CAPEX y OPEX) y análisis de sensibilidad para las variables críticas, con el fin de identificar las configuraciones óptimas de cada modelo (Paso 1 en Figura 1-1). Como resultado se obtiene la rentabilidad esperada de los proyectos, sensibilizando en base a las variables principales que la afectan (Paso 2 en Figura 1-1). Dicho análisis corresponde a un ejercicio de carácter prospectivo, que está orientado a contribuir en la formulación de los pilotos y su conveniencia de ser presentado como opciones de mitigación elegibles para generar compensaciones certificadas. No es un objetivo de este estudio realizar una evaluación económica que permita tomar una decisión de inversión, considerando el alto grado de incertidumbre que existe en distintas variables del análisis.

Con esta información, se generan insumos técnicos relevantes para formular iniciativas piloto de financiamiento climático, que contemplan fichas técnicas para cada proyecto con información sobre diseño, metodología y cálculo de reducción de emisiones, a partir de referencias metodológicas del Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) escogidas según su aplicabilidad para cada caso de estudio. Estas fichas consideran los siguientes elementos importantes: tipos de acciones de mitigación de emisiones GEI, condiciones importantes para la aplicación de la metodología, definición de la línea base y escenario del proyecto. Todo lo anterior contempla cumplir los requisitos planteados por el Acuerdo de París para evitar doble contabilidad, garantizar los principios de integridad ambiental, adicionalidad, transparencia y sostenibilidad.

Con el cálculo del potencial de reducción de emisiones de GEI se tiene una referencia respecto a los certificados de reducción de emisiones que se podrían obtener a partir de los proyectos (Paso 3 en Figura 1-1). Con esta información, y los resultados de la evaluación técnico-económica realizada, se determina el rango de precio que los certificados deberían alcanzar como mínimo para superar la brecha de viabilidad económica de estos proyectos de reducción de emisiones en base a H2V (Paso 4 en Figura 1-1).

A continuación, se contempla un levantamiento de información respecto de los precios del carbono que se han visto históricamente en el mundo en el marco de diversos instrumentos nacionales (impuestos al CO<sub>2</sub> y precio social del carbono), e internacionales de mercados del carbono tanto obligatorios como voluntarios. Esto, sumado a distintas proyecciones que se han desarrollado a nivel internacional, permitieron generar escenarios de precio del certificado bajo el Artículo 6 para distintos horizontes de tiempo (Paso 5 en Figura 1-1). Con esta base se evalúa nuevamente la brecha a la viabilidad tras la venta de certificados y se concluye sobre la contribución de los mercados del carbono para el financiamiento de los proyectos seleccionados de H2V (Paso 6 en Figura 1-1).



El modelo de negocio a desarrollar asume pagos de un país comprador que busca adquirir los certificados de reducción de emisiones mediante ITMOs. Esta potencial transacción proporciona una fuente de ingresos económicos que permitirá que los proyectos sean más atractivos, facilitando a los desarrolladores obtener el financiamiento inicial necesario.

Finalmente, se proponen esquemas de financiamiento basados en mercados del carbono y otros posibles instrumentos de financiamiento climático como deudas a tasas preferenciales (deuda blanda), garantías para cubrir riesgos tecnológicos o de crédito, subsidios o asistencias técnicas. Por otra parte, el esquema de financiamiento propuesto se basa también en el financiamiento mixto (*blended finance*) para cada aplicación, con el fin de acortar la brecha de viabilidad de los proyectos y de mejorar su relación riesgo-retorno.

Para lo anterior, se identifica las categorías de instrumentos financieros que permiten cubrir la brecha de la viabilidad para hacer más competitiva cada aplicación final y mitigar los riesgos endógenos de cada iniciativa, que son todos aquellos riesgos que están bajo cierto grado de control por parte del promotor del proyecto (como riesgos tecnológicos o crediticios) (GIZ, 2020). Este análisis permite entender la posición en que se encuentra cada proyecto con tal de movilizar financiamiento privado para la implementación de cada caso (Paso 7 en Figura 1-1).

Un resumen de la metodología se puede encontrar en la Figura 1-1:



**Figura 1-1. Metodología de trabajo**

Fuente: Elaboración propia

## 2 Descripción técnico-económica de los casos de estudio seleccionados

El objetivo del presente capítulo es estudiar la aplicabilidad de producción de H2V para cada industria seleccionada (cemento, acero y transporte de personas en minería) analizando los costos y variables principales para la producción de H2V, por lo que se diseñó un modelo que entrega información sobre costos operacionales y de inversión de distintos proyectos de producción de H2V en Chile, el cual es detallado en el Anexo 2. Cabe destacar que el cálculo del costo nivelado del hidrógeno es calculado a la salida del electrolizador, por lo que se utiliza el supuesto de **no considerar almacenamiento** ni otros costos asociados a la aplicación final. Cabe destacar que, desde una perspectiva técnica, este supuesto tiene importantes implicancias en los resultados por lo que se debe considerar su sensibilización en una propuesta de análisis a futuro.

Este modelo se ha aplicado a tres zonas geográficas del país y en un horizonte de tiempo de corto (2020), mediano (2030) y largo (2050) plazo, correspondientes a los escenarios “Presente”, “Mediano Plazo” y “Largo Plazo”, respectivamente. Los escenarios temporales se diferencian en el año en que comenzaría el proyecto. Los datos y fuentes de información que se utilizan para cada caso se especifican a lo largo de este reporte mientras que los datos utilizados para este escenario corresponden a los valores más actualizados a la fecha de la Agencia Internacional de Energía (IEA por sus siglas en inglés) (IEA, 2020b).

Los resultados de costo nivelado del hidrógeno son el principal insumo para el análisis de las aplicaciones finales de H2V en las industrias seleccionadas y se explican en detalle en el Anexo 2.

Es importante mencionar que el modelo utilizado, y por lo tanto los resultados obtenidos, están sujetos a una alta incertidumbre en las proyecciones. Las fuentes de incertidumbre más relevantes a destacar son:

- Costo de capital (CAPEX, por su sigla en inglés) asociados al uso de H2V: el modelo considera costos de recambio de quemadores en hornos, compra de flota de buses y otras tecnologías necesarias para la aplicación de H2V según cada industria considerada, los cuales fueron estimados en base a fuentes disponibles y pueden variar de la realidad de mercado actual o futura, según la madurez que alcancen algunas tecnologías.
- CAPEX reales asociados a la producción de H2V: el modelo es sensible a los costos de electrolizador y tecnologías ERNC, los cuales fueron estimados en base a fuentes de información disponibles actualmente y pueden variar de la realidad de mercado actual o futura. Los escenarios y supuestos en el cálculo de los CAPEX para uso y producción son abordados en el: Anexo 3, Anexo 4 y Anexo 5 para las industrias de cemento, acero y transporte de personas en minería respectivamente.
- Costos de la electricidad: el modelo es sensible a los costos de electricidad, calculado en base a factores de planta de centrales representativas para cada caso en Chile, y según los costos de inversión proyectados por la Política Energética de Largo Plazo (Ministerio de Energía, 2021). En un proyecto real, estos podrían variar considerablemente dependiendo de la ubicación real de los proyectos, necesidad de transmisión eléctrica o quitando el efecto de economías de escala para proyectos de menor tamaño. En el Anexo 2 se pueden ver cómo influyen los costos eléctricos en la producción de H2V y en consecuencia la brecha de los proyectos.
- Costos de transporte de H2V: se ha escogido estudiar un escenario de producción de H2V muy cerca del lugar de consumo, por lo que el costo de transporte no fue considerado y es un supuesto optimista. En la práctica podría ser necesario utilizar transporte de hidrógeno comprimido en camiones o de electricidad a través del sistema de transmisión, lo que encarecería los costos del proyecto.
- Costos de los combustibles: el precio de los combustibles fósiles es altamente variable, y dependiendo de estos es que los ahorros considerados en los modelos podrían ser mayores o menores. Para la proyección de precios de combustibles se utilizaron los precios previstos en la Planificación Energética de Largo Plazo de Chile (Ministerio de Energía, 2021). Estos costos de

combustibles se abordan en el Anexo 3, Anexo 4 y Anexo 5 para los distintos escenarios, en donde se ven cómo afectan las brechas.

- **Economías de escala:** los modelos utilizados se basan en información disponible sobre costos de tecnologías a gran escala, por lo que, para proyectos de escalas más pequeñas, como el de buses, los precios de producir H2V podrían ser mayores. Incluso para estos casos, los modelos de negocio podrían variar, por ejemplo, una empresa eléctrica podría vender H2V a la empresa de transporte a un costo competitivo, y la empresa de transporte solo operaría la infraestructura de carga y los buses.
- **Configuraciones de proyectos:** las configuraciones del proyecto podrían variar en la realidad, en la cual no sea solo una empresa quien invierta en la planta de generación eléctrica, de producción de H2V y en la aplicación, sino que sean distintas empresas quienes articulen cada parte de la cadena de valor, donde se coordinen a través de PPAs, contratos de compraventa, contratos de transporte, etc. Para la evaluación de estos proyectos se consideró la inversión global de la cadena de valor, considerando el proyecto ERNC, la planta de producción de hidrógeno verde, y todo sistema que conforme la aplicación del hidrógeno verde en el caso estudiado.

A continuación, se realiza una descripción detallada para cada caso de la aplicación del H2V en las industrias del cemento, acero y transporte de personas en minería junto a una definición del caso de estudio escogido y un análisis de rentabilidad de cada uno, que sirve como insumo para los análisis posteriores.

Este análisis está orientado a contribuir en la formulación de pilotos de proyectos de aplicación de H2V, por lo que cabe destacar que su propósito no es el de realizar una evaluación de factibilidad económica ni entregar orientación en cuanto a decisiones de inversión. El alto nivel de incertidumbre de las variables utilizadas fue complementado con análisis de sensibilidad que entregan lineamientos de las potenciales diferencias en los escenarios futuros reales.

## 2.1 Análisis técnico-económico para la industria del cemento

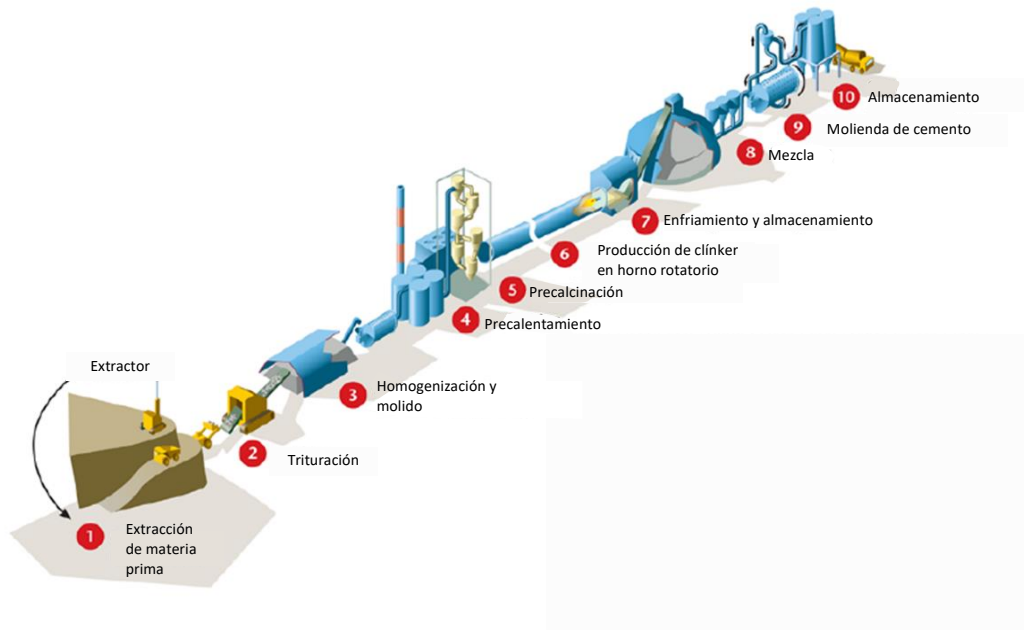
### 2.1.1 Estado actual del proceso de producción de cemento.

La industria del cemento se considera una de las actividades industriales más difíciles de abatir en términos de intensidad de emisiones de GEI, además de estar especialmente expuestos a riesgos derivados de una transición económica baja en carbono (GIZ, 2018a). Lo anterior debido a que las características técnicas del proceso no permiten cambios drásticos en el reemplazo de combustibles fósiles o el abatimiento de emisiones asociadas a transformaciones químicas del proceso, puesto que la liberación del carbono contenido en las materias primas deriva en emisiones inevitables de CO<sub>2</sub>. En términos nacionales, se identifican dos industrias que poseen establecimientos cuyas fuentes tienen emisiones de CO<sub>2</sub> superiores a 0,01 millones de toneladas anuales y que son consideradas como inevitables. Estas son la del papel y celulosa y la del cemento (GIZ, 2021).

A modo de introducción, se presenta el proceso de producción del cemento de manera general (Figura 2-1), el cual se describe a partir de lo expuesto por distintas entidades (Mineral Products Association; Cinar Ltd; VDZ gGmbH, 2019):

- **Preparación de materia prima:** se extrae la caliza, arcilla, arena, mineral de hierro y yeso y se procesa a través de molinos de crudo con el objetivo de reducir su tamaño, para luego ser mezclada con tal de obtener la composición química requerida. En este proceso existen emisiones asociadas a la extracción de materia prima.
- **Producción de clínker:** se ingresa la mezcla de materia prima en el precalcinador y el horno, el cual alcanza hasta 1.450°C, convirtiendo la mezcla en clínker. En este proceso existen emisiones asociadas al uso de petcoke como combustible para calentar el horno, y a la transformación química de la caliza o carbonato de calcio (CaCO<sub>3</sub>) en cal u óxido de calcio (CaO)

- **Mezcla de clínker con otros materiales para la producción de cemento:** en este proceso, el clínker es mezclado con otros aditivos para finalmente producir el cemento.



**Figura 2-1. Proceso de producción del cemento**

Fuente: (International Energy Agency, 2018)

Actualmente en Chile las principales empresas que compiten en el mercado del cemento son: Melón S.A., Cemento Polpaico S.A., Cemento La Unión S.A., Cementos Bicentenario S.A., Empresas Transex, Unicon S.A. y Cementos Biobío, con una capacidad instalada para producir 10,4 millones de toneladas de cemento al año. Por otro lado, el clínker es producido en solo 4 plantas integradas (Cementos Biobío en Antofagasta, Cementos Melón en La Calera, Cementos Polpaico en Santiago y Cementos Biobío en Curicó – Teno), y el resto de las instalaciones importan el clínker desde otros países (principalmente China) para la producción de su cemento (Grimmeissen, Jensen, & Wehner, Hoja de ruta para el desarrollo de bajas emisiones en la Industria Chilena del Cemento, 2020).

La fabricación de cemento es un proceso intensivo en uso energía y emisiones de GEI, donde alrededor del 70% de las emisiones totales provienen de la transformación química de la piedra caliza (emisiones del proceso) y solo el 30% de las emisiones están asociadas a la combustión de combustibles fósiles. Es importante destacar que las emisiones asociadas al proceso químico de transformación de la piedra caliza no pueden ser evitadas por medio de un reemplazo de combustible, sino que requieren de tecnología que capture los gases emitidos, la cual no está suficientemente desarrollada para su uso a nivel industrial (Mineral Products Association; Cinar Ltd; VDZ gGmbH , 2019) o se encuentran en etapas de desarrollo previas a la comercial (GIZ, 2021).

Dado que la última parte del proceso mencionado es fuente de la mayor cantidad de emisiones, la industria del cemento sería una de las más vulnerables al efecto de un potencial impuesto verde. Esto podría beneficiar la importación de clínker desde países donde las normativas medioambientales sean menos exigentes, aumentando las emisiones netas del sector cemento fuera de la jurisdicción nacional, efecto al cual se le denomina “fugas de carbono”.

Así, la industria del cemento se ha coordinado para fijar metas de reducción de emisiones asociadas a sus operaciones, por ejemplo, la Federación Interamericana del Cemento (FICEM) junto al Instituto del Cemento y del Hormigón (ICH) han desarrollado una hoja de ruta que establece metas sectoriales e identifica los focos de atención en el proceso de producción de cemento para reducir las intensidades de

emisiones de este proceso (ICH & FICEM, 2019). En esta hoja de ruta los principales ejes de acción son: reducción del factor de clínker (uso de aditivos en la mezcla de clínker, que permita utilizar menos clínker por tonelada de cemento.), coprocesamiento de residuos como combustibles alternativos y mejora de la eficiencia energética. Para cada eje de acción existen distintas soluciones tecnológicas y de procesos, algunas en estados de desarrollo más avanzados que otras, por lo que su aplicabilidad dependerá de las características del mercado y el contexto asociado a cada operación.

Respecto a las proyecciones de demanda de este producto, en el contexto de una mayor urbanización y aumento de población, surgirá la necesidad de desarrollar nueva infraestructura de diversa índole (viviendas, pavimentos, estructuras de generación eléctrica, entre otros) (IEA & CSI, 2018), y por lo tanto se espera un aumento sostenido de la demanda por cemento. Al mismo tiempo, la infraestructura deberá proporcionar la resiliencia y robustez necesaria para enfrentar los impactos de fenómenos hidrometeorológicos cada vez más frecuentes por el cambio climático (por ejemplo, en estructuras de protección y prevención de inundaciones, defensas costeras, obras hidráulicas y gestión del agua). Dado esto, se hace necesario implementar tecnologías que permitan reducir las emisiones asociadas a los procesos de producción del cemento.

### 2.1.2 Aplicación del H2V al proceso

#### Estado del arte

Un caso que ha despertado el interés internacional en el uso de hidrógeno en la industria del cemento es el desarrollado por la empresa CEMEX, donde, en la planta de cemento de Alicante en España en julio de 2019 se logró implementar el uso de hidrógeno en sus procesos productivos mediante su inyección en el horno para la producción de clínker, reemplazando así un porcentaje de uso de combustibles fósiles. Así la empresa confirmó el potencial de reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> y la tecnología fue instalada en todas sus plantas en 2020 (CEMEX, 2021).

Este proceso se enmarca en la estrategia de Acción Climática de la empresa donde, entre otras metas, se definió una reducción del 35% de las emisiones de CO<sub>2</sub> por tonelada de productos cementosos al 2030 en las operaciones globales; reducción del 55% en las operaciones en Europa; y carbono neutralidad al 2050.

Por otra parte, y como es sabido, a partir de la electrólisis del agua para obtener hidrógeno se genera oxígeno como subproducto, el que puede utilizarse para mejorar la eficiencia de procesos de combustión, disminuyendo la cantidad de combustibles fósiles requeridos y, por tanto, reduciendo las emisiones asociadas (CSI, ECRA, 2017). Actualmente, existen dos aplicaciones donde el oxígeno proveniente de la electrólisis podría utilizarse de manera complementaria a la inyección de hidrógeno:

- Uso de procesos enriquecidos en oxígeno: consiste en el aumento de la eficiencia energética del gas de escape y el porcentaje de oxígeno en el aire de combustión.
- Oxidación: consiste en la remoción del nitrógeno del aire antes del proceso de combustión, obteniendo oxígeno de alta pureza (95%), el cual es quemado con el combustible y gases de combustión, haciendo más fácil la captura posterior del CO<sub>2</sub> (Jörn Rolker, 2011).

Sin embargo, a pesar del potencial de los beneficios del subproducto de la aplicación seleccionada para la industria del cemento, estas dos posibilidades actualmente se encuentran en etapas de desarrollo tempranas, y no han sido descritas en profundidad en los principales documentos sectoriales asociados a tecnologías bajas en carbono (IEA & CSI, 2018), por lo que requerirían actualizaciones tecnológicas para su implementación.

Debido a esto, el caso a analizar en este estudio más viable y respaldado es la inyección de hidrógeno verde para desplazar uso de combustibles fósiles y sin considerar la utilización del oxígeno.

## Descripción

La aplicación seleccionada consiste en inyectar H<sub>2</sub>V como combustible para la producción de calor de proceso en el horno (etapa 6 de la Figura 2-1), lo cual no solo entrega ventajas asociadas a ser un combustible bajo en emisiones, sino que además es un combustible que no aporta humedad ni emite material particulado (componentes que son normalmente emanados en el proceso de producción de clínker), por lo que podría incluso habilitar el aumento de los porcentajes de coprocesamiento del proceso. Pese a ser una aplicación nueva para la industria del cemento, se prevé que podría tener un alto potencial de reducción de emisiones en el proceso de combustión.

## Requerimientos para la implementación de la inyección de H<sub>2</sub>

Esta aplicación requiere de un cambio de los quemadores del sistema, que es una tecnología que está actualmente disponible pero aún no ha sido probada a escala industrial en el mercado del cemento. Asimismo, se requiere diseñar el *piping* para entregar el hidrógeno en la instalación correspondiente.

### **2.1.3 Caso de estudio**

Como caso de análisis se escogió la planta de Teno, perteneciente a Cementos Biobío la cual cuenta con una capacidad de producción de cemento de 1,7 millones de toneladas al año. Considerando que la proporción clínker/cemento utilizada en Chile es de 0,65 o es equivalente a 1,1 millones de toneladas de clínker anuales aproximadamente. Para esta instalación se propuso estudiar la sustitución del 10% de la energía provista con combustibles fósiles en el horno de clínker con hidrógeno verde, ello considerando que en el caso de CEMEX antes presentado se ha logrado un porcentaje similar, el cual resulta conservador ya que según un estudio este guarismo podría incrementarse incluso hasta 50% (Mineral Products Association; Cinar Ltd; VDZ gGmbH, 2019).

Por otra parte, si bien la zona sur no corresponde a la opción más económica para la producción de hidrógeno verde ya que tiene costos nivelados más altos que la zona norte o Magallanes (ver Anexo 2), se eligió porque según la opinión de expertos de la industria<sup>5</sup> este caso sería de interés para el análisis. Las variables operacionales fueron modeladas considerando la información publicada por la *European Cement research Academy* (CSI, ECRA, 2017).

## Cuantificación energía a sustituir

Para el caso de estudio, se analiza el efecto que tendrá la inyección de H<sub>2</sub>V en el horno de clínker, reemplazando un 10% del consumo energético atribuido al petcoke en el horno a partir del primer año de implementación del proyecto. El consumo energético (CE) fue calculado de la siguiente manera:

$$CE \left( \frac{MJ}{año} \right) = E \cdot Cap_{proy} \cdot 10\%$$

Donde:

*E*: Demanda específica de energía asociada a combustible (MJ/ton clínker)

*Cap<sub>proy</sub>*: Capacidad proyecto (ton clínker/año)

Como la capacidad del proyecto es constante en los tres escenarios e igual a 1.106.047 (ton clínker/año), la variación de la CE está determinada por la variación de *E*, que es igual a 3.550, 3.400 y 3.250 (MJ/ton

<sup>5</sup> Recopilada durante reuniones con las contrapartes en el marco del estudio.

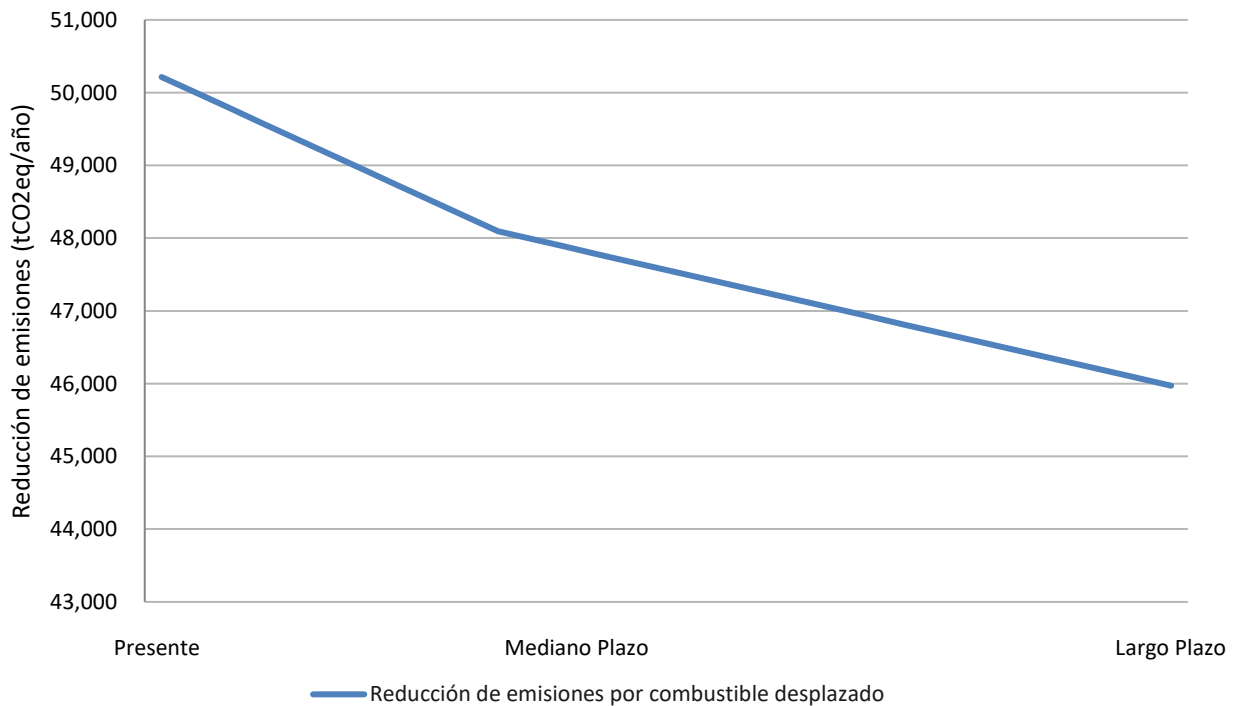
clínker) en el escenario Presente, Mediano Plazo y Largo Plazo, respectivamente (CSI, ECRA, 2017). Así, la cuantificación de energía a sustituir, considerando que el reemplazo es del 10%, será igual a 109, 104,5 y 99,9 (MJ/año) en los escenarios Presente, Mediano Plazo y Largo Plazo, respectivamente.

Para habilitar esta aplicación de hidrógeno se considera la inversión en la adaptación de los quemadores del horno y renovación de las tuberías.

Reducción de emisiones asociada

En este proyecto la disminución de las emisiones del proceso estará asociada al reemplazo de combustible. Para este caso, aparte del consumo de *petcoke*, se utiliza un nivel de coprocesamiento con combustibles alternativos, como lo son los residuos industriales sólidos (neumáticos) y líquidos (aceite lubricante usado), equivalente a un 12,6%, valor que corresponde al promedio de Chile durante el año 2017 (Grimmeissen, Jensen, & Wehner, Hoja de ruta para el desarrollo de bajas emisiones en la Industria Chilena del Cemento, 2020).

En la Figura 2-2. Trayectoria de la reducción de emisiones de la aplicación se grafica la trayectoria de la reducción de emisiones en tonCO<sub>2</sub>eq para cada año.



**Figura 2-2. Trayectoria de la reducción de emisiones de la aplicación de H2V en la industria del cemento**

Cuantificación de demanda por H2V

La cantidad de hidrógeno verde requerido para la aplicación propuesta está determinada por la siguiente ecuación:

$$REQ_{H2V} = \frac{E \cdot Cap_{proy}}{PC \cdot 1.000} \cdot HR_{H2V}$$

Donde:

- $REQ_{H2V}$ : Demanda por hidrógeno (ton/año)
- $E$ : Demanda específica de energía asociada a combustible (MJ/ton clinker)
- $Cap_{proy}$ : Capacidad de producción de la planta de cemento (ton clinker/año)
- $PC$ : Poder calorífico de H2 (MJ/kg)
- $HR_{H2V}$ : Uso de H2 en horno rotatorio (%)

Cabe mencionar que la demanda de H2V considera aumentos de eficiencia en el horno en el tiempo y, por lo tanto, una menor demanda por combustible. Con esto, se obtiene que la demanda de H2V son 3.272, 3.134 y 2.996 (tonH2/año) para los escenarios Presente, Mediano y Largo Plazo, respectivamente.

#### Modelo de generación eléctrica y producción de H2V

En el presente caso se propone que la producción de hidrógeno esté localizada cerca de la planta de cemento (punto de consumo), por lo que el costo de transporte del hidrógeno a este nivel de análisis se ha desestimado y solo se ha considerado una fracción de costo menor en almacenamiento, pensando en contar con un colchón mínimo que entregue el tiempo suficiente para estar transportando el combustible hacia la planta. Por otra parte, en este caso se estableció que la planta de generación ERNC estará localizada en otra ubicación física fuera del sector de producción de cemento e hidrógeno, pero conectada al SEN y con inyección exclusiva para el consumo del electrolizador, por lo que se consideraron los costos de transmisión y se asume que el hidrógeno producido será considerado como verde.

#### Dimensionamiento ERNC

Antes de calcular los costos y rentabilidad del proyecto, es necesario conocer los requerimientos energéticos del caso analizado. Teniendo en cuenta la capacidad de producción de la planta estudiada (1,7 millones de toneladas de cemento al año) y la ubicación de esta (zona sur de Chile), la capacidad instalada requerida para suplir la demanda de hidrógeno del proceso en los distintos escenarios es la indicada en la Tabla 2-1 a continuación:

**Tabla 2-1. Capacidad instalada por tipo de fuente generadora**

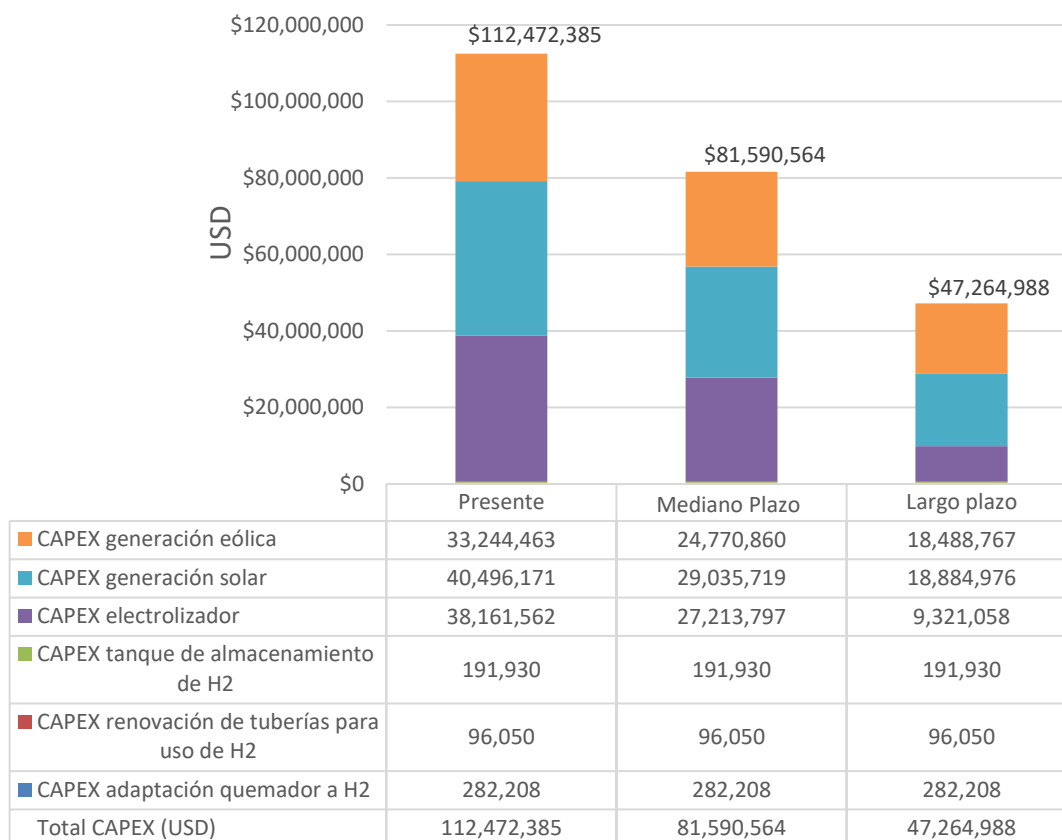
Capacidad instalada	Presente	Mediano Plazo	Largo Plazo
<b>Cantidad Hidrógeno a producir (tonH2/año)</b>	3.272	3.134	2.996
<b>Capacidad electrolizador en zona sur (MW)</b>	44	39	35
<b>Capacidad solar a instalar zona sur(MW)</b>	46	41	37
<b>Capacidad eólica a instalar zona sur(MW)</b>	29	25	23

Fuente: Elaboración propia

#### Inversión asociada

El modelo económico desarrollado para el caso de estudio de aplicación de H2V en la industria del cemento consideró costos de inversión asociados a la generación de energía, producción de hidrógeno y renovaciones necesarias del horno rotatorio. Estos se encuentran presentados de forma agregada a continuación, mientras que el detalle de los supuestos del modelo en el Anexo 3.





**Figura 2-3. Inversión necesaria para la aplicación de H2V en la industria del cemento**

Fuente: Elaboración propia

Como se muestra en la Figura 2-3, los costos de inversión disminuyen en el tiempo, presentando una reducción del 42% bajo un escenario de “Largo Plazo”, en comparación con el escenario “Presente”. Lo anterior se debe a que los costos de mayor relevancia corresponden a los asociados a la generación de ER y el electrolizador, los cuales se prevé que disminuyan con el tiempo, debido a su producción masiva y mejoras de eficiencia (para más información revisar sección 9.3).

#### Cálculo TCO y brecha de viabilidad

Para evaluar económicamente el proyecto se consideró una vida útil de 20 años y el parámetro principal de análisis utilizado fue el Costo Total de Propiedad (*Total Cost of Ownership*, o TCO por sus siglas en inglés, que es costo de la inversión, más sus costos operacionales a lo largo de la vida útil del proyecto, traídos a valor presente) tanto del caso de aplicación del proyecto de H2V como del caso base (el cual no considera un reemplazo de *petcoke* por H2V). Se obtuvo la diferencia de los resultados para obtener la brecha a la viabilidad del proyecto, donde se consideran los ahorros operacionales percibidos durante la vida útil del proyecto producto del reemplazo de combustible fósil por H2V. A partir de esto se identificó el periodo de *payback* en cada escenario.

Los valores presentados como brecha a la viabilidad del proyecto en la

Tabla 2-2 corresponden al valor negativo de la diferencia de TCO entre ambos escenarios (caso base y aplicación H2V). Con esto, se identifica que existe una brecha a la viabilidad económica para todos los escenarios temporales evaluados, siendo necesario financiamiento adicional para lograr cubrirla.

Tabla 2-2. Costos totales de propiedad y brecha a la viabilidad de aplicación de H2V en la industria del cemento

	Presente	Mediano Plazo	Largo Plazo
<b>TCO caso base (USD)</b>	\$97.944.460	\$75.148.477	\$77.653.348
<b>TCO aplicación H2V (USD)</b>	\$198.754.278	\$142.575.329	\$107.001.022
<b>Brecha a la viabilidad del proyecto (USD)</b>	\$-100.809.818	\$-67.426.852	\$-29.347.673
<b>Payback (año)</b>	No se alcanza	No se alcanza	No se alcanza

Fuente: Elaboración propia

Finalmente, en los 20 años del proyecto, para ningún escenario temporal se alcanza a recuperar la inversión inicial mediante los flujos de caja positivos provenientes de los ahorros asociados al menor costo operacional del caso de aplicación de H2V.

En la Figura 2-4 se puede apreciar que la brecha va disminuyendo en el tiempo, por lo que se puede suponer que, a menos que existan ingresos complementarios, se alcanza el *break even point* después del año 2050.

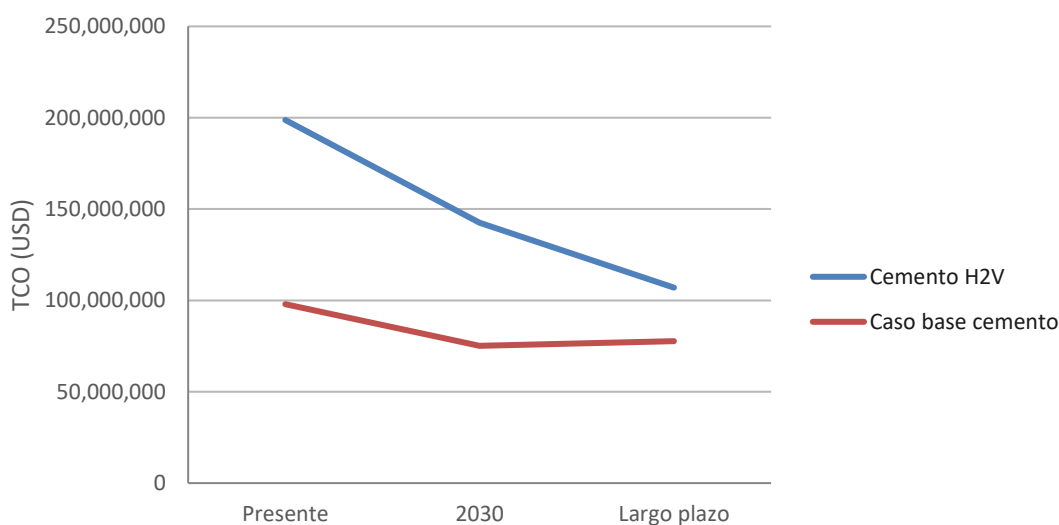


Figura 2-4. Comparación de TCO de aplicación de hidrógeno con respecto al caso base en la industria del cemento

Fuente: Elaboración propia

Diagrama comparativo entre el caso base y el caso analizado

En la Figura 2-5 se pueden ver los procesos involucrados en el caso de estudio del cemento. Se han incorporado además otras oportunidades de descarbonización en el proceso del cemento de manera ilustrativa, correspondientes a utilizar el oxígeno producido en la electrólisis del agua para mejorar los procesos de combustión en el horno de clínker, como también el uso de captura de carbono (CCU, por sus siglas en inglés) para su posterior utilización en el proceso de producción de combustibles sintéticos en base a H2V.

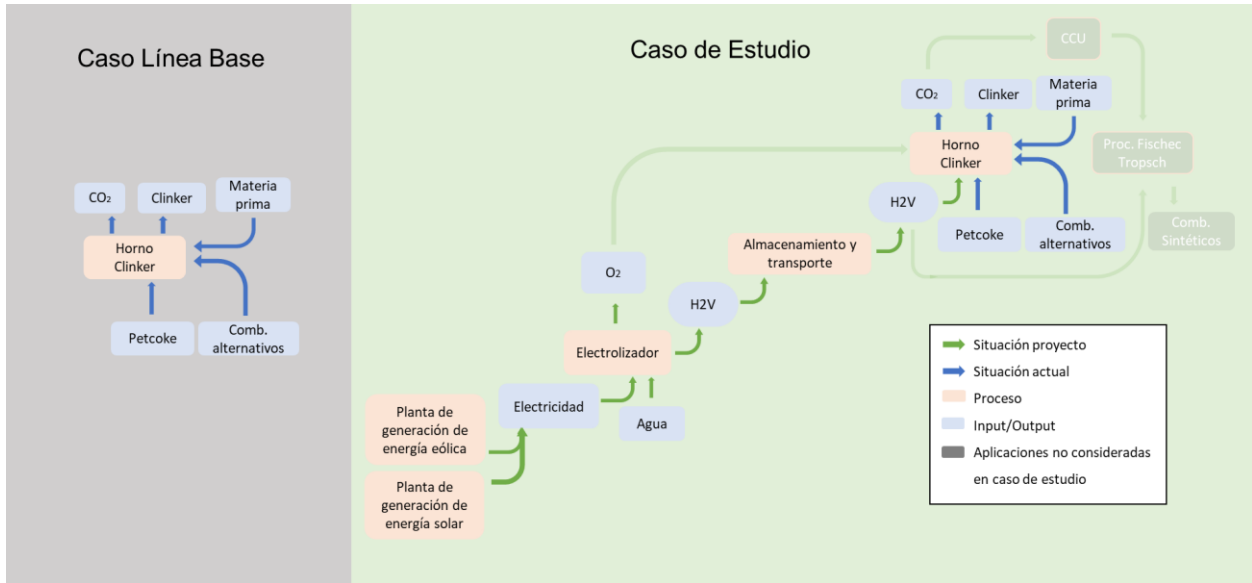


Figura 2-5. Diagrama con procesos implicados en el caso de estudio del cemento

Fuente: Elaboración propia

### Análisis de sensibilidad

Mientras que en la Figura 2-6, se realiza un análisis de sensibilidad de las principales variables del caso de estudio, las cuales corresponden al CAPEX del electrolizador, precio del *petcoke* y CAPEX de los quemadores, las que representan la mayor fuente de incertidumbre para la industria del cemento. La sensibilidad se realiza sobre los parámetros de manera independiente, donde el eje horizontal presenta la variación porcentual realizada en el parámetro, y el eje vertical el resultado sobre la brecha a la viabilidad calculada en el escenario más temprano (Presente).

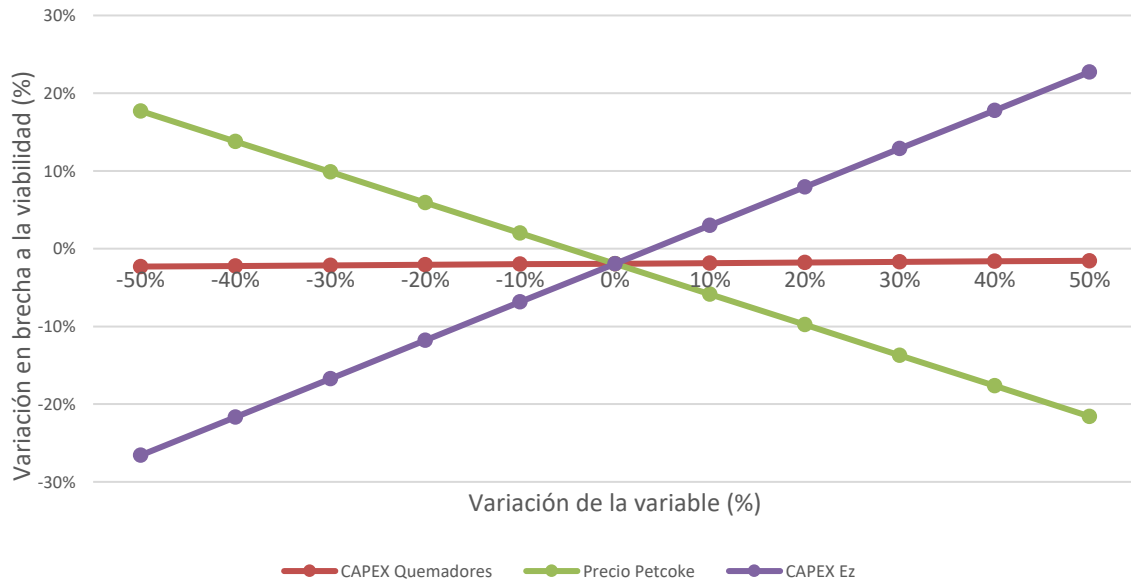


Figura 2-6. Análisis sensibilidad cemento escenario "Presente"

Fuente: Elaboración propia

Se puede observar la variación porcentual de la brecha a la viabilidad para este caso de estudio cuando se someten las variables a un cambio entre  $\pm 50\%$ . Este ejercicio muestra cómo los costos de capital de los

quemadores no afectarán la rentabilidad de los proyectos, pero el modelo sí será sensible al precio del hidrógeno (reflejado en el costo de inversión de electrolizadores) y el precio de los combustibles fósiles.

En la medida de que el precio del *petcoke* sea mayor, la brecha a la viabilidad del caso de estudio disminuye porque el TCO del caso base aumenta. Por ejemplo, un aumento del *petcoke* en un 20% disminuye la brecha de viabilidad de proyecto en un 9,8%. Por otro lado, si el valor de los electrolizadores aumenta, la brecha a la viabilidad también aumenta. Para un aumento del costo en un 20%, la brecha es un 7,9% mayor. En la tabla a continuación se observa el impacto de las dos variables principales en la brecha a la viabilidad observada del proyecto, en verde se indica el valor utilizado como parámetro original del modelo.

**Tabla 2-3. Análisis bivariado de variables principales para caso cemento**

VAN actual	\$-100.809.818	Precio Electrolizador (USD)				
		630	741	872	1.003	1.153
Precio Petcoke (USD/ton)	54	\$-93.933.316	\$-99.540.434	\$-106.137.044	\$-112.733.653	\$-120.319.754
	64	\$-91.485.672	\$-97.092.790	\$-103.689.399	\$-110.286.009	\$-117.872.109
	75	\$-88.606.091	\$-94.213.209	\$-100.809.818	\$-107.406.427	\$-114.992.528
	86	\$-85.726.509	\$-91.333.627	\$-97.930.237	\$-104.526.846	\$-112.112.947
	99	\$-82.414.991	\$-88.022.109	\$-94.618.718	\$-101.215.327	\$-108.801.428

Si bien el análisis de sensibilidad presentado se realizó con los valores de la brecha a la viabilidad del escenario Presente, estos resultados son extrapolables a los otros escenarios temporales analizados.

## 2.2 Análisis técnico-económico para la industria del acero

### 2.2.1 Estado actual del proceso de producción del acero

La industria del acero se considera uno de los sectores industriales difíciles de abatir en términos de intensidad de emisiones de GEI, y una particularmente sensible a los riesgos de la transición hacia una economía baja en carbono (GIZ, 2018a). Existen principalmente dos rutas productivas para la fabricación de acero: el proceso integrado basado en la producción primaria de acero desde el mineral de hierro, y el semi integrado basado en el uso de chatarra como fuente principal de hierro.

El proceso integrado es significativamente más intensivo en emisiones, donde el promedio global para esta ruta productiva se sitúa en torno a las 2,3 ton CO<sub>2</sub>e/ton acero líquido (Pardo, Moya, & Vatopoulos, 2012; Global Efficiency Intelligence, 2019), mientras que el proceso semi integrado posee una intensidad de emisiones promedio de 0,33 ton CO<sub>2</sub>e/ton acero líquido (Pardo, Moya, & Vatopoulos, 2012).

Adicionalmente, el proceso integrado representa alrededor del 70% de la producción global de acero, proporción que es similar en Chile, con un 68,9% de la producción nacional siendo representada por el proceso integrado para el año 2019 (World Steel Association, 2019a).

Cabe destacar que no es posible alcanzar la descarbonización del sector solamente considerando la migración de una ruta productiva a la otra. Se estima que, por la disponibilidad de chatarra y la larga vida útil de los productos terminados de acero, no es factible aumentar la tasa de recolección y reciclaje que sería requerida para abastecer la demanda global de acero futura solo mediante el proceso semi integrado (A&P Global, s.f.). De este modo, el proceso integrado presenta los mayores desafíos tecnológicos y económicos en su reducción de emisiones, a modo de poder satisfacer la creciente demanda de acero de manera sostenible en el tiempo.

El proceso integrado se caracteriza por transformar materias primas, principalmente mineral de hierro (en forma de granzas y pellets, por ejemplo), piedra caliza y carbón metalúrgico, en acero. Para esto se deben llevar a cabo una serie de etapas consecutivas, donde las principales se presentan gráficamente en la Figura 2-7 y se describen a continuación las principales operaciones unitarias:

1. **Planta de coque:** el carbón metalúrgico se somete a un proceso de destilación seca para obtener coque metalúrgico. Como subproducto se obtiene un gas de alto poder calorífico que se reutiliza como combustible en otras etapas subsecuentes.
2. **Alto horno:** grandes reactores verticales, en los que aire precalentado combustiona coque a elevadas temperaturas para reducir el mineral de hierro y obtener hierro líquido o arrabio.
3. **Convertidor al oxígeno (BOF, por sus siglas en inglés):** proceso de refinación de arrabio mediante la inyección de oxígeno, con lo cual se ajusta el contenido de carbono del acero. También se agrega chatarra y ferroaleaciones que aportan las características de cada tipo de acero.
4. **Lanzador o colada continua:** A través de moldes de cobre y enfriamiento directo por agua, se solidifica y enfría el acero líquido para obtener palanquillas, que son productos semiterminados de acero.
5. **Laminación:** Las palanquillas se laminan para fabricar los productos terminados de acero, correspondientes a barras y rollos.



Figura 2-7. Resumen del proceso siderúrgico integrado

Fuente: (BHP, 2020)

De los procesos descritos, el más intensivo en emisiones corresponde al alto horno, seguido por la planta de coque. El coque que se suministra al alto horno cumple diversas funciones en el proceso de fabricación del arrabio: es el agente reductor para convertir los óxidos de hierro en hierro, proporciona calor (al reaccionar con el oxígeno en forma exotérmica) y sostiene la carga en el alto horno. El mineral de hierro es reducido en el proceso de producción de arrabio (llamado también acero líquido), donde se libera CO<sub>2</sub> como consecuencia del uso de combustibles fósiles en la reducción del hierro.

A continuación, se presenta una referencia ilustrativa de la intensidad de emisiones de los principales procesos de la ruta integrada:

Tabla 2-4. Referencia de intensidad de emisiones por proceso de la ruta integrada

Procesos de la ruta integrada	Intensidad de emisiones (ton CO <sub>2</sub> e/ton acero líquido)
Planta de coque (Coquería)	0,824
Alto Horno	1,279
Convertidor al oxígeno (BOF)	0,202
Laminación	0,09
<b>Total</b>	<b>2,395</b>

Fuente: Adaptado de (Pardo, Moya, & Vatopoulos, 2012)

Alrededor del 89% del aporte energético de un sistema integrado proviene del carbón, 7% de electricidad, 3% de gas natural y 1% de otros gases y fuentes. Hasta el 75% del contenido de energía del carbón en una instalación integrada se consume en el alto horno en forma de coque (World Steel Assosiation, 2019).

Lo determinante en el proceso integrado es la necesidad de utilizar coque y/o carbón en el alto horno para reducir el óxido de hierro a hierro metálico, independientemente de si el coque se produce *in situ* o no. En las diversas unidades de proceso, se recirculan y consumen gases de alto horno, coquería, y eventualmente acería, que generan emisiones por su contenido de carbono. De este modo, independientemente de dónde se emita el CO<sub>2</sub> y si estos gases se recirculan o no, lo relevante para la descarbonización del proceso integrado tiene relación con las tecnologías con tendencia a **disminuir el consumo de coque en el alto horno**.

Uno de los grandes desafíos de la implementación de dichas medidas radica en que, al tratarse de una industria *commoditizada*<sup>6</sup>, los márgenes operacionales son relativamente bajos en comparación con los costos de producción. A esto se suma que la mayoría de las medidas con reducciones sustanciales de emisiones son transformacionales y están en etapas de madurez tecnológica baja, por lo que implican inversiones elevadas que no son factibles económicamente (Fundación Bariloche, GIZ & Ministerio de Energía, 2020).

En un estudio anterior realizado para Fundación Bariloche, GIZ y Ministerio de Energía llamado *Hoja de ruta para el desarrollo bajo en carbono de la industria chilena del acero* (Fundación Bariloche, GIZ & Ministerio de Energía, 2020), se determinaron diversas medidas de mitigación para el sector, las cuales se concentran principalmente en el alto horno del proceso integrado. Entre ellas destacan medidas de **sustitución de combustibles**, como lo son la inyección de hidrógeno por las toberas, o inyección de gas natural por las toberas; **eficiencia energética**, como almacenamiento y mayor aprovechamiento de gases de alto horno y coquería; y por último la **transformación de procesos**, en particular la sustitución del alto horno por una reducción directa en base a H2V y fusión en horno de arco eléctrico.

En 2021 existen registros de empresas que han buscado utilizar este tipo de tecnologías para la fabricación de acero bajo en emisiones. ArcelorMittal, Bélgica, se encuentra construyendo una instalación a gran escala para convertir los gases residuales de su planta de acero en combustibles sintéticos. De la misma forma, HBIS en China, posee en construcción un proyecto de reducción directa en base a hidrógeno de 1,2 Mt de capacidad de producción anual de acero (World Steel Association, 2021).

## 2.2.2 Aplicación del H2V al proceso

### Estado del Arte

Existen estudios que respaldan que el uso de H2V en el alto horno como agente reductor podría disminuir hasta 21,4% las emisiones totales de CO<sub>2</sub> en el proceso, donde la proporción óptima de hidrógeno correspondería a 27,5 kg de H2V por tonelada de arrabio producido (Yilmaz, Wendelstorf, & Turek, 2017). Es importante considerar que un reemplazo más elevado de H2V podría presentar desafíos tecnológicos en el proceso (Friedmann, 2021).

Como antecedente, entre los casos de éxito que se conocen para esta aplicación, se encuentra el de la empresa Thyssenkrupp Steel, en Alemania, donde se testeó la inyección de H2V en una de las 28 toberas de uno de sus tres altos hornos en operación. La empresa ha declarado que buscará replicar el proyecto para la totalidad de las toberas de este alto horno para el año 2022 (Eurometal, 2019).

De la misma forma, la empresa Nippon Steel, en Japón, ha comenzado a implementar el uso del H2V como un agente reductor en sus altos hornos mediante una prueba de demostración en su planta de Kimitsu, con un alto horno de 12 m<sup>3</sup>, planteando el objetivo de escalar esta aplicación a un alto horno industrial antes de 2050 (Nippon Steel Corporation, 2021).

Otro caso de interés a nivel nacional es el reciente acuerdo entre CAP Acero y Paul Würth, donde se está estudiando la posibilidad de cambios estructurales que involucrarían el uso de biomasa en reemplazo de combustibles fósiles, y más a largo plazo, la incorporación de tecnologías con hidrógeno como agente reductor del hierro (CAP, 2021).

### Descripción

El análisis se centró en la inyección de hidrógeno por las toberas del alto horno para el proceso integrado dado que es capaz de satisfacer tanto los requerimientos térmicos como los de agente reductor del

---

<sup>6</sup> Expresión derivada de *commodities*

proceso, y se encuentran en un desarrollo tecnológico que podría alcanzar valores técnico-económicos atractivos en el corto plazo (Friedmann, 2021).

### 2.2.3 Caso de estudio

El caso de estudio corresponde a la planta de la Compañía Siderúrgica Huachipato S.A. (en adelante CSH) ubicada en la región del Biobío, en la zona sur del país. Se escogió este caso con el objetivo de modelar la realidad nacional, tomando en cuenta que CSH es la principal planta productora de acero en Chile y la única siderúrgica integrada del país. El caso considera sus niveles de producción del año 2020, los cuales correspondieron a 664.500 toneladas de arrabio.

Según la descripción de la aplicación, la cantidad de H2V a inyectar por las toberas corresponde a 27,5 kg de hidrógeno por tonelada de arrabio (Yilmaz, Wendelstorf, & Turek, 2017).

#### Cuantificación de coque a sustituir

El uso de hidrógeno desplazará una parte del consumo de coque, proponiendo una disminución del 21,7% en el consumo de coque por tonelada de arrabio, pasando de 498,1 kg de coque por tonelada de arrabio consumidos en el caso base a 389,8 kg de coque por tonelada de arrabio producida, desplazando 108,3 kg por tonelada de arrabio al anualmente,

#### Reducción de emisiones asociada

La reducción de emisiones es constante en todos los años de evaluación de la aplicación consecuencia del combustible desplazado, y es equivalente a 300.000 ton CO<sub>2</sub>eq/año.

#### Cuantificación de demanda por H2V

La cantidad de hidrógeno verde requerido para la aplicación propuesta está determinado por la siguiente ecuación:

$$REQ_{H2V} = \frac{Iny \cdot Cap_{planta}}{1.000}$$

Donde:

$REQ_{H2V}$ : Demanda por hidrógeno (ton/año)

$Iny$ : Inyección de H<sub>2</sub> en toberas (kg H<sub>2</sub>/ton HM)

$Cap_{planta}$ : Capacidad de producción de la planta de acero (ton HM/año)

Con esto, se obtiene que la demanda de H2V son 18.274 (ton/año) para todos los escenarios.

Cabe mencionar que como no se cuenta con información de dimensionamiento de acero, se utiliza el supuesto de que el costo de almacenamiento es el mismo del caso cemento, pero adaptado según la demanda de H<sub>2</sub> necesario para este caso, donde el CAPEX del tanque de almacenamiento de H<sub>2</sub> es igual a 0,113 (USD/ton) (Mineral Products Association; Cinar Ltd; VDZ gGmbH, 2019).

#### Modelo de generación eléctrica y producción de H2V

En el presente caso se propone que la producción de hidrógeno esté localizada cerca de la planta siderúrgica (punto de consumo), por lo que el costo de transporte del hidrógeno a este nivel de análisis se ha desestimado y solo se ha considerado una fracción de costo menor en almacenamiento, pensando en contar con un colchón mínimo que entregue el tiempo suficiente para estar transportando el combustible hacia la planta.



Por otra parte, en este caso se estableció que la planta de generación ERNC estará localizada en otra ubicación física fuera del sector de producción de acero e hidrógeno, pero conectada al SEN y con inyección exclusiva para el consumo del electrolizador, por lo que se consideraron los costos de transmisión y se asume que el hidrógeno producido será considerado como verde.

### Dimensionamiento ERNC

Antes de calcular los costos y rentabilidad del proyecto, es necesario conocer los requerimientos de energía de este. Teniendo en cuenta la capacidad de producción de la planta estudiada (664.500 toneladas de arrabio al año) y la ubicación de esta (zona sur), la capacidad instalada requerida para suplir la demanda de hidrógeno del proceso en los distintos escenarios se detalla en la

Tabla 2-5:

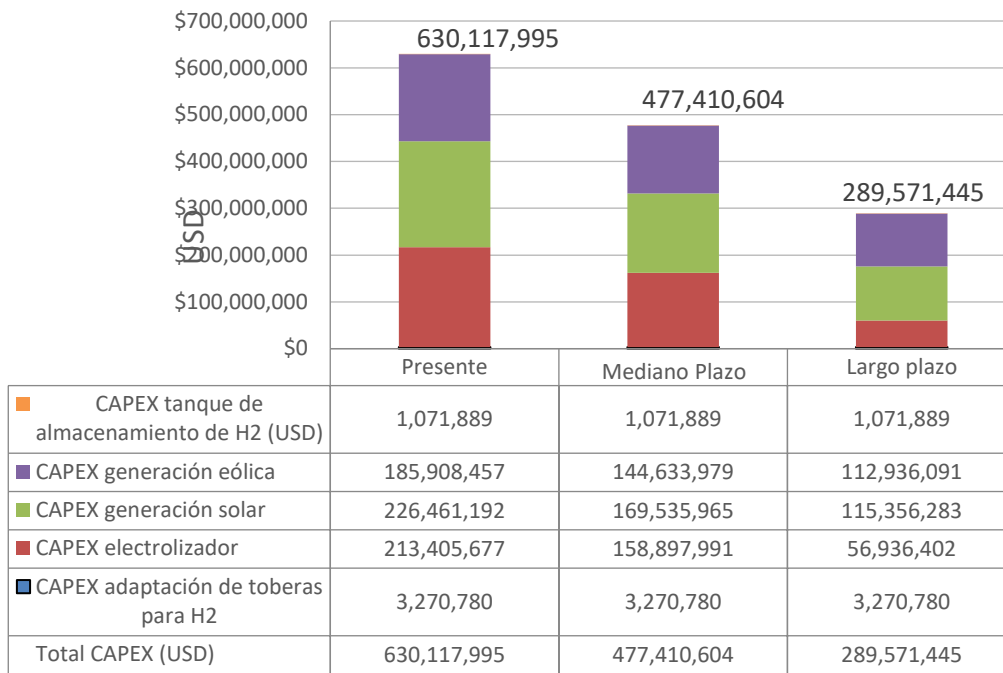
**Tabla 2-5. Capacidad instalada por tipo de fuente generadora**

Capacidad instalada	Presente	Mediano Plazo	Largo Plazo
<b>Demanda por H2</b>			
<b>Capacidad electrolizador (Zona sur)</b>	245	227	212
<b>Capacidad solar a instalar (Zona sur)</b>	260	241	225
<b>Capacidad eólica a instalar (Zona sur)</b>	159	148	138

Fuente: Elaboración propia

### Inversión asociada

El modelo económico desarrollado para el caso de estudio de aplicación de H2V en la industria del acero consideró costos de inversión asociados a la generación de energía, producción de hidrógeno y la adaptación de las toberas para la inyección de hidrógeno como agente reductor auxiliar, entre otros. Estos se encuentran presentados de forma desagregada en la Figura 2-8, mientras que el detalle de los supuestos del modelo se encuentra en el Anexo 4.



**Figura 2-8. Costos capitales desagregados para la aplicación de H2V en la industria del acero**

Fuente: Elaboración propia.

### Cálculo TCO y brecha de viabilidad

En la Figura 2-8 se puede apreciar que, al igual que en la aplicación de H2V en industria del cemento, los costos capitales de mayor importancia para el uso de H2V en los altos hornos de la industria del acero son aquellos asociados a la generación de ER y el electrolizador, ambos necesarios para la producción de H2V. Estos costos disminuyen a lo largo del tiempo, debido a menores costos de las tecnologías de generación de ER y los electrolizadores. Los costos capitales totales sufren una disminución del 46% entre el escenario “Presente” y el escenario de “Largo Plazo”.

Los altos costos de inversión presentados están directamente relacionados con los elevados requerimientos energéticos de la industria, para los cuales es necesario disponer de una gran capacidad instalada de ER y de electrolizadores. El modelo considera la inyección de 27,5 kg H<sub>2</sub>/ton arrabio, lo que resulta en el reemplazo de 108,3 kg coque/ton arrabio.

A partir de los costos de inversión y consumos de combustibles se calculó el Costo Total de Propiedad (TCO) del caso de aplicación de hidrógeno. A continuación, se presenta la comparación de los TCO del caso de aplicación de hidrógeno y el caso base.

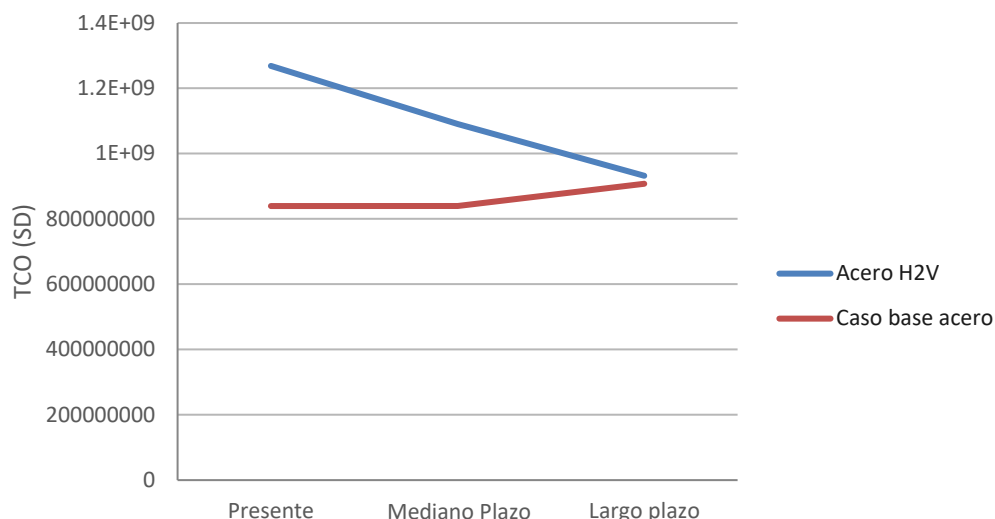


Figura 2-9. Comparación de TCO de aplicación de hidrógeno con respecto al caso base en la industria del acero

Fuente: Elaboración propia

En la Figura 2-9 se puede apreciar que la brecha va disminuyendo en el tiempo hasta alcanzar el *break even point* después del año 2050, por lo que se puede decir que a menos que existan ingresos complementarios, el proyecto podría ser viable después del año 2050. Esto también se puede notar con la diferencia entre los TCO en cada escenario temporal con el cual se puede llegar a la brecha a la viabilidad del proyecto presentada en la

Tabla 2-6.

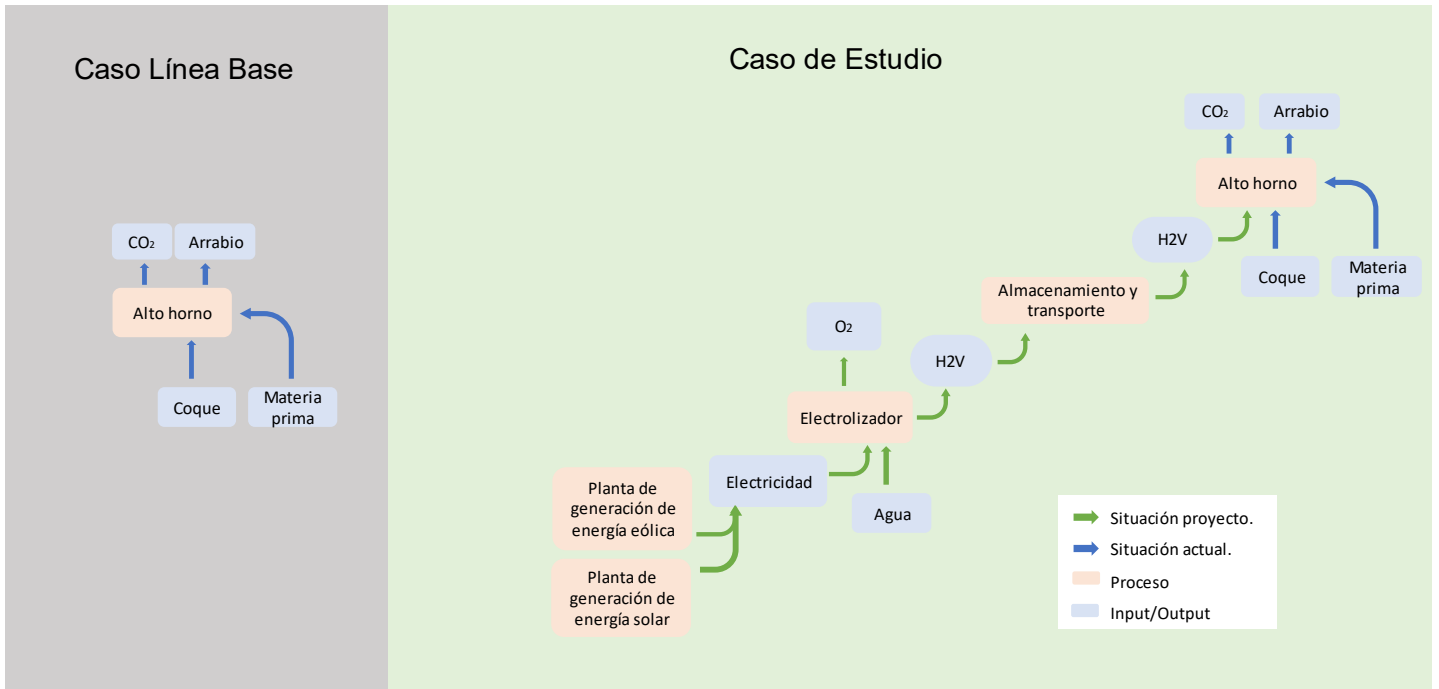
Tabla 2-6. Costos totales de propiedad y brecha a la viabilidad de aplicación de H2V en la industria del acero

	Presente	Mediano Plazo	Largo plazo
<b>TCO caso base (USD)</b>	\$839.440.012	\$839.639.379	\$907.670.795
<b>TCO aplicación H2V (USD)</b>	\$1.268.632.268	\$1.090.929.499	\$932.128.932
<b>Brecha a la viabilidad del proyecto (USD)</b>	\$-429.192.255	\$-251.290.119	\$-24.458.137
<b>Payback (año)</b>	No se alcanza	No se alcanza	No se alcanza

Fuente: Elaboración propia

Diagrama comparativo entre el caso base y analizado

En la Figura 2-10, se muestra un diagrama con los procesos implicados para el caso del acero.



**Figura 2-10. Diagrama de los procesos implicados en el caso de estudio de acero**

Fuente: Elaboración propia

Análisis de Sensibilidad

En la Figura 2-11 a continuación se realiza un análisis de sensibilidad de las principales variables del caso de estudio, las cuales corresponden al CAPEX del electrolizador, precio del coque y CAPEX de los quemadores, las cuales representan la mayor fuente de incertidumbre para la industria del acero. En ella se puede observar la variación porcentual de la brecha a la viabilidad (evaluada para escenario "Presente") cuando se someten estas variables a una variación entre  $\pm 50\%$ . Este ejercicio muestra cómo los costos de capital de las toberas no afectarán la rentabilidad de los proyectos en la industria del acero, pero el modelo sí será sensible al precio del hidrógeno (reflejado en el costo de inversión de electrolizadores) y el precio de los combustibles fósiles.

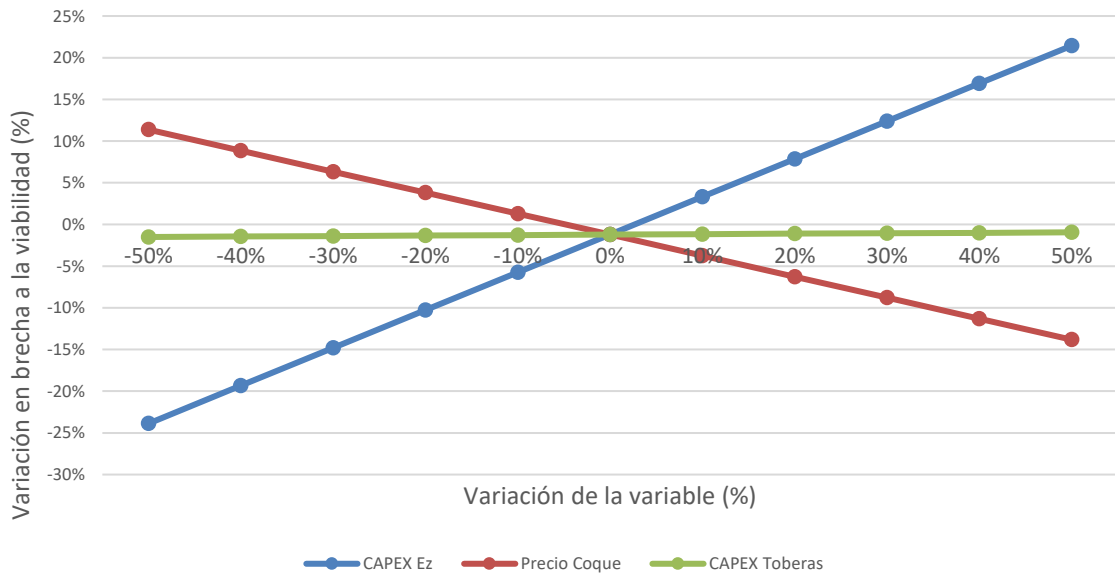


Figura 2-11. Análisis sensibilidad acero escenario “Presente”

Fuente: Elaboración propia

En el análisis se puede observar la variación porcentual de la brecha a la viabilidad cuando se somete a estas variables a una modificación entre  $\pm 50\%$ . El ejercicio muestra que las dos variables principales que impactan en la rentabilidad del proyecto está asociada al costo del electrolizador y el precio del coque.

En la medida de que el precio del coque sea mayor, la brecha a la viabilidad del caso de estudio disminuye porque el TCO del caso base aumenta. Por ejemplo, un aumento del coque en un 20% disminuye la brecha de viabilidad de proyecto en un 6,3%. Por otro lado, si el valor de los electrolizadores aumenta, la brecha a la viabilidad también aumenta. Para un aumento del costo en un 20%, la brecha es un 7,8% mayor. En la tabla a continuación se observa el impacto de las dos variables principales en la brecha a la viabilidad observada del proyecto, en donde el valor en verde indica la cantidad utilizada como parámetro original en el modelo.

Tabla 2-7. Análisis bivariado para variables principales caso acero

VAN actual	\$-429.192.255,17	Precio Electrolizador (USD)				
		630	741	872	1.003	1.153
Precio Coque (USD/ton)	181	\$-428.389.361	\$-459.745.278	\$-496.634.593	\$-533.523.907	\$-575.946.619
	213	\$-397.402.341	\$-428.758.258	\$-465.647.573	\$-502.536.887	\$-544.959.599
	250	\$-360.947.023	\$-392.302.941	\$-429.192.255	\$-466.081.570	\$-508.504.282
	288	\$-324.491.705	\$-355.847.623	\$-392.736.938	\$-429.626.252	\$-472.048.964
	331	\$-282.568.090	\$-313.924.008	\$-350.813.322	\$-387.702.637	\$-430.125.349

Si bien el análisis de sensibilidad presentado se realizó con los valores de la brecha a la viabilidad del escenario de corto plazo, estos resultados son extrapolables a los otros escenarios temporales analizados, donde la brecha a la viabilidad estará fuertemente influenciada por los costos del electrolizador (a mayor costo, mayor brecha) y del coque (a mayor costo, menor brecha).

## 2.3 Análisis técnico-económico para el transporte de personal de la minería

### 2.3.1 Estado actual del transporte de personas en minería

La minería es un sector central para la economía chilena, ya que representa el 10% del PIB nacional, produce más de la mitad de las exportaciones nacionales, y es una fuente importante de ingresos fiscales, a partir de lo cual el Estado chileno recibió cerca de USD 3 mil millones durante el 2020 (Dirección de presupuesto, 2020). La empresa estatal Codelco contrata cerca de 20.000 personas directamente.

Chile es el mayor productor de cobre del mundo, y posee un 28% del mercado mundial del metal. El país también produce cantidades importantes de plata, hierro y oro, y es el segundo exportador más relevante de litio, con un estimado de 51% de las reservas del mundo (International Trade Administration, 2021). Las empresas SQM y Albemarle son los actores más importantes en el sector de litio chileno. Con respecto al sector de cobre, los actores más importantes son la empresa estatal Codelco y varias empresas multinacionales incluyendo Anglo American, BHP Billiton, Antofagasta PLC y Freeport.

Se estima que el sector minero es directamente responsable de un 7% de las emisiones de GEI de Chile, y un 14% se consideran emisiones indirectas, entre estas se encuentran contenidas las emisiones asociadas al transporte de personal (Cerda, 2020). Recientemente, varias de las grandes empresas actualizaron sus compromisos con la reducción de emisiones en Chile. En particular, BHP y Codelco se comprometieron a reducir sus emisiones en un 70% para 2025 y 2030 respectivamente, mientras que Anglo American apunta a la carbono neutralidad para el año 2040 en todas sus operaciones internacionales.

Aunque existe una gran gama de aplicaciones de H2V en la industria minera, incluyendo los camiones CAEX vehículos de la minería subterránea, este capítulo se enfoca en la utilización del H2V como combustible en el transporte de personal asociado a las operaciones mineras.

### 2.3.2 Aplicación del H2V en el proceso

#### Estado del arte

El sector minero actualmente depende del uso intensivo de diésel en sus buses para el transporte de personal, donde el H2V puede presentar importantes ventajas por encima de otras alternativas en base a combustibles fósiles o incluso alternativas bajas en carbono. La utilización de celdas de combustibles de hidrógeno es una oportunidad para empresas del sector minero chileno de transitar hacia una minería baja en carbono y reducir tanto sus emisiones de GEI por concepto de movilización, ya sea de camiones CAEX, maquinaria pesada o buses de transporte, como sus gastos operacionales.

La definición de este tipo de caso de estudio considera el hecho de que reabastecer un bus que tiene celdas de combustibles de hidrógeno tomaría menos tiempo que recargar las baterías de un vehículo eléctrico (Deloitte & Ballard, 2020) y el hecho de que los buses de transporte del sector minero típicamente mantienen una ruta fija, lo cual permitiría la construcción de estaciones de combustible para esta aplicación.

La aplicación de H2V en la movilidad de pasajeros baja en carbono tiene otras ventajas para la industria de la minería chilena en particular. El sector está bien situado para adoptar el H2V no solo por su uso intensivo de energía, sino también por sus particularidades geográficas. Con las grandes minas ubicadas en sitios remotos del norte del país, las operaciones mineras podrían beneficiarse de la generación de H2V *on-site*, en vez de importar grandes cantidades de diésel.

En Chile, las regiones del norte poseen la mayor concentración de minas del país y cuentan con una presencia importante de energías renovables utilizadas en el proceso de electrólisis. Por esa convergencia, hay un fuerte interés por parte del sector minero en utilizar el H2V en varias de sus aplicaciones.

Actualmente, existen avances en términos de la electromovilidad en las operaciones mineras; tanto en el caso chileno como la industria internacional señalan que el H2V en la minería es un mercado en expansión. En 2021 la empresa Anglo American comenzó el proceso de incorporación de 17 buses eléctricos a su flota de transporte de pasajeros en Chile, y la empresa tiene una meta de reemplazar 50 buses tradicionales con alternativas eléctricas (Revista Electricidad, 2021). El sector minero internacional también busca acelerar su proceso de descarbonización con el uso de H2V; en 2020, las grandes mineras Anglo American, BHP, Fortescue y Hatch formaron un consorcio para evaluar el uso de H2V en sus operaciones.

En general, más del 36% del consumo de energía en Chile proviene del sector transporte, por lo que la utilización de H2V en aplicaciones de transporte, como en buses interurbanos y camiones de ruta, puede llegar a tener un potencial de mitigación de 3.352.120 toneladas de CO<sub>2</sub>eq (Comité Solar, 2020).

### Descripción

Por lo anterior, el transporte de pasajeros del sector minero representa una oportunidad para avanzar hacia metas de descarbonización articuladas con la estrategia de electromovilidad de Chile publicada en 2017 (Gobierno de Chile, 2017), de modo que será la aplicación para analizar en el estudio.

### **2.3.3 Caso de estudio**

Para este caso de estudio, se consideró el contexto de la Compañía Minera del Pacífico (CMP) y sus operaciones en mina Cerro Negro Norte, ubicada en la región de Atacama, donde se transporta personal desde la ciudad de Copiapó diariamente a la faena. El proyecto considera el recambio de 10 buses diésel por buses con celdas de combustibles que operen en base a H2V, recorriendo 150 kilómetros al día durante todo el año, transportando 42 pasajeros en promedio por bus. Actualmente CMP posee una flota de 23 buses a diésel y 1 bus eléctrico para un recorrido similar a las características del caso base descrito.

Se escogió este caso de estudio ya que se identifica por parte de la empresa una disposición al recambio de su actual flota de buses en base a combustibles fósiles por una tecnología baja en carbono. CMP a la fecha ya ha implementado buses eléctricos en el recorrido mencionado y en otros, y el hidrógeno podría ser una opción tecnológica carbono neutral para futuros desarrollos.

### Cuantificación diésel a sustituir

Los buses que actualmente utiliza CMP tienen un rendimiento de 0,4 L/km, por lo que, considerando el recorrido y la flota, el consumo de diésel a reemplazar es de 219.000 L/año para los 10 buses de la aplicación a analizar.

### Reducción de emisiones asociada

Para este cálculo se consideraron dos escenarios con dos metas de penetración de electromovilidad, el escenario 2030 (menos ambicioso) y el 2050 (más ambicioso). Lo anterior según ambición de Chile declarada en su NDC.

Con esto, en la Figura 2-12 se grafica la trayectoria de la reducción de emisiones en tonCO<sub>2</sub>eq para cada año y escenario.

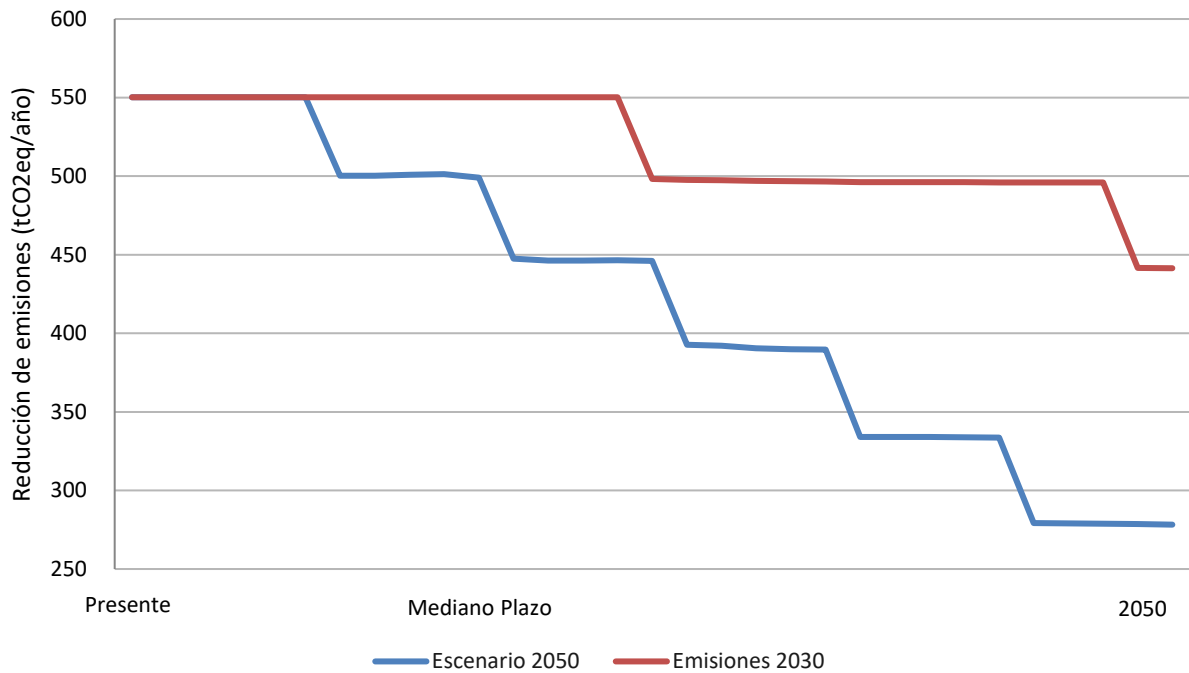


Figura 2-12. Trayectoria de la reducción de emisiones de la aplicación de H2V en transporte de personas en minería

### Cuantificación de demanda por H2V

La cantidad de Hidrógeno verde requerido para la aplicación propuesta está determinado por la siguiente ecuación:

$$REQ_{H2V} = Flota \cdot Rec \cdot 365 \cdot R_{bus}$$

Donde:

- $REQ_{H2V}$ : Demanda por Hidrógeno (ton/año)
- $Flota$ : Número de buses (buses)
- $Rec$ : Kilómetros recorridos al día por un bus (km/bus)
- $R_{bus}$ : Rendimiento del bus (kg/km)

Con esto, se obtiene que una demanda constante de H2V para todos los escenarios e igual a 43,8 ton H2/año.

### Modelo de generación eléctrica y producción de H2V

En el presente caso se propone que la producción de hidrógeno esté localizada cerca del punto de consumo, por lo que el costo de transporte del hidrógeno a este nivel de análisis se ha desestimado y solo se ha considerado una fracción de costo menor en almacenamiento, pensando en contar con un colchón mínimo que entregue el tiempo suficiente para estar transportando el combustible hacia la planta.

Por otra parte, en este caso se estableció que la planta de generación ERNC estará localizada en otra ubicación física fuera del sector de producción de hidrógeno, pero conectada al SEN y con inyección exclusiva para el consumo del electrolizador, por lo que se consideraron los costos de transmisión y se asume que el hidrógeno producido será considerado como verde.



## Dimensionamiento ERNC

Antes de calcular los costos y rentabilidad del proyecto a ser aplicado en la industria de la minería, es necesario conocer los requerimientos de energía de este. Teniendo en cuenta la necesidad energética del proyecto (reemplazo de 219.150 litros de diésel al año) y la ubicación de esta (zona norte), para los distintos escenarios, la capacidad instalada requerida se detalla en la

Tabla 2-8:

Tabla 2-8. Capacidad instalada del proyecto

Capacidad (MW)	Presente	Mediano Plazo	Largo Plazo
Capacidad electrolizador (Zona norte)	0,657	0,610	0,568
Capacidad solar a instalar (Zona norte)	0,70	0,65	0,61

Fuente: Elaboración propia

## Inversión Asociada

Para generar un modelo económico del caso de estudio de aplicación de H2V a la industria de la minería, se utilizaron los supuestos presentados en el Anexo 5. El modelo económico para esta industria implica el uso de buses en base a H2V para el transporte de personal a las faenas de operación mineras. Para este modelo se consideraron costos de inversión asociados a la generación de energía solar y producción de H2V, además del costo de la flota de buses, almacenamiento y distribución de H2V (terminal de recarga). Estos se encuentran presentados de forma desagregada a continuación.

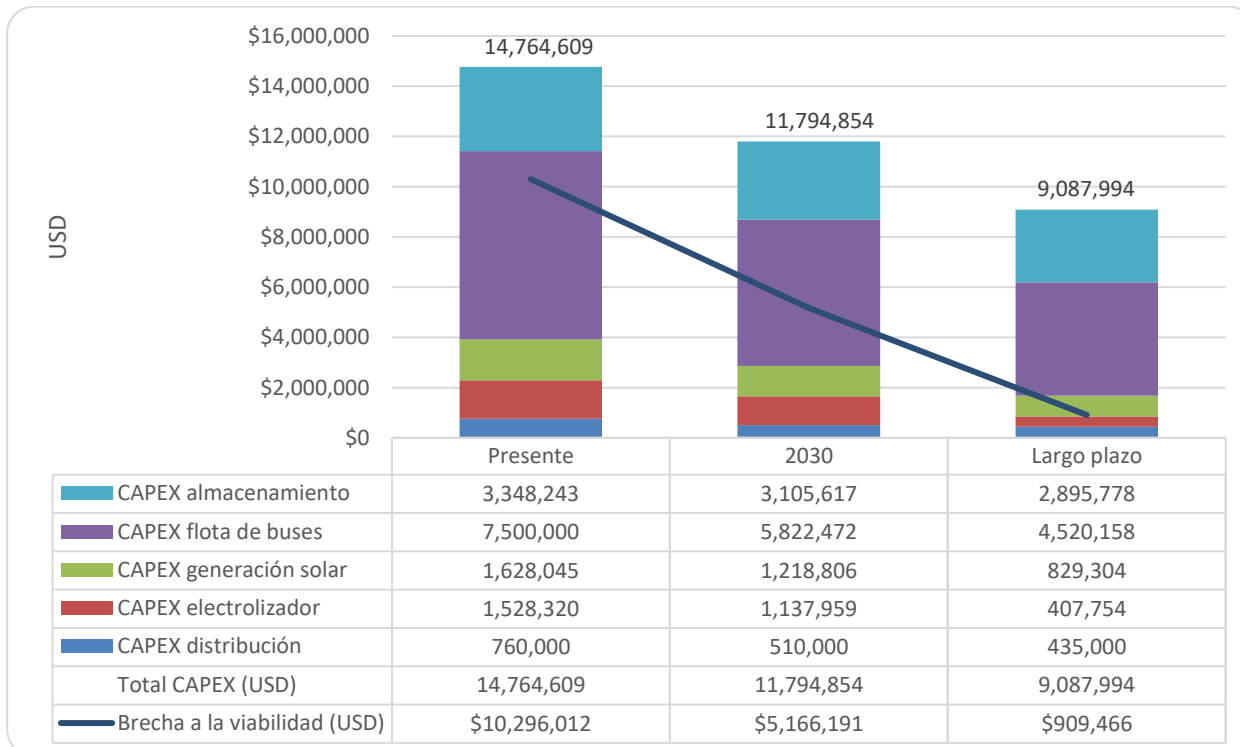


Figura 2-13. Costos capitales desagregados para la aplicación de H2V en la industria de la minería

Fuente: Elaboración propia

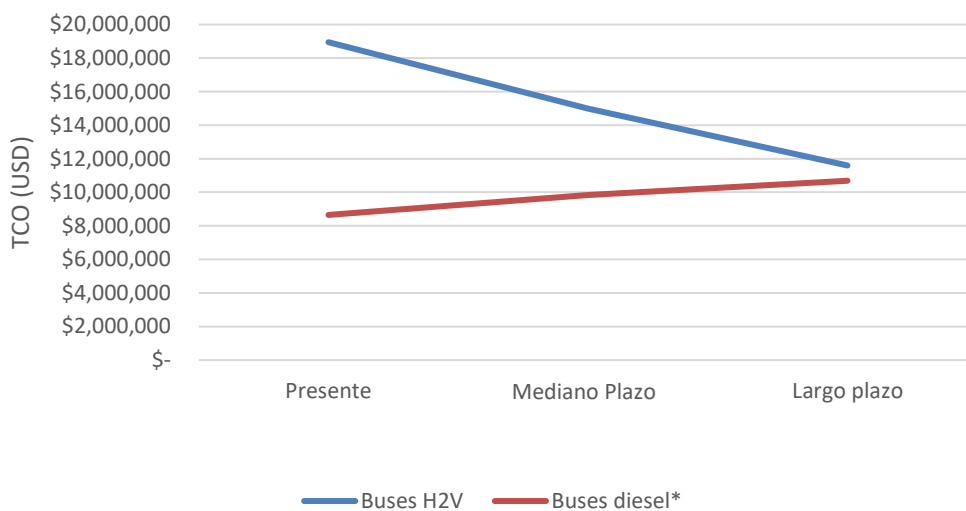
El escenario base, no considera la intervención del proyecto, y por tanto no contempla reacondicionamientos o inversiones adicionales por sobre la compra de buses diésel y la compra del combustible.

En la Figura 2-13 se observa que los costos de capital dominantes en la aplicación de H2V en la industria de la minería son la flota de buses y el CAPEX de distribución (asociados a la estación de carga). Lo anterior contrasta con los costos capitales en las industrias del cemento y acero, en los cuales la generación de ER y el electrolizador poseían la mayor significancia. Esto se da debido a la menor demanda de H2V en el modelo de aplicación de minería en comparación a cemento y acero.

Cabe destacar que el modelo económico considera un CAPEX de renovación de buses que no se encuentra ilustrado en la Figura 2-13. Este costo ocurre tras 10 años de uso de la flota de buses y corresponde a un 90% del costo inicial de la flota.

**Cálculo TCO y brecha de viabilidad**

Finalmente, mediante los costos capitales y consumos de combustibles, se calculó el Costo Total de Propiedad (TCO) del caso de aplicación de H2V y el caso base, con tal de identificar la brecha a la viabilidad del proyecto. En la Figura 2-14 se presenta una comparación de los TCO del caso de aplicación de H2V y el caso base.



**Figura 2-14. Comparación de TCO de aplicación de H2V con respecto al caso base en la industria de la minería**

Fuente: Elaboración propia

La brecha entre los TCO en cada escenario temporal corresponde a la brecha a la viabilidad del proyecto presentada en la Figura 2-14, la cual es positiva cuando el TCO del proyecto de aplicación de H2V es menor al caso base y negativa de lo contrario. En este caso de estudio, la brecha a la viabilidad es negativa en todos los escenarios temporales analizados.

En la Tabla 2-9, se presenta la brecha a la viabilidad comparando el caso base con la aplicación de H2V en cada escenario:

Tabla 2-9. Costos totales de propiedad y rentabilidad de aplicación de H2V en la industria de la minería

	Presente	Mediano Plazo	Largo Plazo
TCO caso base (USD)	\$4.946.779	\$5.390.119	\$5.710.988
TCO aplicación H2V (USD)	\$14.186.618	\$11.056.423	\$8.592.993
Brecha a la viabilidad del proyecto (USD)	\$-9.239.839	\$-5.666.304	\$-2.882.005
Payback (año)	No se alcanza	No se alcanza	No se alcanza

Fuente: Elaboración propia

En ninguno de los escenarios temporales evaluados se cierra la brecha de la viabilidad ni se logra recuperar la inversión inicial en la duración del proyecto (20 años). Entrevistas con expertos del sector indican que este tipo de proyecto también podrían beneficiarse de la utilización de las estaciones de recarga o buses para brindar otros servicios que permitan mejorar los perfiles de retorno del proyecto (por ejemplo, utilizando la estación de recarga para venta de H2V a otros servicios de transporte). Estas son alternativas que valdrá la pena estudiar para poder viabilizar económicamente los proyectos analizados en escenarios de rentabilidades negativas.

Diagrama comparativo entre el caso base y analizado

En la Figura 2-15 se muestran los procesos involucrados en el caso de estudio de la minería.

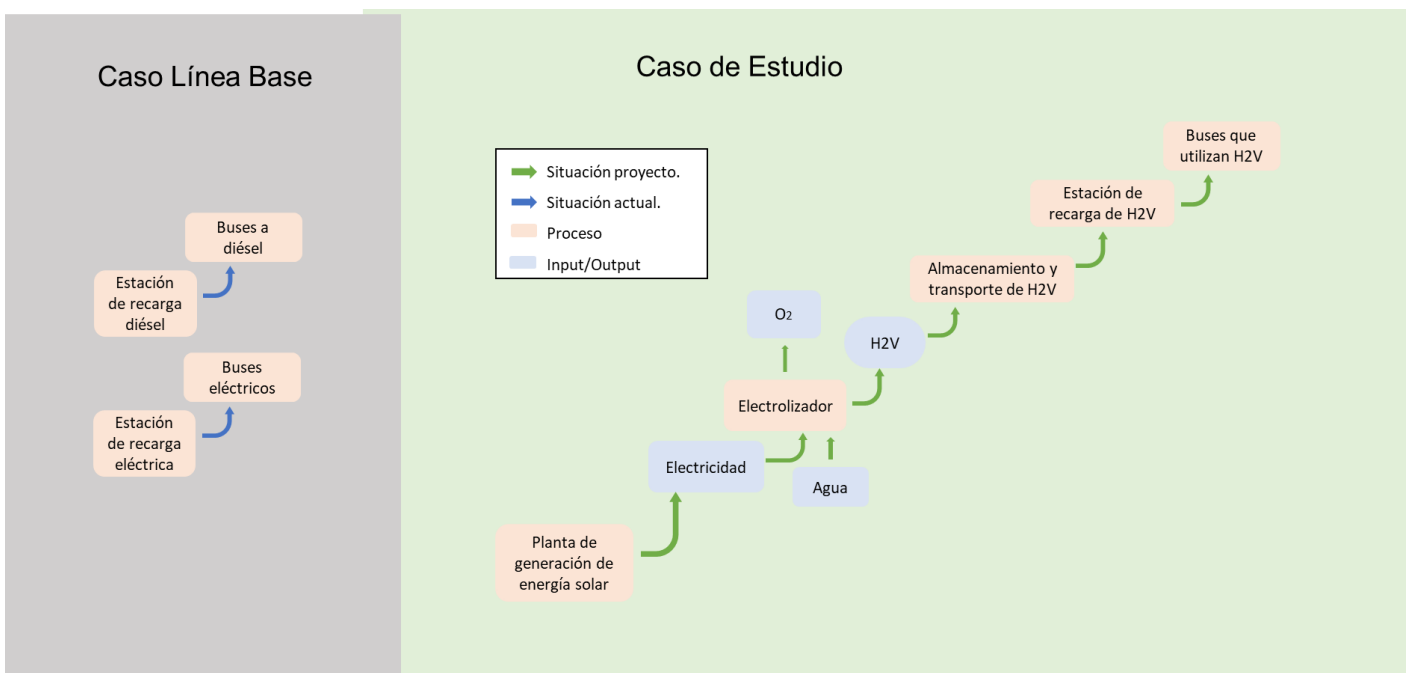
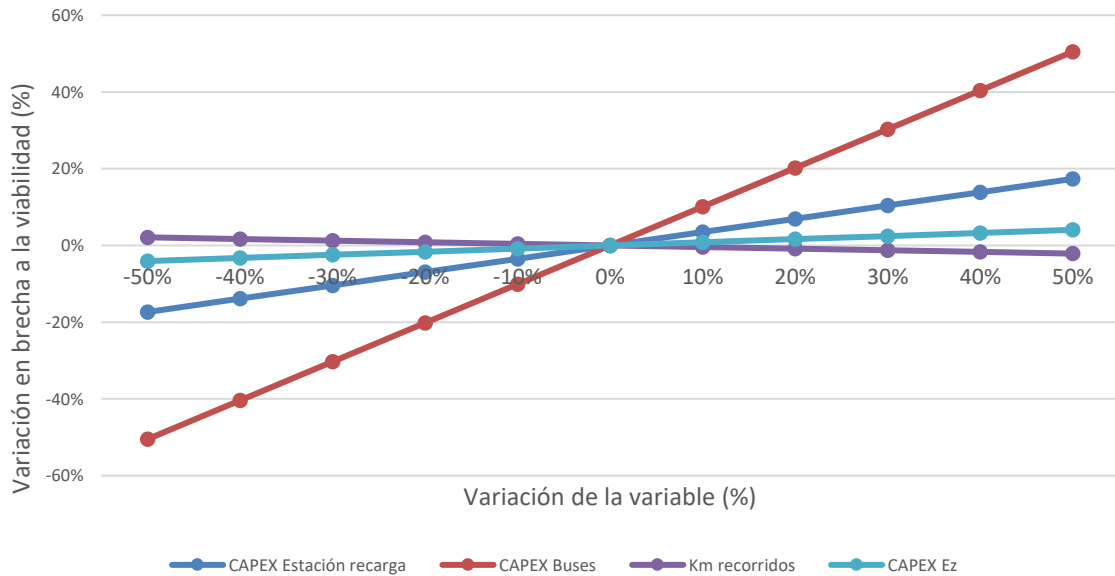


Figura 2-15. Diagrama de los procesos implicados en el caso de estudio de minería

Fuente: Elaboración propia

## Análisis de sensibilidad

En la Figura 2-16, se realiza un análisis de sensibilidad de las principales variables del caso de estudio, las cuales corresponden al CAPEX del electrolizador, estación de recarga y de buses a celdas de combustibles, así como los kilómetros recorridos, y representan la mayor fuente de incertidumbre para el uso de buses en la industria de la minería. La sensibilidad se realiza sobre los parámetros de manera independiente, donde el eje horizontal presenta la variación porcentual realizada en el parámetro, y el eje vertical el resultado sobre la brecha a la viabilidad en el escenario “Presente”.



**Figura 2-16. Análisis sensibilidad buses escenario “Presente”**

Fuente: Elaboración propia

En el análisis se puede observar la variación porcentual de la brecha a la viabilidad cuando se somete a estas variables a una modificación entre  $\pm 50\%$ . El ejercicio muestra que la variable principal en cuanto a la rentabilidad del proyecto está asociada al costo de los buses. La segunda variable relevante serán los costos de inversión asociados a la estación de recarga, y en tercer lugar el valor del electrolizador. Los kilómetros recorridos (relacionado con el trayecto evaluado) por los buses no tienen un impacto significativo, ya que a variaciones de  $\pm 50\%$  en este parámetro, la brecha a la viabilidad varía en un  $\pm 2,1\%$  respectivamente.

En la medida de que el precio de los buses sea mayor, la brecha a la viabilidad del caso de estudio aumenta. La variación en este parámetro incide prácticamente 1:1 en el modelo, es decir, ante un aumento del 20% en los costos de los buses, la brecha aumenta en un 20,2% para el escenario de “Presente”. Lo mismo ocurre para las disminuciones en el valor de los buses.

En segundo lugar, se encuentra el impacto asociado al costo de la estación de recarga. Se puede notar que a variaciones de  $\pm 20\%$  la brecha a la viabilidad calculada varía en un  $\pm 6,9\%$ , y para variaciones del  $\pm 50\%$  esto asciende a  $\pm 17,4\%$ . Si bien el impacto de esta variable es menor que para el caso del análisis de sensibilidad del costo de los buses, sigue teniendo un efecto considerable.

Finalmente, se puede ver que el valor del electrolizador, a diferencia de los casos de cemento y acero, no tiene impactos tan grandes en la brecha a la viabilidad. A un aumento del costo de los electrolizadores en un 50%, la brecha aumenta en un 4,1%. En la tabla a continuación se observa el impacto de las dos variables principales en la brecha a la viabilidad observada del proyecto, en verde se indica la cantidad utilizada como parámetro original en el modelo.

Tabla 2-10. Análisis bivariado de variables principales para caso minería

VAN actual	<b>\$-11.172.627,80</b>	CAPEX Dispensado (USD)				
		607.500	675.000	750.000	825.000	907.500
	<b>923.400</b>	\$-8.698.013	\$-9.617.473	\$-10.639.095	\$-11.660.717	\$-12.784.502
<b>CAPEX</b>	<b>1.026.000</b>	\$-8.950.739	\$-9.870.199	\$-10.891.821	\$-11.913.443	\$-13.037.228
<b>Buses</b>	<b>1.140.000</b>	\$-9.231.546	\$-10.151.006	\$-11.172.628	\$-12.194.250	\$-13.318.034
<b>(USD)</b>	<b>1.254.000</b>	\$-9.512.352	\$-10.431.812	\$-11.453.434	\$-12.475.057	\$-13.598.841
	<b>1.379.400</b>	\$-9.821.239	\$-10.740.699	\$-11.762.322	\$-12.783.944	\$-13.907.728

Si bien el análisis de sensibilidad presentado se realizó con los valores de la brecha a la viabilidad del escenario de corto plazo, estos resultados son extrapolables a los otros escenarios temporales analizados, donde la brecha a la viabilidad estará fuertemente influenciada por los costos de los buses.

### 3 Cálculo de reducción de emisiones de cada proyecto

En el presente capítulo, se entregarán los conceptos principales para la generación de una metodología de cálculo de reducción de emisiones asociado a un proyecto bajo en carbono, que esté en línea con estándares y criterios internacionales, y que permita transar certificados de reducción de emisiones bajo un potencial mecanismo del Artículo 6.

Por una parte, se entregarán lineamientos generales para el diseño de una metodología de cálculo de reducción de emisiones, junto a las implicancias generales de utilizar H2V como insumo principal en un proyecto de este tipo. Luego, esta metodología se aplicará a los casos de estudio definidos en los capítulos anteriores, estableciendo una línea base a partir de los compromisos sectoriales y nacionales (incorporados en la NDC) que permitan calcular las emisiones efectivamente evitadas por el proyecto. Vale la pena destacar que el análisis se centrará en aquellas emisiones que tienen un potencial de calentamiento global asociado, es decir, aquellos contaminantes que se puedan representar como CO<sub>2</sub>eq y por lo tanto produzcan reducciones que puedan ser luego transadas en los mercados de carbono del Artículo 6.

#### 3.1 Metodología general para estimación del potencial de reducción de emisiones

##### 3.1.1 Descripción del contenido de las metodologías

El nuevo mercado del Artículo 6, en ocasiones denominado "Mecanismo de Desarrollo Sostenible" (MDS), sustituirá al Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL), que funcionaba en el marco del predecesor del Acuerdo de París, conocido como Protocolo de Kioto. Hoy en día no existe una metodología de cálculo que rija la cuantificación de reducción de emisiones para este nuevo mecanismo, por lo que se propondrá una metodología para los distintos proyectos estudiados basado en las metodologías existentes del MDL, resguardando consistencia con los principios de las metodologías amparadas bajo el MDL y con los principios generales que plantean los mecanismos propuestos bajo el Artículo 6.

Los elementos mínimos por incluir para aplicar estas metodologías son:

1. **Descripción del proyecto:** Se debe presentar una definición general del proyecto y de todos los elementos de este.
2. **Tipos de acciones de mitigación de emisiones de GEI del proyecto:** Son las acciones específicas que realiza el proyecto para mitigar emisiones. Estas distintas acciones pueden ser reemplazo de combustibles más intensivos por combustibles más limpios, eficiencia energética, energía renovable, destrucción de GEI, evitar emisiones de GEI, entre otros.
3. **Condiciones importantes para la aplicación de la metodología:** Una metodología en particular es aplicable solamente en determinadas condiciones. Estas condiciones enumeran detalles y limitantes del proyecto.
4. **Parámetros importantes:** Es el listado de los parámetros primordiales a considerar tanto en el cálculo de la línea base como en el de los proyectos. Estos parámetros determinan los cambios que ocurren en ambos escenarios.
5. **Línea base de emisiones:** La línea base corresponde al escenario de referencia que representa la situación que se produciría en ausencia de la actividad del proyecto, es decir a las emisiones calculadas con los parámetros claves correspondientes a un escenario sin proyecto. La definición de la línea base de cada proyecto se determinará según las directrices que provee el MDL (y los estándares del mercado voluntario). Entre estas directrices se encuentran objetivos de calidad de datos, orientación, buenas prácticas sobre el proceso de recolección de datos y análisis para desarrollo de una línea base.

Cabe destacar que la línea base **debe ser lo suficientemente conservadora como para garantizar que las reducciones de emisiones logradas sean plenamente adicionales a las políticas y**

**medidas existentes y planificadas.** Que la línea base sea conservadora es elemental para no sobreestimar la cantidad de emisiones que efectivamente están siendo reducidas y así poder vender reducciones que sean reales y verificables. Al mismo tiempo, una línea base demasiado conservadora reducirá el valor generado a partir de los proyectos del Artículo 6. A su vez, el cálculo de la línea base se realizará con los valores actuales de los parámetros claves, por lo que podrá requerir actualización en el caso que el proyecto se realice en un futuro con otras condiciones de base. Una línea base actualizada que tenga en cuenta las nuevas políticas y medidas podría dejar menos espacio para reducciones adicionales de emisiones.

- 6. Escenario del proyecto:** Se incluye el cálculo de emisiones que se consiguen reducir con la ejecución de la actividad del proyecto. Es importante enfatizar que la referencia metodológica a escoger se utilizará solo para el cálculo de reducción de emisiones, no para la presentación de un proyecto de inversión a algún esquema o estándar de registro de reducciones de emisiones. Por tanto, no se contempla preparar el plan de monitoreo y verificación del proyecto, entre otras materias.

Además de los elementos mencionados anteriormente, es clave considerar en el diseño de proyectos de Artículo 6 el cumplimiento de los requisitos elaborados en el Acuerdo de París y las normas y directrices posteriores (aún por decidir). Estos incluyen:

- **Evitar el doble conteo:** las salvaguardas de doble conteo son exigencias de trazabilidad sobre el certificado de reducción de emisiones que limitan la comercialización a otros mecanismos de mercado de reducción de emisiones para evitar que las compensaciones se consideren dos o más veces.
- **Garantizar los principios de integridad ambiental:** Los principios de integridad ambiental se refieren a la mirada global de resguardo que tiene un sistema de compensación, dentro de estos destaca el hecho de que las compensaciones deben ser reales, medibles, verificables, adicionales, permanentes, entre otros.
- **Adicionalidad:** La adicionalidad corresponde a la determinación de que un proyecto no hubiese sido factible de desarrollar sin el esquema de compensación y que no hubiese existido debido a otras razones. Por lo tanto, la adicionalidad integra criterios que permiten discernir si el proyecto va más allá de la línea base, por ejemplo, podría incluir un análisis de adicionalidad legal o financiera.
- **Transparencia:** Se refiere a criterios que busquen la declaración de información y facilidad para reconstruir la estimación de reducción de emisiones.
- **Sostenibilidad:** Criterios y principios para garantizar la sustentabilidad ambiental del sistema.

Estos elementos son indispensables para la reputación de los resultados de los ITMOs y la validez de estos, por lo que deben ser considerados en el análisis del proyecto para asegurar la certificación de la reducción de emisiones y, en consecuencia, la bancabilidad de los proyectos.

En vista de lo descrito anteriormente, se escogieron distintas metodologías del MDL como referencia para los proyectos estudiados. Para la cuantificación de reducción de emisiones del caso de estudio en la industria del cemento, en la cual existe un reemplazo parcial del combustible de *petcoke*/carbón utilizado en los hornos rotatorios por H<sub>2</sub>V, la metodología se construirá a partir de una adaptación de dos referencias del MDL, *Switching fossil fuels* (AMS-III.B) y *Fossil fuel switch in existing manufacturing industries* (AMS-III.AN).

Para el caso de estudio en la industria del acero, donde existe un reemplazo del combustible de coque a H<sub>2</sub>V en el alto horno, la metodología se construirá a partir de una adaptación de tres referencias del MDL, *Use of charcoal from planted renewable sources in the production of inorganic compounds* (AM0082), *Fossil fuel switch in existing manufacturing industries* (AMS-III.AN) y *Switching fossil fuels* (AMS-III.B).

Finalmente, para el caso de estudio de los buses en la industria de la minería, donde existe un reemplazo de buses en base a combustibles fósiles por buses que utilizan H2V aplicado en celdas de combustible, la metodología se construirá adaptando dos referencias del MDL, *Introducción of LNG buses to existing and new bus routes (AMS-III.AY)* e *Introduction and operation of new less-greenhouse-gas-emitting vehicles (e.g. CNG, LPG, electric or hybrid) for commercial passengers and freight transport, operating on routes with comparable conditions. Retrofitting of existing vehicles is also applicable (AMS-III.S)*.

Las metodologías y cálculos de reducción de emisiones para los proyectos para la industria del cemento, acero y minera se encuentran en el Anexo 6, Anexo 7 y Anexo 8.

### 3.1.2 Hidrógeno verde y su impacto en las metodologías

Para poder establecer los beneficios del uso del H2V en los procesos productivos estudiados, es necesario primero definir qué es el H2V, qué atributos se le asignan, y cómo se miden tales atributos. Actualmente no existe una definición formal y centralizada del concepto de H2V (World Bank, 2021). Aun así, se puede tomar en consideración la definición dada por CertifHy, el cual es el principal estándar para certificación de hidrógeno bajo en carbono, el que define al hidrógeno bajo en carbono como el hidrógeno producido con una intensidad de emisiones por debajo del 60% de las emisiones promedio de un proceso productivo de hidrógeno tradicional. CertifHy define que las emisiones promedio de un proceso de producción de hidrógeno tradicional son equivalentes a 91 gr CO<sub>2</sub>-eq/MJ H<sub>2</sub>. Por lo tanto, si la intensidad de emisiones asociadas al proceso de producción de una planta de hidrógeno es menor a 36,4 gr CO<sub>2</sub>-eq/MJ H<sub>2</sub>, ese producto se considera como “hidrógeno bajo en carbono” (Barth, 2016). Adicionalmente, si este hidrógeno es producido mediante fuentes no renovables se sigue considerando como “hidrógeno bajo en carbono”, en cambio, si es producido mediante fuentes renovables se considera H2V. Cabe destacar que la metodología provista por CertifHy considera el uso de certificados de energía renovables, como los *Guarantee of Origin (GO)* para acreditar que la fuente de energía para la producción de hidrógeno es baja en carbono.

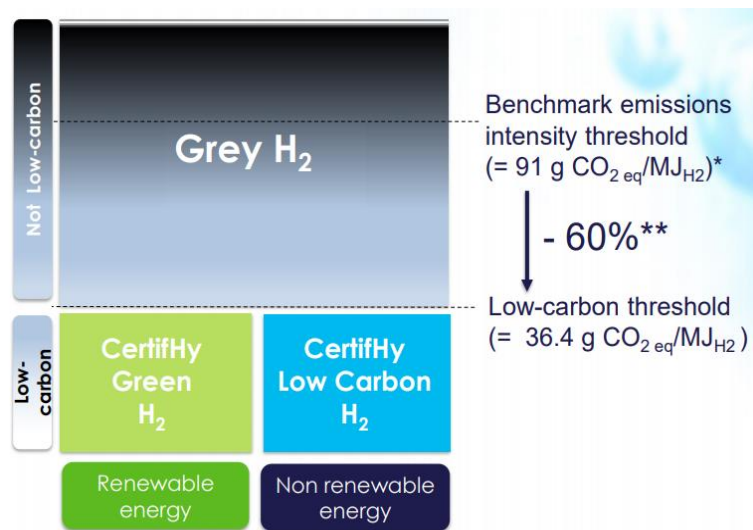


Figura 3-1. Clasificaciones de hidrógeno según origen de la energía

Fuente: (CertifHy, 2016)

El presente estudio, y los casos a analizar, consideran el uso de H2V para los procesos estudiados, generado a partir de fuentes renovables (eólica y/o solar), el cual se acoge a la definición proporcionada por CertifHy. Las emisiones asociadas al H2V se consideran igual a 0 ton CO<sub>2</sub>-eq/ton H<sub>2</sub>, considerando solo la operación de este producto, y no la manufactura de los componentes involucrados en la producción y uso del H2V (Hydrogen Council, 2021; Low Carbon Vehicle Partnership, 2020).



Por otro lado, uno de los desafíos más importantes para la implementación y comercialización de estos proyectos es poder entregar garantías de que el producto es efectivamente un producto que cumple con las especificaciones antes mencionadas. Es por esto que es tan importante el uso de sistemas de monitoreo, reporte y verificación (MRV) que sean confiables y coherentes con los mercados en donde se comercializará el producto. Para eso, lo principal será poder asegurar el origen de la energía utilizada para el proceso de producción de H<sub>2</sub>V.

En Chile existe un mercado de certificados de energía voluntario, pero no existe una metodología única y centralizada para acreditar el origen de esta energía, como tampoco existe una regulación que limite este mercado<sup>7</sup>. Entre las principales iniciativas para el monitoreo de energía renovable se encuentran: el programa “Huella Chile” implementado por el Ministerio del Medio Ambiente; un sistema centralizado de cálculo de reducción de emisiones en proceso de desarrollo a cargo del Ministerio de Medio Ambiente y el *Capacity-building Initiative for Transparency* (CBIT); el sistema RENOVA implementado por el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) durante el año 2021 (World Bank, 2021); la plataforma de trazabilidad “Pulse”, recientemente lanzada por la empresa Transelec y basado en la medición en el sitio de generación/consumo; y las metodologías utilizadas por instituciones acreditadoras de transferencia de certificados de energía renovable, como el utilizado por I-REC, que se basan principalmente en el Balance Eléctrico Nacional<sup>8</sup> publicado por el Coordinador Eléctrico de manera anual.

Independiente del sistema que se utilice, se recomienda siempre considerar la información a continuación en el monitoreo, reporte y verificación de la producción de H<sub>2</sub>V (World Bank, 2021):

- Fecha de puesta en marcha de la planta de producción de H<sub>2</sub>V
- Tipo de energía utilizada (acreditada por un sistema *off-grid* conectada a la planta, o mediante certificados de energía renovable)
- Fecha en la que se produjo el H<sub>2</sub>V
- Tecnología del electrolizador
- Porcentaje de energía renovable utilizada
- Apoyo financiero en la implementación del proyecto
- Emisiones asociadas a la producción de H<sub>2</sub>V (g CO<sub>2</sub>-eq/MJ H<sub>2</sub>)
- Adicionalidad de la energía utilizada (opcional)
- Conflicto con el uso de aguas (opcional)
- Conflicto con el uso de terrenos (opcional)

Estos insumos serán relevantes para el diseño del proyecto y el sistema de MRV durante la ejecución de este. En los próximos capítulos se describirán los resultados obtenidos aplicando la metodología de reducción de emisiones a cada caso de estudio.

### 3.2 Reducción de emisiones de los proyectos y precio al carbono para cerrar la brecha a la viabilidad

Para cada uno de los casos de estudio se calculó el potencial de reducción de emisiones en los distintos escenarios establecidos, definiendo una línea base y un potencial de abatimiento de acuerdo a los gases con potencial de efecto invernadero que son evitados. Vale la pena mencionar que mayor información sobre supuestos e información a considerar en la metodología de cálculo se puede encontrar en el Anexo 6: Metodologías y cálculos de reducción de emisiones para la industria del cemento, Anexo 7:

---

<sup>7</sup> No confundir con el mercado obligatorio ERNC según la Ley 20.257, el cual se monitorea a través del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN).

<sup>8</sup> Disponible en: <https://www.coordinador.cl/mercados/documentos/transferencias-economicas/antecedentes-de-calculo-para-las-transferencias-economicas/2021-antecedentes-de-calculo-para-las-transferencias-economicas/>

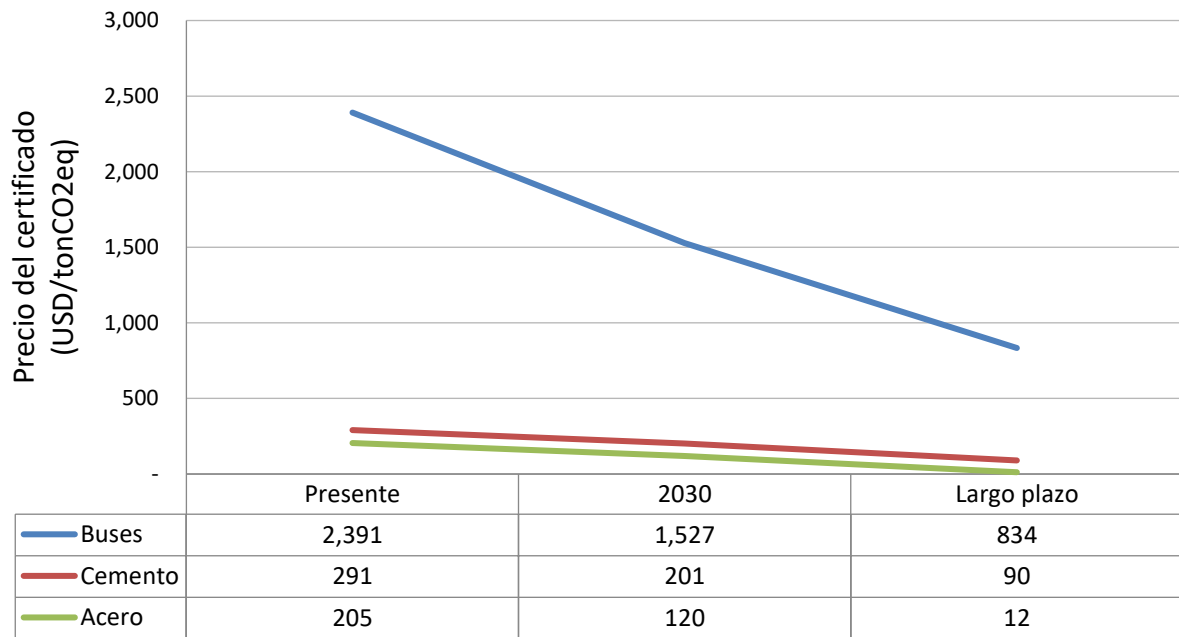
Metodologías y cálculos de reducción de emisiones para la industria del acero y en el Anexo 8: Metodologías y cálculos de reducción de emisiones para la industria minera.

En la tabla a continuación se muestra el potencial de abatimiento anual obtenido para cada caso de estudio. El factor de emisión considerado para el caso del acero contempla solo las emisiones de CO<sub>2</sub> y no de otros contaminantes. Se debe a que se utiliza la base de datos de Factores de Emisión (FF.EE.) comúnmente utilizada por la industria, correspondiente a la proporcionada por Worldsteel Association. Si bien el proceso de coquización del carbón podría tener asociadas emisiones de metano y óxido nitroso, estas son despreciables en comparación con las emisiones de CO<sub>2</sub> que ocurren, correspondientes a 1 kg CH<sub>4</sub>/TJ carbón metalúrgico y 1,4 kg N<sub>2</sub>O/TJ carbón metalúrgico según referencias de los FF.EE. del IPCC.

**Tabla 3-1. Potencial de reducción de emisiones calculado para los proyectos.**

Caso de estudio	Unidad	Presente	Mediano Plazo	Largo Plazo
<b>Minería</b>	ton CO <sub>2</sub> eq	550	550	441
	ton CO <sub>2</sub> eq de CO <sub>2</sub>	542	542	435
	ton CO <sub>2</sub> eq de CH <sub>4</sub>	0	0	0
	ton CO <sub>2</sub> eq de N <sub>2</sub> O	8	8	7
<b>Cemento</b>	ton CO <sub>2</sub> eq	50.215	48.093	45.972
	ton CO <sub>2</sub> eq de CO <sub>2</sub>	50.070	47.954	45.838
	ton CO <sub>2</sub> eq de CH <sub>4</sub>	51	49	46
	ton CO <sub>2</sub> eq de N <sub>2</sub> O	95	91	87
<b>Acero</b>	ton CO <sub>2</sub> eq	297.954	297.954	297.954
	ton CO <sub>2</sub> eq de CO <sub>2</sub>	297.954	297.954	297.954
	ton CO <sub>2</sub> eq de CH <sub>4</sub>	-	-	-
	ton CO <sub>2</sub> eq de N <sub>2</sub> O	-	-	-

A partir de los resultados obtenidos en el ejercicio anterior se realizó un ejercicio ilustrativo para entender el orden de magnitud de los precios de venta de los certificados de reducción de emisiones que cerrarían la brecha a la viabilidad de los proyectos. Para esto se consideró brecha a la viabilidad calculada en la Sección 2, y se dividió por la sumatoria de las emisiones evitadas durante 10 años, a partir del año correspondiente a cada escenario de modelación. El resultado se entiende como el precio del certificado que reduce la brecha a la viabilidad en la totalidad del proyecto. Los resultados se presentan en el gráfico a continuación:



**Figura 3-2. Precio al carbono para cerrar la brecha de la viabilidad**

Fuente: Elaboración propia

Para este ejercicio teórico se observa que la iniciativa de buses resulta ser la menos competitiva dado que es un proyecto más pequeño en inversión, y que mitiga menos emisiones en el tiempo. Además, este es el único proyecto en donde su línea base se ve afectada por los compromisos adquiridos a nivel país en la NDC, por lo cual la cantidad de certificados que puede transar efectivamente disminuye en el tiempo producto de la disminución en las emisiones consideradas en su línea base.

## 4 Oportunidades de la venta de certificados de reducción de emisiones bajo los esquemas del Artículo 6 del Acuerdo de París

El presente capítulo aspira a poder dimensionar distintos escenarios de ingresos económicos futuros, derivados de la venta de certificados de reducción de emisiones, bajo el contexto de un mercado de carbono establecido por los mecanismos de mercado del Artículo 6 del Acuerdo de París. Este capítulo está estructurado en torno a subcapítulos, cada uno con propósitos complementarios, los que se listan a continuación:

- Introducir brevemente los esquemas de mercado del carbono bajo el Artículo 6 del Acuerdo de París.
- Determinar los rangos de precio asociados a los certificados de reducción de emisiones.
- Determinar los rangos de duración del periodo de crédito al cual podrían aspirar los proyectos.
- Estudiar la compatibilidad de los esquemas definidos por el Artículo 6, al contexto chileno y su política climática.
- Presentar recomendaciones en cuanto a precio y periodos de acreditación para el caso chileno, y elaborar escenarios de análisis para contrastar los flujos esperados de venta de certificados, frente a la brecha a la viabilidad de los proyectos<sup>9</sup>.

### 4.1 Introducción a los esquemas de mercado bajo el Artículo 6 del Acuerdo de París

El Artículo 6 del Acuerdo de París contempla la constitución de un marco de cooperación voluntaria entre las distintas jurisdicciones para que estas puedan alcanzar las metas definidas en sus NDCs, y también logren un mayor nivel de ambición. De esta forma, por medio de los esquemas definidos por el Artículo 6 del Acuerdo de París, una jurisdicción podrá compensar económicamente esfuerzos de mitigación realizados en otra jurisdicción para cumplir una fracción de sus metas nacionales.

El Artículo 6 propone tres instrumentos para lograr las metas globales de mitigación de manera costo-efectiva. Los dos primeros corresponden a esquemas de mercado del carbono y el último a un esquema de no-mercado, detallados a continuación (Kizzier, Levin, & Rambharos, 2019):

- **Artículo 6.2.:** establece un marco de contabilidad de reducción de emisiones para habilitar la cooperación internacional a través de ITMOs. Los ITMOs podrían facilitar además el reconocimiento internacional de precios al carbono a través de, por ejemplo, la vinculación de mercados de carbono locales de dos o más países (como lo es la vinculación del esquema de *cap-and-trade* de la Unión Europea con las transferencias de reducción de emisiones de Suiza).
- **Artículo 6.4.:** consiste en la creación de un mecanismo central de la ONU (reemplazando al MDL del protocolo de Kioto) para comercializar los créditos de las reducciones de emisiones adicionales generadas a través de proyectos específicos. Por ejemplo, país A puede pagar (comprar) al país B por créditos de reducción de emisiones provenientes de un parque eólico situado en el país B. Esta situación genera una reducción de emisiones, donde el país B se beneficia de la energía limpia y el país A obtiene los créditos asociados a las reducciones que le podrían permitir cumplir con sus compromisos NDC. Cabe destacar que la transacción de reducción de emisiones, es decir, compra y venta, puede ser llevada a cabo tanto por entidades públicas como privadas.
- **Artículo 6.8.:** Reconoce una serie de medidas y acciones no basadas en mecanismos de mercado, orientadas a facilitar el cumplimiento de los objetivos del Acuerdo de París. En particular, se

---

<sup>9</sup> Se busca que la venta de los certificados de reducción de emisiones pueda acortar la brecha de viabilidad de los proyectos que se están analizando.

refiere a la coordinación de arreglos institucionales y políticas conjuntas entre distintas jurisdicciones.

**El foco del presente análisis se limitará a los esquemas de mercado (Artículos 6.2. y 6.4.),** en los cuales se pueda constituir un modelo de negocio que favorezca los flujos futuros de un proyecto de inversión. A continuación, se presenta una tabla comparativa de las características asociadas a la venta de reducción de emisiones en los programas del Artículo 6.2 y 6.4.

**Tabla 4-1. Comparación de características asociadas a la venta de certificados bajo el marco del Artículo 6.2 y Artículo 6.4**

Característica	Artículo 6.2	Artículo 6.4
<b>Reglas y pautas</b>	<p>Habrán ciertas expectativas a las que los proyectos deben adherirse (ejemplo ajustes correspondientes, contabilidad robusta), pero podría existir cierta flexibilidad sobre cómo se interpretan los términos. La interpretación específica de “reglas” para un proyecto o tipo de proyecto dado sería acordada por el Gobierno de Chile junto a los gobiernos colaboradores y quedaría documentado en los Contratos de Compra de Resultados de Mitigación (MOPA, por sus siglas en inglés). Es probable que los proponentes del proyecto tengan la oportunidad de influenciar decisiones sobre cuestiones claves en diseño, en conformidad al <i>Concept Note</i> y otra documentación del proyecto.</p>	<p>Habrán reglas definidas (ejemplo: periodo de acreditación, uso de metodologías, ajustes correspondientes, parte de los ingresos, mitigación general de emisiones globales) y los procedimientos que se deben seguir, similares al MDL. Las reglas serán conocidas, pero podrían ser restrictivas y/o conllevar altos costos de transacción.</p>
<b>Tiempo del proyecto</b>	<p>Los proyectos del Artículo 6.2 podrían negociarse y comenzar de inmediato; si bien las reglas y directrices aún se están negociando a nivel general, proyectos podrían ser iniciados a partir de la cooperación internacional<sup>10</sup> de dos o más países. Sin embargo, hay riesgos asociados a que los proyectos se pongan en marcha, y que luego las normas y directrices sean más (o menos) restrictivas de lo previsto, en cuyo caso, obligaría a los actores a realizar ajustes en los MOPA y/o diseños de los proyectos.</p>	<p>Los proyectos del Artículo 6.4 no pueden comenzar hasta que se negocien las reglas y directrices, y el mecanismo de gobierno junto a los órganos de supervisión estén establecidos y operativos. Por lo tanto, existe una incertidumbre considerable respecto a cuándo podrán comenzar tales proyectos. Lo más temprano que se podrían establecer las reglas y pautas sería en la COP26 en Glasgow (del 1 al 12 de noviembre de 2021). Mientras siguen las negociaciones, siguen funcionando los mercados voluntarios en base a los diversos estándares existentes y se deberá definir cómo transitar al nuevo mecanismo.</p>

<sup>10</sup> En el reporte publicado por Climate Focus (CF) y Perspectives Climate Group (PCG) se pueden encontrar antecedentes sobre algunos pilotos actualmente en desarrollo sobre cooperación internacional en torno al Artículo 6 (Greiner, 2020).

## Precio y condiciones de pago

Los enfoques cooperativos entre los países ofrecen una opción sencilla para fijar los precios acordados durante la vigencia de la MOPA (siendo posible también vender solo una fracción de los resultados de mitigación anticipados a través de los acuerdos de cooperación). Si bien es más común que los pagos se realicen en función del desempeño (basadas en reducción de emisiones documentadas reales), los gobiernos podrían llegar al acuerdo de proporcionar algunos fondos por adelantado para ayudar a financiar los primeros costos. Cualquiera de estas configuraciones estaría sujeta a negociación. Los acuerdos ofrecerían certeza de precios a los participantes del proyecto. Sin embargo, existe el riesgo de que los precios de mercado pudieran ser más altos que los precios acordados.

Es posible que las compañías privadas desarrollen contratos con contrapartes privadas, similar al enfoque cooperativo del gobierno. Alternativamente, los desarrolladores de proyectos podrían planear vender todos o solo una fracción de los certificados de reducción de emisiones resultantes, anticipando que los precios podrían ser más altos en el futuro. Si bien los modelos y los precios históricos de otros mercados ofrecen información sobre qué precios al carbono podría alcanzar el Artículo 6, no ha habido transacciones públicas aún del Artículo 6 para tomar estas decisiones.

Fuente: Elaboración propia

Si bien, actualmente no hay certeza sobre cómo serán las reglas de las transacciones de reducciones de emisiones internacionales a través de los esquemas mencionados en los Artículos 6.2 y 6.4 del Acuerdo de París, existen pilotos<sup>11</sup> en marcha que entregan una guía de cómo posiblemente sería el desarrollo de estos esquemas (incluyendo los rangos de precio y los rangos de periodo de crédito).

## 4.2 Rangos de precio

A continuación, se presenta un catastro del precio al carbono en distintos mercados y programas, tanto a nivel nacional como internacional. Este levantamiento de precios permite esbozar escenarios del comportamiento del precio al carbono en el Artículo 6.

### 4.2.1 Precios al carbono sugeridos en el estudio de modelación del Artículo 6 de la IETA

El informe de la International Emissions Trading Association (IETA por sus siglas en inglés), *The Economic Potential of Article 6 of the Paris Agreement and Implementation Challenges* (IETA, 2019), calcula los precios sombra<sup>12</sup> al carbono para los países y regiones participantes del Acuerdo de París. El cálculo de estos precios se realiza mediante la simulación de cuatro escenarios alternativos, que combinan dos casos de implementación de las NDCs y dos niveles de ambición de las NDCs.

<sup>11</sup> Algunos de estos pilotos han sido documentados en el reporte "*Landscape of Article 6 Pilots: A closer look at initial cooperative approaches*", preparado para el Nordic Environment Finance Corporation (NEFCO, 2019).

<sup>12</sup> Se entiende como precio sombra, un valor monetario asignado a costos actualmente desconocidos o difíciles de calcular en ausencia de precios de mercado correctos, lo cuál sería el caso de los programas del Artículo 6. Los valores sombra estimados se basan en el principio de la disposición a pagar de la demanda.

Dentro de los casos de implementación de la NDC se considera el (1) escenario de implementación independiente y el (2) escenario de implementación cooperativa. El escenario de implementación independiente supone que los países aplican sus objetivos NDC de forma autónoma y continúan descarbonizando sus economías por su cuenta hasta cumplir sus metas 2030 y posteriores. Se supone que cada país alcanza su límite de emisiones NDC mediante políticas económicamente eficientes (por ejemplo, a través de impuestos al carbono sobre las emisiones fósiles e industriales).

De forma contraria, el escenario de implementación cooperativa supone que los países trabajan en conjunto en el cumplimiento de sus objetivos NDC y reducen más allá del año 2030 en virtud del Artículo 6 del Acuerdo de París. En este escenario, los países pueden comprar y vender ITMOs, que representan con exactitud mitigaciones reales de emisiones, siendo instrumentos confiables para alcanzar sus objetivos de descarbonización.

Por su parte, los dos escenarios de implementación (independiente y cooperativa) consideran un escenario base que contempla el conjunto original de NDCs con una ambición continua hasta 2030, y un escenario de sensibilidad de ambición mejorada, que aumenta la ambición de las NDCs posterior al 2030. A continuación, se presentan los precios sombra al carbono resultantes del análisis de la IETA.

**Tabla 4-2. Precios sombras resultantes del análisis de la aplicación mundial del Artículo 6, en USD/ton CO<sub>2</sub>**

Escenario de ambición	Escenario de implementación	2030	2050 <sup>13</sup>
<b>Escenario básico de NDC</b>	Independiente	0-101	0-111
	Cooperativa	38	52
<b>Escenario NDC mejorado (después de 2030)</b>	Independiente	No aplica	95-159
	Cooperativa	No aplica	110

Fuente: (IETA, 2019)

En algunos aspectos, los precios sombra de la aplicación cooperativa podrían considerarse bajos, ya que asume que todos los países y regiones siguen las estrategias de aplicación más eficientes. Además, los precios calculados en este estudio no consideran el impacto del reciente conjunto de mejoras introducidas en las NDCs, las cuales debieran aumentar los valores en los escenarios de implementación independiente y cooperativa por sobre los propuestos en el escenario básico. **Un precio de 38 USD/ton CO<sub>2</sub>e podría considerarse el precio mínimo esperado que debiera tener un proyecto de acuerdo con el Artículo 6 en 2030, que resguarde la integridad ambiental y la doble contabilidad.**

#### 4.2.2 Precio al carbono en los programas obligatorios del mercado regulado de carbono

Dentro de las partes del Acuerdo de París que se adosan al Artículo 6 (para el Artículo 6.2), Suecia, Suiza y Canadá han sido los más activos, hasta la fecha, en el avance de proyectos piloto y acuerdos de cooperación internacional. Los tres países participan en esquemas de comercio de derechos de emisión (ETS, por sus siglas en inglés). Suecia participa en el EU ETS, mientras que el programa suizo de comercio de emisiones se encuentra vinculado al EU ETS, pero de manera provisional. Por su parte, Canadá tiene un mandato de mercado que insta a todas las provincias a adoptar la fijación de precios al carbono. Los programas existentes de ETS de Quebec y California (Western Climate Initiative – WCI), cumplen estos requisitos. Otros posibles compradores, como Nueva Zelanda y Corea del Sur, también cuentan con un ETS.

<sup>13</sup> Las proyecciones de precio de la IETA llegan hasta 2040. Para efectos de este estudio, se presenta una proyección lineal a partir de los valores del 2030 y 2040 para los precios sombra del carbono para el año 2050 de los distintos escenarios modelados en dicho estudio.

En los últimos 2 años, los precios de estos programas ETS han oscilado entre 11-69 USD/ton CO<sub>2</sub>e, y algunos programas han mostrado una considerable volatilidad de precios. En algunos casos, los precios han aumentado con las expectativas de objetivos de mitigación más ambiciosos, y en otros, los precios han disminuido durante el periodo, potencialmente afectados por tendencias económicas más amplias que contribuyen a un exceso de oferta de derechos de emisión. A continuación, se muestra una tabla que resume los precios más altos y bajos durante el periodo revisado para cada ETS, además en la Figura 4-1 se muestra el comportamiento temporal.

**Tabla 4-3. Precios de los créditos de carbonos comercializados en los ETS mencionados, desde el 1 de enero de 2020 hasta la actualidad (USD/ton CO<sub>2</sub>e)**

Programa de ETS	Precio más bajo del ETS	Fecha precio más bajo	Precio más elevado del ETS	Fecha precio más alto
WCI	\$16,68	Mayo 2020	\$18,8	Mayo 2021
EU ETS	\$18,04	Marzo 2020	\$68,62	Mayo 2021
Suiza	\$27,60	Noviembre 2020	\$46,70	Marzo 2021
Nueva Zelanda	\$13,42	Marzo 2020	\$30,63	Junio 2021
Corea del Sur	\$9,36	Junio 2021	\$33,20	Marzo 2020

Fuente: International Carbon Accounting Partnership, 2021.<sup>14</sup>



**Figura 4-1. Precios de los créditos de carbonos comercializados en los ETS desde el 1 de enero de 2020 hasta la actualidad (USD/ton CO<sub>2</sub>e)**

Fuente: International Carbon Accounting Partnership, 2021.

Debido a la mayor ambición publicada en las nuevas NDCs de diversos países, parece probable que los actuales precios al carbono del EU ETS, ya elevados, aumenten en la próxima década. Como informa Bloomberg Green (Krukowska, 2021), la Comisión Europea proyecta precios al carbono entre 50 y 85

<sup>14</sup> Consultado el 22 de julio de 2021.



EUR/ton CO<sub>2</sub>e en 2030, como consecuencia de la reciente revisión del ETS. Los precios al carbono en la región europea se han duplicado en los últimos dos años, hasta superar los 55 EUR/ton CO<sub>2</sub>e, debido a las expectativas de que las reformas (que ya se han producido) refuercen el EU ETS y aumenten la demanda de permisos de emisión.

Cabe destacar que, de forma complementaria a los programas de comercio de emisiones, también son relevantes los diversos impuestos sobre el carbono que se pagan en países de todo el mundo. Aunque solo un par de sistemas impositivos sobre el carbono permiten el cumplimiento mediante compensaciones u *offsets*, incluido el impuesto al carbono de Chile, estos precios ofrecen una idea de la disposición nacional a pagar por la mitigación de GEI. A modo ilustrativo se presentan algunos valores de gravámenes existentes en algunas jurisdicciones (World Bank, 2021).

**Tabla 4-4. Impuestos sobre el carbono en USD (precios nominales del 1 de abril de 2021)**

Jurisdicción	Impuesto al carbono (USD/ton CO <sub>2</sub> )
<b>Provincias Canadienses</b>	
Columbia Británica	35,81
Nuevo Brunswick	31,83
Labrador, Terranova, Territorios del Noroeste y la Isla del Príncipe Eduardo	23,88
Dinamarca	28,14
Finlandia	72,83 (combustibles para el transporte) 62,23 (otros combustibles fósiles)
Francia	52,39
Islandia	34,83
Irlanda	39,35
Liechtenstein	101,47
Luxemburgo	40,12 (combustibles diésel) 23,49 (otros combustibles fósiles)
Países Bajos	35,24
Noruega	69,33
Portugal	28,19
Eslovenia	20,32
España	17,62
Suecia	101,47
Suiza	101,47
Reino Unido	24,80

Fuente: (World Bank, 2021)

### 4.2.3 Precios actuales en los mercados voluntarios de carbono

En el otro lado del espectro, los programas de compensación voluntaria son cada vez más aceptados para el cumplimiento de ciertas obligaciones de mitigación, como el Sistema de Compensación y Reducción de Emisiones de Carbono para la Aviación Internacional (CORSIA, por sus siglas en inglés), así como ciertos programas de impuestos sobre el carbono y ETS. Por ejemplo, los créditos del American Carbon Registry, Climate Action Reserve, Gold Standard y VCS son aceptados por el CORSIA, y los créditos de estos dos últimos programas también son aceptados por Colombia y Sudáfrica en el marco de sus mercados regulados. El Programa de Reducción Voluntaria de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero de China también es aceptado por CORSIA, además de los diversos programas piloto chinos. De estos programas, solo el Gold Standard ha indicado que se requerirán ajustes correspondientes para los proyectos que operen en el futuro. Los precios de estos mercados han estado, en promedio para 2018 y 2019, en valores por debajo de los 5 USD/ton CO<sub>2</sub>.

Para el Gold Standard, se espera que los precios aumenten con los cambios en la oferta y la demanda en los diferentes mercados. Por ejemplo, el compromiso de neutralidad de carbono del sector de la aviación (en el que se deben compensar las emisiones que superen los niveles de 2019) será obligatorio para las aerolíneas participantes a partir de 2027 (Neutral Capital Partners, 2020). Asimismo, los precios podrían aumentar con el tiempo a medida que los programas nacionales de ETS aumenten su rigor, en línea con los objetivos nacionales de mitigación. Otros factores que afectan a los precios del mercado voluntario son el tamaño del proyecto, la ubicación, la antigüedad, la metodología MRV<sup>15</sup> utilizada, la calidad del proyecto<sup>16</sup>, las economías de escala, las comunicaciones del proyecto y el valor de los beneficios más allá del carbono. Cabe señalar que los proyectos Gold Standard se ofrecen a la venta en el mercado por un precio que oscila entre los 10-47 USD/ton CO<sub>2</sub>-eq (Gold Standard Marketplace Website, 2021), donde el costo del intermediario está incluido. Sin embargo, los precios en el mercado tienen en cuenta los resultados de un modelo de fijación de precios de créditos de carbono de comercio justo y los beneficios del desarrollo sostenible y no el atributo específico de tener un ajuste correspondiente para evitar la doble contabilidad de CO<sub>2</sub>e.

Otro indicador importante para estimar el precio al carbono corresponde al de las compensaciones de “grado de cumplimiento específico” utilizadas para cumplir con los programas nacionales o subnacionales obligatorios de fijación de precios al carbono. Algunos programas de cumplimiento obligatorio permiten utilizar compensaciones para satisfacer una parte de la obligación de cumplimiento, como lo es, por ejemplo, el caso del impuesto de carbono en Chile con el programa de compensación de emisiones que entrará en vigencia a partir del 2023. Estas compensaciones suelen proceder de programas nacionales de compensación establecidos con este fin. En la mayoría de los casos (a excepción de las transferencias de créditos de compensación entre California y Quebec), las reducciones de emisiones de estos programas no se transfieren internacionalmente de un país a otro, por lo que no estarían sujetas a un ajuste de precio. Dentro de los programas estudiados, la excepción sería el programa suizo (con precios de 83-85 USD/ton CO<sub>2</sub>), se debe tener en cuenta que los países pueden estar dispuestos a pagar un precio más alto por las compensaciones nacionales (debido a los co-beneficios esperados y al menor riesgo por transacción) que por las internacionales.

---

<sup>15</sup> El uso de una metodología más conservadora que se incline por subestimar las reducciones de emisiones del proyecto se valorará más que una que se arriesgue a sobreestimar las reducciones de emisiones conseguidas.

<sup>16</sup> Además de realizar el ajuste correspondiente para evitar el doble conteo de las reducciones de emisiones, otros aspectos de la calidad del proyecto incluyen el enfoque o los enfoques utilizados para justificar cómo el proyecto es adicional a las acciones habituales.

Tabla 4-5. Detalles de programas obligatorios que aceptan compensaciones

Programas de <i>Offset</i>	Mecanismos que aceptan compensaciones de los programas de <i>Offset</i>	Precios reportados al 2019 (rango en USD/ton CO <sub>2</sub> a menos que se indique lo contrario)
Alberta Emission Offset System	Alberta TIER	14-19
Australia ERF	Australia ERF Safeguard Mechanism	10-11
British Colombia Offset Program	Greenhouse Gas Industrial Reporting and Control Act (GGIRCA)	11,41 dólares canadienses (media ponderada)
California Compliance Offset Program	California ETS, Quebec ETS	14,13 (media ponderada)
J-Credit Scheme	Saitama ETS	16,66 (energía renovable) 13,26 (eficiencia energética) <sup>17</sup>
Quebec Offset Crediting Mechanism	California ETS, Quebec ETS	12,79 (media ponderada)
Republic of Korea Offset Crediting Mechanism	Republic of Korea ETS	25-33
Switzerland CO <sub>2</sub> Attestations Crediting Mechanism <sup>18</sup>	Producers and importers of fossil motor fuels	83-85
Tokyo Cap-and-Trade Program	Tokyo Cap-and-Trade Program	46-59

Fuente: (World Bank, 2020)

#### 4.2.4 Precio social al carbono

El precio social de un gas de efecto invernadero es el valor monetario del daño neto para la sociedad asociado a la adición de una cantidad de ese GEI a la atmósfera en un año determinado. Los organismos gubernamentales utilizan estos valores para estimar los beneficios (o daños) sociales de las acciones que reducen (o aumentan) las emisiones de CO<sub>2</sub>e.

En Chile el Ministerio de Desarrollo Social realiza una estimación de este valor en su reporte *Estimación del Precio Social del CO<sub>2</sub>* (Ministerio de Desarrollo Social, 2016). En esta se determinó un valor intermedio del precio social del CO<sub>2</sub> de \$32,5 USD/tCO<sub>2</sub>, estableciendo para ello un costo marginal de abatimiento del CO<sub>2</sub> que permite cumplir con las metas de mitigación nacionales.

Por otro lado, Estados Unidos presentó recientemente una actualización provisional de sus estimaciones del precio social del carbono (Grupo de Trabajo Interinstitucional, 2021). Al igual que las estimaciones realizadas anteriormente en este país, se utilizó una tasa de descuento del 3% para captar una tasa de

<sup>17</sup> Calculado con una tasa de conversión de 0,009 USD/yen.

<sup>18</sup> El programa de Suiza permite expresamente el cumplimiento de las reducciones de emisiones que tienen lugar en el extranjero, en consonancia con el Protocolo de Kioto y el Acuerdo de París. Las reducciones de emisiones deben ser complementarias, promover el desarrollo sostenible en el país de acogida y no pueden haber sido reclamadas ya por otro país (FOEN, 2020).

interés del consumo<sup>19</sup>. Sin embargo, dado que los tipos de interés recientes han sido inferiores al 3%, muchos analistas sostienen que debería utilizarse un tipo de descuento inferior. Se espera que los costos sociales y las tasas de descuento se reevalúen en futuras actualizaciones del precio social del carbono.

**Tabla 4-6. Precio social del CO<sub>2</sub>-eq en Estados Unidos, 2020-2050 (en USD<sub>2020</sub>/ton CO<sub>2</sub>e)**

Año de las emisiones	Tasa de descuento y estadística			
	5%	3%	2,5%	3%
	Promedio	Promedio	Promedio	95% percentil
2020	14	51	76	152
2025	17	56	83	169
2030	19	62	89	187
2035	22	67	96	206
2040	25	73	103	225
2045	28	79	110	242
2050	32	85	116	260

Fuente: Elaboración propia en base a fuentes externas

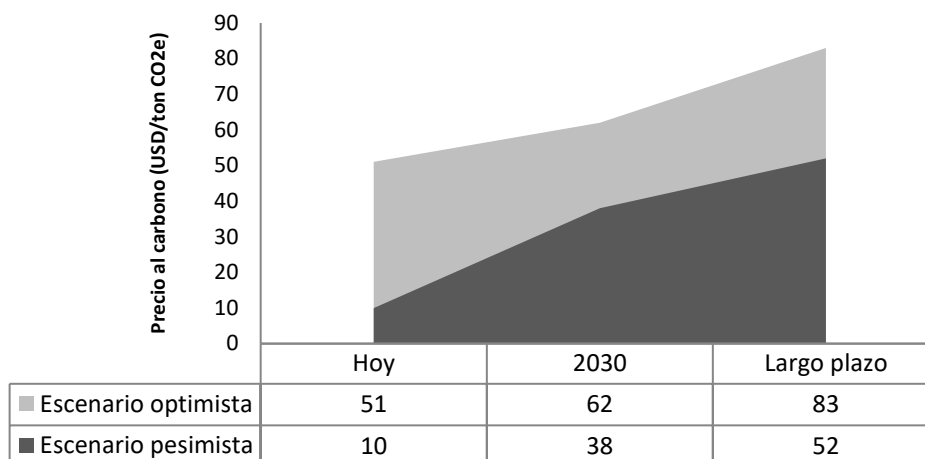
#### 4.2.5 Rangos de precio para análisis financiero del Artículo 6

En base a los precios de referencia presentados anteriormente en la Sección 4.2, se recomienda asumir dos escenarios, uno de precios bajos y otro de precios altos. El escenario de precios bajos sugerido comienza con un precio al carbono que resultaría atractivo para los participantes en una amplia gama de mercados de ETS de países desarrollados, sobre la base de los precios de los derechos de emisión y las compensaciones (USD 10/tonCO<sub>2</sub>eq). El precio aumentaría de forma lineal hasta alcanzar los 38 USD/ton CO<sub>2</sub> (el precio de mercado eficiente para la aplicación global del Artículo 6 en 2030), teniendo en cuenta que se cumplan con las metas planteadas en las NDCs. A partir de ahí, la trayectoria aumenta de forma lineal hasta alcanzar un precio de 52 USD/ton CO<sub>2</sub> en 2050 (el precio al carbono en 2050 considerando la aplicación global eficiente de las NDCs originales)<sup>20</sup>.

Por otro lado, se consideró para el escenario de precio alto, las proyecciones de precio utilizadas para el precio social del carbono de USA, partiendo en 51 USD/ton CO<sub>2</sub> para el escenario Presente, llegando a 83 USD/ton CO<sub>2</sub> para el escenario Largo Plazo. Esto con tal de asegurar una diferencia significativa entre ambos escenarios, logrando incluir valores actuales y esperados del EU ETS y escenarios más ambiciosos de la IETA.

<sup>19</sup> El interés de consumo corresponde a la razón en la cual se intercambia una unidad de consumo en el presente por una unidad de consumo en el futuro.

<sup>20</sup> Se toman los valores de 38 y 52 USD/ton CO<sub>2</sub> para 2030 y 2050, respectivamente, correspondientes a las proyecciones de los precios sombras resultantes del análisis de la aplicación mundial del Artículo 6 en el escenario cooperativo del cumplimiento de las NDC (IETA, 2019). El detalle está presentado en la sección Precios al carbono sugeridos en el estudio de modelación del Artículo 6 de la IETA.



**Figura 4-2. Precio certificado de reducción de emisiones**

Fuente: Elaboración propia en base a fuentes secundarias

### 4.3 Duración del periodo de crédito

A continuación, se presenta un levantamiento de los posibles periodos de acreditación que tendrán los programas del Artículo 6, según el borrador de negociación de este mismo Artículo y otras referencias bibliográficas revisadas.

#### 4.3.1 Periodo de acreditación de los programas del Artículo 6.2 y del Artículo 6.4 según el borrador presentado para la negociación

Teniendo en cuenta el borrador del proyecto de negociación (véase el Anexo 9), los programas del Artículo 6.2 tienen una flexibilidad considerable para definir el periodo de acreditación. Las diferentes versiones del texto no ofrecen ninguna orientación sobre la duración del periodo de acreditación, salvo el requisito de que el periodo de acreditación no comience antes de 2021. Existe la posibilidad de que este tema sea objeto de nuevas orientaciones por parte de la Conferencia de las Partes, que actúa como reunión de las Partes del Acuerdo de París (CMA, por sus siglas en inglés).

Los proyectos del Artículo 6.4<sup>21</sup> están sujetos a un periodo de acreditación máximo de:

- 10 años; o
- 5 años, con la opción de renovar dos veces, para un total de 15 años.

Hay que tener en cuenta que las renovaciones están sujetas a un ajuste de la línea de base y revisión de la adicionalidad del proyecto, por lo que es probable que el segundo y el tercer periodo generen incrementalmente menos reducciones de emisiones. Las normas detalladas para la aprobación de las renovaciones no están definidas aún y serán presentadas posteriormente por la CMA. Además, las renovaciones requieren la aprobación tanto del Órgano de Vigilancia como del gobierno anfitrión.

Los gobiernos anfitriones pueden adoptar periodos de acreditación más cortos que el máximo permitido y tienen la opción de especificarlo antes de decidir su participación. Asimismo, pueden indicar si se permite la renovación del periodo de acreditación. La especificación del periodo de duración del crédito por parte del anfitrión incluiría una explicación de cómo la elección es compatible con su NDC y su estrategia a largo plazo, según corresponda.

<sup>21</sup> Cabe señalar que el texto del 13 de diciembre incluye una redacción que podría dar lugar a diferentes periodos de duración de los créditos para los proyectos de silvicultura y de uso del suelo.

### 4.3.2 Referencia para los periodos de crédito en la literatura

La duración del periodo de acreditación en el marco de diversos programas de compensación ha oscilado entre 4 años, para los proyectos que reducen los hidrofluorocarbonos (HFC) en el marco del CCX (Kollmuss, Zink, & Polycarp, 2008), y 100 años para determinados proyectos forestales. En algunos casos, el periodo de acreditación puede renovarse por uno o más periodos, lo que suele requerir una revalidación con una nueva línea base. En otros casos, el periodo de acreditación es fijo. Los periodos de acreditación de diversos programas de compensación se muestran en el Anexo 10.

Se puede notar que la mayoría de estos programas se desarrollaron antes de que se firmara el Acuerdo de París y antes de que se pidiera a los países en desarrollo que adoptaran sus propios objetivos nacionales de mitigación ambiciosos. En consecuencia, los países en desarrollo que albergaban proyectos de compensación no tenían muchas desventajas a la hora de aprobar la venta de unidades de reducción de emisiones durante largos periodos de tiempo. Las duraciones de los periodos de acreditación a largo plazo se consideraron ventajosas tanto para los promotores de los proyectos como para el comprador/usuario. Con el Acuerdo de París, esta percepción está cambiando.

En el contexto actual, en el que tanto las Partes anfitrionas como las usuarias demandan reducciones de emisiones para cumplir con las NDCs inmediatas, así como con los objetivos de mitigación a largo plazo, los periodos de acreditación largos y renovables serán menos aceptables. Los países anfitriones tendrán que ser estratégicos a la hora de decidir qué inversiones son necesarias para superar las barreras de la transición baja en carbono. Esto incluye definir los tipos, las cantidades y la duración de las inversiones necesarias. Los gobiernos anfitriones tendrán que considerar el plazo en el que los incentivos para la reducción de emisiones financiados por los ITMOs serán probablemente necesarios para alcanzar los objetivos nacionales de mitigación.

Hasta el momento, no hay información disponible públicamente sobre los periodos de acreditación para los proyectos piloto del Artículo 6 en fase de desarrollo que impliquen el correspondiente ajuste por parte del país anfitrión.

## 4.4 Decisiones sobre el intercambio de resultados de mitigación y otras consideraciones para Chile

En esta sección se presentan las consideraciones particulares para la realidad chilena, tomando en cuenta los compromisos de la NDC, los riesgos de participar en el Artículo 6 y la posibilidad de vender los productos con un componente de *Green Premium*<sup>22</sup>, es decir, venta de productos a un precio mayor debido al atributo verde que tendrían al ser producidos con un proyecto que reduce emisiones (particularmente para los casos estudiados del acero y el cemento).

### 4.4.1 Consideraciones en el precio según realidad chilena

Además de tener en cuenta los distintos puntos de precio externos mencionados anteriormente, existen dos factores internos específicos a la realidad de Chile que deben pesar en la decisión sobre el precio:

- **Precio del certificado v/s costo marginal de abatimiento:** El precio del certificado no debe ser inferior al costo marginal de abatimiento asociado a aplicar la tecnología propuesta, reconociendo que podría haber otros beneficios colaterales de las inversiones que podrían asumir parte del costo.
- **Precio del certificado v/s costo de medidas necesarias para cumplir con la NDC:** En el caso de Chile, tal y como se presenta en la NDC actualizada y en la Figura 4-3 a continuación, el costo

---

<sup>22</sup> Se entiende por *green premium* a la venta de un producto (muchas veces etiquetado como “verde”) que responde a criterios de producción responsable y/o sustentable, el cual está acogido a un estándar definido, y por el cual un cliente tendría una disposición de pago superior en comparación al mismo producto sin este atributo.

marginal de las últimas medidas para cumplir la NDC (calefacción distrital) son bastante elevadas, más de 200 USD/ton CO<sub>2</sub>-eq abatida.

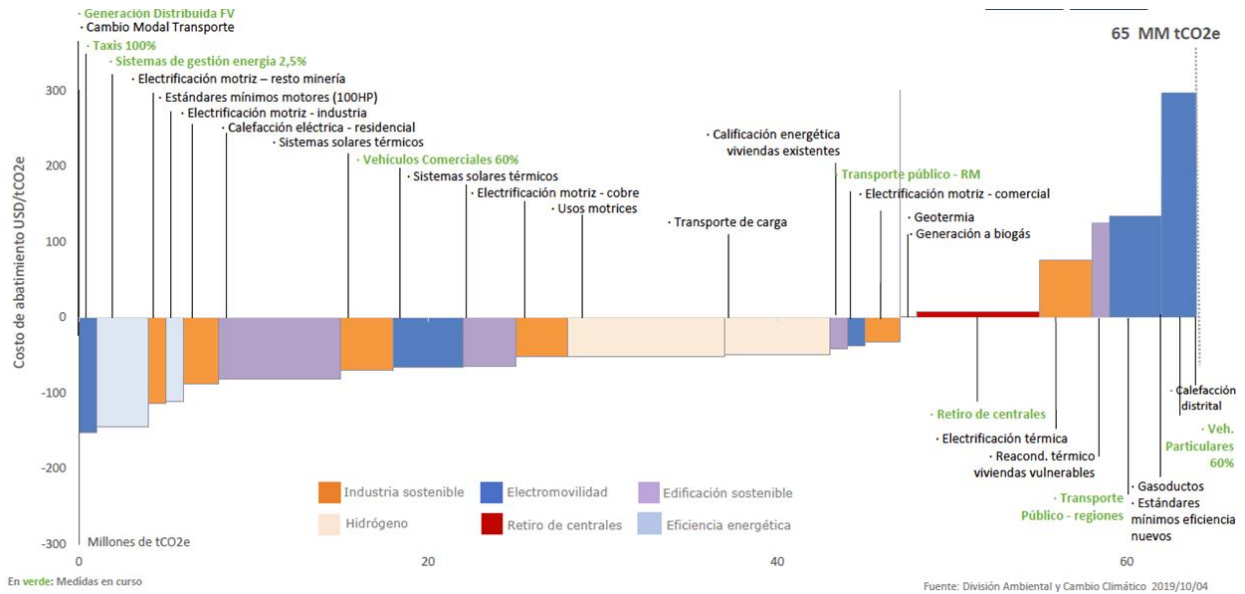


Figura 4-3. Curva de costos marginales de abatimiento

Fuente: (Ministerio del Medio Ambiente, 2020)

En esta línea, uno de los objetivos del Artículo 6 sería ayudar a reducir el costo de las medidas que podrían ser necesarias para cumplir las futuras NDCs. En consecuencia, no necesariamente el precio que se obtenga a través del Artículo 6 para un proyecto de hidrógeno adicional a la NDC actual tiene que ser mayor que la última medida identificada de la Figura 4-3, es decir, Calefacción distrital con un costo de abatimiento superior a 300 USD/ton CO<sub>2</sub>e, pero sí entregan estas últimas medidas un rango referencial para proyectos adicionales a la NDC.

#### 4.4.2 Consideraciones en el periodo crediticio según realidad chilena

El análisis de la participación en el Artículo 6 debería considerar idealmente dos escenarios para la duración del periodo crediticio: uno que considere un periodo de crédito a largo plazo y otro a corto plazo, para comprender cómo influye esta variable en la viabilidad del proyecto. El periodo de crédito máximo posible, y que limita el número máximo de créditos que se pueden vender, es el que contempla una duración de 15 años, especificada en el proyecto de texto de negociación del Artículo 6.4, considerando un periodo crediticio de 5 años que se puede renovar dos veces.

En particular para el caso chileno, es importante tener en cuenta que a la fecha no hay planes ni compromisos para adoptar el hidrógeno en los sectores objetivo de la NDC hasta 2030, por lo que la línea de base para los primeros 5 años de acreditación para cualquier proyecto de la industria del cemento, acero y minera que utilice H2V podría representar los niveles de emisión habituales o *business-as-usual*, suponiendo una fecha de inicio del proyecto el 1 de enero de 2026.

Sin embargo, debería definirse una trayectoria de referencia actualizada para el segundo y el tercer periodo crediticio, potencialmente coherente con una reducción lineal entre 2031 y 2050, suponiendo que el H2V es incluido en las metas de reducción de emisiones del país, y se alcanzan dichas metas. Este sería un enfoque conservador, utilizando la mejor información disponible sobre los planes futuros previstos con tal de preservar la adicionalidad de los proyectos.

**Tabla 4-7. Medidas previstas para el hidrógeno en Chile (escenarios de referencia y de neutralidad de carbono)**

<b>Hidrógeno</b>	Transporte de carga	Energía	Sin medidas asociadas	71% en transporte de carga a 2050
	Usos motrices en industria y minería	Energía	Sin medidas asociadas	12% en usos motrices en industria y minería a 2050
	Uso térmico vía gasoductos	Energía	Sin medidas asociadas	7% en hogares y 2% en industria a 2050

Fuente: (Ministerio del Medio Ambiente, 2020)

Como se puede observar en la Tabla 4-7, dado que se entiende que las medidas de hidrógeno que se están analizando en este estudio son totalmente adicionales a la NDC, la emisión de certificados de reducción de emisiones bajo el Artículo 6 no comprometería la capacidad de Chile para cumplir los compromisos declarados en su NDC. Por lo tanto, no hay un costo de oportunidad como podría haber para las medidas que se prevén necesarias para realizar la NDC. Vale la pena mencionar que las medidas expuestas en la NDC son una buena aproximación a las iniciativas que aportarían a cumplir con las metas nacionales de reducción de emisiones, esto no significa que el Estado de Chile no pueda decidir mantener reducciones asociadas a otros tipos de proyectos como parte de sus resultados de mitigación.

Sin duda, las políticas, medidas e incentivos que diseñe Chile podrían afectar al despliegue de las tecnologías que utilicen hidrógeno. Al calcular las reducciones de emisiones de proyectos que se desarrollen, se deberá analizar la información actual disponible en ese momento para los nuevos periodos crediticios, ya que podría tener repercusiones en la línea base que se utilice.

Por ejemplo, en el recálculo de las reducciones de un proyecto después del 2030, las emisiones asociadas a la segunda y la tercera línea de base (según la cantidad de renovaciones de periodos de crédito asociadas al proyecto) podrían diferir en comparación con la primera, si es que en la NDC se incluyeran nuevas iniciativas que usen H2V en actividades como las analizadas en este estudio.

#### **4.5 Recomendaciones para Chile a partir del análisis del Artículo 6 y análisis de escenario para los proyectos propuestos**

##### **4.5.1 Recomendaciones de punto del precio al carbono y periodos de acreditación a utilizar en los proyectos estudiados**

A continuación, se recapitulan las trayectorias de precio al carbono diseñadas para analizar la venta de certificados de reducción de emisiones de los proyectos analizados en este estudio. Estas proyecciones se utilizarán más adelante para poder valorizar los ingresos que podrían aspirar a percibir los proyectos analizados por conceptos de ventas de certificados de reducción de emisiones:



**Tabla 4-8. Trayectorias de precios al carbono bajos y altos sugeridos para el análisis financiero del Artículo 6 (en USD/ton CO<sub>2</sub>-eq)**

Trayectoria	2020	2025	2030	2035	2040	2050
<b>Trayectoria de precios bajos</b>	\$10 <sup>23</sup>	\$24 <sup>24</sup>	\$38	\$41,5	\$45	\$52
<b>Trayectoria de precios altos</b>	\$51	\$56	\$62	\$67	\$73	\$83

Fuente: Elaboración propia

La evaluación se realiza para ambas trayectorias de precio, a modo de poder sensibilizar la variabilidad e incertidumbre asociada a los valores futuros del precio al carbono. Vale la pena mencionar que los precios establecidos en ambos escenarios son inferiores a los precios calculados para el costo de abatimiento que cierra la brecha de la viabilidad, por lo que se puede concluir que será necesario considerar otros ingresos que permitan viabilizar el proyecto.

Por su parte, para la duración del periodo crediticio, se recomienda la opción de 15 años (en tres períodos de 5 años), la cual corresponde como se mencionó anteriormente, al valor máximo de duración permitido por el Artículo 6. Esto se estipula ya que aun cuando la línea base entre el 2030 y 2050 pudiera sufrir modificaciones y ser más restrictiva para los cálculos de reducción de emisiones del segundo y tercer periodo crediticio, el precio por certificado que se podría obtener para los siguientes periodos crediticios serían mayores (tanto en un escenario de precios bajos como uno de precios altos).

Para cada análisis financiero, la consideración inicial es si el periodo de acreditación máximo de 15 años es suficiente para que los proyectos de hidrógeno sean económicamente viables bajo los precios al carbono recomendados. Si la respuesta es "no", se podría recomendar seguir con el periodo máximo de acreditación permitido para tener la mayor oportunidad de hacer madurar la tecnología. Si la respuesta es "sí", el equipo debe determinar el periodo de acreditación más corto que permita que los proyectos sigan siendo rentables con cada vía de precios sugerida.

#### **4.5.2 Análisis de escenarios para los proyectos estudiados**

Utilizando la información del análisis de rentabilidad desarrollada en la Sección 2, y el potencial de reducción de emisiones de los proyectos, se calcularon los ingresos percibidos producto de la venta de certificados de reducción de emisiones para los dos escenarios de venta establecidos previamente, "inferior (INF)" para el escenario de precios bajos, y "superior (SUP)" para el escenario de precios altos.

Esto se realizó para periodos de crédito de 5, 10 y 15 años. La motivación de este ejercicio es sensibilizar los escenarios en los cuales la brecha a la viabilidad es cubierta por la venta de la reducción de emisiones, y poder identificar cuánto falta para cubrir esta brecha en los casos que los ingresos percibidos por la venta de certificados sean insuficientes.

#### **Caso de estudio cemento**

Finalmente, para el caso de la industria del cemento, se puede observar que se prevé que en el futuro los costos de las tecnologías disminuyan y la competitividad de esta aplicación aumente considerablemente,

<sup>23</sup> 10 USD/ton CO<sub>2</sub>e es un punto de precio que podría ser atractivo para una amplia gama de mercados de carbono, teniendo en cuenta los precios de mercado y los precios de compensación de la 4-3 y 4-5.

<sup>24</sup> Supone un aumento lineal de los valores entre el 2020 y 2030.

esperando una brecha menor al año 2050, donde la venta de los certificados de reducción de emisiones ayudaría a cubrir gran parte de la brecha a la viabilidad.

Para las siguientes tablas, se utiliza una escala de colores, donde rojo representa una brecha a la viabilidad negativa y la evolución del matiz hacia el verde significa un mayor acercamiento a la factibilidad económica del proyecto.

**Tabla 4-9. Brecha a la viabilidad luego de la venta de certificados de reducción de emisiones para caso de cemento, en valor presente.**

		Presente	2030	Largo plazo
Brecha a la viabilidad económica		\$ -100.812.471	\$ -67.427.260	\$ -29.378.724
Valor de certificado: trayectoria precios bajos (USD/ton CO2)		\$ 10	\$ 38	\$ 52
Valor de certificado: trayectoria precios altos (USD/ton CO2)		\$ 51	\$ 62	\$ 83
Trayectoria de precios bajos	Reducción Emisiones (5 años)	\$ -98.769.780	\$ -59.964.794	\$ -19.577.126
	Reducción Emisiones (10 años)	\$ -97.344.383	\$ -54.703.084	\$ -12.588.722
	Reducción Emisiones (15 años)	\$ -96.346.083	\$ -50.993.571	\$ -7.606.086
Trayectoria de precios altos	Reducción Emisiones (5 años)	\$ -90.394.746	\$ -55.251.657	\$ -13.733.865
	Reducción Emisiones (10 años)	\$ -83.125.222	\$ -46.666.763	\$ -2.579.297
	Reducción Emisiones (15 años)	\$ -78.033.892	\$ -40.614.400	\$ 5.373.755

Fuente: Elaboración propia

### Caso de estudio acero

Para el caso de la industria del acero se obtienen resultados más optimistas, donde se logra cubrir la brecha de viabilidad en el largo plazo con periodos de venta de 10 y 15 años en el escenario de precios bajos y altos. Será importante considerar los riesgos que podrían estar asociados a la venta de certificados en periodos de créditos largos como este, lo cual se revisará en el siguiente capítulo.

**Tabla 4-10. Brecha a la viabilidad luego de la venta de certificados de reducción de emisiones para caso de acero, en valor presente**

		Presente	2030	Largo plazo
Brecha a la viabilidad económica		\$ -429.180.321	\$ -251.316.887	\$ -24.527.007
Valor de certificado: trayectoria precios bajos (USD/ton CO2)		\$ 10	\$ 38	\$ 52
Valor de certificado: trayectoria precios altos (USD/ton CO2)		\$ 51	\$ 62	\$ 83
Trayectoria de precios bajos	Reducción Emisiones (5 años)	\$ -417.011.590	\$ -204.928.927	\$ 38.978.340
	Reducción Emisiones (10 años)	\$ -408.301.248	\$ -171.829.629	\$ 84.272.117
	Reducción Emisiones (15 años)	\$ -402.090.894	\$ -148.230.286	\$ 116.565.954
Trayectoria de precios altos	Reducción Emisiones (5 años)	\$ -366.923.099	\$ -175.608.836	\$ 76.850.125
	Reducción Emisiones (10 años)	\$ -322.500.356	\$ -121.604.716	\$ 149.145.962
	Reducción Emisiones (15 años)	\$ -290.827.554	\$ -83.100.526	\$ 200.691.894

Fuente: Elaboración propia

### Caso de estudio minería

Es importante mencionar que, para el caso de estudio de minería, se consideraron dos escenarios de línea base: uno donde se contemplan solo los compromisos adscritos por la NDC hasta el año 2030 (escenario

NDC 2030), y otro donde se consideran también los compromisos de la NDC para carbono neutralidad al 2050 (escenario NDC 2050).

Lo anterior se realizó considerando que los únicos compromisos vinculantes son aquellos con fecha prevista 2030, mientras que aquellos con vistas al 2050 son solo especulativos de las medidas que se podrían adoptar para alcanzar la carbono neutralidad, pero no son vinculantes. De esta manera se puede obtener un caso favorable (NDC 2030) en el cual los compromisos son menos ambiciosos, donde la línea base permite un mayor potencial de abatimiento del proyecto, y por otro lado se cuenta con un escenario más conservador (NDC 2050), donde la línea base considera metas más ambiciosas y, por lo tanto, un menor potencial de abatimiento.

A continuación, se presentan los resultados obtenidos para el caso de estudio de minería:

**Tabla 4-11. Brecha a la viabilidad luego de la venta de certificados de reducción de emisiones para caso de minería, en valor presente**

		Presente	2030	Largo plazo	Escenario NDC
Brecha a la viabilidad económica (USD)		\$ -9.239.839	\$ -5.666.304	\$ -2.882.005	
Valor de certificado: trayectoria precios bajos (USD/ton CO <sub>2</sub> )		\$ 10	\$ 38	\$ 52	
Valor de certificado: trayectoria precios altos (USD/ton CO <sub>2</sub> )		\$ 51	\$ 62	\$ 83	
Trayectoria de precios bajos	Reducción Emisiones (5 años)	\$ -9.217.280	\$ -5.580.579	\$ -2.787.890	NDC 2030
	Reducción Emisiones (10 años)	\$ -9.201.195	\$ -5.525.317	\$ -2.720.788	
	Reducción Emisiones (15 años)	\$ -9.189.727	\$ -5.486.010	\$ -2.672.945	
	NDC 2050	Reducción Emisiones (5 años)	\$ -9.217.280	\$ -5.594.852	\$ -2.822.681
		Reducción Emisiones (10 años)	\$ -9.202.315	\$ -5.549.989	\$ -2.780.384
		Reducción Emisiones (15 años)	\$ -9.192.756	\$ -5.522.532	\$ -2.750.227
Trayectoria de precios altos	Reducción Emisiones (5 años)	\$ -9.124.786	\$ -5.526.436	\$ -2.731.784	NDC 2030
	Reducción Emisiones (10 años)	\$ -9.042.756	\$ -5.436.272	\$ -2.624.678	
	Reducción Emisiones (15 años)	\$ -8.984.269	\$ -5.372.140	\$ -2.548.313	
	NDC 2050	Reducción Emisiones (5 años)	\$ -9.124.786	\$ -5.549.724	\$ -2.787.315
		Reducción Emisiones (10 años)	\$ -9.048.465	\$ -5.476.527	\$ -2.719.803
		Reducción Emisiones (15 años)	\$ -8.999.716	\$ -5.431.729	\$ -2.671.668

Fuente: Elaboración propia

Se puede observar que para este caso el aporte de la venta de certificados de reducción de emisiones es despreciable frente a la brecha de viabilidad calculada para todos los casos analizados. Lo anterior es un reflejo de un proyecto intensivo en capital, y con un bajo potencial de reducción de emisiones. Se destaca que para un proyecto que considere recorridos por sobre los 250 km diarios, sí podría ser atractivo un esquema de venta de reducción de emisiones como el propuesto.

#### 4.5.3 Procedimientos para la implementación de un piloto de Artículo 6 en Chile

La falta de consenso para la definición del reglamento del Artículo 6 del Acuerdo de París ha generado incertidumbre en este mercado, pero aun así se han generado proyectos piloto que puedan entregar experiencia y derribar ciertas barreras entre potenciales países emisores y receptores de ITMOs. Es así como desde el 2018 se han generado distintas iniciativas para pilotear actividades relacionadas al Artículo 6, destacando dentro de las más avanzadas la iniciativa ya en operación *Joint Crediting Mechanism* (JCM)

de Japón, y el acuerdo bilateral recientemente firmado entre Suiza y Perú (Climate Finance Innovators, 2020).

Chile ha sido proactivo en participar de varias de estas iniciativas, como por ejemplo JCM, el Swedish Energy Agency (SEA)<sup>25</sup>, y el programa de reducción de emisiones en el sector de residuos firmado con Canadá<sup>26</sup>. Cualquiera de estas instancias podría resultar en buenos catalizadores de ventas o acuerdos de transferencias de ITMOs bajo un piloto de Artículo 6, aunque cabe destacar que no es un requisito participar de estas instancias para poder acceder a un mercado de Artículo 6. Así también, existen nuevas instancias en las que Chile podría participar y beneficiarse de la experiencia de ser parte de estos pilotos de mercados de carbono. Dentro de las nuevas iniciativas en las cuales Chile podría participar, destaca el club internacional que protege industrias intensivas en emisiones, motivada por Alemania (Clean Energy Wire, 2021). Esta busca estandarizar mecanismos de fijación de precio al carbono a industrias intensivas en emisiones, y de dicha manera proteger los compromisos adoptados por esta industria frente a otros países o empresas con metas menos ambiciosas. Podría ser importante para Chile influir en la conversación sobre los precios del CO<sub>2</sub>, ya que crearía una vía de financiamiento a través del carbono para respaldar tecnologías energéticas en desarrollo.

Un detalle relevante para las industrias intensivas en carbono y expuestas al comercio internacional, como lo son la industria del acero y el cemento, es la intención de crear un marco a nivel internacional que proteja a este tipo de sectores frente a otros países con políticas de carbono más laxas, los cuales podrían resultar en fugas de carbono. En lo que respecta a mecanismos de mercado, será relevante considerar los efectos de la protección de los aranceles fronterizos y los acuerdos sobre marketing verde (Meyer, 2021). Es importante tener en consideración este tipo de discusiones internacionales, en particular, cuando se busca vender la reducción de emisiones ligada a proyectos en estos mismos sectores (acero y cemento).

También será relevante el efecto de regulaciones locales, a partir de las cuales se podría tornar relativamente atractiva la venta de certificados de reducciones de emisiones, ya que podrían influir en las normativas de los países y en lo que se consideraría como línea base para estos proyectos. Un ejemplo de esto es el caso de Alemania, donde se busca retener una rebaja parcial asociado a industrias intensivas en emisiones, como la del acero y cemento.

En la Figura 4-4 se pueden observar los pasos necesarios para generar un piloto de Artículo 6. En este procedimiento se puede observar que será de gran relevancia contar con el apoyo y participación del Gobierno de Chile, en especial estableciendo de manera clara los compromisos que podría adoptar en el futuro para alcanzar sus metas en la NDC, y que podría justificar una actualización o ajuste a los compromisos medioambientales que podría transar el proyecto.

---

25 Iniciativa del Gobierno Sueco para identificar y apoyar pilotos que puedan generar ITMOs (Climate Finance Innovators, 2020).

26 Acuerdo de cooperación bilateral para la cooperación medioambiental. En este contexto Canadá ofrece apoyo técnico y financiero para pilotear iniciativas bajo criterios del Artículo 6, apoyando la mitigación de metano en el sector de residuos a través del programa "Reciclo Orgánicos" (Climate Finance Innovators, 2020).

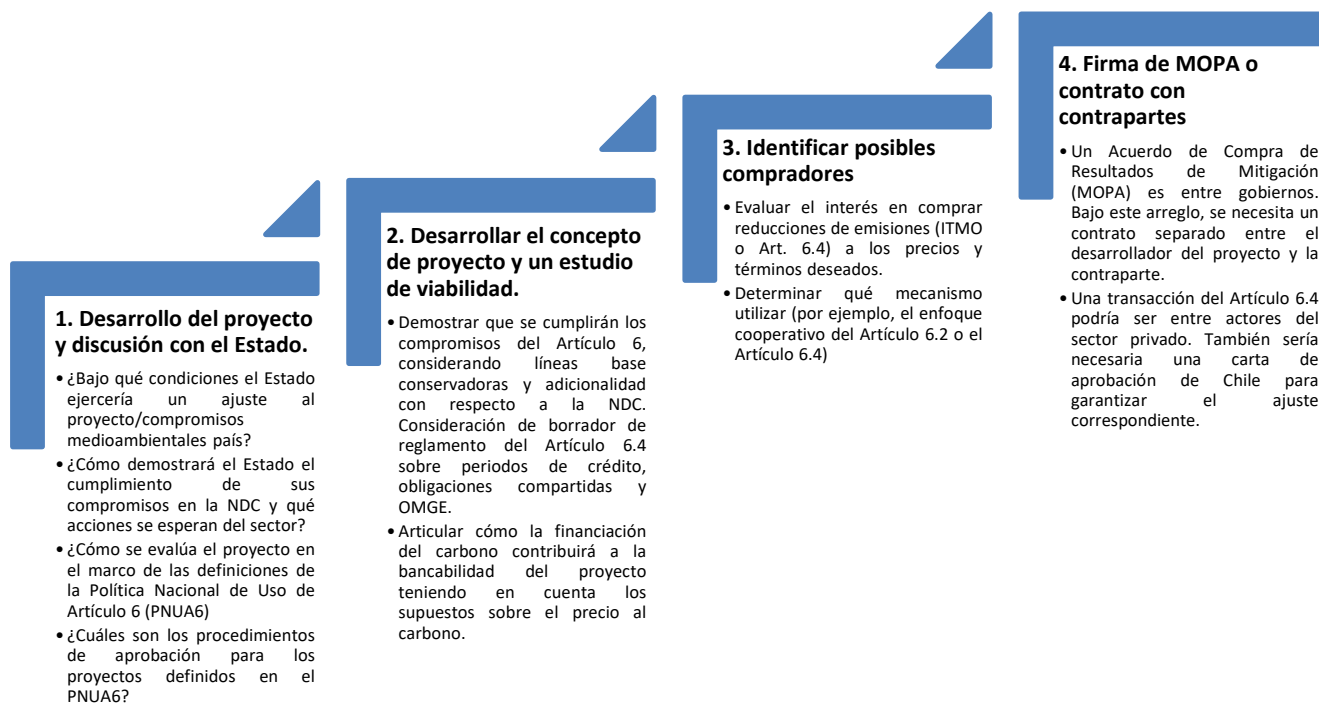


Figura 4-4. Procedimiento para la generación de un piloto de Artículo 6 en Chile

Fuente: Elaboración propia

#### 4.5.4 Riesgos asociados a la venta de reducción de emisiones

Producto de la alta incertidumbre presente en este mercado, es necesario evaluar y tener en consideración los riesgos que podrían estar asociados a la venta de certificados de reducción de emisiones, con tal de poder mitigarlos de manera efectiva al momento de implementar un piloto de Artículo 6.

Los principales riesgos se encontrarán asociados a los periodos de créditos y la necesidad de hacer ajustes a estos proyectos durante los procesos de renovación, a la incertidumbre de los precios a los que se podría acceder para la venta de ITMOs, y a riesgos asociados a las capacidades técnicas locales para implementar un piloto de Artículo 6, el no poder acceder a otros mercados como el de *commodities* verdes (obteniendo ingresos por un *green premium*), o el efecto de regulaciones de emisiones locales (como el impuesto al carbono de Chile).

##### Periodo de crédito

Como se vio anteriormente, existen escenarios donde la venta de certificados de reducción de emisiones durante periodos de crédito largos (15 años) podrían ser efectivos para alcanzar la viabilidad financiera de los proyectos. El problema de esto es que la venta por periodos largos de tiempo también compromete el efectuar actualizaciones y ajustes tanto a la metodología de cálculo, línea base y disposición de Chile para compartir los resultados del proyecto para el cumplimiento de sus metas locales. Esto podría comprometer la cantidad de ITMOs que se podrían transar luego del año 5 o 10 del proyecto.

Por otro lado, el considerar periodos de créditos extendidos también debe tomar en consideración que la vida útil de los proyectos o componentes a reemplazar (si es que existieran) se encuentren en el rango del

periodo de crédito necesario para cubrir la brecha sin comprometer la adicionalidad de los resultados de ese proyecto<sup>27</sup>.

### Precio de los certificados de reducción de emisiones

Existe una gran incertidumbre sobre poder alcanzar los precios que reducirían efectivamente las brechas a la viabilidad de los proyectos. Para manejar esto será necesario generar relaciones tempranas con las jurisdicciones que estarían más dispuestas a pagar un precio de certificado “alto” en beneficio de poder implementar estos proyectos. En ese sentido los países más atractivos podrían ser Suiza y Suecia para la compra de certificados a valores elevados. Por otro lado, países interesados en los resultados de algunos de estos proyectos (los cuales han sido poco probados en el mundo), o interesados en poder proveer servicios o tecnología asociado al proyecto serían aliados interesantes para considerar al buscar mitigar este riesgo. Adicionalmente, y si es que se quisiera cubrir riesgos asociados a la disponibilidad de estos flujos en el futuro, es posible negociar el pago de los flujos futuros asociados al proyecto por adelantado. Es probable que el precio al cual se pueda acceder por los certificados sea menor al que podrían venderse a un precio futuro basado en la madurez de los mercados de carbono (y se vendan los certificados más bajos del precio que se podría lograr), pero entrega seguridad a los desarrolladores de que existirá este flujo financiero para el desarrollo del proyecto.

Por otro lado, existirán riesgos asociados a los costos de transacción, que consideran los esfuerzos en procesos de negociación, generación de capacidades, acogerse a estándares o mercados que certifiquen las transacciones efectuadas y los sistemas de MRV involucrados. Este es un punto delicado y que debe ser tomado en cuenta al momento de la negociación pues hay casos en donde estos costos pueden representar gran parte de los flujos esperados por la venta de certificados. Cabe destacar que estos costos son generalmente asumidos por el promotor del proyecto, donde la asignación de este riesgo quedará explícito en el MOPA final.

Sin embargo, podría esperarse que los costos de transacción podrían bajar en la medida que haya mayor experiencia en el desarrollo de pilotajes del Artículo 6. Por otra parte, también se puede esperar que aquellos países que busquen liderar la materialización de estos pilotos estén dispuestos a asumir parte de los costos de transacción.

### Otros

#### Capacidades en MRV

Existen importantes desafíos para poder generar las capacidades adecuadas para implementar pilotos como el mencionado, en especial en el diseño y operación de sistemas de Monitoreo, Reporte y Verificación (MRV). Será crucial que el Estado de Chile destine los recursos adecuados para fortalecer



## IMPUESTO VERDE EN CHILE

A partir del 2023, se modifica el hecho gravado condicionado a que se supere un **umbral anual** de emisiones (y no por capacidad instalada, como ha sido hasta ahora). Así, se gravan con Impuesto Verde todas las emisiones de compuestos contaminantes que se emitan **por sobre (a) 100 o más toneladas anuales de material particulado o (b) 25.000 o más toneladas anuales de CO<sub>2</sub>.**

Hoy en día no existe claridad del criterio que se utilizará para definir el proceso de combustión o la definición de materia prima según la Ley, y por lo tanto, qué emisiones estarán afectas al impuesto al carbono dentro del horno cementero o el alto horno en la industria siderúrgica.

<sup>27</sup> Los criterios de adicionalidad establecen que cualquier recambio de tecnología debe realizarse dentro de la vigencia de la vida útil de este componente.

estas capacidades a nivel local y crear un involucramiento temprano en iniciativas de Artículo 6, como el desarrollo de proyectos piloto.

### **Modificaciones a regulaciones nacionales**

Modificaciones a la regulación del carbono local (como aumentos de impuesto al carbono o cambio en las fuentes afectas) o a las metas sectoriales de Chile en su NDC podría poner en riesgo la cantidad de ITMOs que se podrían transar efectivamente en el futuro<sup>28</sup>. La modificación del impuesto local podría implicar que el Estado espere retener parte de las reducciones de emisiones en función de la contribución del precio relativo al carbono al proyecto<sup>29</sup>. Si existe una gran probabilidad de un alto precio interno del carbono en el futuro, este podría ser un argumento para utilizar un periodo de acreditación fijo de 10 años sin exponerse a ajustes sobre la línea base.

Por otro lado, dentro del desarrollo de Proyecto de Ley Marco de Cambio Climático, será relevante explicitar los incentivos para el desarrollo de proyectos de mitigación en el territorio nacional dentro del marco del Artículo 6. Por ejemplo, actualmente<sup>30</sup> en el Artículo 14 se explicita<sup>31</sup>:

*“El Ministerio del Medio Ambiente podrá autorizar el uso de certificados de reducción o absorción de emisiones, correspondientes a proyectos implementados en otros países en el marco de la cooperación referida en el artículo 6 del Acuerdo de París, y la vinculación con éste u otros instrumentos similares en el ámbito internacional.”*

Con esto, se incentiva la adquisición de certificados de reducción de emisiones, pero no la venta, por lo que no existe una señal evidente de promover pilotos del Artículo 6 que se desarrollen en Chile. También serán relevantes las definiciones estipuladas dentro del Reglamento de *Offsets* que actualmente está siendo diseñado.

### **Potencial incompatibilidad entre venta de reducción de emisiones y percibir ingresos por venta de productos con un atributo verde mediante “green premium”**

Finalmente se identifica el riesgo de no poder participar de otros mercados asociados al atributo verde que podría entregar el proyecto. Un ejemplo de esto sería el no poder vender el producto final como un producto “verde” dado que se están transando los esfuerzos de mitigación a través de un mercado de carbono. Hoy en día no existe una limitante explícita de poder participar de un mercado de carbono y al mismo tiempo de un mercado de *green premium*, pero sí podrían existir riesgos a futuro de que tanto estándares de productos verdes (*green premium*) como reglamentos o metodologías de cálculo de Artículo 6 imposibiliten la participación de ambos mercados de manera simultánea. Una discusión más completa sobre este tema se puede encontrar en el Anexo 11.

---

<sup>28</sup> Esto se relaciona con el riesgo asociado de periodo de crédito que se elija.

<sup>29</sup> Por ejemplo, si se estima que se necesita un incentivo del precio del carbono de 100 USD/ton CO<sub>2</sub> para que el proyecto sea viable, y el sistema de impuestos al carbono exige un impuesto de 20 USD/ton CO<sub>2</sub>, el gobierno podría argumentar que 1/5 de las reducciones de emisiones deberían permanecer en Chile por debajo de un umbral de acreditación actualizado, ya que esas reducciones de emisiones ya no serían adicionales.

<sup>30</sup> Desarrollado en septiembre de 2021.

<sup>31</sup> Página 37 del Proyecto de ley: [https://leycambioclimatico.cl/wp-content/uploads/2020/07/ProyectoLeyCC\\_13012020.pdf](https://leycambioclimatico.cl/wp-content/uploads/2020/07/ProyectoLeyCC_13012020.pdf)

## 5 Marco general para la comercialización de los atributos verdes de los pilotos

En el presente capítulo se presenta una propuesta de marco de comercialización de los atributos verdes para los pilotos estudiados. El propósito es identificar la configuración óptima para comercializar los certificados de reducción de emisiones y posibilitar un ingreso complementario que permita cerrar la brecha a la viabilidad de estos pilotos.

### 5.1 Arquitectura general para el desarrollo de proyectos de hidrógeno verde en Chile

El emergente mercado chileno de H2V dispone de iniciativas en desarrollo que retratan algunas de las configuraciones iniciales de modelo de negocio, que podrían convertirse en la base replicable de los próximos proyectos de H2V en Chile. La Figura 5-1 representa una versión integrada de esta arquitectura de modelo de negocio para presentar los componentes principales involucrados.

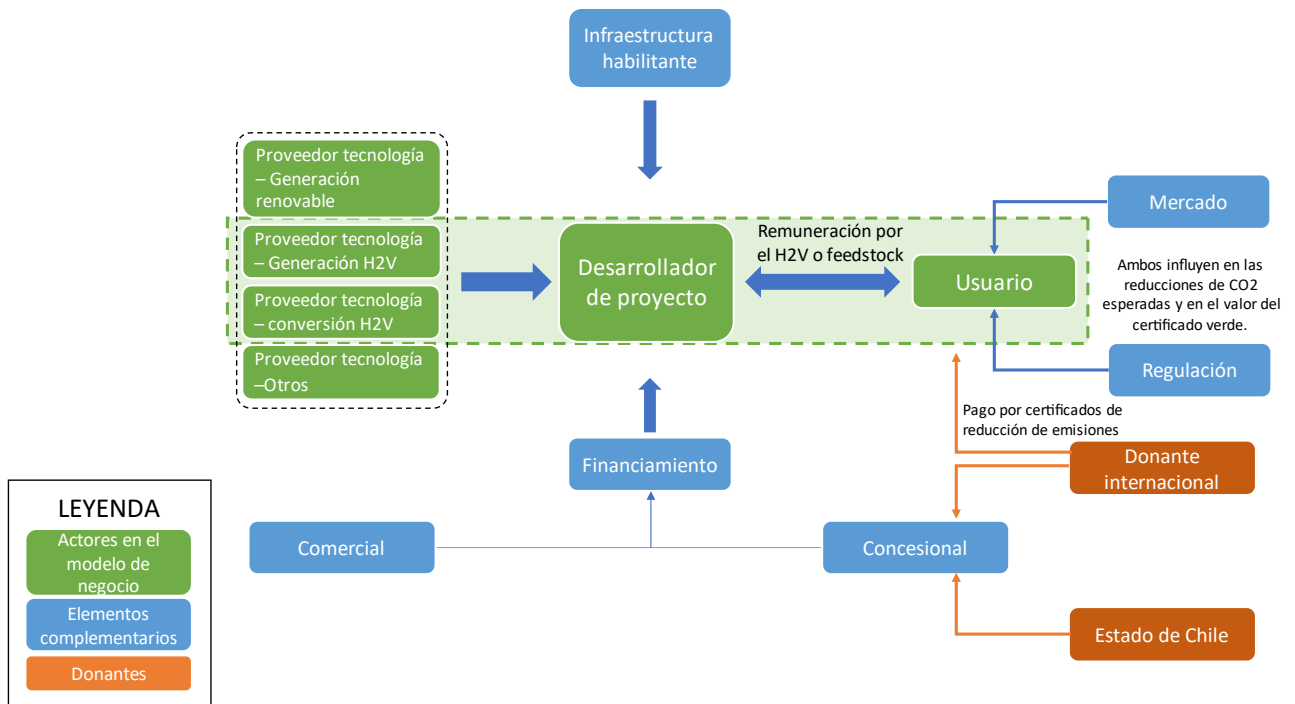


Figura 5-1. Configuración de referencia para el modelo de negocio de un Proyecto Chileno de producción y uso de H2V

Fuente: Elaboración propia

En el centro del gráfico se puede identificar al desarrollador del proyecto o proveedor del H2V, que también es responsable de integrar los diferentes componentes a lo largo de la cadena de valor de H2V. Un ejemplo de esto sería que el desarrollador integre la construcción y operación de una planta de generación de electricidad renovable y la planta de electrólisis<sup>32</sup>. El usuario final del H2V o sus derivados es el cliente que podría representar a cualquier industria o sector, y se observa a la derecha del diagrama.

En el lado derecho de la figura se puede identificar algunos de los factores que motivan la disposición del usuario final a pagar por H2V o sus derivados. Estos factores están estrechamente relacionados con las expectativas de los mercados aguas abajo con respecto a la evolución del *commodity*, sus atributos de sostenibilidad y eventuales requisitos regulatorios en términos de emisiones de CO<sub>2</sub>.

En el lado izquierdo del cuadro, se ha representado a los diferentes proveedores de tecnología que entregan equipos e infraestructura vinculados directamente a la implementación de este proyecto. Esto

<sup>32</sup> Podría también integrar la fabricación de un producto derivado de H2V (como metanol, amoníaco u otros productos producidos por estos tres).



incluye, entre otros, la generación de energía renovable y el “*balance of system*”, el electrolizador, y la infraestructura y tecnología necesarias para almacenar y convertir H2V en una materia prima aprovechable. Los proveedores de tecnología juegan un papel fundamental en garantizar el desempeño del proyecto y evitar sobrecostos en su ejecución.

Entre el desarrollador del proyecto (al centro de la figura) y el usuario del H2V, se establece una relación de transacción de compra por H2V o su derivado. Adicionalmente, la implementación de cada componente del proyecto podría (en principio) seguir la lógica de un esquema de EPCOM (Engineering-Procurement-Construction + Operation & Maintenance), donde se dependa de un tercero que integra el desarrollo, ejecución, operación y mantenimiento del proyecto.

La parte inferior de la figura representa la contribución de fuentes de financiamiento, que combinan tanto recursos financieros privados como aquellos de carácter concesional<sup>33</sup>, para mejorar la relación riesgo retorno de la inversión. Como se observa en el diagrama, en la esquina inferior derecha, los recursos concesionales pueden ser aportes desde el gobierno local como también de donantes internacionales.

La parte superior de esta figura destaca la contribución de la infraestructura habilitante y compartida entre otros proyectos y otros usos. Esto corresponde a toda la infraestructura necesaria para la escalabilidad del proyecto más allá de su fase piloto. Esto incluye a las líneas de transmisión, los ductos de transmisión, los puertos, entre otra infraestructura compartida requerida.

Las alianzas o “*joint ventures*” para facilitar la implementación del proyecto podrían enmarcarse entre diferentes actores o desarrolladores dentro de la cadena de valor del proyecto, entre el desarrollador del proyecto y el usuario, e incluso podrían involucrar al desarrollador con el proveedor de tecnología. Dicha alianza está representada en la figura por un cuadro de color sombreado que engloba a un conjunto de los proveedores, el desarrollador que integra la solución y al usuario final. Estas alianzas enmarcan un modelo adecuado a los intereses de cada actor para compartir los beneficios y los riesgos del proyecto, y así distribuir la responsabilidad en la inversión de los distintos componentes del proyecto.

Cada actor de una alianza podría asumir más de un rol dentro de esta arquitectura genérica. Por ejemplo, un proveedor de tecnología podría aportar *equity* para implementar un componente de la cadena de valor de H2V. También un usuario final podría monetizar su compromiso de compra a largo plazo, como una contribución al *equity* para el proyecto.

## 5.2 Configuración general para cubrir la brecha a la viabilidad de los pilotos

Como se ha analizado en el capítulo anterior, existe una brecha a la viabilidad de estos pilotos que solo logra cerrarse con flujos asociados a la venta de certificados de reducción de emisiones en el largo plazo. Este horizonte temporal no es consistente con la idea de pilotear en los próximos años intercambios o transferencias económicas por reducción de emisiones reguladas bajo el Artículo 6, ya que a dicha fecha (2050 o largo plazo) es de esperar que los mecanismos estén ya maduros.

Por otro lado, los rangos de precios actuales de certificados de reducción de emisiones para proyectos piloto bajo el Artículo 6 no son suficientes para cubrir la brecha a la viabilidad de estas inversiones. Es por esto que se requiere de una fuente de ingresos adicional si se desea adelantar la materialización de los pilotos, de modo de generar un precedente que promueva la replicabilidad de estos proyectos. Este ingreso adicional tendrá que ser provisto desde algún actor dentro del modelo de negocio que tenga un interés particular en adelantar la materialización de este proyecto (GIZ, 2020).

---

<sup>33</sup> El financiamiento concesional incluye subsidios y préstamos, donde los subsidios no tienen condiciones de pago y los préstamos se otorgan en términos menos exigentes en comparación con el financiamiento comercial ((UNDP), 2016).

Se reconocen diferentes opciones para involucrar en la sociedad de inversión a distintos potenciales interesados en la materialización de los pilotos estudiados por este reporte. Por ejemplo, involucrar a la empresa que recibe la instalación, ya que verá una reducción en su intensidad de emisiones de gases de efecto invernadero. Alternativamente, involucrar a los clientes de dicha empresa, que podrán tener acceso preferente a un producto o un *commodity* bajo en carbono. Por otro lado, se pueden involucrar a los proveedores de equipamiento asociado al proyecto, que podrán catalizar la demanda por su tecnología (y eventualmente replicarla en otros desarrollos).

Sin embargo, los pilotos analizados se insertan en sectores tradicionalmente de *commodities* (acero, cemento y minería), enfrentados a mantener sus costos operacionales bajos para no perder competitividad. Por tanto, no es de esperar que el usuario del H2V (empresas de cemento, acero o minería) tengan mayor disponibilidad para subsidiar la inversión y así cubrir la brecha a la viabilidad pendiente en estos desarrollos.

Por otro lado, no se recomienda confiar la factibilidad económica de los pilotos en base al pago de un sobreprecio por cualquiera de estos productos o servicios con atributo “verde” o bajo en emisiones (acero, cemento o transporte de operarios). Las razones se listan a continuación:

- **La naturaleza de los pilotos estudiados por este reporte corresponde a instalaciones cuya producción final se destina, en gran medida, a la demanda nacional:** La producción de cemento es inherente al consumo doméstico, el transporte bajo en carbono se utiliza para las necesidades de movilidad en la faena minera nacional, y gran parte (70%) de la producción de acero de la ruta integrada (CAP Acero) es destinada al consumo nacional. A la fecha, no existen señales de mercado en Chile que permitan confiar en un sobreprecio por atributos verdes de estos *commodities*, desde los clientes nacionales.
- **El cliente final de estos productos con atributos verdes no podrá capitalizar la propiedad sobre dichos atributos:** Esto al menos hasta que no exista un esquema de certificados de H2V, ya que no se podría mediante la compra de certificados de reducción de emisiones, estando estos comprometidos en el marco de transacción bajo el piloto de Artículo 6.
- **Actualmente no se le otorga valor al etiquetado de producto verde:** Podría existir en el futuro un valor asociado al etiquetado de producto verde, pero esto va a ser adicional al concepto de reducción de emisiones, y el estado actual del mercado no permite establecer que esto pudiera tener un valor en el corto plazo.

Considerando lo anterior, se sugiere que la brecha a la viabilidad restante, que no es resuelta por la venta de los certificados de reducción de emisiones, sea cubierta mediante el involucramiento de fuentes de apoyo complementarias:

- Por recursos fiscales del Estado de Chile (tal como ha sido propuesto por el reciente concurso de CORFO para la entrega de subsidios a pilotos escalables). También dicho apoyo, puede ser una vía para reducir el riesgo de exponer a estos sectores industriales a una fuga de emisiones de carbono, de modo que puedan invertir en tecnología de mitigación de GEI y se mantengan competitivos<sup>34</sup>.
- Un donante internacional representado por alguno de los proveedores de tecnología o sus países de origen. Esta participación puede estar condicionada al uso de tecnología provista por el país donante, como parte de una estrategia de transferencia tecnológica en semejanza al esquema japonés del JCM y en semejanza a los modelos de las Export Credit Agencies. El donante internacional también participaría de la transacción por certificados de reducción de emisiones

---

<sup>34</sup> Esta aproximación la está implementando la Comisión Europea quienes muy recientemente han aprobado un reglamento para introducir un mecanismo de compensación que busca minimizar el riesgo de fuga de carbono para los sectores intensivos en emisiones y expuestos al comercio internacional (en el marco del sistema de permiso de emisiones transables de la Unión Europea). Más información en <https://icapcarbonaction.com/en/news-archive/791-germany-adopts-carbon-leakage-rules-for-national-ets>

bajo el Artículo 6 del Acuerdo de París. En forma excepcional, dicha contribución también podría ser provista por el propio usuario del hidrógeno, siendo esta una empresa que ve una oportunidad de destacarse como un líder en la adopción de soluciones de desarrollo bajo en carbono. Por ejemplo, tal es el caso de CEN México que cubre parte de los sobrecostos relevantes para dicha inversión (en la forma de un subsidio para una solución aun no del todo competitiva). Tanto la contribución monetaria de parte de un donante internacional (mediante la compra de dichos certificados o el subsidio a la inversión) puede traducirse en una participación en el *equity* del proyecto para viabilizar la implementación.

Ambas fuentes de apoyo (o donantes) se reflejan en la parte inferior derecha de la Figura 5-1 en los cuadros en color naranja, donde se observa la contribución del Estado de Chile y de un donante internacional.

## 6 Esquemas de financiamiento

La industria mundial de hidrógeno recibirá un estimado de USD 300 millones de millones destinado a inversiones para el año 2030 (Natixis, 2021), y los proyectos de H2V en Chile podrían recibir una importante parte de este capital público y privado durante la próxima década. Sin embargo, los proyectos de H2V en las industrias nacionales del cemento, acero y de la minería se encuentran en etapas tempranas y actualmente enfrentan una brecha de viabilidad económica que limita su capacidad de atraer inversión. Con proyectos del sector privado aún en su fase piloto, el crecimiento y la competitividad del sector de H2V en Chile dependerá de su acceso a una variedad de instrumentos financieros tanto internacionales como domésticos.

Si bien es importante desarrollar modelos de negocio para disminuir la brecha a la viabilidad del proyecto, también existen esquemas de financiamiento correspondientes a cada tipología de proyecto de H2V para establecer garantías técnicas, entregar seguridad a inversionistas y movilizar un mayor flujo de capital. En este sentido, el objetivo de este capítulo será identificar cuáles esquemas e instrumentos de financiamiento pueden mitigar los riesgos de los proyectos estudiados.

### 6.1 Financiamiento climático

Existe una variedad de fondos de financiamiento climático que están siendo destinados a proyectos de H2V en las industrias del cemento, acero y la minería. Existen fondos internacionales que son más amplios y financian una gama de proyectos que son innovadores y tienen un alto potencial de reducción de emisiones (e.g. Breakthrough Energy Ventures, Climate Pledge Fund y Toyota Ventures Climate Fund), otros fondos están dirigidos específicamente a la industria naciente de hidrógeno (e.g. *FiveT Hydrogen Fund* o Aceleradora de Hidrógeno verde). Para un detalle de los fondos tanto privados y públicos de financiamiento climático existentes ver Anexo 12.

El desafío para proyectos de las tres industrias de interés será reconocer los riesgos a los que se enfrentaría cada proyecto con tal de identificar aquellos riesgos que sí pueden ser cubiertos por financiamiento climático (riesgos endógenos), y así mejorar la relación riesgo-retorno de estos proyectos, permitiendo la participación de inversionistas privados. Lo anterior obedece a la lógica de evaluación de riesgos financieros desarrollado en (GIZ, 2020) para generar mecanismos de financiamiento mixto que aseguren una mínima concesionalidad en los proyectos y permitan la participación de actores privados.

En esta sección se analizan los riesgos políticos, regulatorios, de mercado de capital, de crédito y tecnológicos de cada uno de los proyectos, con tal de poder establecer instrumentos o actores que ayudarían a la mitigación de estos riesgos. Entre los instrumentos a considerar se incluirán aportes políticos o institucional indirecto, políticas de apoyo a ingresos, financiamiento concesional, contratos bilaterales e instrumentos de mejoramiento crediticio.

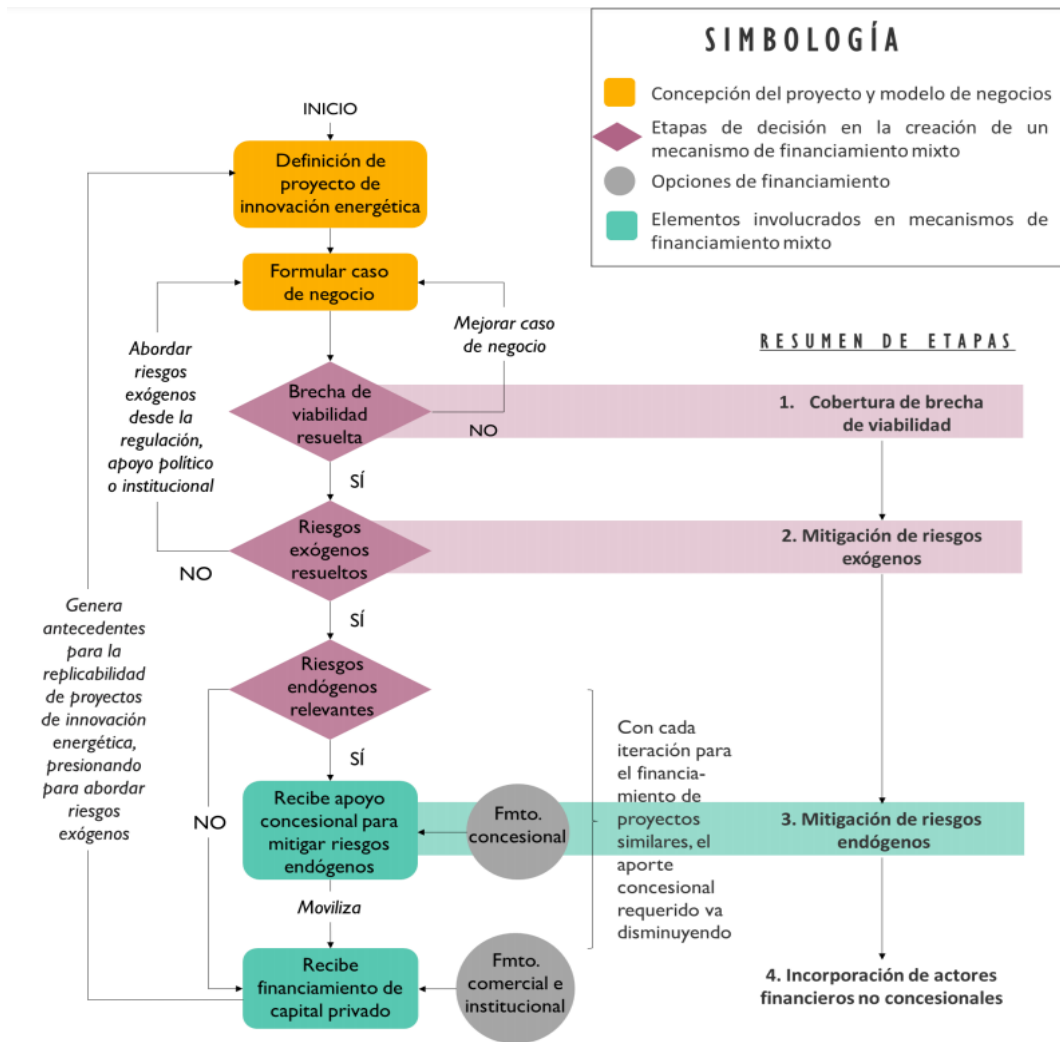


Figura 6-1. Diagrama de flujo sobre las etapas en el establecimiento de financiamiento para proyectos de innovación energética en Chile

Fuente: Elaboración propia

A continuación, en la Tabla 6-1, se presentan los riesgos identificados para la aplicación de H2V en las industrias del cemento, del acero y la minería. Cabe destacar que los riesgos asociados a la venta de certificados de reducción de emisiones corresponden a riesgos crediticios, y considerando que estos riesgos fueron desarrollados anteriormente, no se contemplarán en el presente análisis. Los riesgos a continuación se encuentran clasificados según tipo de riesgo y catalogados como alto, medio o bajo según los siguientes criterios (basado y adaptado del documento *Risk Gaps* (CPI, 2013)):

- **Alto:** riesgo imposibilita la implementación del proyecto y no se identifican medidas para la mitigación de este.
- **Medio:** riesgo imposibilita la implementación del proyecto, pero se identifican medidas concretas para la mitigación de este.
- **Bajo:** riesgo no considera una barrera relevante para la implementación del proyecto.

Tabla 6-1. Riesgos identificados para proyectos de aplicación de H2V

Tipología de proyecto	Tecnología de referencia	Riesgos Exógenos			Riesgos Endógenos	
		Riesgo político	Riesgo regulatorio	Riesgo de mercado de capitales	Riesgo tecnológico	Riesgo crediticio
<b>Caso estudio cemento</b>	Inyección de hidrógeno en horno de clínker reemplazando el 10% del <i>petcoke</i> .	<p>Bajo. Fue evaluado como iniciativa para la mitigación de emisiones en la actualización de la NDC de Chile, con una meta no vinculante en el ámbito del hidrógeno en uso térmico vía gasoductos en la industria de 2% al 2050 (Ministerio del Medio Ambiente, 2020).</p> <p>Además, Chile fue evaluado el año 2020 por Standard and Poor's con un rating A+ y por la agencia Fitch como A (clasificación <i>upper medium</i>). Por su parte Moody's le entregó un rating de A1 con una perspectiva negativa el año 2020. Por otro lado, el año 2020 se publicó la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde (Ministerio de Energía, 2020).</p>	<p>Medio. Existen brechas regulatorias, pero estas se han identificado y son las siguientes para cada componente de cadena de valor:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Acondicionamiento y Producción: No hay regulación chilena que aplique a la producción de hidrógeno, si bien se aplican los reglamentos generales de seguridad, los requerimientos en producción de hidrógeno son distintos.</li> <li>• Almacenamiento: ninguna reglamentación chilena aplica.</li> <li>• Transporte y distribución: está regulado por el Decreto 298/2002 aplicable a transporte de sustancias peligrosas, pero parece suficiente para un aumento del volumen de hidrógeno que se transportaría.</li> <li>• Consumo: aplica lo mismo de Acondicionamiento y Producción.</li> </ul> <p>Sin embargo, existe un plan para el desarrollo de un marco regulatorio que permita la implementación de estos proyectos (GIZ, 2020).</p>	<p>Bajo. Chile posee un mercado de inversiones maduro, posicionado en lugar 33 entre los 141 países considerados en el <i>Global Competitiveness Report 2019</i>, y en el primer puesto a nivel Latinoamericano de este mismo ranking.</p>	<p>Medio. Empresas han aplicado la inyección de H2V en hornos de manera exitosa (e.g. CEMEX). La producción de H2V a través de electrólisis de membrana alcalina o polimérica se encuentra en nivel 9 de TRL en adopción temprana y 8 de demostración.</p>	<p>Alto. Considerando la incertidumbre asociada a los mercados de carbono, y que este proyecto debiera incluir a distintos actores que participen de diferentes partes de la cadena de valor, los riesgos crediticios debieran verse disminuidos.</p>

Tipología de proyecto	Tecnología de referencia	Riesgos Exógenos			Riesgos Endógenos	
		Riesgo político	Riesgo regulatorio	Riesgo de mercado de capitales	Riesgo tecnológico	Riesgo crediticio
<b>Caso estudio de acero.</b>	Inyección de hidrógeno al Alto Horno para el proceso integrado, sustituyendo un 21,7% de coque.	Bajo. Proyecto fue evaluado como iniciativa para la mitigación de emisiones en la actualización de la NDC de Chile, con una meta no vinculante en el ámbito del hidrógeno en uso térmico vía gasoductos en la industria de 2% al 2050 (Ministerio del Medio Ambiente, 2020). Además, Chile fue evaluado el año 2020 por <i>Standard and Poor's</i> con un rating A+ y por la agencia Fitch como A (clasificación <i>upper medium</i> ). Por su parte <i>Moody's</i> le entregó un rating de A1 con una perspectiva negativa el año 2020. Finalmente, el año 2020 se publicó la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde (Ministerio de Energía, 2020).	<p>Medio. Existen brechas regulatorias, pero estas se han identificado y son las siguientes para cada componente de cadena de valor:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Acondicionamiento y Producción: No hay regulación chilena que aplique a la producción de hidrógeno, si bien se aplican los reglamentos generales de seguridad los requerimientos en producción de hidrógeno son distintos.</li> <li>• Almacenamiento: ninguna reglamentación chilena aplica.</li> <li>• Transporte y distribución: está regulado por el Decreto 298/2002 aplicable a transporte de sustancias peligrosas, este parece suficiente para un aumento del volumen de hidrógeno que se transportaría.</li> <li>• Consumo: similar a Acondicionamiento y Producción. se aplican los reglamentos generales de seguridad</li> </ul> <p>A pesar de lo anterior, existe un plan para el desarrollo de un marco regulatorio que permita la implementación de estos proyectos (GIZ, 2020).</p>	Bajo. Chile posee un mercado de inversiones maduro, posicionado en lugar 33 entre los 141 países considerados en el <i>Global Competitiveness Report 2019</i> , y en el primer puesto a nivel Latinoamericano de este mismo ranking.	Alto. Las reducciones sustanciales de emisiones son transformacionales y están en etapas tempranas, con lo que implican inversiones elevadas (Fundación Bariloche, GIZ & Ministerio de Energía, 2020). Además, se conoce un solo caso de éxito para esta aplicación a nivel industrial: la empresa Thyssenkrupp Steel. La producción de H2V a través de electrólisis de membrana alcalina o polimérica se encuentra en nivel 9 de TRL en adopción temprana y 8 de demostración.	Alto. Considerando la incertidumbre asociada a los mercados de carbono, y que este proyecto debiera incluir a distintos actores que participen de diferentes partes de la cadena de valor, los riesgos crediticios debieran verse disminuidos.

Tipología de proyecto	Tecnología de referencia	Riesgos Exógenos			Riesgos Endógenos	
		Riesgo político	Riesgo regulatorio	Riesgo de mercado de capitales	Riesgo tecnológico	Riesgo crediticio
<b>Caso estudio minería</b>	Reemplazo de combustible diésel por celdas en base a hidrógeno verde en buses para transporte de personal en la industria minera.	Bajo. Fue evaluado como pilar clave para la mitigación de emisiones en la actualización de la NDC de Chile, con metas tanto en electromovilidad como uso de hidrógeno en el sector (Gobierno de Chile, 2020). Además, Chile fue evaluado el año 2020 por Standard and Poor's con un rating A+ y por la agencia Fitch como A (clasificación <i>upper medium</i> ). Por su parte Moody's le entregó un rating de A1 con una perspectiva negativa el año 2020. Por otro lado, el año 2020 se publicó la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde (Ministerio de Energía, 2020).	Medio. En transporte en base a hidrógeno, existe un plan para el desarrollo de un marco regulatorio propicio para la generación de hidrógeno verde. Pese a que no existe una regulación, está identificada en la hoja de ruta.	Bajo. Chile posee un mercado de inversiones maduro, posicionado en lugar 33 entre los 141 países considerados en el <i>Global Competitiveness Report 2019</i> , y en el primer puesto a nivel Latinoamericano de este mismo ranking.	Medio. Ya se encuentran estos buses disponibles comercialmente, pero a precios altos comparado a otras alternativas tecnológicas bajas en carbono. La producción de hidrógeno verde a través de electrólisis de membrana alcalina o polimérica se encuentra en nivel 9 de TRL en adopción temprana y 8 de demostración.	Alto. Considerando la incertidumbre asociada a los mercados de carbono, y que este proyecto debiera incluir a distintos actores que participen de diferentes partes de la cadena de valor, los riesgos crediticios debieran verse disminuidos.

Fuente: Elaboración propia



## 6.2 Recomendaciones de esquemas de financiamiento

Como ha sido abordado en las secciones anteriores, específicamente en la Tabla 6-1, los proyectos de cada una de las industrias del cemento, acero y la minería enfrentan sus propios obstáculos que naturalmente requieren distintas recomendaciones de esquemas de financiamiento.

A continuación, se presenta la Tabla 6-2, la cual contiene los principales instrumentos financieros que se podrían utilizar para la mitigación de distintos riesgos de acuerdo con el *Climate Policy Initiative* (CPI, 2013).

Tabla 6-2. Instrumentos financieros para la mitigación de riesgos

Tipo de riesgo	Aporte político o institucional indirecto	Políticas de apoyo a los ingresos	Financiamiento concesional	Contratos bilaterales	Instrumentos de mejoramiento crediticio
Riesgos Políticos	X				
Riesgos Regulatorios	X				
Riesgos Tecnológicos	X			X	X
Riesgo Crediticios		X	X	X	X
Riesgos de Mercado de Capitales	X			X	

Fuente: Elaboración propia a partir de (CPI, 2013)

De los proyectos antes analizados, destacan los riesgos tecnológicos por ser soluciones aún en desarrollo y con poca experiencia siendo utilizada en aplicaciones reales, y los riesgos crediticios asociados a una alta incertidumbre del mercado de carbono desarrollado en detalle en la Sección 4.5.4. Lo anterior indica que la implementación de estas tecnologías dependerá fuertemente de la **participación de carácter político o institucional** de actores interesados en el testeado y desarrollo de estas tecnologías, en especial porque son sectores intensivos en emisiones donde el hidrógeno se posiciona como una solución viable y efectiva para la mitigación de estos. Este aporte se puede traducir en el apoyo del Gobierno de Chile para la descarbonización del sector, definiendo una política clara a largo plazo que permita planificar, en ventanas de al menos 20 años, los cambios de tecnologías estudiados. Esto se traduciría en entregar más precisión y certezas sobre qué tan expuestos estarán estos sectores a un futuro impuesto al carbono, nivel de ambición de precios futuros al carbono, y si serán parte de los compromisos de carbono neutralidad de Chile en los próximos años, con tal de asegurar los ingresos provenientes de un potencial mercado de carbono.

Los instrumentos financieros pueden también ayudar a mitigar los riesgos tecnológicos, sin embargo, estos no se encuentran habilitados para tecnologías innovadoras como las presentadas por este estudio. Por tanto, se propone utilizar esquemas de garantías a la deuda (indicadas arriba como instrumentos de mejoramiento crediticio). Esta sería presentada por un tercero (proveedor de financiamiento concesional como por ejemplo el Fondo Verde del Clima o GCF), el que asumiría la responsabilidad de hacer frente a la obligación hacia los acreedores si el proyecto no pudiera hacerlo por motivos específicos como la materialización de algún riesgo tecnológico (e.g. demora en la construcción y/o puesta en marcha del proyecto, subestimación de costos, deficiencia en la operación y su consiguiente menor nivel de producción). La garantía suele establecerse previo a la emisión de la obligación, ya que es un requisito

para que esta sea aceptada. Por otra parte, se debe considerar si se trata de una garantía total o parcial respecto a la obligación protegida.

También del análisis de los proyectos destacan los riesgos de crédito, en particular asociado a la incertidumbre por ingresos derivados de la venta de certificados de reducción de emisiones. Para abordar este riesgo y contar con más certezas respecto de un flujo sobre este ítem, pueden utilizarse esquemas de garantías a la deuda o fuentes de financiamiento concesional, que cubran la incertidumbre en torno al precio de venta de certificados de reducción de emisiones. Un ejemplo de esto sería el caso que fue liderado por BID Invest para una operación con Engie Energía Chile, donde BID Invest movilizó 15 MMUSD de financiamiento concesional del *Clean Technology Fund* para complementar el financiamiento de un parque eólico y respaldar el valor económico de la venta de reducción de emisiones (BID Invest, 2020).

Una vez que los riesgos están debidamente mitigados, el proyecto recibiría la deuda de carácter competitivo, donde un actor referencial para brindar este instrumento sería el área privada de la *Banca Multilateral de Desarrollo* (BMD) como la Corporación Financiera Internacional (IFC, por sus siglas en inglés) o BID Invest. También destacan en este mismo rol la participación de las Agencias de Crédito a la Exportación (o ACE) que pueden desplegar deuda a bajo costo incluso en contextos donde son necesarias capacidades particulares para evaluar los riesgos asociados a este tipo de proyectos.

Finalmente, aportes provenientes de asistencias técnicas ayudarían a pilotear y testear las aplicaciones antes mencionadas para el caso chileno. Esto disminuiría el riesgo tecnológico de implementación de los proyectos, y daría mayor seguridad a los inversionistas de participar en estos proyectos. De acuerdo con lo propuesto en el Anexo 12, fondos de asistencias técnicas podrían provenir de fuentes tanto nacionales (como el fondo CORFO o la ASE) como internacionales (como KfW o GCF). Cabe destacar que en este último caso el financiamiento podría provenir de países interesados en el proyecto (por proveer tecnologías o servicios) o de actores que participen en la estructura societaria del proyecto, como se vio en el proyecto *High Innovative Fuels*, donde Alemania entregó financiamiento para el desarrollo de este proyecto considerando el involucramiento de empresas de este país como proveedores.

## 7 Conclusiones

El presente estudio provee insumos técnicos para la identificación, formulación y desarrollo de casos de estudio de proyectos de hidrógeno verde en Chile en el marco de pilotos para un futuro mercado de carbono bajo el Artículo 6 del Acuerdo de París. Estos antecedentes permiten formular una estrategia en torno al desarrollo e inversión de aplicaciones de hidrógeno verde para tres nichos relevantes de la demanda doméstica:

- Cemento: Reemplazo del 10% (energético) del consumo de petcoke en el horno de clínker por H2V.
- Acero: Inyección de H2V por las toberas del alto horno para reemplazo parcial de coque en el proceso siderúrgico integrado.
- Minería: Reemplazo de 10 buses a diésel por buses a celdas de combustible para el transporte de personal a faenas mineras.

Específicamente, el estudio contribuye con identificar la viabilidad económica de estos pilotos bajo distintos escenarios de costo de H2V, dimensionar el potencial de mitigación de GEI, estimar los potenciales ingresos asociados a la venta de certificados de reducción de emisiones en distintos escenarios de rango de precios, y proponer mecanismos de financiamiento mixto para abordar los riesgos endógenos de los proyectos, con tal de atraer capital privado que viabilice la implementación de estos.

Según ejercicios preliminares, se concluye que para la iniciativa de minería el impacto de venta de certificados de reducción de emisiones es menor dado que este es un proyecto de una baja escala de inversión, y con un bajo potencial de abatimiento en comparación a los otros dos proyectos, especialmente porque se prevé que sea un sector que tienda a descarbonizarse y reduzca la capacidad de transar emisiones. Es por lo anterior que se observan precios de certificados por sobre los 1.000 USD/tonCO<sub>2</sub>eq para cerrar la brecha a la viabilidad de los proyectos. Con tal de robustecer el caso de estudio se deberá modificar el modelo de negocio, aumentando los kilómetros recorridos, o aprovechando infraestructura asociada al proyecto para otros usuarios (como la infraestructura de recarga de H2V).

**Tabla 7-1. Resultados generales de los casos analizados**

	<b>Escenario</b>	<b>Presente</b>	<b>2030</b>	<b>Largo plazo</b>
<b>Cemento</b>	TCO caso H2V (USD)	\$198.748.352,70	\$ 142.569.654	\$ 106.995.597
	TCO caso base (USD)	\$ 97.944.460	\$ 75.148.477	\$ 77.653.348
	Brecha a la viabilidad (USD)	\$ -100.803.893	\$ -67.421.177	\$ -29.342.249
	Potencial de abatimiento promedio anual tonCO <sub>2</sub> eq /año)		47.751	
	Precio del certificado que cierra la brecha a la viabilidad (USD/ tonCO <sub>2</sub> eq)	\$291	\$201	\$90
	Ingresos por ventas de offsets (escenario SUP y 15 años) (USD)	\$ 22.778.579	\$ 26.812.860	\$ 34.752.479
	<b>Acero</b>	TCO caso H2V (USD)	\$ 1.268.620.333	\$ 1.090.956.267
TCO caso base (USD)		\$ 839.440.012	\$ 839.639.379	\$ 907.670.795
Brecha a la viabilidad (USD)		\$ -429.180.321	\$ -251.316.887	\$ -24.527.007
Potencial de abatimiento promedio anual (tonCO <sub>2</sub> eq año)			297.954	
Precio del certificado que cierra la brecha a la viabilidad (USD/ tonCO <sub>2</sub> eq)		\$205	\$120	\$12
Ingresos por ventas de offsets (escenario SUP y 15 años) (USD)		\$ 138.400.740	\$ 168.251.880	\$ 225.240.420
<b>Minería</b>		TCO caso H2V (USD)	\$ 14.186.618	\$ 11.056.423
	TCO caso base (USD)	\$ 4.946.779	\$ 5.390.119	\$ 5.710.988
	Brecha a la viabilidad (USD)	\$ -9.239.839	\$ -5.666.304	\$ -2.882.005
	Potencial de abatimiento promedio anual (tonCO <sub>2</sub> eq /año)		519	
	Precio del certificado que cierra la brecha a la viabilidad (USD/ tonCO <sub>2</sub> eq)	\$2.391	\$1.527	\$834
	Ingresos por ventas de offsets (escenario SUP y 15 años) (USD)	\$240.123	\$234.575	\$210.337

Por otro lado, se observa para el caso del proyecto seleccionado para cemento y acero que un piloto de Art. 6 no será capaz de cerrar por completo la brecha a la viabilidad por sí sólo, y será necesario identificar otras fuentes de ingreso que permitan viabilizar el proyecto, como lo podrían ser un mercado de *green premium*, una configuración societaria que permita capturar subsidios de otros gobiernos o entidades, o la incorporación de socios que tengan un interés adicional en el proyecto y que estén dispuestos a aceptar el riesgo de crédito del proyecto.

En el mediano y largo plazo sí se ven oportunidades reales de que un mercado de carbono bajo el Art. 6 del Acuerdo de París pueda ayudar a la implementación de proyectos bajos en carbono en la industria del cemento y el acero, e incluso se observa que en el largo plazo un proyecto como el de acero pueda ser viable por sí mismo sin necesidad de valorizar otros *upsides*.

El aumento de los precios de los certificados de reducción de emisiones y la disminución de los LCOH son cruciales para garantizar la viabilidad económica de los pilotos analizados. Recientes estudios sugieren mantener estos pilotos en una escala industrial (compatible con la realidad operacional vigente como fueron abordados por este estudio), de modo de poner a prueba aspectos relevantes como la cadena de valor del proyecto, el efecto transformacional sobre la política pública y la capacidad de entregar una señal de mercado (Stockholm Environment Institute, 2020).

La industria chilena del hidrógeno verde se encuentra en una fase temprana, y como tal, está sometida a importantes niveles de incertidumbre en torno al desarrollo y la viabilidad de proyectos de inversión en aplicaciones domésticas. Este reporte identifica tres niveles de incertidumbre.

Existe un primer nivel de incertidumbre asociado a los costos de los proyectos. Esto incluye los costos de equipamientos de cada piloto estudiado (en particular electrolizadores), como también de los recursos energéticos que serían sustituidos y la competitividad de la configuración de electricidad renovable escogida. Estas fuentes de incertidumbre en los costos guardan relación con la capacidad productiva de proveedores, la rapidez de desarrollo y madurez tecnológica, la regulación sobre los peajes de transmisión eléctrica y el mercado de los combustibles fósiles (petcoke y coque).

También, hay un segundo nivel de incertidumbre en las políticas y señales de mercado que permitan configurar modelos de negocio más sostenibles en el tiempo. Por ejemplo, donde los atributos de un *commodity* bajo en carbono como el cemento y el acero, puedan tener un mayor valor económico para la demanda local (o *Green Premium*). También abordar la incertidumbre asociada a la trazabilidad de las emisiones asociadas a la producción de hidrógeno verde, que podrían ser abordadas con un marco coordinado para la certificación del origen verde del hidrógeno.

Finalmente, hay un tercer nivel de incertidumbre en torno a las reglas, condiciones y precios bajo el futuro mercado de carbono establecido en el Artículo 6 del Acuerdo de París. Para pilotos de esta naturaleza, es clave contar con señales de precio para la venta de certificados de reducción de emisiones que permitan contribuir en mayor medida a cerrar la brecha a la viabilidad económica. Bajo este mismo nivel, es importante que las metas sectoriales definidas por la NDC de Chile no comprometan la adicionalidad de futuros pilotos bajo el Artículo 6, o que al menos puedan ser formuladas como esfuerzos para aumentar el nivel de ambición de la NDC (condicionados a la cooperación bajo mercados de carbono).

De modo de poder contribuir a la evolución de los pilotos presentados, se recomiendan las siguientes acciones que permitirán reducir los niveles de incertidumbre asociados, avanzar con la estrategia sugerida por este documento y reducir la brecha a la viabilidad:

- I. Validar desarrollos metodológicos para la definición de línea base y estimación de reducción de emisiones, que puedan ser aceptados por donantes internacionales interesados en cooperar bajo los mecanismos de mercado del Artículo 6. La cuantificación de reducción de emisiones de este estudio ha seguido una perspectiva conservadora, por ejemplo, considerando los escenarios de línea base más promisorios en la adopción de tecnologías bajas en carbono para estas industrias (como la tendencia de un mayor uso de coprocesamiento para la industria de cemento y la incorporación de buses eléctricos en el transporte de pasajeros). Es relevante contar con mayor certeza para caracterizar dichos escenarios y evitar una subestimación del potencial de mitigación de GEI.

- II. Promover la cooperación con países miembros del G20 que aspiran liderar las relaciones bilaterales en torno al pilotaje de esquemas de mercado bajo el Artículo 6<sup>35</sup>.
- III. La adopción de H2V en los nichos estudiados y su viabilidad económica depende en gran medida de la disponibilidad de H2V competitivo (o sea con una escala de producción que permita un LCOH de bajo costo). Para lograr esto, es clave monitorear las posibles sinergias de proyectos de generación y uso de H2V en la vecindad de los proyectos estudiados, de modo de utilizar infraestructura compartida que facilite alcanzar los niveles de costo efectividad deseada.
- IV. Abogar por que las definiciones de adicionalidad que se establezcan dentro del marco del Artículo 6 no impidan la viabilidad de presentar proyectos en sectores afectos a instrumentos de precio al carbono locales (e.g. que reducciones de emisiones en fuentes afectas por un impuesto al carbono no puedan resultar en venta de *offsets*). En este sentido se recomienda que el regulador pueda definir su estrategia frente a proyectos gravados bajo un impuesto al carbono<sup>36</sup>, y entregar una mayor claridad sobre procedimientos y validez de la venta de certificados de reducción de emisiones bajo la Ley Marco de Cambio Climático en desarrollo.
- V. Entregar un marco regulatorio claro y definiciones coordinadas entre Ministerio de Energía y Ministerio del Medio Ambiente (MMA) sobre cuáles son las fuentes industriales afectas al impuesto al carbono, con tal de que las empresas puedan establecer estrategias de inversión de largo plazo. Dentro de la definición de combustión<sup>37</sup> del Impuesto Verde se establece que las materias primas necesarias para los procesos productivos se excluyen de las fuentes de emisión gravadas, pero no se establece concisamente si en los procesos industriales donde se usan combustibles como parte de la materia prima, en particular el coque (en el acero) o *petcoke* (en el cemento), estas emisiones estarán sujetas a pagar el impuesto o no. Esta interpretación se puede dirimir con una definición explícita por parte del MMA en la regulación.
- VI. Será relevante monitorear el debate internacional en torno a los aranceles fronterizos (carbon border adjustments) y los acuerdos sobre marketing verde (Meyer, 2021), en particular cuando se busca vender la reducción de emisiones ligada a proyectos en estos mismos sectores (acero y cemento).
- VII. Explorar la viabilidad de políticas que promuevan la adopción de tecnologías para un desarrollo bajo en carbono, mediante esquemas de fomento que cubran parte de la brecha a la viabilidad de estos proyectos y al mismo tiempo protejan la competitividad desde industrias nacionales vulnerables a las fugas de carbono. Cabe destacar la entrega de subsidios estatales desde el Gobierno Alemán para apoyar y compensar económicamente a algunas empresas que sean vulnerables a la transición baja en carbono y pudieran provocar estas fugas<sup>38</sup>.
- VIII. Promover la existencia de una certificación internacional de H2V, que permita asegurar la trazabilidad de una fuente de hidrógeno verde, y de esta forma dar garantías de origen que

---

35 Existen propuestas para acelerar el liderazgo de los países del G20 en la formulación de pilotos bajo el Artículo 6 y en la elaboración de metodologías para estimar la reducción de emisiones de estos proyectos. Más información en <https://www.g20-insights.org/wp-content/uploads/2020/12/promoting-carbon-neutral-hydrogen-through-unfccc-and-national-level-policies-1607609816.pdf>

36 Clarificar si estos proyectos podrán vender certificados de reducción de emisiones en el marco del Artículo 6, y en qué condiciones (por ejemplo, Chile podría decidir quedarse con parte de los certificados emitidos de acuerdo con el efecto que tenga el impuesto al carbono sobre el proyecto). Por ejemplo, con un precio de venta de certificado en un mercado internacional de 50 USD/ tonCO<sub>2</sub>eq, y un impuesto doméstico al carbono de 5 USD/ tonCO<sub>2</sub>eq, el proyecto buscará capitalizar los resultados del proyecto en un mercado internacional por sobre un mercado doméstico (a través de la exención de pago del impuesto). Lo anterior siempre en el supuesto que se preservan los principios de adicionalidad del proyecto.

37 Según la Ley, combustión se define como “un proceso de oxidación de sustancias o materias sólidas, líquidas o gaseosas que desprende calor y en el que se libera su energía interna para la producción de electricidad, vapor o calor útil, con la excepción de la materia prima que sea necesaria para el proceso productivo”.

38 Más información en <https://icapcarbonaction.com/en/news-archive/791-germany-adopts-carbon-leakage-rules-for-national-ets>

respalden el mayor precio a los *commodities* basados en este recurso energético (o el *Green Premium*).

El estudio plantea una propuesta para poder avanzar con el desarrollo de pilotos en soluciones de consumo doméstico de H2V, y promover el aprendizaje tecnológico referido en soluciones innovadoras que permitirían influir en industrias de productos estratégicos para Chile. El uso de H2V en aplicaciones de la industria nacional es una oportunidad para la descarbonización, aumentar el nivel de ambición de la NDC y promover la innovación. Es fundamental que existan señales de mercado y se elaboren las regulaciones acorde, para lograr fomentar que proyectos como los evaluados (y otros en la misma línea) en el marco de los esquemas de coordinación creados bajo el Artículo 6 del Acuerdo de París, por lo que se concluye la importancia y urgencia de seguir realizando los análisis, estudios y cálculos para robustecer y generar la mejor información disponible que permita avanzar hacia el uso de tecnologías innovadoras y emergentes en un mercado de carbono internacional.

Finalmente, se destaca la metodología creada para realizar el estudio y la oportunidad que esta se puede significar para replicar el análisis exploratorio en otras industrias, tecnologías e, incluso, contextos, como podría ser su aplicación en otros países. Y, a su vez, considerando que los datos, valores y resultados están sujetos a una alta variación e incertidumbre, se propone futuras actualizaciones al estudio para entender cómo avanza, al mismo tiempo que se van delimitando y entendiendo mejor el marco de implementación, en la línea del cierre del Libro de Reglas del Acuerdo de París y los futuros reglamentos que regirán al Artículo 6 y sus enfoques cooperativos.

## 8 Bibliografía

A&P Global. (s.f.). Obtenido de Steelmaking to be mainly primary-based beyond 2050 due to insufficient scrap: NZSPMP: <https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/latest-news/coal/072821-steelmaking-to-be-mainly-primary-based-beyond-2050-due-to-insufficient-scrap-nzspmp>

ArcelorMittal S.A. (17 de marzo de 2021). *ArcelorMittal launches XCarb™, signalling its commitment to producing carbon neutral steel*. Obtenido de <https://www.globenewswire.com/en/news-release/2021/03/17/2194329/0/en/ArcelorMittal-launches-XCarb-signalling-its-commitment-to-producing-carbon-neutral-steel.html>

Armijo, J., & Philibert, C. (2020). Flexible production of green hydrogen and ammonia from variable solar and wind energy: Case study of Chile and Argentina. *International Journal of Hydrogen Energy, Volume 45, Issue 3*, 1541-1558.

Barth, F. (2016). *Certify — Developing a European guarantee of origin scheme for green hydrogen*.

BHP. (5 de November de 2020). *BHP*. Obtenido de <https://www.bhp.com/media-and-insights/prospects/2020/11/pathways-to-decarbonisation-episode-two-steelmaking-technology/>

BID Invest. (2020). *Instrumento de descarbonización de Engie*.

CAP. (2021). *CAP Acero*. Obtenido de [https://www.capacero.cl/cap\\_acero/noticias/huachipato-y-paul-wurth-sms-group-unen-fuerzas-para-descarbonizar-la/2021-03-18/172511.html](https://www.capacero.cl/cap_acero/noticias/huachipato-y-paul-wurth-sms-group-unen-fuerzas-para-descarbonizar-la/2021-03-18/172511.html)

CEMEX. (s.f.). *CEMEX successfully deploys hydrogen-based ground-breaking technology*. Obtenido de <https://www.cemex.com/-/cemex-successfully-deploys-hydrogen-based-ground-breaking-technology>

Cerda, F. (25 de mayo de 2020). *Empresas del Consejo Minero fijan metas para reducir emisiones*. Obtenido de <https://www.reporteminero.cl/noticia/noticias/2020/05/empresas-del-consejo-minero-fijan-metas-para-reducir-emisiones>

CertifHy. (2016). *Developing a European guarantee of origin scheme for green hydrogen*. Obtenido de [https://www.certifhy.eu/images/media/files/CertifHy\\_Presentation\\_19\\_10\\_2016\\_final\\_Definition\\_of\\_Premium\\_Hydrogen.pdf](https://www.certifhy.eu/images/media/files/CertifHy_Presentation_19_10_2016_final_Definition_of_Premium_Hydrogen.pdf)

Clean Energy Wire. (2021). *Germany pushes for international climate club that protects industry interests*. Obtenido de [https://www.cleanenergywire.org/news/germany-pushes-international-climate-club-protects-industry-interests?utm\\_source=CP+Daily&utm\\_campaign=9652035e85-CPdaily23082021&utm\\_medium=email&utm\\_term=0\\_a9d8834f72-9652035e85-33478277](https://www.cleanenergywire.org/news/germany-pushes-international-climate-club-protects-industry-interests?utm_source=CP+Daily&utm_campaign=9652035e85-CPdaily23082021&utm_medium=email&utm_term=0_a9d8834f72-9652035e85-33478277)

Climate Finance Innovators. (2020). *Article 6 Piloting: State of Play and Stakeholder Experiences*.

CNE. (2021). *FIJACIÓN DE PRECIOS DE NUDO DE CORTO PLAZO. INFORME TÉCNICO DEFINITIVO*. Comisión Nacional de Energía.

cobre, C. c. (2016). *Informe sobre las emisiones indirectas de gases de efecto invernadero 2015*. Obtenido de <https://www.cochilco.cl/Listado%20Temtico/Informe%20GEI%20Indirectas%202015%20RBA%20Final.pdf>



- Comisión chilena del Cobre. (2016). *Informe sobre las emisiones indirectas GEI*.
- Comisión Nacional de Energía. (2020). *Informe de Costos de Tecnologías de Generación*.
- Comité Solar. (2020). *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*.
- CPI, C. P. (2013). *The Risk Gap: A Map of Risk Mitigation Instruments for Clean Investments*.
- CSI, ECRA. (2017). *Development of State of the Art-Techniques in Cement Manufacturing: Trying to Look Ahead, Revision 2017*.
- Deloitte & Ballard. (2020). *Fueling the Future of Mobility Hydrogen and fuel cell solutions for transportation*.
- Dirección de presupuesto. (2020). *Informe de Finanzas Públicas*. Santiago: Gobierno de Chile.
- Element Energy Limited. (2018). *Strategies for joint procurement of fuel cell buses*. doi:10.2843/459429
- Eurometal. (2019). *Thyssenkrupp Launches Hydrogen Injection at Blast Furnace*. Obtenido de <https://eurometal.net/thyssenkrupp-launches-hydrogen-injection-at-blast-furnace/>
- FCH. (2018). *Strategies for joint procurement of fuel cell buses*.
- FICEM. (2019). *Hoja de Ruta Chile: Industria del Cemento*. Obtenido de [https://issuu.com/ich\\_mkt/docs/hoja\\_ruta\\_28032019](https://issuu.com/ich_mkt/docs/hoja_ruta_28032019)
- FOEN. (2020). *CO2 compensation*. Obtenido de Federal Office for the Environment: <https://www.bafu.admin.ch/bafu/en/home/topics/climate/info-specialists/reduction-measures/compensation.html>
- Friedmann, Z. F. (2021). *Low-carbon production of iron and steel: Technology options, economic assessment, and policy*.
- Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking. (2018). *Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking*.
- Generadoras de Chile. (2021). *Generación eléctrica en Chile*. Obtenido de <http://generadoras.cl/generacion-electrica-en-chile>
- GIZ. (2018). *Tecnologías del Hidrógeno y Perspectivas para Chile*. Santiago de Chile.
- GIZ. (2018a). *Análisis de antecedentes para determinar las brechas tecnológicas existentes para la implementación de tecnologías limpias, en los sectores industriales expuestos al riesgo de una transición baja en carbono*.
- GIZ. (2020). *Opciones de financiamiento climático para proyectos innovadores en el sector energético en Chile*.
- GIZ. (2021). *Análisis de la captura de carbono para la producción de combustibles*.
- Global Efficiency Intelligence. (2019). *How Clean is the US Industry? An International Benchmarking of Energy and CO2 Intensities*.
- Gobierno de Chile. (2017). *Estrategia Nacional de Electromovilidad*.
- Gobierno de Chile. (2020). *Estrategia Nacional del Hidrógeno*.

- Gobierno de Chile, Ministerio de Energía. (2021). *¿Qué son las Energías Renovables?* Obtenido de <https://energia.gob.cl/educacion/que-son-las-energias-renovables>
- Gold Standard Marketplace Website. (26 de julio de 2021). *Gold Standard Marketplace Website*. Obtenido de <https://marketplace.goldstandard.org/collections/projects>
- Greiner, S. K. (2020). *Article 6 piloting: State of play and stakeholder experiences*.
- Grimmeissen, L., Jensen, A., & Wehner, S. (2020). *Hoja de ruta para el desarrollo de bajas emisiones en la Industria Chilena del Cemento*.
- Grimmeissen, L., Jensen, A., & Wehner, S. (2020). *Hoja de ruta para el desarrollo de bajas emisiones en la Industria Chilena del Cemento*.
- Hydrogen Council. (2021). *Hydrogen decarbonization pathways*.
- Hydrogen Council. (2021). *Hydrogen Insights: A perspective on hydrogen investment, market development and cost competitiveness*.
- ICAP. (2020). *Emissions Trading Worldwide: Status Report 2020*.
- ICH & FICEM. (2019). *Hoja de Ruta Chile Industria del Cemento*.
- IEA & CSI. (2018). *Technology Roadmap Low-Carbon Transition in the Cement Industry*.
- IEA & NEA. (2020). *Projected Costs of Generating Electricity*.
- IEA. (2019). *The Future of Hydrogen Seizing today's opportunities*.
- IEA. (2020). *Global average levelised cost of hydrogen production by energy source and technology, 2019 and 2050*. Obtenido de <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/global-average-levelised-cost-of-hydrogen-production-by-energy-source-and-technology-2019-and-2050>
- IEA. (2020a). *The Future of Hydrogen - IEA G20 Hydrogen report: Assumptions*.
- IEA. (2020b). *Global average levelized cost of hydrogen production by energy source and technology*.
- IEA International Energy Agency. (2019). *IEA G20 Hydrogen Report : Assumptions*.
- IETA. (2019). *The Economic Potential of Article 6 of the Paris Agreement and Implementation Challenges*.
- Instituto Libertad. (2018). *LAS ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES EN CHILE*.
- International Energy Agency. (2018). *Technology Roadmap: Low-Carbon transition in the Cement Industry*.
- International Trade Administration. (16 de enero de 2021). *Chile - Country Commercial Guide*. Obtenido de <https://www.trade.gov/knowledge-product/chile-mining-and-minerals#:~:text=Its%20current%20world%20copper%20and,key%20sector%20of%20Chile's%20economy>
- Investing.com. (2021). *mayor (actualmente fluctúa entre los US\$20- US\$40)*.
- Jörn Rolker, M. S. (2011). *Industrial Progress: New Energy-Efficient Absorbents for the CO2 Separation from Natural Gas, Syngas and Flue Gas*.
- Jörn Rolker, M. S. (2011). *Industrial Progress: New Energy-Efficient Absorbents for the CO2 Separation from Natural Gas, Syngas and Flue Gas*.

- Kizzier, K., Levin, K., & Rambharos, M. (2 de diciembre de 2019). *What You Need to Know About Article 6 of the Paris Agreement*. Obtenido de World Resources Institute: <https://www.wri.org/insights/what-you-need-know-about-article-6-paris-agreement>
- Kollmuss, A., Zink, H., & Polycarp, C. (2008). *Making Sense of the Voluntary Carbon Market: A Comparison of Carbon Offset Standards*. WWF.
- KPMG. (2020). *Coal Price and FX market forecasts*.
- Krukowska, E. (29 de junio de 2021). *Europe CO2 Prices May Rise More Than 50% by 2030 EU Draft Shows*. Obtenido de Bloomberg Green: <https://www.bloomberg.com/news/articles/2021-06-29/europe-co2-prices-may-rise-more-than-50-by-2030-eu-draft-shows>
- Low Carbon Vehicle Partnership. (2020). *A review of well-to-tank GHG emission values and pathways for natural gas, biofuels and hydrogen*.
- Meyer, T. N. (2021). *A Green Steel Deal: Toward Pro-Jobs, Pro-Climate Transatlantic Cooperation on Carbon Border Measures*.
- Michaelowa, A., Shishlov, I., Hoch, S., Bofill, P., & Espelage, A. (2019). Overview and comparison of existing carbon crediting schemes. *Perspectives Climate Group*.
- Mineral Products Association; Cinar Ltd; VDZ gGmbH . (2019). *Options for switching UK cement production sites to near zero CO2 emission fuel: Technical and financial feasibility*.
- Ministerio de Desarrollo Social. (2016). *Estimación del Precio Social del CO2*.
- Ministerio de Energía. (2016). *Política Energética de Chile Energía 2050*.
- Ministerio de Energía. (2019). *Planificación Energética de Largo Plazo* . Obtenido de [https://www.energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/20191209\\_actualizacion\\_pelp\\_-\\_iaa\\_2019.pdf](https://www.energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/20191209_actualizacion_pelp_-_iaa_2019.pdf)
- Ministerio de Energía. (2021). *Planificación Energética de Largo Plazo*.
- Ministerio del Medio Ambiente. (2020). *Contribución Determinada a Nivel Nacional (NDC) de Chile, Actualización 2020*.
- Ministerio del Medio Ambiente. (2020a). *Ministerio del Medio Ambiente*. Obtenido de <https://mma.gob.cl/gobierno-entrega-la-actualizacion-de-su-compromiso-de-reduccion-de-emisiones-y-medidas-para-enfrentar-el-cambio-climatico/>
- Natixis. (2021). *Financing green hydrogen's development: clearing the hurdles*.
- NEFCO. (2019). *Landscape of Article 6 Pilots: A closer look at initial cooperative approaches*.
- Nel Hydrogen. (2019). *Hydrogen at Scale for Fuel Cell Electric Buses A California Case Study*.
- Neutral Capital Partners. (2020). *The CarbonNeutral Protocol: The global standard for carbon neutral programmes*.
- Nippon Steel Corporation. (2021). *Nippon Steel Carbon Neutral Vision 2050*.
- Pardo, Moya, & Vatopoulos. (2012). *Prospective Scenarios on Energy Efficiency and CO2 Emissions in the EU* . Obtenido de <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC74811/1d1a25543enn.pdf>

- Revista Electricidad. (18 de marzo de 2021). *Anglo American avanza en la integración de la electromovilidad en sus operaciones*. Obtenido de <https://www.revistaei.cl/2021/03/18/anglo-american-avanza-en-la-integracion-de-la-electromovilidad-en-sus-operaciones/#>
- Rodriguez, P. (2019). *Xataka*. Obtenido de <https://www.xataka.com/vehiculos/coche-electrico-vs-coche-hidrogeno-batalla-futuro-automovil>
- Sangwan, K. S., & Herrmann, C. (. (2020). *Enhancing Future Skills and Entrepreneurship*. 3rd Indo-German Conference on Sustainability in Engineering.
- Stockholm Environment Institute. (2020). *Bigger is sometimes better: demonstrating hydrogen steelmaking at scale* .
- Tucker, T. N., & Meyer, T. (2021). *A Green Steel Deal: Toward Pro-Jobs, Pro-Climate Transatlantic Cooperation on Carbon Border Measures*.
- World Bank. (mayo de 2020). *State and Trends of Carbon Pricing 2020*. Washington, DC. Obtenido de <https://openknowledge.worldbank.org/bitstream/handle/10986/33809/9781464815867.pdf?sequence=4&isAllowed=y>
- World Bank. (2021). *Advisory report on the development of a Green Hydrogen certification scheme in Chile*.
- World Bank. (1 de abril de 2021). *Carbon Pricing Dashboard*. Obtenido de [https://carbonpricingdashboard.worldbank.org/map\\_data](https://carbonpricingdashboard.worldbank.org/map_data)
- World Steel Association. (2019a). *World Steel in Figures*.
- World Steel Association. (2020). *Sustainability indicators 2020 report*.
- World Steel Association. (2021). *Fact sheet | Raw materials in the steel industry*.
- World Steel Assosiation. (2019). *Energy use in the steel industry*. Obtenido de [https://www.worldsteel.org/en/dam/jcr:f07b864c-908e-4229-9f92-669f1c3abf4c/fact\\_energy\\_2019.pdf](https://www.worldsteel.org/en/dam/jcr:f07b864c-908e-4229-9f92-669f1c3abf4c/fact_energy_2019.pdf)
- Yilmaz, C., Wendelstorf, J., & Turek, T. (2017). *Modeling and simulation of hydrogen injection into a blast furnace to reduce carbon dioxide emissions*.
- Yoders, J. (7 de abril de 2021). *ArcelorMittal Has World's First 'Green' Steel Voucher Program*. Obtenido de <https://www.enr.com/articles/51551-arcelormittal-has-worlds-first-green-steel-voucher-program>

## 9 Anexos

### 9.1 Anexo 1: Metodologías de reducción de emisiones

#### Metodologías de referencia del MDL:

- Booklet: [https://cdm.unfccc.int/methodologies/documentation/2103/CDM-Methodology-Booklet\\_fullversion.pdf9](https://cdm.unfccc.int/methodologies/documentation/2103/CDM-Methodology-Booklet_fullversion.pdf9)
- AMS-III.B: Switching fossil fuels  
<https://cdm.unfccc.int/methodologies/DB/1T8IU3YG99FQOYHN12FM3T0QZFFPBX>
- AMS-III.AN: Fossil fuel switch in existing manufacturing industries  
<https://cdm.unfccc.int/methodologies/DB/C8IOOM4JXFT8QM23QN0D1LCPOYVKUT>
- AMS-III.AY: Introduction of LNG buses to existing and new bus routes  
<https://cdm.unfccc.int/methodologies/DB/LNSTE8UK3HYYUZZRRHK4JXOAJZCY31>
- AMS-III.S: Introduction of low-emission vehicles/technologies to commercial vehicle fleets  
<https://cdm.unfccc.int/methodologies/DB/CAEL7OU5NIMXWM9E4RU2C4MV9WHXJN>

#### METODOLOGÍA ACERO/CEMENTO

##### REFERENCIA MDL:

- AMS-III.B: *Switching Fossil Fuels*
  - AMS-III.AN: *Fossil fuel switch in existing manufacturing industries*
1. **Descripción del proyecto:** Cambio de combustibles fósiles con alto contenido de carbono a un combustible con menos intensidad en industrias, específicamente el H2V.
  2. **Tipo de acción de mitigación:**
    1. Cambiar a combustible con una intensidad de GEI más baja (en *Greenfield* o en actividades de reacondicionamiento o reemplazo).
  3. **Condiciones sobre las cuales es aplicable la metodología**
    - Alcance:
      - La metodología comprende cambios de combustibles fósiles en industrias.
      - El cambio de combustible puede estar en un elemento del proceso o puede incluir varios elementos de procesos dentro de la instalación. Sin embargo, varios cambios de combustibles fósiles, no están cubiertos por la metodología. Es decir, solo los elementos de procesos que recambien un solo combustible en la línea de base son elegibles. El recambio dual o múltiple de combustible a lo largo de la vida útil del proyecto no está cubierta.
      - El límite del proyecto es el sitio físico y geográfico donde el cambio de fuente de energía tiene lugar. Incluye todas las instalaciones, procesos o equipos afectados por la conmutación.
    - Condiciones:
      - Cambio de combustible fósil utilizado en un proceso para la producción de un producto final.
      - Se limita a medidas de cambio de combustible que requieren inversiones de capital.
      - Solo se considera el aumento de la eficiencia energética relacionado con el cambio de combustible.
      - Solo son elegibles las modificaciones y reemplazos sin cambio de proceso integrado.

- Para actividades de proyectos donde las reducciones de emisiones anuales estimadas de cada elemento de proceso son más de 600 ton CO<sub>2</sub>-eq por año, el uso / producción de energía debe ser medido directamente, de lo contrario no es elegible.
- Esta metodología es aplicable para
  - Modernización o sustitución de instalaciones existentes.
  - Instalaciones nuevas o actividades de proyectos que impliquen adiciones de capacidad.
  - El cambio de combustible también puede resultar en mejoras de eficiencia energética. Si la actividad del proyecto apunta principalmente a reducir las emisiones a través del cambio de combustible, se enmarca en esta metodología.
  - Los requisitos relativos a la demostración de la vida útil restante del reemplazo del equipo deben cumplirse como se describe en la última versión aprobada de la *Herramienta para determinar la vida útil restante del equipo*. Si la vida útil restante de los sistemas afectados aumenta debido a la actividad del proyecto, el periodo de acreditación se limitará a la vida útil restante estimada, (es decir, el tiempo en que los sistemas afectados habrían sido reemplazados en ausencia de la actividad del proyecto).
  - Los siguientes tipos de combustibles enumerados en las Directrices del IPCC de 2006 para inventarios gases de efecto invernadero (volumen 2, capítulo 1, tabla 1.1) son elegibles bajo esta metodología:
    - Combustible líquido (petróleo crudo y productos del petróleo);
    - Combustible sólido (carbón y productos del carbón);
    - Gas (gas natural).
  - El proceso elemental u otros procesos descendentes / ascendentes no cambian como resultado del cambio de combustible fósil.
  - El combustible fósil de referencia y la fuente de energía baja en carbono del proyecto se consumen en equipos de conversión de energía térmica (e.g. hornos, secadores) que se utilizan en la fabricación de productos.
  - Las regulaciones no requieren el uso de una fuente de energía baja en carbono del proyecto (e.g. gas natural, electricidad o cualquier otro combustible) o restringir el uso del combustible de referencia.
  - El (los) producto(s) (e.g. aislantes cerámicos, baldosas, lingotes de acero, utensilios de cocina de aluminio) producidos en la instalación industrial durante todo el periodo de acreditación serán equivalente al producto o productos producidos en la línea de base. A los efectos de esta metodología, los productos equivalentes se definen como productos que tienen el mismo uso, las mismas propiedades físicas generales, y que funcionan de manera similar, y la misma calidad.
  - El tipo de insumos utilizados en el proyecto deberá ser homogéneo y similar al material de entrada que se utilizó en la línea de base y cualquier desviación durante el periodo de acreditación del tipo de material de entrada, composición o cantidad utilizada por unidad de la producción del producto debe estar dentro del rango de +/- 10% de las características de referencia y valores.
  - Para cada proceso de elemento, la relación entre la entrada de energía y la salida del producto en la actividad del proyecto debe ser igual o menor que la relación entre la entrada de energía y la salida del producto en la línea de base. Es decir, no puede disminuir la eficiencia.

Metodología no aplica para: Proyectos que inyectan sus outputs a otros sistemas, como a una red eléctrica.

## 1. Parámetros importantes:

- A validar:
  - Producción de energía histórica neta
  - Eficiencia de los elementos del proceso
  - Valor calorífico neto del tipo de combustible de la línea de base y del proyecto
  - Consumo anual de materias primas de referencia y cantidad anual de producción
  
- Monitoreo:
  - Cantidad de combustible fósil utilizado (m<sup>3</sup> o kg en el año)
  - Eficiencia del proceso de cada elemento o utilizando un enfoque de muestreo en el caso de que el proceso del elemento acumule reducciones de emisiones anuales inferiores a 3000 ton CO<sub>2</sub>-eq.

## METODOLOGÍA BUSES

### Referencia MDL:

- AMS-III.AY: *Introduction of LNG buses to existing and new bus routes.*
- AMS-III.S: *Introduction and operation of new less-greenhouse-gas-emitting vehicles (e.g. CNG, LPG, electric or hybrid) for commercial passengers and freight transport, operating on routes with comparable conditions. Retrofitting of existing vehicles is also applicable.*

1. **Descripción del proyecto:** Introducción y operación de nuevos buses eléctricos para transporte de pasajeros que emitan menos gases de efecto invernadero, utilizando como combustible H2V aplicado en celdas de combustible, para el transporte de pasajeros a rutas nuevas y existentes en actividades de un proyecto.
2. **Tipo de acción de mitigación:**
  - Cambio de combustible
  - Desplazamiento de vehículos más intensivos.
3. **Condiciones sobre la cual es aplicable la metodología:**
  - Las rutas existentes y nuevas son fijas, los kilometrajes anuales a considerar son establecidos de antemano y son fijos.
  - Los autobuses en base a H2V son solo para el transporte de pasajeros.
  - Para cada ruta, se usa solo un tipo de autobús, y un tipo de combustible (ejemplo: gasolina o diésel) en la línea de base y en el escenario del proyecto.
  - Para cualquier nueva ruta implementada por la actividad del proyecto, se demostrará que estas nuevas rutas ya habían sido planificadas antes de la fecha de inicio de la actividad del proyecto y que debían ser usadas por autobuses de combustibles fósiles.
  - Si en la flota de buses de la Línea de Base existen buses eléctricos y en base a combustibles fósiles, solo se considerará el reemplazo de estos últimos.
  - Los buses del proyecto y de la línea de base para cada ruta son comparables, lo que significa que los buses de los dos escenarios deben tener una capacidad de pasajeros comparable y potencia nominal con una variación de no más de +/- 10%, y si los buses de la línea de base tienen aire acondicionado, los del proyecto también.
  - La frecuencia de operación de los autobuses debe ser la misma en el proyecto y en la línea de base.
  - Procedimientos tales como un acuerdo contractual o identificación única de los autobuses se deben implementar para evitar la doble contabilización potencial de las reducciones de emisiones por las partes involucradas. Estos procedimientos en los que se define a quien le corresponde la reducción de emisiones, deberán describirse en el documento de diseño del proyecto.

### Condiciones de borde

- Las mediciones son limitadas a aquellas que resulten en una reducción de emisiones de menos o igual a 60 kton CO<sub>2</sub>-eq equivalentes anuales.
- El límite del proyecto incluye lo siguiente:
  - Buses que usan H2V como combustible.
  - Terminal de almacenamiento y recarga de H2V.
  - Área geográfica que cubre las rutas que los buses que funcionan con H2V deben utilizar.
  - Instalaciones auxiliares como estaciones de combustible, talleres y estaciones de servicios visitadas por los buses del proyecto.

### **4. Parámetros importantes**

- A validar:
  - Datos de combustible de la línea de base, como el factor de emisión y NCV (*Net calorific Value*).
  - Datos de combustible en el proyecto del H2V, además de detalles del recambio.
- Monitoreados:
  - Consumo específico de los buses de la línea de base y del proyecto.
  - Distancia anual total recorrida por los buses en la línea de base.
  - Rendimiento de buses de línea de base y del proyecto.
  - Número de pasajeros a transportar en los buses de la línea de base, y en el proyecto.
  - Cantidad de buses a reemplazar en la flota.



## 9.2 Anexo 2: Análisis técnico-económico para la producción de H2V

Las principales fuentes de información utilizadas para el cálculo del costo nivelado del hidrógeno (LCOH por sus siglas en inglés)<sup>39</sup> en distintas zonas de Chile (norte, centro y sur) son los presentados en la Tabla 9-1.

Tabla 9-1. Supuestos principales para cálculo de LCOH.

Supuesto	Fuente
CAPEX <sup>40</sup> electrolizador (USD/kW)	Global average levelized cost of hydrogen production by energy source and technology (IEA, 2020b) CAPEX considera costos auxiliares (IEA & NEA, 2020)
OPEX <sup>41</sup> electrolizador (%CAPEX)	Global average levelized cost of hydrogen production by energy source and technology (IEA, 2020b)
Eficiencia del electrolizador (%)	G20 Hydrogen report (IEA, 2020a)
Stack lifetime (hrs de OP.)	G20 Hydrogen report (IEA, 2020a)
Costo de recambio (%CAPEX)	(Armijo & Philibert, 2020)
CAPEX energía eólica (USD/kW)	Informe de Costos de Tecnologías de Generación, CNE (Comisión Nacional de Energía, 2020)
OPEX energía eólica (%CAPEX)	(Armijo & Philibert, 2020)
CAPEX energía solar (USD/kW)	Informe de Costos de Tecnologías de Generación, CNE (Comisión Nacional de Energía, 2020)

Fuente: Elaboración propia.

Las fórmulas y cálculos de LCOH y LCOE<sup>42</sup> son las siguientes:

Ecuación 9-1 Cálculo de LCOH (USD/kg H<sub>2</sub>)

$$LCOH = \frac{CAPEX_{EZ} \cdot [CRF(1 + \frac{\%Costo\ de\ recambio}{(1+WACC)^{Nr}}) + \%OPEX_{EZ}]}{CF_{EZ} \cdot 365 \cdot 24} \cdot \frac{LHV}{\eta} + LCOE \cdot (1 + \%vertimiento) \cdot \frac{LHV}{\eta} + C_{H2O} \cdot Q_{H2O} - P_{O2} \cdot Q_{O2}$$

Ecuación 9-2 Cálculo de LCOE (USD/MWh)

$$LCOE = \frac{CAPEX_{ERV}(CRF + \%OPEX_{ERV})}{CF_{ERV} \cdot (365 \cdot 24)}$$

Donde, utilizando valores propuestos por distintas fuentes (Armijo & Philibert, 2020; GIZ, 2018; IEA, 2020a):

- $CAPEX_{EZ}$ : costo de inversión del electrolizador (USD)

39 El costo nivelado corresponde a los costos operacionales más los costos de inversión traídos a valor presente. Representan el costo de venta del producto que permite la recuperación de la inversión.

40 Costos de capital (desde ahora CAPEX, por sus siglas en inglés).

41 Costos de operación (desde ahora OPEX, por sus siglas en inglés).

42 Costo nivelado de la electricidad para la planta de ERV.

- $CRF$ : es el factor de recuperación de capital para una tasa de descuento del 7%<sup>43</sup> y la vida útil de la planta electrolizadora estimada en 30 años (Armijo & Philibert, 2020)
- $\%Costo\ de\ recambio$ : es el costo de reemplazo, como porcentaje de CAPEX (40%), en el tiempo  $Nr$  (calculado como el cociente: horas de vida útil de la pila / horas de funcionamiento anuales a carga completa)
- $OPEX_{EZ}$ : Costo de operación del electrolizador (USD)
- $WACC$ : Costo medio ponderado de capital (*Weighted Average Cost of Capital*)
- $CF_{EZ}$ : es el factor óptimo de capacidad del electrolizador para las fuentes de Energía Renovable (ER) disponibles en cada región (lo óptimo es la energía solar en las regiones norte, centro y sur y la eólica en Magallanes)
- $LHV$ : es igual al poder calorífico del hidrógeno que es 33.381 kWh / kg
- $LCOE$ : Costo nivelado de la electricidad para la planta de ERV.
- $\eta$ : eficiencia del electrolizador
- $C_{H2O}Q_{H2O}$ : es el costo del suministro de agua a una tasa de 17 lt/kg H<sub>2</sub> y el costo del agua dependiendo de cada región (5 USD/m<sup>3</sup> en el norte y 1,5 USD/m<sup>3</sup> en el resto del país)
- $P_{O2}Q_{O2}$ : es el ingreso de las ventas de oxígeno a una tasa de producción de 7.8 kg O<sub>2</sub>/kg H<sub>2</sub> y un precio del oxígeno de 0.03 USD/kg O<sub>2</sub> para todas las regiones<sup>44</sup>

Utilizando un modelo de producción híbrido de la mejor energía eólica y solar<sup>45</sup> disponible en cada macrozona, se obtuvo la mejor combinación de recursos considerando la generación fuera de la red y la capacidad de sobredimensionamiento óptima de las renovables para lograr los costos de producción nivelados más bajos para H2V. Los resultados obtenidos del modelo de dimensionamiento optimizado para todas las regiones en el escenario “2030” se presentan en la Tabla 9-2.

**Tabla 9-2. Dimensionamiento óptimo de ERV para la producción híbrida de H2V in situ, escenario 2030.**

Concepto	Norte	Centro	Sur	Magallanes
Capacidad electrolizador (MW)	1,00	1,00	1,00	1,00
Capacidad solar óptima (MW)	1,07	0,94	1,06	0,00
Capacidad eólica óptima (MW)	0,00	0,70	0,65	1,18
Factor de capacidad del electrolizador híbrido (%)	39,7%	50,6%	44,5%	61,1%
Vertimiento in situ (%)	2,23%	5,66%	6,65%	0,10%
LCOE híbrido “2030” (USD/MWh)	21,68	29,89	34,57	22,81
LCOH híbrido– “2030” (USD/kg)	1,90	2,11	2,47	1,56

Fuente: Elaboración propia utilizando datos de generación horaria para plantas ERV seleccionadas en las macrozonas norte, centro y sur, junto a resultados de (Armijo & Philibert, 2020) para Magallanes. Datos de costos de (IEA, 2020b).

<sup>43</sup> Se utilizó una tasa de descuento privada del 7% representativa para todos los proyectos en base al trabajo de Armijo y Philibert (Armijo & Philibert, 2020). Este valor es representativo de la industria en Chile y se estima que es un buen proxy para proyectos de H2V que estarán respaldados por contratos de largo plazo como ocurre en el mercado eléctrico.

<sup>44</sup> Los precios presentados se asumen constantes ya que no se considera inflación en el modelo. Adicionalmente, se presenta un análisis de sensibilidad que incluye los precios del oxígeno y del agua para ver su efecto en el resultado.

<sup>45</sup> Se utiliza una producción híbrida para asegurar una producción constante de energía a través del día. La energía solar asegura una producción energética durante las horas de luz, mientras que se cubre la producción durante el resto del tiempo con energía eólica

El valor de *vertimiento in situ* es el resultado de la planta de generación ER sobredimensionada en relación con la capacidad del electrolizador. De este análisis se concluye que la producción híbrida para las macrozonas central y sur es la configuración óptima, mientras que la solar es la tecnología dominante en el norte y la eólica en Magallanes.

Utilizando una tasa de descuento del 7% y una vida útil de 25 años para las plantas de ER (Armijo & Philibert, 2020) los costos nivelados para la electricidad (LCOE) resultantes son los presentados en la Tabla 9-3.

Tabla 9-3. Costos nivelados de electricidad (LCOE) en zonas seleccionadas.

Concepto	Norte	Centro	Sur	Magallanes
Factor de capacidad solar	38,1%	28,8%	23,9%	17,4%
LCOE solar "Presente" (USD/MWh)	26,86	35,44	42,85	58,75
LCOE solar "2030" (USD/MWh)	21,68	28,60	34,58	47,42
LCOE solar "Largo Plazo" (USD/MWh)	15,82	20,87	25,24	34,60
Factor de capacidad eólico	37,2%	37,9%	34,2%	51,8%
LCOE eólico "Presente" (USD/MWh)	37,85	37,21	41,20	27,19
LCOE eólico "2030" (USD/MWh)	31,75	31,21	34,56	22,81
LCOE eólico "Largo Plazo" (USD/MWh)	26,59	26,13	28,94	19,10

Fuente: Elaboración propia

A continuación, en la Figura 9-1, se presentan los resultados de los LCOH para cada zona de interés y escenario temporal.

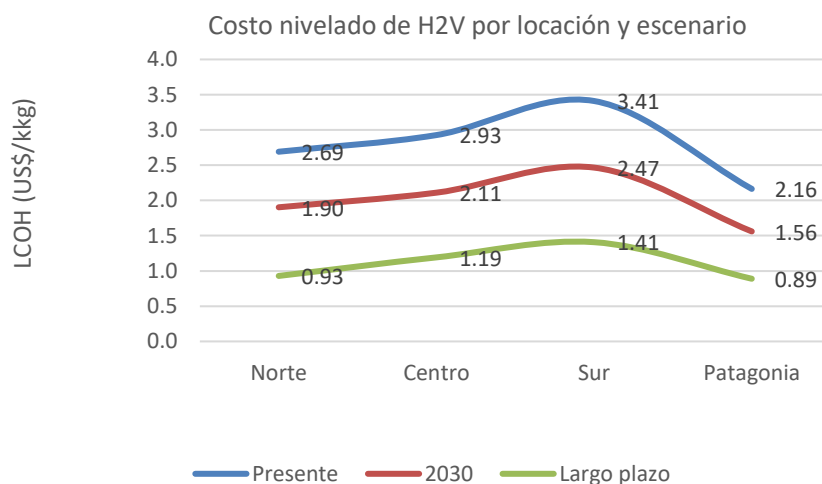
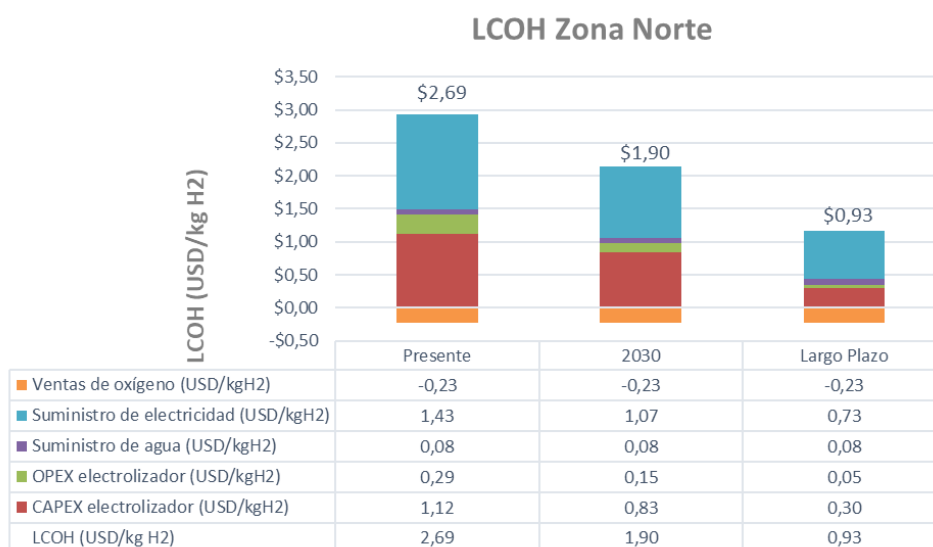


Figura 9-1. Costo nivelado de H2V por locación y escenario

Fuente: Elaboración propia

Como se puede apreciar, en el escenario “Presente” la producción de hidrógeno a menor costo se logra en la Patagonia chilena. A medida que avanza el tiempo, la disminución del CAPEX asociado a la producción de energía solar permiten que se logre un LCOH menor en la zona norte en el largo plazo. La zona sur es la que se caracteriza por ser la menos competitiva en la producción de hidrógeno en todos los escenarios.

En la Figura 9-2 se muestra de forma desagregada en un gráfico el costo nivelado del hidrógeno en la zona norte. Este análisis permite identificar el peso de los distintos componentes en el costo final del H2V.



**Figura 9-2. LCOH desagregado, zona norte**

Fuente: Elaboración propia

En la zona norte se considera un costo de agua más alto que en el resto del país (5 USD/m<sup>3</sup> en comparación a 1,4 USD/m<sup>3</sup>), a modo de tomar en consideración la situación de escasez hídrica que enfrenta esta región. Aun así, el impacto en los costos operativos es relativamente bajo y todos los costos OPEX podrían compensarse si la producción de oxígeno asociada se lograra vender a un precio de 0,03 USD/kg.

Respecto a los costos asociados al transporte de H2V, dada la estructura de las tarifas de la red eléctrica en Chile, es probable que la producción de H2V *on-site* en ubicaciones óptimas de recursos renovables, y con transporte de H2V comprimido en camiones a la ubicación de uso final, serán las soluciones predominantes para los desarrolladores de proyectos frente al uso de PPAs 24/7 que permitan generar H2V de manera constante y cerca del sitio de aplicación o uso final. Lo anterior se debe a que la Ley Eléctrica considera un esquema de peajes de transmisión dependiendo del nivel de voltaje al que se conecta el consumo, el cual es pagado por el usuario final como un cargo estampillado por unidad de energía consumida. Este cargo puede llegar a sumar entre 12-20 USD/MWh al precio final de la energía, dependiendo de si el consumo ocurre a nivel de transmisión zonal o nacional, y de 50 USD/MWh si el consumo ocurre a nivel de distribución. Este costo es adicionado al precio de la energía lo cual le quita competitividad al costo final del H2V.

Por otro lado, los costos de transporte de H2V en camiones dedicados se estiman en 0,6 USD/kg H<sub>2</sub> por cada 100 km recorridos (IEA International Energy Agency, 2019). En el gráfico a continuación (Figura 9-3) se muestra que para un productor de H2V en la zona central de Chile, el transporte de H2V en camión sería una alternativa más conveniente que el uso de PPAs 24/7 para un consumo a una distancia menor de 200 km desde un sitio de producción, mientras que la producción de H2V *on-site* sería la alternativa

más costo eficiente. Es por este motivo que se asumirá el modelo de generación *on-site* para la producción de H2V, el cual es el más optimista económicamente entre los modelos presentados y por lo cual reflejaría un rango inferior de costos a considerar.

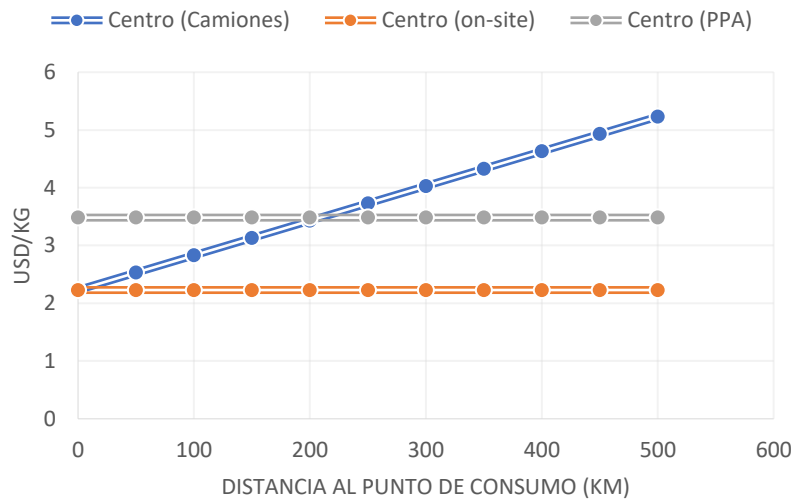


Figura 9-3. Análisis de costos de transporte de H2V versus producción in situ

Fuente: Elaboración propia

En este contexto se sensibiliza el valor final del LCOH para distintos escenarios de proyectos en Chile, con tal de mostrar los efectos que tendría la modificación de los casos de estudio considerados en el presente estudio. En este análisis se considera el cambio de zona geográfica del proyecto, y los requerimientos de transporte que se requieran dependiendo de si el proyecto ERNC y el electrolizador están ubicados en el punto de consumo (*on-site*), si la planta ERNC se encuentra lejos del punto de consumo y producción de H2V (PPA), y si tanto la planta ERNC como el electrolizador se encuentran lejos del punto de consumo (se asume una distancia de 150 km) y se utilizan camiones para el transporte del H2V (camiones). Este análisis se realiza para el escenario temporal “Presente”, y entrega resultados comparables para los escenarios mediano plazo y largo plazo.

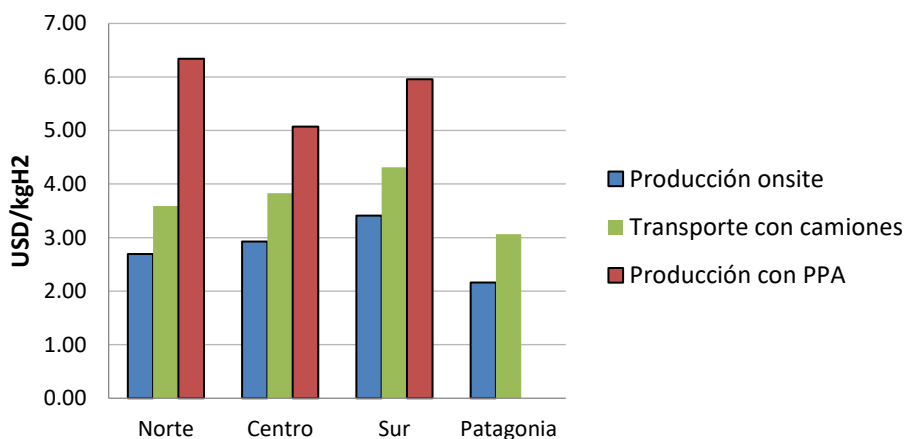


Figura 9-4. Casos de escenarios para proyectos de producción y uso de H2V en Chile

Fuente: Elaboración propia

La Figura 9-5 muestra el análisis de sensibilidad realizado al costo nivelado de hidrógeno frente a variaciones porcentuales en los distintos parámetros de los modelos, tomando como ejemplo el LCOH medido en la Patagonia de Chile bajo el escenario “Mediano Plazo”. Se puede ver que los componentes más relevantes para el costo de producción de H2V son el **factor de capacidad del electrolizador (FC Ez)**, la **tasa de descuento**, el **costo de la electricidad** y el **costo de inversión del electrolizador (CAPEX Ez)**. Cabe destacar que estos resultados son válidos transversalmente para todas las zonas y escenarios de tiempo considerados.

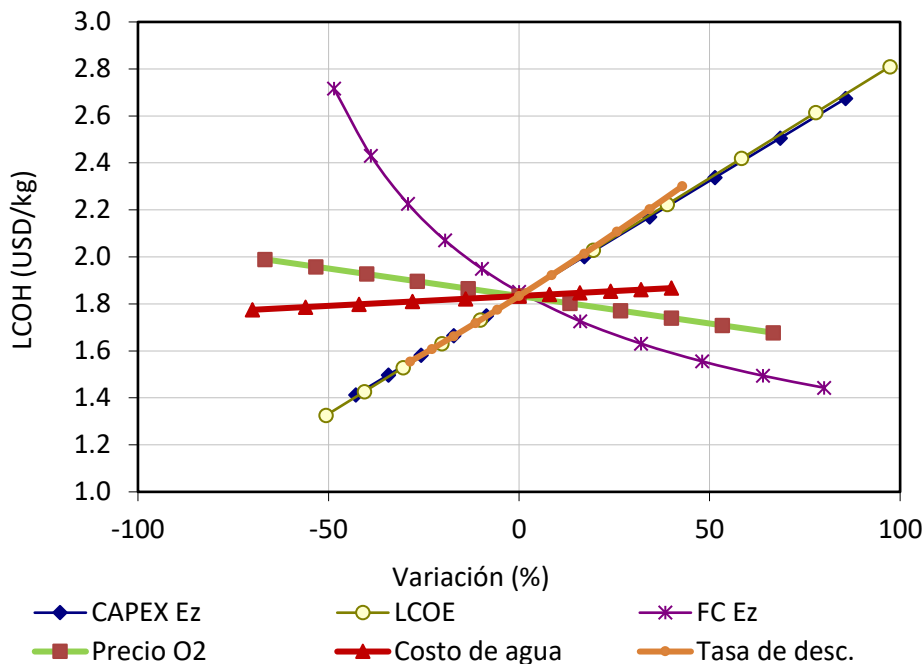


Figura 9-5. Análisis de sensibilidad LCOH

Fuente: Elaboración propia

Finalmente, los resultados de LCOH obtenidos se contrastaron con la proyección de precios del combustible fósil sustituido con tal de obtener cuál sería el precio del certificado en dólares por tonelada de CO<sub>2</sub> que permitiría cerrar la brecha de precio entre ambos combustibles. Esto es un ejercicio **figurativo** y **aproximado**, que solo entrega información sobre el costo del certificado que cierra los **costos operacionales del proyecto**. El análisis realizado en el capítulo 3 entrega un análisis mucho más acabado, incorporando metodologías sólidas de cálculo para reducción de emisiones y no solo costos operacionales, sino que también la inversión requerida para el uso del hidrógeno en la aplicación (como compra de buses, recambio de toberas, etc).

El cálculo se realiza en base a calcular la diferencia relativa entre los precios de ambos combustibles, normalizando ambos precios según poder calorífico, y llevando esa diferencia a un precio de certificado equivalente utilizando el factor de emisión del combustible desplazado. A modo de ejemplo, para el cálculo de la brecha para el caso del cemento se utilizó el siguiente procedimiento:

$$Brecha \ a \ la \ viabilidad \left[ \frac{USD}{ton_{CO_2}} \right] = \frac{P_{H_2} \left[ \frac{USD}{ton_{H_2}} \right] \cdot \left( \frac{PCI_{PK} \left[ \frac{MJ}{ton_{PK}} \right]}{PCI_{H_2} \left[ \frac{MJ}{ton_{H_2}} \right]} \right) - P_{PK} \left[ \frac{USD}{ton_{PK}} \right]}{FE_{PK} \left[ \frac{ton \ CO_2}{ton_{PK}} \right]}$$

En donde:

$$PCI_{PK} = \text{Poder calorífico Petcoke} \left[ \frac{MJ}{ton \text{ Petcoke}} \right]$$

$$PCI_{H_2} = \text{Poder calorífico Hidrógeno} \left[ \frac{MJ}{ton H_2} \right]$$

$$P_{PK} = \text{Precio Petcoke} \left[ \frac{USD}{ton \text{ Petcoke}} \right]$$

$$P_{H_2} = \text{Precio Hidrógeno} \left[ \frac{USD}{ton H_2 \text{ verde}} \right]$$

$$FE_{PK} = \text{Factor de Emisión Petcoke} \left[ \frac{ton CO_2}{ton \text{ Petcoke}} \right]$$

Este ejercicio servirá también para corroborar que los resultados obtenidos en la Sección 3 sean concordantes con los resultados obtenidos en este ejercicio preliminar. Los resultados se pueden observar en la figura a continuación:

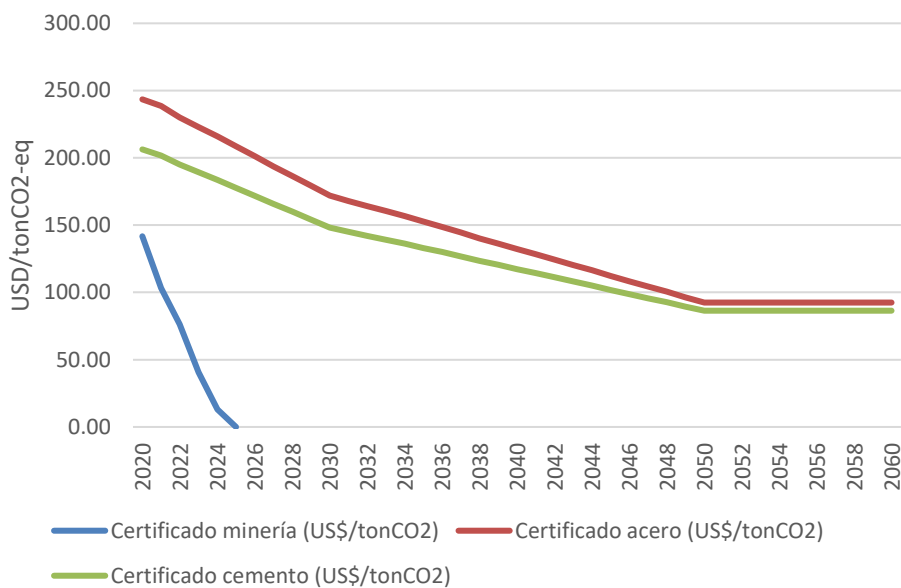


Figura 9-6. Precio de los certificados que alcanzan la paridad entre combustibles fósiles y de reemplazo (H2V)

Fuente: Elaboración propia

En este ejercicio se observa que, con las proyecciones de precio del hidrógeno, y las proyecciones de precio del *petcoke* y coque, será necesaria la valorización de *upsides* del proyecto que permitan cerrar la brecha de precio entre combustibles con tal de que los proyectos de hidrógeno logren ver ahorros en comparación a su proyecto homólogo basado en combustibles fósiles en aplicaciones de cemento y acero. Por otro lado, el hidrógeno competirá de manera más cercana con el diésel, pudiendo llegar a la paridad antes del 2030 (considerando también los aumentos de precio del diésel proyectados).

Cabe destacar que no porque el hidrógeno alcance la paridad con el diésel antes, los proyectos de transporte serán más atractivos. En los casos analizados se observa que, dado los grandes costos de infraestructura (compra de buses y estación de recarga), los proyectos de transporte deberán reducir mucho sus costos para que sea atractivos económicamente. Por otro lado, los proyectos de acero y cemento, dado que no consideran grandes inversiones para el uso del hidrógeno (recambio de quemadores y toberas), la competitividad del proyecto sí estará ligada a la competitividad del hidrógeno frente al combustible desplazado.

### 9.3 Anexo 3: Supuestos utilizados para construir un modelo económico en caso de estudio de sector cementero

Los principales supuestos realizados para la generación del modelo económico se presentan a continuación en la Tabla 9-4.

Tabla 9-4. Principales supuestos modelo de aplicación cemento

Supuesto	Valor			Fuente
	Presente	Mediano Plazo	Largo Plazo	
<b>Demanda específica de energía asociada a combustible (MJ/ton clinker)</b>	3.550	3.400	3.250	CSI/ECRA. (2017)
<b>Precio de <i>petcoke</i> (USD/ton)</b>	74,75	71,75	71,75	Comisión Nacional de Energía (2020). Fijación de precios de nudo de corto plazo.
<b>Poder calorífico <i>petcoke</i> (MJ/kg)</b>	27	27	27	Comisión Nacional de Energía (2020). Fijación de precios de nudo de corto plazo.
<b>Vida útil de horno rotatorio (años)</b>	40	40	40	CSI/ECRA. (2017)
<b>Intensidad de emisiones asociada a combustible (kg CO<sub>2</sub>-eq/ton clinker)</b>	306	306	306	CSI/ECRA. (2017)
<b>Promedio de coprocesamiento en Chile, año 2017 (%)</b>	12,6%	30%	30%	Hoja de ruta para el desarrollo de bajas emisiones en la Industria Chilena del Cemento (Grimmeissen, Jensen, & Wehner, Hoja de ruta para el desarrollo de bajas emisiones en la Industria Chilena del Cemento, 2020)
<b>Proporción clinker/cemento en Chile (ton clinker/ton cemento)</b>	0,65	0,65	0,65	Hoja de ruta para el desarrollo de bajas emisiones en la Industria Chilena del Cemento (Grimmeissen, Jensen, & Wehner, Hoja de ruta para el desarrollo de bajas



				emisiones en la Industria Chilena del Cemento, 2020)
<b>CAPEX de nuevo quemador de H2V(USD)</b>	282.208	282.208	282.208	Options for switching UK cement production sites (Mineral Products Association; Cinar Ltd; VDZ gGmbH , 2019)
<b>CAPEX renovación de tuberías para uso de H2 (USD/ton)</b>	0,0565	0,0565	0,0565	Options for switching UK cement production sites (Mineral Products Association; Cinar Ltd; VDZ gGmbH , 2019)
<b>CAPEX tanque de almacenamiento de H2 (USD/ton)</b>	0,1129	0,1129	0,1129	Options for switching UK cement production sites (Mineral Products Association; Cinar Ltd; VDZ gGmbH , 2019)

Fuente: Elaboración propia a partir de (Mineral Products Association; Cinar Ltd; VDZ gGmbH , 2019; Grimmeissen, Jensen, & Wehner, Hoja de ruta para el desarrollo de bajas emisiones en la Industria Chilena del Cemento, 2020; CSI, ECRA, 2017)

El modelo económico se basó principalmente en los estudios tecnológicos *Development of State of the Art Techniques in Cement Manufacturing: Trying to Look Ahead*, realizados por la European Cement Research Academy (CSI, ECRA, 2017), el análisis técnico económico *Options for switching UK cement production sites to near zero CO2 emission fuel: Technical and financial feasibility*, realizado por la Mineral Products Association de Reino Unido (Mineral Products Association; Cinar Ltd; VDZ gGmbH , 2019), y la *Hoja de ruta para el desarrollo de bajas emisiones en la Industria Chilena del Cemento*, elaborada por el Ministerio de Energía junto con la GIZ (Grimmeissen, Jensen, & Wehner, Hoja de ruta para el desarrollo de bajas emisiones en la Industria Chilena del Cemento, 2020).

A partir de los estudios de la ECRA se obtienen los parámetros base de una planta de cemento modelo, la cual fue elaborada con información de múltiples empresas de producción de cemento distribuidas alrededor del mundo.

Por otro lado, del estudio de la Mineral Products Association de Reino Unido, se obtiene información acerca de las barreras para el uso del hidrógeno como reemplazo de la totalidad del combustible fósil en los hornos rotatorios, tales como baja radiación de la llama y relativamente alta temperatura de ignición (585°C), por lo que el hidrógeno podría utilizarse, pero en compañía de otros combustibles que permitan aumentar su radiación y faciliten su ignición. En consideración con lo anterior, este estudio proporciona una estimación de los CAPEX de renovación necesarios para la utilización de hidrógeno en un horno rotatorio.

Además, se consideró una evolución de los precios de combustibles fósiles (petcoke en este caso) considerando las variaciones del precio del carbón proyectadas en el escenario de referencia de la Planificación Estratégica de Largo Plazo diseñada por el Ministerio de Energía (Ministerio de Energía, 2021).

Finalmente, la hoja de ruta de la industria del cemento en Chile permite obtener valores propios de la producción chilena, tales como la relación clinker/Cemento, la cual es distinta al resto del mundo debido al acceso a materias primas de reemplazo como escorias de altos hornos y cenizas.

## 9.4 Anexo 4: Supuestos utilizados para construir un modelo económico en caso de estudio de sector acero

Los principales supuestos realizados para la generación del modelo económico se presentan a continuación en la Tabla 9-5.

Tabla 9-5. Principales supuestos modelo de aplicación acero

Supuesto	Valor			Fuente
	Presente	Mediano Plazo	Largo plazo	
<b>Consumo de coque caso base (kg coque/ton HM)</b>	498,1	498,1	498,1	Modeling and simulation of hydrogen injection into a blast furnace to reduce carbon dioxide emissions (Yilmaz, Wendelstorf, & Turek, 2017)
<b>Precio de coque (USD/ton)</b>	250	250	250	Información obtenida a través de entrevistas durante el estudio.
<b>Cantidad de arrabio (HM) por unidad de acero crudo (ton HM/ ton acero crudo)</b>	1,1	1,1	1,1	Basado en Steel and Raw Materials Fact Sheet (World Steel Association, 2021)
<b>Intensidad de emisiones caso base (kg CO<sub>2</sub>-eq/ton acero crudo)</b>	1.830,0	1.830,0	1.830,0	Sustainability indicators report (World Steel Association, 2020)
<b>Consumo de coque con inyección de H<sub>2</sub>V (kg coque/ton HM)</b>	389,8	389,8	389,8	Modeling and simulation of hydrogen injection into a blast furnace to reduce carbon dioxide emissions (Yilmaz, Wendelstorf, & Turek, 2017)
<b>Inyección de H<sub>2</sub>V en toberas (kg H<sub>2</sub>/ton HM)</b>	27,5	27,5	27,5	Modeling and simulation of hydrogen injection into a blast furnace to reduce carbon dioxide emissions (Yilmaz, Wendelstorf, & Turek, 2017)
<b>CAPEX modernización de toberas para inyección de H<sub>2</sub>V (USD)</b>	3.270.780	3.270.780	3.270.780	Estimación proveniente de entrevistas.
<b>OPEX inyección de H<sub>2</sub>V en toberas (USD/ton HM)</b>	0,073	0,073	0,073	Estimación proveniente de entrevistas.
<b>Intensidad de emisiones tras inyección de H<sub>2</sub>V (kg CO<sub>2</sub>-eq/ton HM)</b>	1.063,2	1.063,2	1.063,2	Modeling and simulation of hydrogen injection into a blast furnace to reduce carbon dioxide emissions (Yilmaz, Wendelstorf, & Turek, 2017)

Fuente: Elaboración propia a partir de (Yilmaz, Wendelstorf, & Turek, 2017; KPMG, 2020; World Steel Association, 2020; World Steel Association, 2021).

El modelo económico para el caso de aplicación de H<sub>2</sub>V en la industria del acero se basó principalmente en el estudio *Modeling and simulation of hydrogen injection into a blast furnace to reduce carbon dioxide emissions*, realizado por Can Yilmaz (Yilmaz, Wendelstorf, & Turek, 2017). Este estudio logra modelar la reducción de emisiones y variaciones en el consumo de coque asociadas a diferentes proporciones de inyección de hidrógeno en las toberas de un alto horno. De esta forma se obtienen consumos estimados para el caso de aplicación de H<sub>2</sub>V.

Además, se consideró una evolución de los precios de combustibles fósiles (coque en este caso) considerando las variaciones del precio del carbón proyectadas en el escenario de referencia de la Planificación Estratégica de Largo Plazo diseñada por el Ministerio de Energía (Ministerio de Energía, 2021).

Finalmente, datos asociados a la intensidad de emisiones en la industria del acero, proyecciones de precios del coque, y estimaciones de costos de renovación, se obtuvieron a partir de fuentes asociadas a la industria o entrevistas con profesionales del sector.

## 9.5 Anexo 5: Supuestos utilizados para construir un modelo económico en caso de estudio de industria de la minería

Los principales supuestos realizados para la generación del modelo económico se presentan en la Tabla 9-6.

**Tabla 9-6. Principales supuestos modelo de aplicación minería**

Supuesto	Valor			Fuente
	Presente	Mediano Plazo	Largo plazo	
<b>CAPEX buses basados en H2V (US/bus)</b>	750.000	582.247	452.016	Costo de bus proporcionado por GIZ (750kUSD) Proyecciones de precios de: Strategies for joint procurement of fuel cell buses (FCH, 2018)
<b>CAPEX buses basados en Diesel (US/bus)</b>	200.000	200.000	200.000	Strategies for joint procurement of fuel cell buses (FCH, 2018)
<b>Costo Diesel (USD/bus)</b>	0,766	1,106	1,377	Planificación Energética de Largo Plazo (Ministerio de Energía, 2019)
<b>Rendimiento de buses Diesel (L/km)</b>	0,400	0,400	0,400	Valor obtenido por la industria
<b>CAPEX baterías (USD/kW)</b>	1.000	737	544	Strategies for joint procurement of fuel cell buses (FCH, 2018)
<b>OPEX baterías (%CAPEX)</b>	1,5%	1,5%	1,5%	Strategies for joint procurement of fuel cell buses (FCH, 2018)
<b>CAPEX celdas de combustible (USD/kW)</b>	1.000	737	544	Strategies for joint procurement of fuel cell buses (FCH, 2018)
<b>OPEX celdas de combustible (%CAPEX)</b>	2,5%	2,5%	2,5%	Strategies for joint procurement of fuel cell buses (FCH, 2018)
<b>CAPEX dispensado (USD)</b>	355.000	283.000	248.000	Hydrogen Station Compression, Storage, and Dispensing Technical Status and Costs, G. Parks et al (NREL, 2014)
<b>OPEX distribución (%CAPEX)</b>	3,0%	3,0%	3,0%	Hydrogen at Scale for Fuel Cell Electric Buses A California Case Study (Nel Hydrogen, 2019)

Fuente: elaboración propia a partir de (FCH, 2018; Ministerio de Energía, 2019; Nel Hydrogen, 2019)

Los principales supuestos del modelo de aplicación de H2V en la industria minera corresponden a los costos capitales y operacionales asociados a los buses en base a H2V y las partes que los componen. La principal fuente de información para los supuestos de costos capitales, operacionales y rendimiento de los buses basados en H2V y diésel son obtenidos a partir del estudio *Strategies for joint procurement of fuel cell buses* (FCH, 2018), realizado por la *Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking*.

Además, se consideró una evolución de los precios de combustibles fósiles (diésel en este caso) considerando la evolución del precio del carbón proyectada en el escenario de referencia de la Planificación Estratégica de Largo Plazo diseñada por el Ministerio de Energía (Ministerio de Energía, 2021).

## 9.6 Anexo 6: Metodologías y cálculos de reducción de emisiones para la industria del cemento

### Metodología de reducción de emisiones para la industria del cemento

#### Metodología del proyecto

##### Descripción del proyecto

Este proyecto contempla un cambio de combustible fósil con alto contenido de carbono a un combustible con menor intensidad en la industria del cemento, específicamente de *petcoke*/carbón a H2V en hornos de clínker.

##### Tipo de acción de mitigación

Recambio de combustible por uno con intensidad de GEI más baja, en actividades de reemplazo.

##### Condiciones sobre las cuales es aplicable la metodología

Existen una serie de condiciones que se deben cumplir para poder aplicar la metodología correctamente al proyecto. Adicionalmente, se describen condiciones de borde que definen el alcance del proyecto. Estas son las siguientes:

- A. La metodología comprende cambios de combustibles fósiles en la industria del cemento
- B. El cambio de combustible fósil es utilizado en un proceso para la producción de clínker
- C. El cambio de combustible puede estar en un elemento del proceso o puede incluir varios elementos de procesos dentro de la instalación. Sin embargo, solo considera un único recambio de combustible, no el recambio de múltiples combustibles fósiles
- D. El límite del proyecto es el sitio físico y geográfico donde el cambio de fuente de energía tiene lugar. Incluye todas las instalaciones, procesos o equipos afectados por la conmutación
- E. La metodología se limita a medidas de cambio de combustible que requieren inversiones de capital, es decir, que el recambio no pueda ocurrir en las instalaciones existentes sin una inversión para modificaciones, reemplazos u otros
- F. A pesar de que el proyecto incluya biomasa, combustibles alternativos (e.g., basados en residuos) o energía/gas residual, estos combustibles no serán elegibles para el recambio de combustible
- G. No se considerarán aumentos de eficiencia del proceso no asociados al proyecto. Solo se considera el aumento de la eficiencia energética relacionado con el cambio de combustible.
- H. Solo son elegibles las modificaciones y reemplazos que no afecten el proceso original de producción de clínker
- I. Esta metodología es aplicable para modernización o sustitución de instalaciones existentes e instalaciones nuevas o actividades de proyectos que impliquen adiciones de capacidad
- J. El cambio de combustible también puede resultar en mejoras de eficiencia energética. Si la actividad del proyecto apunta principalmente a reducir las emisiones a través del cambio de combustible, se enmarca en esta metodología
- K. Los requisitos relativos a la demostración de la vida útil restante del reemplazo del equipo deben cumplirse como se describe en la última versión aprobada de la *Herramienta para determinar la vida útil restante del equipo*. Si la vida útil restante de los sistemas afectados aumenta debido a la actividad del proyecto, el periodo de acreditación se limitará a la vida útil restante estimada, (es decir, el tiempo en que los sistemas afectados habrían sido reemplazados en ausencia de la actividad del proyecto)
- L. Los combustibles elegibles para esta metodología son combustibles sólidos (carbón y productos del carbón)
- M. El proceso elemental u otros procesos descendentes / ascendentes en la cadena de producción no cambian como resultado del cambio de combustible fósil

- N. El combustible fósil de referencia y la fuente de energía baja en carbono del proyecto se consumen en equipos de conversión de energía térmica (e.g. hornos, secadores) que se utilizan en la fabricación de productos
- O. Las regulaciones no requieren el uso de una fuente de energía baja en carbono del proyecto (e.g. gas natural, electricidad o cualquier otro combustible) o restringir el uso del combustible de referencia
- P. El(los) producto(s) producidos en la instalación industrial durante todo el periodo de acreditación serán equivalente al producto o productos producidos en la línea de base. A los efectos de esta metodología, los productos equivalentes se definen como productos que tienen el mismo uso, las mismas propiedades físicas generales, y que funcionan de manera similar, y la misma calidad
- Q. El tipo de insumo utilizado en el proyecto deberá ser homogéneo y similar al material de entrada que se utilizó en la línea de base y cualquier desviación durante el periodo de acreditación del tipo de material de entrada, composición o cantidad utilizada por unidad de producción del producto debe estar dentro del rango de +/- 10% de las características de referencia y valores
- R. Esta metodología solo es aplicable si el escenario base identificado es la producción de clínker basado en un sistema que depende total o parcialmente del uso de combustibles fósiles. Para el caso de una dependencia parcial, como es el caso de un coprocesamiento con un combustible alternativo, el recambio de combustible es solo para el combustible fósil, y el uso del combustible alternativo no varía entre la línea base y el escenario del proyecto
- S. No se consideran fugas de hidrógeno (*leakage*)

#### Parámetros importantes

A continuación, se presentan los parámetros importantes para el cálculo de la línea base y escenario de proyecto:

- A. Factor de emisión asociado a la combustión del combustible fósil, en este caso *petcoke*
- B. Factor de emisión asociado a la combustión del combustible de reemplazo, en este caso H2V
- C. Valor calorífico neto del tipo de combustible de ambos escenarios, es decir, de la línea de base y del proyecto
- D. Demanda energética asociada a cada combustible
- E. Consumo anual de materias primas de referencia y cantidad anual de producción

A continuación, se presentan los parámetros a monitorear en el tiempo:

- A. Cantidad de combustible fósil utilizado en ambos escenarios
- B. Cantidad de reemplazo en escenario de proyecto
- C. Eficiencia del proceso de cada elemento o utilizando un enfoque de muestreo en el caso de que el proceso del elemento acumule reducciones de emisiones anuales inferiores a 3000 ton CO<sub>2</sub>-e

#### Cómo calcular el escenario línea base

El escenario de línea de base considera las emisiones relacionadas con la producción de cemento en base a los combustibles que utiliza para cada año de vigencia del proyecto de reducción de emisiones. Este escenario abarca las emisiones de la producción de cemento, que continuaría ocurriendo en el caso de que el proyecto de reemplazo de combustible por H2V no ocurriera. El cálculo a realizar es el siguiente:

$$EB_Y = \sum_i CB_{CA,i,y} * FE_{CA,y} + CB_{CF,i,y} * FE_{CF,y}$$

Donde:

$EB_y$  : Emisiones de línea de base anual en el año  $y$

$CB_{CA,i,y}$  : Cantidad de combustible alternativo (CA) utilizado en la línea base para el elemento del



proceso  $i$  en el año  $y$  (unidad de masa o volumen)

$FE_{CA,y}$  : Factor de emisión de CO<sub>2</sub> de la combustión del combustible alternativo en el año  $y$

$CB_{CF,i,y}$  : Cantidad de combustible fósil ( $CF$ ) utilizado en la línea base (*petcoke*), consumido en el elemento del proceso  $i$  del año  $y$  (unidad de masa o volumen)

$FE_{CF,y}$  : Factor de emisión de CO<sub>2</sub> de la combustión del combustible fósil utilizado (*petcoke*) en el año  $y$

Las cantidades de combustible utilizados en la línea base se calculan de la siguiente manera:

$$CB_{CA,i,y} = DE_{CA,i,y} / PCN_{CA}$$

$$CB_{CF,i,y} = DE_{CF,i,y} / PCN_{CF}$$

Donde:

$DE_{CA,i,y}$  : Demanda energética del combustible alternativo ( $CA$ ) en el elemento del proceso  $i$  en la actividad del proyecto del año  $y$

$PCN_{CA}$  : Poder calorífico neto del combustible alternativo utilizado

$DE_{CF,i,y}$  : Demanda energética del combustible fósil ( $CF$ , *petcoke*) en el elemento del proceso  $i$  en la actividad del proyecto del año  $y$

$PCN_{CF}$  : Poder calorífico neto del combustible fósil (*petcoke*) utilizado

### Cómo calcular el escenario de proyecto

Las emisiones del proyecto consideran el reemplazo por hidrógeno de *petcoke*/carbón. El cálculo a realizar es el siguiente:

$$EP_y = \sum_i CB_{CA,i,y} * FE_{CA,y} + CP_{CF,i,y} * FE_{CF,y} + CP_{H2V,i,y} * FE_{H2V,y}$$

Donde:

$EP_y$  : Emisiones de las actividades del proyecto el año  $y$

$CB_{CA,i,y}$  : Cantidad utilizada en la línea base (se mantiene este valor ya que el combustible no es reemplazado) de combustible alternativo consumido en el elemento del proceso  $i$  en la actividad del proyecto del año  $y$  (unidad de masa o volumen)

$FE_{CA,y}$  : Factor de emisión de CO<sub>2</sub> de la combustión del combustible alternativo en el año  $y$

$CP_{CF,i,y}$  : Cantidad utilizada en el proyecto de combustible fósil (*petcoke*) consumido en el elemento del proceso  $i$  en la actividad del proyecto del año  $y$  (unidad de masa o volumen)

$FE_{CF,y}$  : Factor de emisión de CO<sub>2</sub> de la combustión del combustible fósil utilizado (*petcoke*) en el año  $y$

$CP_{H2V,i,y}$  : Cantidad utilizada en el proyecto de combustible  $H2V$  consumido en el elemento del proceso  $i$  en la actividad del proyecto del año  $y$  (unidad de masa o volumen)

$FE_{H2V,y}$  : Factor de emisión de CO<sub>2</sub>-eq de la combustión del  $H2V$  utilizado en la actividad del proyecto en el año  $y$

Las cantidades de combustible utilizados en el proyecto se calculan de la siguiente manera:

$$CP_{CF,i,y} = DE_{CF,i,y} / PCN_{CF,PJ}$$

$$CP_{H2V,i,y} = DE_{H2V,i,y} / PCN_{H2V,PJ}$$

Donde:

$DE_{CF,i,y}$  : Demanda energética del combustible H2V en el elemento del proceso  $i$  en la actividad del proyecto del año  $y$

$PCN_{CF,PJ}$  : Poder calorífico neto del combustible fósil utilizado en el proyecto

$DE_{H2V,i,y}$  : Demanda energética del combustible H2V en el elemento del proceso  $i$  en la actividad del proyecto del año  $y$

$PCN_{H2V,PJ}$  : Poder calorífico neto del combustible fósil utilizado en el proyecto

### Cómo calcular la reducción de emisiones

La reducción de emisiones que se atribuye al reemplazo de buses se calcula de la siguiente manera:

$$RE_y = EB_y - EP_y$$

Donde:

$RE_y$  Reducción de emisiones el año  $y$  (ton CO<sub>2</sub>/y)

$EB_y$  Emisiones de línea de base anual en el año  $y$  (ton CO<sub>2</sub>)

$EP_y$  Emisiones totales del proyecto en el año  $y$  (ton CO<sub>2</sub>)

Si reemplazamos en la fórmula anterior, y simplificamos, se obtiene que:

$$RE_y = \sum_i (CB_{CF,i,y} - CP_{CF,i,y}) * FE_{CE,y} - CP_{H2V,i,y} * FE_{H2V,y}$$

### **Cálculo línea de base, proyecto y potencial de reducción de emisiones**

En este capítulo se presentan cálculos realizados para obtener las emisiones del escenario línea base y del escenario proyecto. Para estos cálculos se utilizaron las fórmulas y metodologías mencionadas anteriormente, con los valores de los parámetros y supuestos que se presentan a continuación. Finalmente, se presenta el resultado del potencial de reducción de emisiones del proyecto.

#### Valores de parámetros y supuestos de la línea base

En la siguiente tabla se presentan los parámetros y supuestos utilizados para calcular las emisiones anuales de la línea base. En la primera columna de la tabla, se indica si los valores entregados en la fila son Parámetros (**P**) o si son Calculados (**C**) a partir de los parámetros. Estos parámetros y cálculos realizados se presentan para tres años (2020, 2030 y 2050), destacando en verde los que parámetros que varían en el tiempo.

Tabla 9-7. Parámetros y supuestos para calcular las emisiones del escenario línea base para la industria del cemento

Tipo	Escenario línea base industria del cemento	Unidad	2020	2030	2050
P	Producción clinker	ton	1.106.047	1.106.047	1.106.047
P	Demanda específica de energía asociada a combustible	MJ/ton	3.550	3.400	3.250
C	Demanda energética producción	MJ	3.926.466.965	3.760.559.910	3.594.652.856
C	Demanda energética horno rotatorio	MJ	1.570.586.786	1.504.223.964	1.437.861.142
P	Uso de combustibles alternativos en horno rotatorio	%	13%	30%	30%
C	Uso de combustibles fósiles en horno rotatorio	%	87%	70%	70%
C	Demanda energética de combustible alternativo horno rotatorio	MJ	197.893.935	451.267.189	431.358.343
C	Demanda energética de combustible fósil horno rotatorio	MJ	1.372.692.851	1.052.956.775	1.006.502.800
P	Poder calorífico combustible alternativo	MJ/kg	15,00	15,00	15,00
P	Poder calorífico combustible fósil ( <i>petcoke</i> )	MJ/kg	26,57	26,57	26,57
C	Cantidad de combustible alternativo usado	ton	13.193	30.084	28.757
C	Cantidad de combustible fósil ( <i>petcoke</i> ) usado	ton	51.663	39.630	37.881
P	Factor de emisión combustible alternativo	ton CO <sub>2</sub> /ton	0,07	0,07	0,07
P	Factor de emisión combustible fósil	ton CO <sub>2</sub> /ton	3,40	3,40	3,40
C	Emisiones	ton CO <sub>2</sub>	176.404	136.622	130.595

Fuente: Elaboración propia

A continuación, se describen las fuentes de información de donde se obtuvieron los parámetros:

- Producción de clinker: La producción de clinker se obtiene del valor referencial de la producción de cemento, que se estima en 1.700.000 toneladas de cemento al año. Según la *Hoja de ruta para el desarrollo de bajas emisiones en la Industria Chilena del Cemento*, la proporción de producción de clinker y cemento en Chile es de 0,65 ton de clinker/ton de cemento (Grimmeissen, Jensen, & Wehner, Hoja de ruta para el desarrollo de bajas emisiones en la Industria Chilena del Cemento, 2020), por lo que se calcula la producción de clinker anual, multiplicando la producción de cemento por la proporción mencionada.
- Demanda específica de energía asociada a combustible: Este parámetro corresponde a la energía total que se requiere para producir clinker, considerando toda su cadena productiva. Este valor se obtiene de literatura internacional, y se corrobora con literatura nacional (CSI, ECRA, 2017; Grimmeissen, Jensen, & Wehner, Hoja de ruta para el desarrollo de bajas emisiones en la Industria Chilena del Cemento, 2020). Se estima que este valor vaya disminuyendo en el tiempo, debido a la mejora en eficiencia de los equipos.

- % del total de energía térmica de la producción de clinker que corresponde al horno rotatorio: Es el porcentaje de la “Demanda específica de energía asociada a combustible” que corresponde al horno rotatorio. El horno rotatorio es donde ocurre el recambio de combustible en el proyecto, por lo tanto, corresponde al volumen de control. Este valor corresponde a un referente promedio internacional en la industria del cemento (CSI, ECRA, 2017).
- Uso de combustibles alternativos en horno rotatorio: La estimación del porcentaje de uso en el horno rotatorio correspondiente combustibles alternativos proviene de entrevistas y opiniones de expertos en la industria del cemento. Se proyecta además un crecimiento del uso de combustible alternativo, aumentando así el coprocesamiento en la industria del cemento.
- Poder calorífico combustible alternativo: Corresponde al poder calorífico promedio de distintas fuentes de biomasa (Grimmeissen, Jensen, & Wehner, Hoja de ruta para el desarrollo de bajas emisiones en la Industria Chilena del Cemento, 2020).
- Poder calorífico combustible fósil (petcoke): Poder calorífico reportado por la IEA
- Factor de emisión combustible alternativo: Corresponde al promedio de los factores de emisión reportados por la DEFRA para biocombustibles.
- Factor de emisión combustible fósil: Factor de emisión reportado por la DEFRA.

Se presenta también cómo se calculan los valores intermedios antes de obtener las emisiones del escenario:

- Demanda energética producción: Corresponde a la multiplicación de la “Producción de clinker” por “Demanda específica de energía asociada a combustible”. Es decir, entrega el valor absoluto de energía que se requiere para la producción.
- Demanda energética horno rotatorio: Corresponde a la multiplicación de la “Demanda energética producción” por el “% del total de energía térmica de la producción de clinker que corresponde al horno rotatorio”. Es decir, entrega el valor absoluto de energía que requiere el horno rotatorio.
- Uso de combustible fósil en horno rotatorio: Se calcula restándole al 100% el “Uso de combustible alternativo en el horno rotatorio”.
- Demanda energética de combustible alternativo horno rotatorio: Se calcula multiplicando la “Demanda energética horno rotatorio” por el porcentaje de “Uso de combustible alternativo en horno rotatorio”. Representa la demanda energética específica de combustible alternativo que requiere el horno rotatorio.
- Demanda energética de combustible fósil horno rotatorio: Se calcula multiplicando la “Demanda energética horno rotatorio” por el porcentaje de “Uso de combustible fósil en horno rotatorio”. Representa la demanda energética específica de combustible fósil que requiere el horno rotatorio.
- Cantidad de combustible alternativo usado: Se obtiene dividiendo la “Demanda energética de combustible alternativo horno rotatorio” por el “Poder calorífico combustible alternativo”.

- Cantidad de combustible fósil (*petcoke*) usado: Se obtiene dividiendo la “Demanda energética de combustible fósil horno rotatorio” por el “Poder calorífico combustible fósil (*petcoke*)”.

Finalmente, se obtienen las emisiones según la fórmula presentada anteriormente para la línea base.

#### Valores de parámetros y supuestos del escenario proyecto

En la siguiente tabla se presentan los parámetros y supuestos utilizados para calcular las emisiones anuales del proyecto. Al igual que en el caso del escenario de la línea base, la primera columna de la tabla, indica si los valores entregados en la fila son Parámetros (**P**) o si son Calculados (**C**) a partir de los parámetros, y estos se presentan para tres distintos años.

**Tabla 9-8. Parámetros y supuestos para calcular las emisiones del escenario del proyecto para la industria del cemento**

Escenario proyecto industria del cemento	Unidad	2020	2030	2050
<b>P</b> Producción clinker	ton	1.106.047	1.106.047	1.106.047
<b>P</b> Demanda específica de energía asociada a combustible	MJ/ton	<b>3.550</b>	<b>3.400</b>	<b>3.250</b>
<b>C</b> Demanda energética producción	MJ	3.926.466.965	3.760.559.910	3.594.652.856
<b>P</b> % del total de energía térmica de la producción de clinker que corresponde al horno rotatorio	%	40%	40%	40%
<b>C</b> Demanda energética horno rotatorio	MJ	1.570.586.786	1.504.223.964	1.437.861.142
<b>P</b> Uso de combustibles alternativos en horno rotatorio	%	13%	30%	30%
<b>P</b> Uso de H2V en horno rotatorio	%	<b>10%</b>	<b>10%</b>	<b>10%</b>
<b>C</b> Uso de combustibles fósiles en horno rotatorio	%	77%	60%	60%
<b>C</b> Demanda energética de combustible alternativo horno rotatorio	MJ	197.893.935	451.267.189	431.358.343
<b>C</b> Demanda energética de H2V horno rotatorio	MJ	157.058.679	150.422.396	143.786.114
<b>C</b> Demanda energética de combustible fósil horno rotatorio	MJ	1.215.634.172	902.534.378	862.716.685

P	Poder calorífico combustible alternativo	MJ/kg	15,00	15,00	15,00
P	Poder calorífico H2V	MJ/kg	120,00	120,00	120,00
P	Poder calorífico combustible fósil ( <i>petcoke</i> )	MJ/kg	26,57	26,57	26,57
C	Cantidad de combustible alternativo usado	ton	13.193	30.084	28.757
C	Cantidad de H2V	ton	1.309	1.254	1.198
C	Cantidad de combustible fósil ( <i>petcoke</i> ) usado	ton	45.752	33.968	32.470
P	Factor de emisión combustible alternativo	ton CO <sub>2</sub> /ton	0,07	0,07	0,07
P	Factor de emisión H2V	ton CO <sub>2</sub> /ton	0,00	0,00	0,00
P	Factor de emisión combustible fósil	ton CO <sub>2</sub> /ton	3,40	3,40	3,40
C	Emisiones	ton CO <sub>2</sub>	156.320	117.386	112.207

Fuente: Elaboración propia

En la tabla anterior, se destacan en azul, las filas de los parámetros y cálculos que varían en comparación al escenario de la línea base. A continuación, se describen las fuentes de información de las cuales se obtuvieron los parámetros nuevos:

- Uso de H2V en horno rotatorio: La estimación del porcentaje de uso en el horno rotatorio correspondiente al H2V proviene de entrevistas y opiniones de expertos en la industria del cemento.
- Poder calorífico H2V: Poder calorífico reportado por la IEA.
- Factor de emisión H2V: Igual a 0 ton CO<sub>2</sub>/kg H<sub>2</sub> por lo expuesto en el capítulo *Hidrógeno verde y su impacto en las metodologías*.

Por su parte, se presenta también cómo se calcularon los nuevos valores intermedios (los que presentan diferencia con el escenario línea base) antes del cálculo de las emisiones del proyecto:

- Uso de combustibles fósiles en horno rotatorio: Se calcula restándole al 100% el “Uso de combustible alternativo en el horno rotatorio” y el “Uso de H2V en el horno rotatorio”. Es decir, representa el porcentaje de combustible fósil que es desplazado por H<sub>2</sub>.
- Demanda energética de H2V horno rotatorio: Se calcula multiplicando la “Demanda energética horno rotatorio” por el porcentaje de “Uso de H2V en horno rotatorio”. Representa la demanda energética específica de H2V que requiere el horno rotatorio.
- Cantidad de H2V: Se obtiene dividiendo la “Demanda energética de H2V horno rotatorio” por el “Poder calorífico H2V”.

Finalmente, se obtienen las emisiones según la fórmula presentada anteriormente para el escenario de proyecto.

### Reducción de emisiones y valores para cerrar la brecha de la viabilidad del proyecto

A continuación, se presentan los resultados para la reducción de emisiones. Tal y como se presentan en las fórmulas, para calcular la reducción de emisiones se restan las emisiones del proyecto a las de la línea base. De forma equivalente, además, se puede calcular con la siguiente fórmula:

$$RE_y = \sum_i (CB_{CF,i,y} - CP_{CF,i,y}) * FE_{CE,y} - CP_{H2V,i,y} * FE_{H2V,y}$$

Y para el caso particular del hidrógeno, en donde el factor de emisión se considera cero, esta se puede simplificar, quedando como:

$$RE_y = \sum_i (CB_{CF,i,y} - CP_{CF,i,y}) * FE_{CE,y}$$

Lo cual sería el combustible fósil desplazado (combustible fósil utilizado en la línea base menos el utilizado en el proyecto) por el factor de emisión del combustible fósil, en este caso *petcoke*. Se observa en la tabla que estas dos formas de calcular la reducción de emisiones otorgan el mismo valor. Por lo mismo, se puede destacar que el porcentaje que se utiliza de combustible alternativo es despreciable para el cálculo de reducción de emisiones siempre y cuando se mantenga constante tanto en el escenario de la línea base como en el de proyecto.

Tabla 9-9. Cálculo de reducción de emisiones para la industria del cemento.

Cálculo de reducción de emisiones para industria del cemento	Unidad	2020	2030	2050
Emisiones línea base menos emisiones proyecto	ton CO <sub>2</sub>	20.085	19.236	18.387
Combustible desplazado ( <i>petcoke</i> )	ton	5.911	5.661	5.412
Factor de emisión combustible reemplazado	ton CO <sub>2</sub> /ton	3,40	3,40	3,40
Reducción de emisiones por combustible desplazado	ton CO <sub>2</sub>	20.085	19.236	18.387

Fuente: Elaboración propia

## 9.7 Anexo 7: Metodologías y cálculos de reducción de emisiones para la industria del acero

### Metodología de reducción de emisiones para la industria del acero

#### Metodología del proyecto

##### Descripción del proyecto

El proyecto se define como el uso de H2V como reemplazo parcial de agentes reductores basados en combustibles fósiles, en el proceso de producción de arrabio. Este proceso incluye el recambio de coque por H2V en el alto horno para su uso energético y para su uso como reactante en la reacción de reducción del óxido de hierro en arrabio. Este proyecto incluye una adaptación de las toberas del alto horno para la inyección de H2V.

##### Tipo de acción de mitigación

Las acciones de mitigación corresponden al reemplazo de un combustible fósil por H2V, es decir, cambio a un combustible con intensidad de emisión más baja.

##### Condiciones sobre las cuales es aplicable la metodología

A continuación, se presenta la serie de condiciones que se deben cumplir para poder aplicar la metodología correctamente al proyecto. Adicionalmente, se describen condiciones de borde que definen el alcance del proyecto.

- A. La metodología comprende cambios de combustibles fósiles en la industria del acero.
- B. El cambio de combustible fósil es utilizado en un proceso para la producción de un producto final.
- C. El cambio de combustible puede estar en uno o varios elementos del proceso dentro de la instalación. Sin embargo, solo considera un único recambio de combustible, no el recambio de múltiples combustibles fósiles.
- D. El límite del proyecto es el sitio físico y geográfico donde el cambio de fuente de energía tiene lugar. Incluye todas las instalaciones, procesos o equipos afectados por la conmutación.
- E. La metodología se limita a medidas de cambio de combustible que requieren inversiones de capital, es decir, que el recambio no pueda ocurrir en las instalaciones existentes sin una inversión para modificaciones, reemplazos u otros.
- F. Se considera como combustible reemplazado el coque por H2V. Por lo mismo, se consideran en la reducción de emisiones aquellas evitadas en el proceso de secado del carbón metalúrgico o carbón de coque (para obtención de coque), y la combustión de este coque.
- G. Solo son elegibles las modificaciones y reemplazos que no afecten el proceso original de producción de acero (proceso integrado).
- H. Esta metodología es aplicable para modernización o sustitución de instalaciones existentes e instalaciones nuevas o actividades de proyectos que impliquen adiciones de capacidad.
- I. El cambio de combustible también puede resultar en mejoras de eficiencia energética, las cuales serán consideradas en el cálculo de reducción de emisiones.
- J. El proceso elemental u otros procesos descendentes / ascendentes en la cadena de producción no cambian como resultado del cambio de combustible fósil.
- K. El combustible fósil de referencia y la fuente de energía baja en carbono del proyecto se consumen en equipos de conversión de energía térmica (e.g. hornos, secadores) que se utilizan en la fabricación de productos.
- L. Las regulaciones no requieren el uso de una fuente de energía baja en carbono del proyecto (e.g. gas natural, electricidad o cualquier otro combustible) o restringir el uso del combustible de referencia.
- M. El (los) producto (s) producidos en la instalación industrial durante todo el periodo de acreditación serán equivalente al producto o productos producidos en la línea de base. A los efectos de esta



metodología, los productos equivalentes se definen como productos que tienen el mismo uso, las mismas propiedades físicas generales, y que funcionan de manera similar, y la misma calidad.

- N. El tipo de insumos utilizados en el proyecto deberá ser homogéneo y similar a el material de entrada que se utilizó en la línea de base y cualquier desviación durante el periodo de acreditación del tipo de material de entrada, composición o cantidad utilizada por unidad de la producción del producto debe estar dentro del rango de +/- 10% de las características de referencia y valores.
- O. No se consideran fugas de hidrógeno (*leakage*).
- P. El proceso de producción de CO<sub>2</sub> a partir de fuentes fósiles no produce ningún subproducto energético.
- Q. Esta metodología solo es aplicable si el escenario base identificado es la producción de arrabio basado en un sistema de reducción de mineral de hierro que depende total o parcialmente del uso de combustibles fósiles.

### Parámetros importantes

- A. Factor de emisión del coque para el proceso de producción de arrabio (incluyendo el uso del térmico y como agente reductor del combustible).
- B. Factor de emisión en el proceso aguas arriba de secado del coque.
- C. Factor de emisión del H2V para el proceso de producción de arrabio (incluyendo el uso del térmico y como agente reductor del combustible).
- D. Consumo anual de materias primas de referencia y cantidad anual de producción de arrabio.
- E. Consumo de combustibles por producción de arrabio.

A continuación, se presentan los parámetros a monitorear en el tiempo:

- A. Cantidad de combustible fósil utilizado en ambos escenarios.
- B. Cantidad de H2V en escenario de proyecto
- C. Eficiencia del proceso de cada elemento o utilizando un enfoque de muestreo en el caso de que el proceso del elemento acumule reducciones de emisiones anuales inferiores a 3000 ton CO<sub>2</sub>-eq.
- D. Producción de arrabio del proyecto.

### Cómo calcular el escenario línea base

Este escenario contempla las emisiones de la fabricación de arrabio en base al coque como combustible, es decir, en caso de que el reemplazo por H2V no existiera. El cálculo a realizar es el siguiente:

$$EB_y = EB_{IR,y} + EBA_{RA,y}$$

Donde:

$EB_y$  : Emisiones de línea de base en el año  $y$

$EB_{IR,y}$ : Emisiones del proceso de línea de base dentro de la instalación de reducción de mineral de hierro

$EBA_{RA,y}$ : Emisiones de línea de base aguas arriba asociada a la producción del combustible fósil en el año  $y$

Luego, los componentes de la ecuación se calculan de la siguiente manera:

$$EB_{IR,y} = \sum_i CB_{CF,i,y} * FE_{CF,y}$$

Donde:

$CB_{CF,i,y}$  : Cantidad de combustible fósil (CF) utilizado en la línea base (coque), consumido en el elemento  $i$  del proceso de producción de arrabio del año  $y$  (unidad de masa o volumen)

$FE_{CF,y}$  : Factor de emisión de CO<sub>2</sub> del proceso de producción de arrabio del combustible fósil utilizado (coque) en el año  $y$

$$EBA_{RA,y} = \sum_i CB_{CF,i,y} * TB_{CF,y} * FE_{SCF,y}$$

Donde:

$CB_{CF,i,y}$  : Cantidad de combustible fósil (CF) utilizado en la línea base (coque), consumido en el elemento  $i$  del proceso de producción de arrabio del año  $y$  (unidad de masa o volumen)

$TB_{CF,y}$  : Tasa de transformación de carbón bituminoso en coque para línea base en el año  $y$

$FE_{SCF,y}$  : Factor de emisión de CO<sub>2</sub> de la combustión del carbón bituminoso para la producción del combustible fósil(coque) en el año  $y$

### Cómo calcular el escenario de proyecto

Este escenario contempla las emisiones de la fabricación del acero una vez reemplazado porcentaje del uso de coque por el H2V. El cálculo a realizar es el siguiente:

$$EP_y = EP_{IR,y} + EP_{RA,y}$$

Donde:

$EP_y$  Emisiones del proyecto en el año  $y$

$EP_{IR,y}$  Emisiones del proyecto dentro de la instalación de reducción de mineral de hierro

$EP_{RA,y}$  Emisiones del proyecto aguas arriba asociada a la producción del combustible fósil el año  $y$

Luego, los componentes de la ecuación se calculan de la siguiente manera:

$$EP_{IR,y} = \sum_i CP_{CF,i,y} * FE_{CF,y} + CP_{H2V,i,y} * FE_{H2V,y}$$

Donde:

$CP_{CF,i,y}$  : Cantidad de combustible fósil (CF) utilizado en el proyecto (coque), consumido en el elemento  $i$  del proceso de producción de arrabio del año  $y$  (unidad de masa o volumen)

$FE_{CF,y}$  : Factor de emisión de CO<sub>2</sub> del proceso de producción de arrabio del combustible fósil utilizado

$CP_{H2V,i,y}$  : Cantidad de H2V utilizado en el proyecto, consumido en el elemento  $i$  del proceso de producción de arrabio del año  $y$  (unidad de masa o volumen)

$FE_{H2V,y}$  : Factor de emisión de CO<sub>2</sub> del proceso de producción de arrabio del H2V.

$$EPA_{RA,y} = \sum_i CP_{CF,i,y} * TP_{CF,y} * FE_{SCF,y}$$

Donde:

$CP_{CF,i,y}$  : Cantidad de combustible fósil (CF) utilizado en el proyecto (coque), consumido en el elemento  $i$  del proceso de producción de arrabio del año  $y$  (unidad de masa o volumen)

$TP_{CF,y}$  : Tasa de transformación de carbón bituminoso en coque para línea base en el año  $y$

$FE_{SCF,y}$  : Factor de emisión de CO<sub>2</sub> de la combustión del carbón bituminoso para la producción del combustible fósil(coque) en el año  $y$

## Cómo calcular la reducción de emisiones

La reducción de emisiones que se atribuye al reemplazo de buses se calcula de la siguiente manera:

$$RE_y = EB_y - EP_y$$

Donde:

- $RE_y$  Reducción de emisiones el año  $y$  (ton CO<sub>2</sub>/y)
- $EB_y$  Emisiones de línea de base anual en el año  $y$  (ton CO<sub>2</sub>)
- $EP_y$  Emisiones totales del proyecto en el año  $y$  (ton CO<sub>2</sub>)

## Cálculo de línea de base, proyecto y potencial de reducción de emisiones

En este capítulo se presentan cálculos realizados para obtener las emisiones del escenario línea base y del escenario proyecto. Para estos cálculos se utilizaron las fórmulas y metodologías mencionadas anteriormente, con los valores de los parámetros y supuestos que se presentan a continuación. Finalmente, se presenta el resultado del potencial de reducción de emisiones del proyecto.

### Valores de parámetros y supuestos de la línea base

En la siguiente tabla se presentan los parámetros y supuestos utilizados para calcular las emisiones anuales de la línea base. En la primera columna de la tabla, se indica si los valores entregados en la fila son Parámetros (P) o si son Calculados (C) a partir de los parámetros. Estos parámetros y cálculos realizados se presentan para tres años (2020, 2030 y 2050). Cabe destacar que para el escenario línea base de la industria del acero, se mantienen constantes los parámetros en el tiempo.

Tabla 9-10. Parámetros y supuestos para calcular las emisiones del escenario línea base para la industria del acero

Tipo	Escenario línea base industria del acero	Unidad	2020	2030	2050
P	Producción arrabio (HM)	Ton	664.500	664.500	664.500
P	Consumo de coque por producción	kg/ton de arrabio	498	498	498
C	Coque consumido	Ton	330.987	330.987	330.987
P	Factor de transformación de carbón de coque a coque	ton carbón de coque/ ton de coque	1,35	1,35	1,35
C	Carbón de coque consumido	Ton	447.833	447.833	447.833
P	Factor de emisión carbón de coque <sup>46</sup>	ton CO <sub>2</sub> /ton carbón de coque	3,06	3,06	3,06
C	Emisiones	ton CO <sub>2</sub>	1.370.369	1.370.369	1.370.369

Fuente: Elaboración propia

A continuación, se describen las fuentes de información de donde se obtuvieron los parámetros:

- Producción arrabio (HM): Producción anual promedio de CAP acero.
- Consumo de coque por producción: Este valor se obtiene de fuentes internacionales (Yilmaz, Wendelstorf, & Turek, 2017) y se valida con el consumo real de CAP Acero.

<sup>46</sup> Considera producción de coque y emisiones de coque en alto horno por combustión y reducción del acero.

- Factor de transformación de carbón de coque a coque: Son las toneladas utilizadas de carbón de coque para producir una tonelada de coque. Este valor se obtiene de la producción real de coque en CAP acero.
- Factor de emisión carbón de coque (considera producción de coque y emisiones de coque en alto horno por combustión y reducción del acero): Se obtiene de la IEA.

Se presenta también como se calculan los valores intermedios antes de obtener las emisiones del escenario:

- Coque consumido: Se obtiene de la multiplicación de la “Producción arrabio (HM)” por el “Consumo de coque por producción”.
- Carbón de coque consumido: Se obtiene de la multiplicación de “Coque consumido” por “Factor de transformación de carbón de coque a coque”.

Cabe destacar que, cómo el factor de emisión del carbón de coque considera tanto el proceso de producción de coque como las emisiones producidas por el coque en el alto horno, la reducción de emisiones se calcula de la siguiente forma:

$$EB_y = \sum_i CB_{CF,i,y} * FE_{CF,y} + CB_{CF,i,y} * TB_{CF,y} * FE_{SCF,y} = \sum_i CB_{SCF,y} * FE_{T,SCF,y}$$

Donde:

$EB_y$  Emisiones de línea de base anual en el año  $y$  (ton CO<sub>2</sub>)

$CB_{CF,i,y}$ : Cantidad de combustible fósil (CF) utilizado en la línea base (coque), consumido en el elemento  $i$  del proceso de producción de arrabio del año  $y$  (unidad de masa o volumen)

$FE_{CF,y}$ : Factor de emisión de CO<sub>2</sub> del proceso de producción de arrabio del combustible fósil utilizado (coque) en el año  $y$

$CB_{CF,i,y}$ : Cantidad de combustible fósil (CF) utilizado en la línea base (coque), consumido en el elemento  $i$  del proceso de producción de arrabio del año  $y$  (unidad de masa o volumen)

$TB_{CF,y}$ : Tasa de transformación de carbón de coque en coque para línea base en el año  $y$

$FE_{SCF,y}$ : Factor de emisión de CO<sub>2</sub> de la combustión del carbón de coque para la producción del combustible fósil(coque) en el año  $y$

$CB_{SCF,y}$ : Cantidad de carbón de coque para la producción del combustible fósil en la línea base para el año  $y$ .

$FE_{T,SCF,y}$ : Factor de emisión de CO<sub>2</sub> que incluye la combustión de carbón de coque para la producción del combustible fósil (coque) en el año  $y$  y las emisiones del proceso de producción de arrabio en el año  $y$

### Valores de parámetros y supuestos del escenario proyecto

En la siguiente tabla se presentan los parámetros y supuestos utilizados para calcular las emisiones anuales del proyecto. Al igual que en el caso del escenario de la línea base, la primera columna de la tabla, indica si los valores entregados en la fila son Parámetros (P) o si son Calculados (C) a partir de los parámetros, y estos se presentan para tres distintos años.

**Tabla 9-11. Parámetros y supuestos para calcular las emisiones del escenario de proyecto para la industria del acero**

Tipo	Escenario de proyecto industria del acero	Unidad	2020	2030	2050
P	Producción arrabio (HM)	ton	664.500	664.500	664.500
P	Consumo de coque por producción	kg/ton de arrabio	389,8	389,8	389,8
C	Coque consumido	ton	259.022	259.022	259.022
P	Consumo de H2V por producción	kg H <sub>2</sub> /ton HM	27,5	27,5	27,5
C	H2V consumido	ton	18274	18274	18274
P	Factor de transformación de carbón de coque a coque	ton carbón de coque/ ton de coque	1,35	1,35	1,35
C	Carbón de coque consumido	ton	350.462	350.462	350.462
P	Factor de emisión carbón de coque (considera producción de coque y emisiones de coque en alto horno por combustión y reducción del acero)	ton CO <sub>2</sub> /ton carbón de coque	3,06	3,06	3,06
P	Factor de emisión H2V	ton CO <sub>2</sub> /ton H <sub>2</sub>	0	0	0
C	Emisiones	ton CO <sub>2</sub>	1.072.415	1.072.415	1.072.415

Fuente: Elaboración propia

En la tabla anterior, se destacan en azul, las filas de los parámetros y cálculos que varían en comparación al escenario de la línea base. A continuación, se describen las fuentes de información de donde se obtuvieron los parámetros nuevos:

- Consumo de coque por producción: Se obtiene de referencias internacionales en donde se ha incluido la inyección de H2V por las toberas (Yilmaz, Wendelstorf, & Turek, 2017).
- Consumo de H2V por producción: Se obtiene de referencias internacionales en donde se ha incluido la inyección de H2V por las toberas (Yilmaz, Wendelstorf, & Turek, 2017).
- Factor de emisión H2V: Igual a 0 ton CO<sub>2</sub>-eq/kg H<sub>2</sub> por lo expuesto en el capítulo *Hidrógeno verde y su impacto en las metodologías*.

Por su parte, se presenta también como se calcularon los nuevos valores intermedios (los que presentan diferencia con el escenario línea base) antes del cálculo de las emisiones del proyecto:

- H2V Consumido: Se obtiene de la multiplicación de la “Producción arrabio (HM)” por el “Consumo de H2V por producción”.

Finalmente, se obtienen las emisiones según la fórmula presentada anteriormente para el escenario de proyecto.

#### Reducción de emisiones y valores para cerrar la brecha de la viabilidad del proyecto

A continuación, se presentan los resultados para la reducción de emisiones. Tal y como se presentan en las fórmulas, para calcular la reducción de emisiones se restan las emisiones del proyecto a las de la línea base. De forma equivalente, además, se puede calcular con la siguiente fórmula:

$$RE_y = EB_y - EP_y = \sum_i CB_{SCF,y} * FE_{T,SCF,y} - \sum_i CP_{SCF,y} * FE_{T,SCF,y} + CP_{H2V,i,y} * FE_{H2V,y}$$

Donde:

$RE_y$  Reducción de emisiones el año  $y$

$EB_y$  Emisiones de línea de base anual en el año  $y$

$EP_y$  Emisiones totales del proyecto en el año  $y$

$FE_{T,SCF,y}$  : Factor de emisión de  $CO_2$  que incluye la combustión de carbón de coque para la producción del combustible fósil (coque) en el año  $y$  y las emisiones del proceso de producción de arrabio en el año  $y$

$CB_{SCF,y}$ : Cantidad de carbón de coque para la producción del combustible fósil en la línea base para el año  $y$ .

$CP_{SCF,y}$ : Cantidad de carbón de coque para la producción del combustible fósil en el proyecto para el año  $y$ .

$CP_{H2V,i,y}$ : Cantidad de H2V utilizado en el proyecto, consumido en el elemento  $i$  del proceso de producción de arrabio del año  $y$  (unidad de masa o volumen)

$FE_{H2V,y}$ : Factor de emisión de  $CO_2$  del proceso de producción de arrabio del H2V.

Para el caso particular del H2V, en donde el factor de emisión se considera cero, esta ecuación se puede simplificar, quedando como:

$$RE_y = \sum_i (CB_{SCF,y} - CP_{SCF,y}) * FE_{T,SCF,y}$$

Lo cual sería el combustible fósil desplazado (combustible fósil utilizado en la línea base menos el utilizado en el proyecto) por el factor de emisión del combustible fósil, en este caso carbón de coque. Se observa en la tabla que estas dos formas de calcular la reducción de emisiones otorgan el mismo valor. Por lo mismo, se puede destacar que el porcentaje que se utiliza de combustible alternativo es insignificante para el cálculo de reducción de emisiones siempre y cuando se mantenga constante tanto en el escenario de la línea base como en el de proyecto.

**Tabla 9-12. Cálculo de reducción de emisiones para la industria del acero.**

<b>Cálculo de reducción de emisiones para industria del acero</b>	<b>Unidad</b>	<b>2020</b>	<b>2030</b>	<b>2050</b>
<b>Emisiones reducidas</b>	<b>ton CO<sub>2</sub></b>	297.954	298	298
<b>Combustible desplazado (carbón de coque)</b>	<b>ton</b>	97.371	97.371	97.371
<b>Factor de emisión combustible reemplazado</b>	<b>ton CO<sub>2</sub>/ton carbón de coque</b>	3,06	3,06	3,06
<b>Reducción de emisiones por combustible desplazado</b>	<b>ton CO<sub>2</sub></b>	297.954	297.954	297.954

Fuente: Elaboración propia

## 9.8 Anexo 8: Metodologías y cálculos de reducción de emisiones para la industria minera

### Metodología de reducción de emisiones para la Industria de la minería

#### Descripción del proyecto

El proyecto consiste en la introducción y operación de buses basados en H2V para transporte de pasajeros en operaciones mineras, los cuales poseen un menor factor de emisiones de gases de efecto invernadero que los buses a reemplazar. Los buses utilizarán como combustible H2V aplicado en celdas de combustible, para el transporte de pasajeros a rutas nuevas y existentes.

#### Tipo de acción de mitigación

Existen dos tipos de acciones de mitigación, el cambio de combustible y el desplazamiento de vehículos más intensivos en emisiones de GEI.

#### Condiciones sobre las cuales es aplicable la metodología

- A. Las rutas existentes y nuevas están establecidas de antemano, es por esto que los kilómetros anuales recorridos a considerar son fijos.
- B. Los buses son exclusivamente para el transporte de pasajeros.
- C. Para cada ruta, los buses considerados en la línea base son en base a diésel o eléctricos, los cuales son reemplazados por buses a H2V.
- D. Para cualquier nueva ruta implementada por la actividad del proyecto, se demostrará que ya habían sido planificadas antes de la fecha de inicio de la actividad del proyecto.
- E. Los buses del proyecto y de la línea de base para cada ruta son comparables, lo que significa que los buses de los dos escenarios deben tener una capacidad de pasajeros comparables con una variación de no más de +/- 10%, y si los buses de la línea de base tienen aire acondicionado, los del proyecto también.
- F. La frecuencia de operación de los buses debe ser la misma en el proyecto y en la línea de base.
- G. Se deben implementar procedimientos tales como un acuerdo contractual o identificación única de los buses para evitar la doble contabilización potencial de las reducciones de emisiones por las partes involucradas. Estos procedimientos en los que se define a quien le corresponde la reducción de emisiones, deberán describirse en el documento de diseño del proyecto.
- H. Existe un terminal de carga único.
- I. Las mediciones son limitadas a aquellas que resulten en una reducción de emisiones de menos o igual a 60 kton CO<sub>2</sub> equivalentes anuales.
- J. El límite del proyecto incluye lo siguiente: buses que usan H2V como combustible, el terminal de almacenamiento y recarga de H2V; el área geográfica que cubre las rutas donde los buses que funcionan con hidrógeno deben utilizar y las instalaciones auxiliares como estaciones de combustible, talleres y estaciones de servicios visitadas por los buses del proyecto.
- K. El H2V se produce dentro o en las cercanías de las instalaciones del proyecto.
- L. No se consideran fugas de hidrógeno (*leakage*).

#### Parámetros importantes

- A. Cantidad anual de buses de la flota.
- B. Factor de emisión de los combustibles utilizados en la flota de la línea base.
- C. Factor de emisión del H2V utilizado en la flota del proyecto.
- D. Distancia anual recorrida por cada bus en la línea base y en el escenario del proyecto.
- E. Consumo específico (rendimiento por kilómetro) de los buses de la línea de base.
- F. Consumo específico (rendimiento por kilómetro) buses del proyecto.

De los mencionados anteriormente, se deben monitorear en el tiempo

- G. Cantidad anual de buses de la flota.
- H. Distancia anual recorrida por cada bus.
- I. Consumo específico (rendimiento por kilómetro) de los buses de la línea de base.
- J. Consumo específico (rendimiento por kilómetro) buses del proyecto.

### Cómo calcular el escenario línea base

El escenario de la línea de base considera las emisiones históricas que continuarían ocurriendo frente a la ausencia del proyecto que involucra los buses en base a H2V. A continuación, se presentan los siguientes cálculos de las emisiones de la línea de base:

$$EB_y = \sum_k FE_{k,y} * CE_{d,k,y} * DT_{k,y}$$

Donde:

$EB_y$ : Emisiones de línea de base anual en el año  $y$

$FE_{k,y}$ : Factor de emisión del combustible utilizado por el bus tipo  $k$  (eléctricos o diésel) de la línea base en el año  $y$

$CE_{d,k,y}$ : Consumo específico de combustible por distancia recorrida del bus tipo  $k$  (eléctricos o diésel) de la línea base en el año  $y$

$DT_{k,y}$ : Distancia total anual recorrida por el bus tipo  $k$  (eléctricos o diésel) de la línea de base en el año  $y$

### Cómo calcular el escenario de proyecto

El escenario del proyecto considera un reemplazo total de la flota de buses por buses en base a H2V. A continuación, se presentan los siguientes cálculos de las emisiones de la línea de base:

$$EP_y = \sum_k FE_{H2V,y} * CE_{d,H2V,y} * DT_{H2V,y}$$

Donde:

$EP_y$ : Emisiones del proyecto en el año  $y$

$FE_{H2V,y}$ : Factor de emisión del combustible utilizado por el bus en base a H2V en el proyecto en el año  $y$

$CE_{d,k,y}$ : Consumo específico de combustible por distancia recorrida del bus en base a H2V en el proyecto en el año  $y$

$DT_{k,y}$ : Distancia total anual recorrida por el bus en base a H2V en el proyecto en el año  $y$

### Cómo calcular la reducción de emisiones

La reducción de emisiones que se atribuye al reemplazo de buses de la línea base por buses en base a H2V se calcula de la siguiente manera:

$$RE_y = EB_y - EP_y$$

Donde:

$RE_y$  Reducción de emisiones el año  $y$  (ton CO<sub>2</sub>-eq/ $y$ )

$EB_y$  Emisiones de línea de base anual en el año  $y$  (ton CO<sub>2</sub>-eq)



EP<sub>y</sub> Emisiones totales del proyecto en el año y (ton CO<sub>2</sub>-eq)

### Cálculo de línea de base, proyecto y potencial de reducción de emisiones

En este capítulo se presentan cálculos realizados para obtener las emisiones del escenario línea base y del escenario proyecto. Para estos cálculos se utilizaron las fórmulas y metodologías mencionadas anteriormente, con los valores de los parámetros y supuestos que se presentan a continuación. Finalmente, se presenta el resultado del potencial de reducción de emisiones del proyecto.

#### Valores de parámetros y supuestos de la línea base

En la siguiente tabla se presentan los parámetros y supuestos utilizados para calcular las emisiones anuales de la línea base. En la primera columna de la tabla, se indica si los valores entregados en la fila son Parámetros (P) o si son Calculados (C) a partir de los parámetros. Estos parámetros y cálculos realizados se presentan para tres años (2020, 2030 y 2050). Cabe destacar, además, que se consideran dos escenarios de línea base para el caso de los buses en línea con la NDC Chilena. El caso 2030 representa los actuales compromisos, mientras que el caso 2050 considera una mayor ambición en las metas de reducción sectoriales.

Tabla 9-13. Parámetros y supuestos para calcular las emisiones del escenario línea base para la industria minera

Tipo	Línea base	Unidad	2020	2030	2050
P	Total de buses	#	10	10	10
P	% buses eléctricos flota (2030)	%	0,0%	7,0%	21,0%
P	% buses eléctricos flota (2050)	%	0,0%	19,3%	58,0%
C	Total buses eléctricos (2030)	#	0	0	2
C	Total buses eléctricos (2050)	#	0	1	5
C	Total buses diésel (2030)	#	10	10	8
C	Total buses diésel (2050)	#	10	9	5
P	Recorrido bus anual	km/año-bus	54.750	54.750	54.750
C	Recorrido eléctrico (2030)	km/año	-	-	109.500
C	Recorrido eléctrico (2050)	km/año	-	54.750	273.750
C	Recorrido diésel (2030)	km/año	547.500	547.500	438.000
C	Recorrido diésel (2050)	km/año	547.500	492.750	273.750
P	Consumo específico eléctrico	kwh/km	0,93	0,93	0,93
P	Consumo específico diésel	lts/km	0,400	0,400	0,400
C	Consumo eléctrico (2030)	kwh	-	-	110.595
C	Consumo eléctrico (2050)	kwh	-	54.750	276.487,50
C	Consumo diésel (2030)	lts	205.313	219.000	164.250
C	Consumo diésel (2050)	lts	205.313	197.100	102.656
P	Factor de emisión electricidad	kg CO <sub>2</sub> e/kWh	0,276	0,076	0,012
P	Factor de emisión diésel	kg CO <sub>2</sub> e/lts	2,688	2,688	2,688
C	Emisiones (2030)	kg CO <sub>2</sub> e	550.200	550.200	441.416
C	Emisiones (2050)	kg CO <sub>2</sub> e	550.200	499.034	278.239

Fuente: Elaboración propia

A continuación, se describen las fuentes de información de donde se obtuvieron los parámetros:

- Total buses: Información proporcionada por CMP.
- % buses eléctricos flota (2030 y 2050): Se calculan considerando un crecimiento lineal hasta obtener las metas de flota eléctrica que se estipula en la NDC chilena, tanto para las metas actuales (2030), como para las metas propuestas más ambiciosas (2050).
- Recorrido bus anual: Información proporcionada por CMP.
- Consumo específico eléctrico: Información proporcionada por CMP.
- Consumo específico diésel: Se obtiene el consumo específico de diésel de referencias internacionales (FCH, 2018).
- Factor de emisión electricidad: Estos factores se obtienen de la proyección del Ministerio de Energía para el Sistema Eléctrico Nacional (SEN).
- Factor de emisión diésel: Factor de emisión reportado por la DEFRA.

Se presenta también como se calculan los valores intermedios antes de obtener las emisiones del escenario:

- Total buses eléctricos (2030 y 2050): Se obtiene multiplicando el “Total buses” por el “% buses eléctricos flota” correspondientes a cada caso (2030 y 2050).
- Total buses diésel (2030 y 2050): Se obtiene restando al “Total buses”, el valor calculado para “Total buses eléctricos” correspondiente a cada caso (2030 y 2050).
- Recorrido eléctrico (2030 y 2050): Se obtiene multiplicando el “Recorrido bus anual” que representa la cantidad recorrida anualmente por cada bus, por el “Total buses eléctricos” correspondientes a cada caso (2030 y 2050).
- Recorrido diésel (2030 y 2050): Se obtiene multiplicando el “Recorrido bus anual” que representa la cantidad recorrida anualmente por cada bus, por el “Total buses diésel” correspondientes a cada caso (2030 y 2050).
- Consumo eléctrico (2030 y 2050): Se obtiene multiplicando el “Recorrido eléctrico” para cada caso (2030 y 2050) por el “Consumo específico eléctrico”.
- Consumo diésel (2030 y 2050): Se obtiene multiplicando el “Recorrido diésel” para cada caso (2030 y 2050) por el “Consumo específico diésel”.

Finalmente, se obtienen las emisiones según la fórmula presentada anteriormente para la línea base.

#### Valores de parámetros y supuestos del escenario proyecto

En la siguiente tabla se presentan los parámetros y supuestos utilizados para calcular las emisiones anuales del proyecto. Al igual que en el caso del escenario de la línea base, la primera columna de la tabla, indica si los valores entregados en la fila son Parámetros (**P**) o si son Calculados (**C**) a partir de los parámetros, y estos se presentan para tres distintos años.

**Tabla 9-14. Cálculo de reducción de emisiones para la industria minera**

Tipo	Escenario de proyecto industria minera	Unidad	2020	2030	2050
P	Total de buses	#	10	10	10
C	Recorrido	km	547.500	547.500	547.500
P	Consumo específico H <sub>2</sub>	kg/km	0,08	0,08	0,08
C	Consumo H <sub>2</sub>	kg	43.800	43.800	43.800
P	Factor de emisión H <sub>2</sub>	kg CO <sub>2</sub> e/kg	0	0	0
C	Emisiones	kg CO <sub>2</sub> e	-	-	-

Fuente: Elaboración propia

En la tabla anterior, se destacan en azul, las filas de los parámetros y cálculos que varían en comparación al escenario de la línea base. A continuación, se describen las fuentes de información de donde se obtuvieron los parámetros nuevos:

- Consumo específico H2V: Se obtiene de referencias internacionales de buses a H2V (FCH, 2018; Nel Hydrogen, 2019).
- Factor de emisión H2V: Igual a 0 ton CO<sub>2</sub>-eq/kg H<sub>2</sub> por lo expuesto en la Sección 3.1.2.

Por su parte, se presenta también como se calcularon los nuevos valores intermedios (los que presentan diferencia con el escenario línea base) antes del cálculo de las emisiones del proyecto:

- Recorrido: Corresponde a la multiplicación del “Total de buses” de la flota con el valor de “Recorrido bus anual” presente en la línea base.
- Consumo H2V: Corresponde a la multiplicación del “Recorrido” por el “Consumo específico H2V”.

Finalmente, se obtienen las emisiones según la fórmula presentada anteriormente para el escenario de proyecto.

### Reducción de emisiones

A continuación, se presentan los resultados para la reducción de emisiones para el escenario 2020, 2030 y 2050, calculado como las emisiones de la línea base menos las correspondientes al proyecto. La brecha de viabilidad del proyecto es calculada en la Tabla 4-11 en el cuerpo del informe.

**Tabla 9-15. Cálculo de reducción de emisiones para la industria minera**

<b>Cálculo de reducción de emisiones para industria minera</b>	<b>Unidad</b>	<b>2020</b>	<b>2030</b>	<b>2050</b>
<b>Emisiones reducidas (2030)</b>	ton CO <sub>2</sub> e	550	550	441
<b>Emisiones reducidas (2050)</b>	ton CO <sub>2</sub> e	550	499	278

Fuente: Elaboración propia

## 9.9 Anexo 9: Detalles del Texto de Negociación sobre los Períodos de Acreditación (Borrador)

La COP25 indicó que no se llegó a un acuerdo sobre el Artículo 6. Se hicieron mención a varias versiones de borradores de los proyectos de decisión de los Artículos 6.2 y 6.4, los cuales involucran transferencias internacionales de reducción de emisiones. Los enlaces a estos textos se pueden encontrar a continuación.

Los textos de decisión (borradores) los cuales exponen una guía sobre los enfoques cooperativos a los que se hace referencia en el párrafo 2 del Artículo 6 del Acuerdo de París, se encuentran disponibles en los siguientes enlaces:

- <https://unfccc.int/documents/204687> (Tercera iteración, 15 Diciembre de 2019),
- <https://unfccc.int/documents/202115> (Segunda iteración, 14 Diciembre 2019) y
- <https://unfccc.int/documents/204639> (Primera iteración, 13 Diciembre 2019).

Se encuentran disponibles las reglas, modalidades y procedimientos para el mecanismo establecido por el Artículo 6, párrafo 4, del Acuerdo de París, en los siguientes enlaces:

- <https://unfccc.int/documents/204686> (Tercera iteración, 15 Diciembre de 2019),
- <https://unfccc.int/documents/201918> (Segunda iteración, 14 Diciembre de 2019) and
- <https://unfccc.int/documents/204644> (Primera iteración, 13 Diciembre de 2019).

A continuación, se proporciona una recopilación de las principales referencias textuales relacionadas con el diseño de los períodos de acreditación.

### Artículo 6.2

#### Versión 3

*15 de diciembre 2019 a las 00:50 hrs*

1. Los ITMOs de un enfoque cooperativo son:

(e) Generados con respecto a, o que representen una mitigación a partir de 2021 en adelante;

17. Cada Parte se asegurará de que el uso de enfoques cooperativos no conduzca a un aumento neto de las emisiones de las partes involucradas dentro, y entre los períodos de implementación de las NDC, y garantizará la transparencia, precisión, coherencia, integridad y comparabilidad en el seguimiento del progreso en la implementación y del logro de su NDC, aplicando los límites establecidos en la orientación adicional de la CMA.

#### Versión 2

*14 de diciembre 2019 a las 09:15 hrs*

1. Los ITMOs son:

(e) Generados con respecto a, o que representen una mitigación a partir de 2021 en adelante;

17. Cada Parte se asegurará de que el uso de enfoques cooperativos no conduzca a un aumento neto de las emisiones de las partes involucradas dentro, y entre los períodos de implementación de las NDC, y garantizará la transparencia, precisión, coherencia, integridad y comparabilidad en el seguimiento del progreso en la implementación y del logro de su NDC, aplicando los límites establecidos en la orientación adicional de la CMA.

## **Versión 1**

*13 de diciembre 2019 a las 11:15 hrs*

1. Los ITMOs son:

(e) Generados con respecto a o que representen una mitigación a partir de 2021 en adelante;

17. Cada Parte se asegurará de que el uso de enfoques cooperativos no conduzca a un aumento neto de las emisiones dentro y entre los períodos de implementación de las NDC y garantizará la transparencia, la precisión, la coherencia, la integridad y la comparabilidad en el seguimiento del progreso en la implementación y el logro de su NDC aplicando los límites establecidos en la orientación adicional de la CMA.

## **Article 6.4.**

### **Versión 3**

*15 de diciembre 2019 a las 1:10hrs*

27. La Parte anfitriona podrá especificar al Órgano de Supervisión, antes de participar en el mecanismo:

(b) Los períodos de acreditación que se aplicarán para el Artículo 6, párrafo 4, actividades que tiene la intención de declarar, incluyendo si los períodos de acreditación pueden ser renovados, sujeto a las reglas, modalidades y procedimientos acordados y bajo la supervisión del Órgano de Supervisión, y de acuerdo con otras decisiones relevantes de la CMA, debe entregar una explicación de cómo esos períodos de acreditación son compatibles con su NDC y su estrategia de desarrollo de bajas emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) a largo plazo, si corresponde;

31. La actividad:

(f) Aplicará un período de acreditación para la emisión de A6.4ER, un máximo de 5 años con una opción de renovación de máximo de dos veces, o un máximo de 10 años sin opción de renovación, siempre y cuando sea apropiado para la actividad, y que esté sujeto a la aprobación del Órgano de Supervisión, o se aplicará cualquier período de acreditación más corto especificado por la Parte anfitriona en conformidad con el párrafo 27 (b) anterior. El período de acreditación no comenzará antes de 2020.

53. El período de acreditación de una actividad registrada del Artículo 6, párrafo 4, podrá renovarse en conformidad con otras decisiones pertinentes de la CMA y los requisitos pertinentes adoptados por el Órgano de Supervisión, si la Parte anfitriona así lo ha aprobado en conformidad con el párrafo 39 (b).

54. La renovación de un período de acreditación será aprobada por el Órgano de Supervisión y por la Parte anfitriona luego de una evaluación técnica para determinar las actualizaciones necesarias a la línea de base, la adicionalidad y la cuantificación de las reducciones de emisiones.

### **Version 2**

*14 de diciembre 2019 a las 9:00 hrs*

27. La Parte anfitriona podrá especificar al Órgano de Supervisión, antes de participar en el mecanismo:

b) Períodos de acreditación que se solicitarán para las actividades que se propongan declarar en el párrafo 4 del Artículo 6, incluida la posibilidad de renovar los períodos de acreditación, sujeto a las reglas, modalidades y procedimientos acordados y bajo la supervisión del Órgano de Supervisión, y en conformidad con otras decisiones relevantes de la CMA, debe entregar una explicación de cómo esos

períodos de acreditación son compatibles con su NDC y su estrategia de desarrollo de bajas emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) a largo plazo, si corresponde;

32 La actividad:

(f) Aplicará un período de acreditación para la emisión de A6.4ERs, un máximo de 5 años, con una opción de renovación de máximo de dos veces, o un máximo de 10 años sin opción de renovación, siempre y cuando sea apropiado para la actividad, y que esté sujeto a la aprobación del Órgano de Supervisión, o se aplicará cualquier período de acreditación más corto especificado por la Parte anfitriona en conformidad con el párrafo 27 (b) anterior. El período de acreditación no comenzará antes de 2020.

48. La Parte anfitriona proporcionará al Órgano de Vigilancia la aprobación de la actividad antes de una solicitud de registro. La aprobación incluirá:

(b) La aprobación de cualquier potencial renovación, si la Parte tiene la intención de permitir que la actividad continúe generando A6.4ERs más allá de su primer período de acreditación, donde la Parte haya especificado que los períodos de acreditación del Artículo 6, párrafo 4, actividades que tiene la intención de ser anfitrión, puede renovarse en conformidad con el párrafo 27 (b) anterior;

62. El período de acreditación de una actividad registrada en el Artículo 6, párrafo 4, podrá renovarse en conformidad con otras decisiones pertinentes de la CMA y los requisitos pertinentes adoptados por el Órgano de Supervisión, si la Parte anfitriona así lo ha aprobado en conformidad con el párrafo 48 (b).

63. La renovación de un período de acreditación será aprobada por el Órgano de Supervisión y la Parte anfitriona luego de una evaluación técnica para determinar las actualizaciones necesarias a la línea de base, la adicionalidad y la cuantificación de las reducciones de emisiones.

### **Version 1**

*13 de diciembre 2019 a las 11:45 hrs*

27. La Parte anfitriona podrá especificar al Órgano de Supervisión, antes de participar en el mecanismo:

(b) Períodos de acreditación que se aplicarán para el Artículo 6, párrafo 4, sobre actividades que se propongan declarar, incluyendo si los períodos de acreditación pueden ser renovados, sujeto a las reglas, modalidades y procedimientos acordados y bajo la supervisión del Órgano de Supervisión, y en de acuerdo con otras decisiones relevantes de la CMA, debe entregar una explicación de cómo esos períodos de acreditación son compatibles con su NDC y su estrategia de desarrollo de bajas emisiones de gases de efecto invernadero a largo plazo, si corresponde.

32. La actividad:

(g) Aplicará un período de acreditación para la emisión de A6.4ER, que sea un máximo de 5 años, renovable un máximo de 2 veces, o un máximo de 10 años sin opción de renovación, siempre siendo adecuado a la actividad, y eso está sujeto a la aprobación del Órgano de Supervisión [o se aplicará cualquier período de acreditación más corto especificado por la Parte anfitriona de conformidad con el párrafo 27 (b) anterior]. El período de acreditación no comenzará antes de 2020.

49. La Parte anfitriona proporcionará al Órgano de Vigilancia la aprobación de la actividad antes de una solicitud de registro. La aprobación incluirá:

(b) [La aprobación de cualquier renovación potencial, si la Parte tiene la intención de permitir que la actividad continúe generando A6.4ER más allá de su primer período de acreditación, cuando la Parte haya especificado que los períodos de acreditación del Artículo 6, párrafo 4, actividades que tiene la intención de albergar, puede renovarse de conformidad con el párrafo 27 (b) anterior;]

66. El período de acreditación de una actividad registrada del Artículo 6, párrafo 4, podrá renovarse en conformidad con otras decisiones pertinentes de la CMA y los requisitos pertinentes adoptados por el Órgano de Supervisión [si la Parte anfitriona así lo ha aprobado en conformidad con el párrafo 49 (b)]

67. La renovación de un período de acreditación será aprobada por el Órgano de Supervisión y la Parte anfitriona luego de una evaluación técnica para determinar las actualizaciones necesarias a la línea de base, la adicionalidad y la cuantificación de las reducciones de emisiones.

Se solicita al Órgano Subsidiario de Asesoramiento Científico y Tecnológico que elabore, sobre la base de las reglas, modalidades y procedimientos que figuran en el anexo, recomendaciones sobre otros elementos que se incluirán como parte integrante de las reglas, modalidades y procedimientos, para su examen y aprobación por la Conferencia de las Partes (COP) que actúa como reunión de las Partes en el Acuerdo de París en su tercer período de sesiones (noviembre de 2020):

- a) La elaboración adicional del reglamento interno del Órgano de Supervisión teniendo en cuenta las recomendaciones del Órgano de Supervisión mencionadas en el párrafo 6 (a) anterior;
- b) Un examen más detenido de las circunstancias especiales de los países menos adelantados y los pequeños Estados insulares en desarrollo;
- (c) Responsabilidades adicionales del Órgano de Supervisión y las Partes de acogida, a fin de que las Partes de acogida elaboren y apliquen arreglos nacionales para el mecanismo bajo la aprobación y supervisión del Órgano de Supervisión;
- d) Períodos de acreditación apropiados para actividades relacionadas con la silvicultura y el uso de la tierra

## 9.10 Anexo 10: Resumen de la duración del período de acreditación para programas de compensación y mercados voluntarios

Tabla 9-16. Resumen de la duración del período de acreditación para programas de compensación y mercados voluntarios

Scope & Eligibility	Scope of activities	Temporal scope (crediting period duration)	Geographical eligibility	Sectoral eligibility
ACR	Projects	The standard crediting period is 10 years, except for AFOLU projects, renewal is possible	Worldwide, some sectors only United States	Fuel combustion, industrial processes, land use, land use change and forestry, carbon capture and storage, livestock, waste handling and disposal
AU CFI	Projects	The standard crediting period is 7 years, for reforestation and revegetation projects 15-years, for native forest protection projects 20 years.	Australia	Land and waste sector (CFI), the ERF is expanding the scope across the economy.
BC	Projects	The crediting period may be up to 25 years for sequestration projects and up to 10 years for other project types	British Columbia	All sectors, as long as it drives clean economic opportunities while cutting emissions
California	Projects	Non-sequestration 7 - 10 years, unless specified otherwise. Sequestration 10 - 30 years	California and Quebec	Sectors not covered under California's ETS
CDM	Projects and PoAs	7 years (20 years forestry) renewable up to 2 times or 10 years (30 years forestry) non-renewable	Developing countries (KP non-Annex B)	All except nuclear, some limits on forestry projects (only A/R allowed)
China	Projects	Same as CDM. Most schemes only allow for credits issued after 2013	Seven piloting regions allowing use of CCER. Most pilots restrict eligible credits to credits issued in the region	Varying between the seven piloting regions allowing use of CCER. Regulation allows trading activities of GHG emissions from CO <sub>2</sub> , CH <sub>4</sub> , N <sub>2</sub> O, HFCs, PFCs, and SF <sub>6</sub> . All pilots exclude credits from large hydropower projects
GIS	Any	Not defined	Developed countries (KP Annex B)	No explicit exclusions
GS	Projects and PoAs	Same as CDM.	Global	RE; EE; Industrial Waste handling and LULUCF
JCM	Projects	The crediting period for a JCM project is determined by the project lifetime	International JCM partner countries	No explicit exclusions
JI	Projects and PoAs	5 years (2008-2012)	Developed countries (KP Annex B)	All except nuclear
Ontario	Projects	Defined in each specific methodology, but up to 30 years for GHG sequestration initiatives and up to 10 years for non-sequestration initiatives.	Ontario	Sectors not covered under Ontario's ETS



Scope & Eligibility	Scope of activities	Temporal scope (crediting period duration)	Geographical eligibility	Sectoral eligibility
Quebec	Projects	10 years for manure and landfill projects. 5 years for ODS projects.	Quebec and California	Sectors not covered under Quebec's ETS
Spain	Projects	Up to 7 years	Mainly Spain, but open to international credits.	For the National Territory (sectors outside the EU-ETS). For International Territory EE, RE and waste management projects will be prioritized
Switzerland	Projects and PoAs	7 years (renewable for 3 years at a time after re-validation during the project life time)	Switzerland	All except for nuclear; CCS; R&D activities; Biofuels; Fuel switch to natural gas in transport and building sector
US (CAR)	Projects	Defined in each methodology. In general: 2 times 10 years for non-AFOLU projects. For AFOLU projects, crediting period may be 5 yrs x 3 (agriculture) and up to 100 yrs (forestry)	U.S. and Mexico	Sectors and Projects eligible under California's OP + Landfill gas, Livestock, Nitrogen and Organic waste in the US and Mexico
VCS	Projects and PoAs	Two times 10 years for non-AFOLU projects, 20-100 years for AFOLU projects, with renewal of baseline every 10 years.	Global	All CDM sectoral scopes

Fuente: Elaboración propia a partir de (Michaelowa, Shishlov, Hoch, Bofill, & Espelage, 2019)

### 9.11 Anexo 11: ¿Imposibilidad de vender atributos verdes en otros mercados? (*green premium*)

Hoy en día la venta de productos verdes o responsables depende completamente del proceso que se utilizó para la fabricación del producto, si es que es posible acreditar y certificar que ese proceso se cumplió a cabalidad, y que tanto el sistema de MRV, como los compromisos adquiridos por la empresa están en línea con un estándar que sea válido para la industria.

Un ejemplo de estos estándares es el **Responsible Steel Standard**, el cual considera el uso de *offsets* solo para mitigar acciones propias de las empresas de acero, y nunca menciona que una empresa de acero pueda (o no pueda) vender esos certificados. Además, establece que las empresas, con tal de acogerse bajo el estándar, deben establecer una ruta de reducción de emisiones que esté basado en la ciencia. En este sentido, vale la pena preguntarse si es que las metodologías de fijación de metas de reducción de emisiones debiesen considerar en su cálculo la venta o compra de *offsets*. La respuesta es que no, **Science Based Target** (SBT) establece que no se deben contabilizar ni la venta ni la compra de *offsets* para alcanzar las metas de reducción de emisiones fijadas por las empresas.

En conclusión, uno podría llegar a pensar que ambos mercados están completamente desacoplados y que sí se podría participar de ambos con un mismo proyecto de mitigación, es decir, vender *offsets* y al mismo tiempo solicitar un valor adicional sobre el precio del producto con tal de etiquetarlo como un producto verde. Esto podría llegar a representar un ingreso adicional al proyecto y una mayor reducción de la brecha a la viabilidad identificada. Sin embargo, la poca definición tanto por parte de los estándares disponibles como del reglamento del Artículo 6 lleva a pensar que en un futuro sí podría haber un pronunciamiento a prácticas como las mencionadas, prohibiendo estas dobles ventas y mermando el desarrollo del proyecto.

Cabe destacar que según el GHG Protocol, los *offsets* son reportados en el alcance 4 de un proyecto, y la compra de un producto verde debiera ser reportado en el alcance 3, por lo que ambos se ven como productos completamente diferentes.

#### **Antecedentes de ventas de *green premium* en el mercado del acero**

ArcelorMittal anunció planes para comercializar acero verde bajo dos "estándares":

- XCarb™ reciclado y producido de forma renovable: acero que es 100% reciclado y 100% producido de forma renovable. Este es un producto de acero con bajo contenido de carbono.
- Certificado XCarb™ Green Steel: acero de un alto horno descarbonizado

El "acero verde" será producido por las plantas de ArcelorMittal en Europa que utilizan tecnologías de reducción directa de hidrógeno o los hornos de arco eléctrico (EAF), que utilizan electricidad que puede certificarse como procedente de fuentes renovables para producir acero. Los ahorros de CO<sub>2</sub>-eq de estas medidas se sumarán, garantizarán de forma independiente y luego se convertirán en certificados de acero ecológico XCarb™ utilizando un factor de conversión que representa la intensidad promedio de CO<sub>2</sub>-eq de la fabricación integrada de acero en Europa (ArcelorMittal S.A., 2021). En particular, la empresa espera recibir financiación para estas inversiones de los ingresos del EU ETS.

ArcelorMittal está ofreciendo vender certificados de acero verde a sus clientes, esencialmente agrupando el atributo de reducción de CO<sub>2</sub>-eq con su producto. Esto permitiría a los clientes informar menores emisiones de "Alcance 3". Presumiblemente, si algunos clientes no quieren pagar el precio superior por el acero verde, la empresa podría vender los atributos en otro lugar. Entonces, o venden acero verde (el

producto de acero incluido con los Certificados de acero verde), o venden acero sucio y venden por separado los atributos asociados. Bajo este marco, no sería posible vender acero verde (a través de certificados de acero verde) y vender por separado atributos bajos en carbono.

## 9.12 Anexo 12: Instrumentos de financiamiento climático disponible para los casos de estudio

En las industrias del cemento, acero y la minería, existen distintas fuentes de financiamiento climático que pueden mitigar los riesgos identificados en la sección anterior. Los instrumentos de financiamiento propuestos seguirán una lógica que permita acortar brechas de viabilidad, mitigar riesgos endógenos, e identificar riesgos exógenos. Los instrumentos pueden ser agrupados en dos categorías generales:

- Fondos de inversión privada: capital y capital de riesgo, deuda concesional, contrato por diferencias, asistencia técnica.
- Financiamiento público: capital, subsidios, garantías, deuda concesional, bonos verdes, asistencia técnica.

Con respecto al primero, existen varios fondos de capital riesgo, financiados por empresas y filántropos internacionales, que priorizan proyectos que reduzcan emisiones. En la

Tabla 9 se elabora una selección de estos instrumentos pertinentes a proyectos de las tres industrias centrales de este informe.

Con respecto al financiamiento público, existen instituciones que entregan deuda o aportes de capital (generalmente de instituciones públicas o filantrópicas) bajo condiciones más convenientes que las disponibles en el mercado, mejorando la relación riesgo-retorno del proyecto. Dado que Chile ha dejado de pertenecer a la lista de Ayuda Oficial al Desarrollo (ODA por sus siglas en inglés), a la fecha existen pocos instrumentos disponibles que puedan aportar subsidios a los proyectos estudiados, en especial que sean capaces de acortar la brecha de financiamiento de estos. En la

Tabla 9- se identifica cuáles instrumentos públicos son relevantes para las industrias de interés, donde el *Green Climate Fund* (GCF) podría ser el instrumento más flexible y completo para entregar no solo subsidios, sino que otros instrumentos financieros que permitan mitigar riesgos del proyecto.

Tabla 9-17. Fondos de inversión privada

Entidad	Relación con las industrias del acero, cemento y transporte en la minería	Tamaño de proyectos / inversión	Tipos de financiamiento	Notas adicionales / proceso de postulación
<a href="#">Breakthrough Energy Ventures (BEV)</a>	<i>Acero y cemento: Catalyst Program</i> de BEV (actualmente en desarrollo) financia tecnologías bajas en carbono incluso de H2V, almacenamiento y captura de carbono para las industrias del acero y cemento. <i>Transporte:</i> BEV incluye el transporte como un sector de inversión priorizado, e.g. <u>combustibles de bajo carbono y fuel cells</u> .	-Monto inicial de USD 2bn en capital total -Rondas de inversiones anteriores de hasta USD 30MM -Horizonte largo plazo de rentabilidad de 20 años	-Capital de riesgo -Deuda concesional -Contrato por diferencias (“ <u>Green Premium</u> ”)	-El fondo se lanzó en 2015, con las primeras inversiones en 2018 -Fondo invita a proyectos a postular
<a href="#">The Climate Pledge Fund</a> (Amazon)	<i>Acero, cemento, transporte:</i> Las áreas de prioridad son manufactura y materiales; transporte y logística, además de la generación y almacenamiento de energía, edificación y agricultura.	-Monto inicial de USD 2bn en capital total -Diversidad en tamaño de proyectos, desde financiar startups hasta escalar empresas establecidas	-Capital de riesgo	-Fondo se lanzó en junio 2020, con varias inversiones en startups poco después -Fondo invita a proyectos a postular
<a href="#">Climate Innovation Fund</a> (Microsoft)	<i>Acero, cemento:</i> Áreas de prioridad son materiales industriales, además de sistemas de energía avanzadas, economía circular, captura de carbono.	USD 1bn en capital total	-Capital riesgo -Deuda concesional	-Fondo se lanzó en 2020, con primeras inversiones poco después -Fondo invita a proyectos a postular, pero existen <u>consultas</u> abiertas también
<a href="#">Toyota Ventures Climate Fund</a>	<i>Acero, cemento y transporte:</i> Prioriza proyectos H2V; el fondo va dirigido a empresas <i>early-stage</i> , que incluyen generación, almacenamiento, y transporte, además de energía renovable y tecnologías de captura de carbono.	USD 150MM para Climate Fund	-Capital riesgo	-Anunciado en junio 2021 - <u>Formulario</u> para empresas <i>early-stage</i>
<a href="#">IDB Invest</a>	<i>Transporte:</i> Proyectos de energía limpia financiados con préstamos de IDB o bancos multilaterales. IDB Invest prioriza energía renovable, almacenamiento y proyectos de transmisión en LAC.	-IDB Invest: USD 13bn en activos	-Deuda concesional	En Chile se generó un préstamo vinculado a la generación de <i>offsets</i> por Engie con el cierre de sus centrales de carbón; el esquema sería replicable para otros proyectos de energía renovable en Chile.
<a href="#">FiveT Hydrogen Fund</a>	<i>Transporte:</i> Prioridades de inversión son activos de generación, almacenamiento y distribución de H2V, con enfoque en escalas de proyectos grandes.	€260MM levantado; prenda levantar €1bn de capital en total	-Capital	-Fondo se lanzó el 2021 -Primera ronda a cerrar para finales de 2021, con primeras inversiones a ejecutarse a partir de 2022.
<a href="#">HydrogenOne Capital</a>	<i>Acero, cemento y transporte:</i> Prioridades incluyen proyectos H2V para transporte e industria, además de generación, almacenamiento y distribución de H2V limpio.	Prenda levantar USD 315m de capital en total	-Capital	-Fondo se lanzó el 2020 -2021: Levantar capital, primera ronda de inversiones pendiente - <u>Contacto</u>

Fuente: Elaboración propia

**Tabla 9-19. Financiamiento público**

Entidad	Relación con las industrias del acero, cemento y transporte en la minería	Tamaño de proyectos / inversión	Tipos de financiamiento	Notas adicionales / proceso de postulación
Green Climate Fund (GCF) - <a href="#">Private Sector Facility</a>	<i>Transporte:</i> Sectores priorizados son transporte bajo en carbono, infraestructura y edificación, y generación y acceso de energía	Más de USD 2,2bn de fondos movilizados para financiamiento del sector privado	-Deuda concesional -Capital -Garantías -Subsidios	<a href="#">Proceso de postulación</a>
Gobierno alemán / KfW	<i>Acero, cemento y transporte:</i> Iniciativa para sentar las bases de las importaciones de H2V de los socios comerciales.	€2bn en financiamiento para proyectos H2V en el exterior	-Subsidios -Contratos por diferencias -Deuda concesional	Financiamiento (por la iniciativa alemana H2Global) <a href="#">priorizará</a> exportaciones de H2V a Alemania y desarrollo de tecnologías de electrolizadores
<a href="#">U.S. International Development Finance Corporation</a>	<i>Acero, cemento:</i> DFC está desarrollando una plataforma para compartir riesgos con socios del sector privado y reducir las barreras de proyectos climáticos. Enfoque en proyectos de generación de energía limpia que reduzcan emisiones de CO <sub>2</sub> -eq en mercados emergentes y mejoren adaptación y resiliencia	Financiamiento de más de USD 50MM para proyectos, los cuales incluye energía	-Garantías -Deuda concesional	-DFC prioriza proyectos en países de ingreso bajo y medio bajo, sin embargo, también apoya proyectos en países de ingreso mediano alto si el proyecto aborda prioridades de la agencia (Chile anteriormente recibió casi USD 1bn en financiamiento para proyectos ERNC <a href="#">-Proceso de postulación</a> )
Corporación de fomento de la producción (CORFO), Chile	<i>Acero, cemento y transporte:</i> Permitirá la transformación energética de los sectores del transporte y la industria, y abrirá un nuevo mercado de exportación contribuyendo a la reducción de GEI. Incluye proyectos de producción de H2V.	La convocatoria es de hasta USD 50MM a empresas nacionales y extranjeras para financiar y apalancar uno o más proyectos de H2V en Chile. El aporte cofinanciará un máximo de USD 30MM por proyecto.	Subsidios	-Se puede postular a los fondos hasta el 6 de septiembre del 2021. Uno de los requisitos es tener más de 600.000 UF de ventas anuales. <a href="#">-Proceso de postulación</a>
Fundación Chile	<i>Acero, cemento y transporte:</i> el fondo está dirigido a empresas chilenas que realicen proyectos rentables sobre H2V.	Fondo de USD 300MM para invertir en proyectos de H2V.	Capital de riesgo	Se pretende <a href="#">invertir</a> de 12 a 15 empresas y se pretende lanzar el 2022.
Concurso para cofinanciamiento de estudios de inversión AGCID+UE	<i>Acero, cemento y transporte:</i> concurso dirigido a proyectos relacionados con H2V, en cualquiera de sus aplicaciones, ya sea generación de electricidad, usos en el transporte, calor en procesos industriales o producción de insumos verdes para la industria; cofinanciamiento para estudios de preinversión de proyectos de producción, almacenamiento, transporte y/o uso de H2V	El aporte del cofinanciamiento es de €300.000	Asistencia técnica	-Los postulantes deberán comprometerse a cofinanciar sus estudios de preinversión. Se exigirá que el Postulante contribuya con al menos el 50% del costo total del Estudio de preinversión. <a href="#">-Proceso de postulación</a>
Fondo de Infraestructura-Desarrollo país	Fondo apunta a entrar al sector de H2V.	Planes de levantar USD 645MM	Capital	A través de un joint venture con privados. No se ha anunciado fecha de <a href="#">lanzamiento</a> .
Aceleradora de Hidrógeno Verde-Agencia de Sostenibilidad Energética (ASE)	<i>Acero, cemento y transporte:</i> Proyectos de uso de H2V; considera proyecto que considere hornos, calderas, y buses de personal en transporte.	El fondo cuenta con CLP 300 Millones a repartir	-Asistencia técnica	-ASE brinda apoyo de consultoría en una primera etapa y en la segunda etapa los concursantes tienen acceso a los fondos. <a href="#">-Proceso de postulación</a>

Fuente: Elaboración propia



Hasta que los proyectos de H2V sean rentables a gran escala, el financiamiento público y la participación del financiamiento concesional serán centrales en movilizar el capital privado. Como se puede ver en ambas tablas elaboradas, una variedad de entidades públicas y privadas ofrecen financiamiento concesional (e.g. *Breakthrough Energy Ventures*, agencias internacionales de desarrollo, bancos multilaterales). Otras entidades públicas y públicas-privadas de Chile ofrecen subsidios (e.g. Corfo, Fundación Chile). El financiamiento concesional es especialmente crítico entre la etapa temprana y la de bancabilidad para mejorar la relación riesgo-retorno del proyecto, y de esta forma, motivar la entrada de actores privados. Sin la inyección de recursos concesionales, no es posible avanzar hacia la etapa de bancabilidad. Lo que sigue es una examinación de los instrumentos disponibles para las tres industrias de interés.

## 9.13 Anexo 13: Fichas Técnicas de los 3 casos de estudio

### 9.13.1 Cemento

<b>Información Básica</b>	
<b>Nombre del proyecto</b>	Reemplazo de combustible fósil por H2V en planta de Teno, Cementos Biobío.
<b>Resumen de la actividad del proyecto</b> (Describa brevemente en qué consiste la actividad del proyecto, las tecnologías utilizadas y cómo se alcanza la reducción de GEI)	<p>La actividad del proyecto consiste en la fabricación de cemento utilizando H2V como insumo para sustituir un 10% del requerimiento energético proveniente del petcoke.</p> <p>El proceso de producción consiste en preparación de materia prima y procesamiento en molinos de crudo. Paralelamente a la preparación de materia prima, se produce hidrógeno por medio de un electrolizador alimentado por una planta de generación eléctrica eólica y solar, y se inyecta en el horno suministrado por medio de almacenamiento y transporte. En este proceso existen emisiones asociadas al uso de combustible para calentar el horno, y a la transformación química de la caliza en cal. Finalmente, se mezcla el clinker con otros aditivos y se produce cemento. La reducción de GEI se alcanza con el reemplazo de combustible fósil por H2V en el horno de clinker.</p>
<b>Localización del proyecto</b> (Detalles de localización del proyecto)	Localidad de Teno, Provincia de Curicó, Región del Maule
<b>Objetivo</b> (Describa brevemente el objetivo del proyecto)	Testear una tecnología poco probada en el mundo, con tal de permitir la adopción y mitigación de gases efecto invernadero en el sector cementero, un sector reconocido como difícil de abatir.
<b>Aporte del proyecto a objetivos, metas y/o planes nacionales</b> (Por favor, indique cómo aporta el proyecto en el cumplimiento de objetivos y metas nacionales (medidas comprometidas en NDC, por ejemplo), y en la implementación de planes de mitigación y/o adaptación al cambio climático (nacionales sectoriales u otros)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Si bien el sector de cementos no ha sido vinculado a obligaciones sectoriales que contribuyan a la meta de la NDC, existe una contribución a la meta general de alcanzar un escenario de carbono neutralidad con emisiones de 95 Mton CO<sub>2</sub>-eq al 2030 alcanzando el año <i>peak</i> el 2025.</li> <li>- Aporte al objetivo de la Estrategia Nacional de Hidrógeno.</li> <li>- Alineación a objetivo de hoja de ruta de la Federación Interamericana del Cemento (FICEM).</li> </ul>
<b>Marco temporal estimado</b> (Por favor, inserte el marco temporal estimado para la ejecución del proyecto)	Se consideran 20 años de vida útil del proyecto a partir del 2030, con un periodo de crédito de venta de certificados de 15 años.
<b>Potencial de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI)</b> (Por favor, inserte la estimación del potencial de reducción de GEI del proyecto sobre el marco temporal, en ton CO <sub>2</sub> -eq)	710.260 ton CO <sub>2</sub> -eq durante el periodo de crédito (15 años).

## BENEFICIOS E IMPACTOS DEL PROYECTO

### Reducciones de GEI

<b>Tipo de actividad de proyecto</b> (Por favor, describa el tipo de actividad de proyecto y las tecnologías a utilizar)	Reemplazo de combustible por uno con intensidad de GEI más baja, en actividades de reemplazo. Además, se realizará una producción de H2V mediante un electrolizador alimentado por energía eólica y solar, incluyendo almacenamiento, transporte y aprovechamiento.
<b>Metodología utilizada o de referencia</b> (Por favor, indique la metodología utilizada -directamente o como referencia- para el cálculo de la reducción de emisiones del proyecto)	Las referencias fueron obtenidas del Manual del Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL). Se hizo una adaptación de dos referencias, Switching fossil fuels (AMS-III.B) y Fossil fuel switch in manufacturing industries (AMS-III.AN).
<b>Principales fuentes de emisiones de GEI</b> (Por favor, describa las principales fuentes de emisiones de GEI relacionadas con el proyecto)	Se generan las emisiones en el momento que se produce el clínker, en el horno. Estas emisiones serán intervenidas por el proyecto al reemplazar un porcentaje de petcoke por hidrógeno.
<b>Gas(es) de efecto invernadero reducidos</b> (Por favor, indique los gases de efecto invernadero considerados en el cálculo de emisiones. Por defecto considere solo CO2, e incluya otros gases solo si es relevante y es un supuesto conservador)	El factor de emisión está en unidades de CO <sub>2</sub> -eq, por lo que se consideran kg de CO <sub>2</sub> , kg de CH <sub>4</sub> y kg de NO <sub>2</sub> .
<b>Escenario de línea base</b> (Por favor, indique y justifique brevemente cuál es el escenario de línea base considerado para el cálculo de la reducción de emisiones)	El escenario de línea de base corresponde al horno operando sólo en base de combustibles fósiles y combustibles alternativos para la producción de cemento. Se considera una penetración de coprocesamiento incremental hasta alcanzar un 30% en el 2030 (meta sectorial).
<b>Emisiones de línea base</b> (Por favor, presentar una estimación de las emisiones de GEI en el escenario de línea base a lo largo de la duración del proyecto (añada tantas filas como sea necesario). Proporcione en anexo una descripción de la metodología seguida para la estimación de las emisiones de GEI de línea base)	5.044.462 ton CO <sub>2</sub> e total
<b>Escenario de proyecto</b> (Por favor, indique y justifique brevemente cuál es el escenario de proyecto considerado para el cálculo de la reducción de emisiones)	El escenario del proyecto corresponde a la producción basada en energías renovables, almacenamiento y transporte de hidrógeno para inyectarlo en el horno clínker al reemplazando el del 10% del consumo de petcoke en el horno clínker por H2V, para producir la mezcla clínker.
<b>Emisiones de proyecto</b> (Por favor, presentar una estimación de las emisiones de GEI en el escenario de proyecto a lo largo de la duración del proyecto (añada tantas filas como sea necesario.) Proporcione en anexo una descripción de la metodología seguida para la estimación de las emisiones de GEI de proyecto)	4.334.202 tCO <sub>2</sub> -eq total

Año	Reducción anual de emisiones GEI (ton CO <sub>2</sub> -eq/año)	Reducción de emisiones de GEI acumulada (ton CO <sub>2</sub> )
Año 1	48.093	48.093
Año 2	47.987	96.080
Año 3	47.881	143.962
Año 4	47.775	191.737
Año 5	47.669	239.405
Año 6	47.563	286.968
Año 7	47.457	334.425
Año 8	47.351	381.776
Año 9	47.245	429.020
Año 10	47.138	476.159
Año 11	47.032	523.191
Año 12	46.926	570.117
Año 13	46.820	616.938
Año 14	46.714	663.652
Año 15	46.608	710.260

### Cobeneficios

<b>Aporte a los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) de la actividad de proyecto</b> (Por favor, indique cómo aporta la actividad de proyecto al cumplimiento de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS). Agregue tantas filas y como sea necesario)	Objetivo de Desarrollo Sostenible	Aporte de la actividad de proyecto
	Objetivo 13: Adoptar medidas urgentes para combatir el cambio climático	El reemplazo de petcoke por H2V involucra una reducción de emisiones de GEI, es decir, es una forma de combatir el cambio climático.
	Objetivo 8: Trabajo decente y crecimiento económico	La utilización de ERNC para la creación de H2 y su posterior inyección al sistema, estimula el crecimiento económico sostenible mediante el aumento de los niveles de productividad y la innovación tecnológica. Además de lo anterior, fomenta la creación de empleos en el recambio y adaptación.

## 9.13.2 Acero

### Información Básica

<b>Nombre del proyecto</b>	Compañía Siderúrgica Huachipato S.A
<b>Resumen de la actividad del proyecto</b> (Describa brevemente en qué consiste la actividad del proyecto, las tecnologías utilizadas y cómo se alcanza la reducción de GEI)	La actividad del proyecto consiste en la fabricación de acero y producción de hidrógeno verde para inyectarlo en las toberas del alto horno. El hidrógeno se produce en un electrolizador, alimentado por electricidad proveniente de energía eólica y solar. Luego, se almacena y se transporta. En paralelo, el carbón metalúrgico se somete a un proceso de destilación seca para obtener coque. Aquí se obtiene como subproducto un gas con alto poder calorífico que se reutiliza. Luego, se realiza la combustión de coque en el alto horno, donde a diferencia del caso base, se considera la utilización de hidrógeno verde como agente reductor y aportante de calor. Este sería empleado para reemplazar un porcentaje de coque y reducir el mineral de hierro para la obtención de hierro líquido o arrabio. A continuación, se refina el arrabio mediante la inyección de oxígeno, y también se agrega chatarra y ferroaleaciones para caracterizar los distintos tipos de acero.
<b>Localización del proyecto</b> (Detalles de localización del proyecto)	Bahía San Vicente, Talcahuano, Región del Biobío
<b>Objetivo</b> (Describa brevemente el objetivo del proyecto)	Testear una tecnología poco probada en el mundo, con tal de permitir la adopción y mitigación de gases efecto invernadero en el sector siderúrgico, un sector reconocido como difícil de abatir.
<b>Aporte del proyecto a objetivos, metas y/o planes nacionales</b> (Por favor, indique cómo aporta el proyecto en el cumplimiento de objetivos y metas nacionales (medidas comprometidas en NDC, por ejemplo), y en la implementación de planes de mitigación y/o adaptación al cambio climático (nacionales sectoriales u otros)	Si bien el sector del acero no ha sido considerado específicamente a priori con obligaciones sectoriales que contribuyan a la meta de la NDC, existe una contribución a la meta general de alcanzar un escenario de carbono neutralidad con emisiones de 95 Mton CO <sub>2</sub> -eq al 2030 alcanzando el año peak el 2025. Aporte al objetivo de la Estrategia Nacional de Hidrógeno.
<b>Marco temporal estimado</b> (Por favor, inserte el marco temporal estimado para la ejecución del proyecto)	Se consideran 20 años de vida útil del proyecto a partir del 2030, con un periodo de crédito de venta de certificados de 15 años.
<b>Potencial de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI)</b> (Por favor, inserte la estimación del potencial de reducción de GEI del proyecto sobre el marco temporal, en tCO <sub>2</sub> e)	4.171.357 ton CO <sub>2</sub> -eq total

## BENEFICIOS E IMPACTOS DEL PROYECTO

### Reducciones de GEI

<b>Tipo de actividad de proyecto</b> (Por favor, describa el tipo de actividad de proyecto y las tecnologías a utilizar)	Las acciones de mitigación corresponden al reemplazo de un combustible fósil por H2V, es decir, cambio a un combustible con intensidad de emisión más baja. Además, se realizará una producción de H2V mediante un electrolizador alimentado por energía eólica y solar, incluyendo almacenamiento, transporte y aprovechamiento.
<b>Metodología utilizada o de referencia</b> (Por favor, indique la metodología utilizada -directamente o como referencia- para el cálculo de la reducción de emisiones del proyecto)	Las referencias fueron obtenidas del Manual del Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL). Se hizo una adaptación de tres referencias, Switching fossil fuels (AMS-III.B), Fossil fuel switch in manufacturing industries (AMS-III.AN) y Use of charcoal from planted renewable sources in the production of inorganic compounds (AM0082).
<b>Principales fuentes de emisiones de GEI</b> (Por favor, describa las principales fuentes de emisiones de GEI relacionadas con el proyecto)	El proceso más intensivo en emisiones corresponde al alto horno al reducirse el mineral de hierro, este es el proceso que se intervendrá al reemplazar un porcentaje de coque por H2V, reduciendo las emisiones.
<b>Gas(es) de efecto invernadero reducidos</b> (Por favor, indique los gases de efecto invernadero considerados en el cálculo de emisiones. Por defecto considere solo CO2, e incluya otros gases solo si es relevante y es un supuesto conservador)	El factor de emisión está en unidades de CO <sub>2</sub> -eq, por lo que se consideran kg de CO <sub>2</sub> , kg de CH <sub>4</sub> y kg de NO <sub>2</sub> .

<b>Escenario de línea base</b> (Por favor, indique y justifique brevemente cuál es el escenario de línea base considerado para el cálculo de la reducción de emisiones)	El escenario de línea de base consiste en la producción de acero utilizando exclusivamente combustibles fósiles, específicamente coque. Esta práctica es común en Chile, ya que la única siderurgia integrada del país es CAP Acero y utiliza este proceso, "cuyo proceso de producción es mucho más intensivo en emisiones, debido a la planta de coque y a la reducción de mineral de hierro para transformarlo en arrabio" (GIZ, 2018a)
--	--

<b>Emisiones de línea base</b> (Por favor, presentar una estimación de las emisiones de GEI en el escenario de línea base a lo largo de la duración del proyecto (añada tantas filas como sea necesario). Proporcione en anexo una descripción de la metodología seguida para la estimación de las emisiones de GEI de línea base)	20.555.529 ton CO <sub>2</sub> -eq total
---	--

<b>Escenario de proyecto</b> (Por favor, indique y justifique brevemente cuál es el escenario de proyecto considerado para el cálculo de la reducción de emisiones)	El escenario del proyecto consiste en la producción de hidrógeno utilizando electrólisis basada en generación de energía eólica y solar, para luego almacenarlo y transportarlo realizar una inyección de hidrógeno por las altas toberas del Alto Horno para el proceso integrado con un porcentaje de reemplazo fijo de coque.
--	--

<b>Emisiones de proyecto</b> (Por favor, presentar una estimación de las emisiones de GEI en el escenario de proyecto a lo largo de la duración del proyecto (añada tantas filas como sea necesario.) Proporcione en anexo una descripción de la metodología seguida para la estimación de las emisiones de GEI de proyecto)	16.086.218 ton CO <sub>2</sub> -eq total
---	--

Año	Reducción anual de emisiones GEI (ton CO <sub>2</sub> -eq/año)	Reducción de emisiones de GEI acumulada (ton CO <sub>2</sub> )
Año 1	297.954	297.954
Año 2	297.954	595.908
Año 3	297.954	893.862
Año 4	297.954	1.191.816
Año 5	297.954	1.489.770
Año 6	297.954	1.787.724
Año 7	297.954	2.085.678
Año 8	297.954	2.383.633
Año 9	297.954	2.681.587
Año 10	297.954	2.979.541
Año 11	297.954	3.277.495
Año 12	297.954	3.575.449
Año 13	297.954	3.873.403
Año 14	297.954	4.171.357

	Objetivo de Desarrollo Sostenible	Aporte de la actividad de proyecto
--	-----------------------------------	------------------------------------

<b>Aporte a los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) de la actividad de proyecto</b> (Por favor, indique cómo aporta la actividad de proyecto al cumplimiento de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS). Agregue tantas filas y como sea necesario)	Objetivo 13: Adoptar medidas urgentes para combatir el cambio climático	El reemplazo en el alto horno de coque por H2V involucra una reducción de emisiones de GEI, es decir, es una forma de combatir el cambio climático.
	Objetivo 8: Trabajo decente y crecimiento económico	La utilización de ERNC para la creación de H <sub>2</sub> y su posterior inyección al sistema, estimula el crecimiento económico sostenible mediante el aumento de los niveles de productividad y la innovación tecnológica. Además de lo anterior, fomenta la creación de empleos en el recambio y adaptación.

### 9.13.3 Minería

#### Información Básica

<b>Nombre del proyecto</b>	Transporte de personal para la industria minera.
<b>Resumen de la actividad del proyecto</b> (Describa brevemente en qué consiste la actividad del proyecto, las tecnologías utilizadas y cómo se alcanza la reducción de GEI)	La actividad del proyecto consiste en el recambio de diez buses con motores diésel por buses con funcionamiento en base a celdas de combustible de H2V. Este recambio se analiza en base al caso de estudio de la Compañía Minera del Pacífico (CMP) y su transporte de pasajeros desde su minera en Copiapó, hasta sus operaciones en la minera Cerro Negro Norte. El hidrógeno sería producido por un electrolizador, el cual sería alimentado por energía híbrida (solar y eólica), logrando así una reducción de los GEI y una presunta venta de los certificados de reducción de emisiones.
<b>Localización del proyecto</b> (Detalles de localización del proyecto)	Desde Copiapó hacia Minera Cerro Negro Norte, Región de Atacama.
<b>Objetivo</b> (Describa brevemente el objetivo del proyecto)	El objetivo del proyecto corresponde al reemplazo de buses diésel por buses eléctricos en base a celdas de H2V, y así generar experiencias de reemplazo y uso de H2V en el sector transporte.
<b>Aporte del proyecto a objetivos, metas y/o planes nacionales</b> (Por favor, indique cómo aporta el proyecto en el cumplimiento de objetivos y metas nacionales (medidas comprometidas en NDC, por ejemplo), y en la implementación de planes de mitigación y/o adaptación al cambio climático (nacionales sectoriales u otros)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Contribución a la meta general de alcanzar un escenario de carbono neutralidad con emisiones de 95 Mton CO<sub>2</sub>-eq al 2030 alcanzando el año peak el 2025.</li> <li>- Aporte al escenario de carbono neutralidad contemplado en la NDC al 2050 de aplicación de hidrógeno de un 12% en usos motrices en industria y minería.</li> <li>- Aporte al objetivo de la Estrategia Nacional de Hidrógeno.</li> </ul>
<b>Marco temporal estimado</b> (Por favor, inserte el marco temporal estimado para la ejecución del proyecto)	Se consideran 20 años de vida útil del proyecto a partir del 2030, con un periodo de crédito de venta de certificados de 15 años.
<b>Potencial de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI)</b> (Por favor, inserte la estimación del potencial de reducción de GEI del proyecto sobre el marco temporal, en tCO <sub>2</sub> e)	7.987 ton CO <sub>2</sub> e total

## BENEFICIOS E IMPACTOS DEL PROYECTO

Reducciones de GEI																																																	
<b>Tipo de actividad de proyecto</b> (Por favor, describa el tipo de actividad de proyecto y las tecnologías a utilizar)	Existen dos tipos de acciones de mitigación, el cambio de combustible y el desplazamiento de vehículos más intensivos en emisiones de GEI para el transporte de pasajeros que operan en rutas con condiciones comparables.																																																
<b>Metodología utilizada o de referencia</b> (Por favor, indique la metodología utilizada -directamente o como referencia- para el cálculo de la reducción de emisiones del proyecto)	Las referencias fueron obtenidas del Manual del Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL). Se hizo una adaptación de dos referencias, <i>Introduction of LNG buses to existing and new bus routes (AMS-III.AY)</i> e <i>Introduction and operation of less-greenhouse-gas-emitting vehicles (e.g CNG, LPG, electric or hybrid) for commercial passengers and freight transport, operating on routes with comparable conditions. Retrofitting of existing vehicles is also applicable (AMS-III.S)</i> .																																																
<b>Principales fuentes de emisiones de GEI</b> (Por favor, describa las principales fuentes de emisiones de GEI relacionadas con el proyecto)	Las emisiones que se intervendrán provienen de los gases por el motor de combustión interna por el tubo de escape de la flota de buses.																																																
<b>Gas(es) de efecto invernadero reducidos</b> (Por favor, indique los gases de efecto invernadero considerados en el cálculo de emisiones. Por defecto considere solo CO <sub>2</sub> , e incluya otros gases solo si es relevante y es un supuesto conservador)	El factor de emisión está en unidades de CO <sub>2</sub> -eq, por lo que se consideran kg de CO <sub>2</sub> , kg de CH <sub>4</sub> y kg de NO <sub>2</sub>																																																
<b>Escenario de línea base</b> (Por favor, indique y justifique brevemente cuál es el escenario de línea base considerado para el cálculo de la reducción de emisiones)	El escenario de la línea base corresponde a la flota de buses con motores diésel y los actuales compromisos adoptados en relación a la electromovilidad en las NDC de Chile. Estos compromisos corresponden a un recambio del 21% de la flota al 2050 por buses eléctricos. Esta flota consiste actualmente en 10 buses diésel, que tienen un recorrido de 150 kilómetros diarios. Adicionalmente se considera un factor de emisión de la red eléctrica decreciente en el tiempo según el plan de descarbonización nacional.																																																
<b>Emisiones de línea base</b> (Por favor, presentar una estimación de las emisiones de GEI en el escenario de línea base a lo largo de la duración del proyecto (añada tantas filas como sea necesario). Proporcione en anexo una descripción de la metodología seguida para la estimación de las emisiones de GEI de línea base)	7.719 tonCO <sub>2</sub> eq total																																																
<b>Escenario de proyecto</b> (Por favor, indique y justifique brevemente cuál es el escenario de proyecto considerado para el cálculo de la reducción de emisiones)	El escenario del proyecto consiste en la producción de hidrógeno en base a electrólisis, el cual se abastecerá con energía eólica y solar. El hidrógeno verde producido será almacenado y posteriormente utilizado en los buses que funcionarán con celdas de combustible.																																																
<b>Emisiones de proyecto</b> (Por favor, presentar una estimación de las emisiones de GEI en el escenario de proyecto a lo largo de la duración del proyecto (añada tantas filas como sea necesario.) Proporcione en anexo una descripción de la metodología seguida para la estimación de las emisiones de GEI de proyecto)	0 ton CO <sub>2</sub> -eq total, lo anterior ya que, para el marco del caso de estudio establecido, correspondiente al reemplazo de 10 buses diésel por buses en base a H <sub>2</sub> V, no se emitirían GEI ni en la producción de H <sub>2</sub> , ni en el uso de este en los buses.																																																
<b>Estimación de la reducción de las emisiones de GEI</b> (Por favor, presentar una estimación de la reducción de emisiones de GEI (a nivel de proyecto) a lo largo de la duración del proyecto. Añada tantas filas como sea necesario)	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="text-align: center;">Año</th> <th style="text-align: center;">Reducción anual de emisiones GEI (ton CO<sub>2</sub>e/año)</th> <th style="text-align: center;">Reducción de emisiones de GEI acumulada (ton CO<sub>2</sub>)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td style="text-align: center;">Año 1</td><td style="text-align: center;">550</td><td style="text-align: center;">550</td></tr> <tr><td style="text-align: center;">Año 2</td><td style="text-align: center;">550</td><td style="text-align: center;">1.100</td></tr> <tr><td style="text-align: center;">Año 3</td><td style="text-align: center;">550</td><td style="text-align: center;">1.651</td></tr> <tr><td style="text-align: center;">Año 4</td><td style="text-align: center;">550</td><td style="text-align: center;">2.201</td></tr> <tr><td style="text-align: center;">Año 5</td><td style="text-align: center;">550</td><td style="text-align: center;">2.751</td></tr> <tr><td style="text-align: center;">Año 6</td><td style="text-align: center;">498</td><td style="text-align: center;">3.249</td></tr> <tr><td style="text-align: center;">Año 7</td><td style="text-align: center;">498</td><td style="text-align: center;">3.747</td></tr> <tr><td style="text-align: center;">Año 8</td><td style="text-align: center;">497</td><td style="text-align: center;">4.244</td></tr> <tr><td style="text-align: center;">Año 9</td><td style="text-align: center;">497</td><td style="text-align: center;">4.741</td></tr> <tr><td style="text-align: center;">Año 10</td><td style="text-align: center;">497</td><td style="text-align: center;">5.238</td></tr> <tr><td style="text-align: center;">Año 11</td><td style="text-align: center;">497</td><td style="text-align: center;">5.735</td></tr> <tr><td style="text-align: center;">Año 12</td><td style="text-align: center;">496</td><td style="text-align: center;">6.231</td></tr> <tr><td style="text-align: center;">Año 13</td><td style="text-align: center;">496</td><td style="text-align: center;">6.727</td></tr> <tr><td style="text-align: center;">Año 14</td><td style="text-align: center;">496</td><td style="text-align: center;">7.223</td></tr> <tr><td style="text-align: center;">Año 15</td><td style="text-align: center;">496</td><td style="text-align: center;">7.719</td></tr> </tbody> </table>	Año	Reducción anual de emisiones GEI (ton CO <sub>2</sub> e/año)	Reducción de emisiones de GEI acumulada (ton CO <sub>2</sub> )	Año 1	550	550	Año 2	550	1.100	Año 3	550	1.651	Año 4	550	2.201	Año 5	550	2.751	Año 6	498	3.249	Año 7	498	3.747	Año 8	497	4.244	Año 9	497	4.741	Año 10	497	5.238	Año 11	497	5.735	Año 12	496	6.231	Año 13	496	6.727	Año 14	496	7.223	Año 15	496	7.719
Año	Reducción anual de emisiones GEI (ton CO <sub>2</sub> e/año)	Reducción de emisiones de GEI acumulada (ton CO <sub>2</sub> )																																															
Año 1	550	550																																															
Año 2	550	1.100																																															
Año 3	550	1.651																																															
Año 4	550	2.201																																															
Año 5	550	2.751																																															
Año 6	498	3.249																																															
Año 7	498	3.747																																															
Año 8	497	4.244																																															
Año 9	497	4.741																																															
Año 10	497	5.238																																															
Año 11	497	5.735																																															
Año 12	496	6.231																																															
Año 13	496	6.727																																															
Año 14	496	7.223																																															
Año 15	496	7.719																																															
<b>Cobeneficios</b>																																																	
<b>Aporte a los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) de la actividad de proyecto</b> (Por favor, indique cómo aporta la actividad de proyecto al cumplimiento de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS). Agregue tantas filas y como sea necesario)	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="text-align: center;">Objetivo de Desarrollo Sostenible</th> <th style="text-align: center;">Aporte de la actividad de proyecto</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td style="vertical-align: top;">Objetivo 13: Adoptar medidas urgentes para combatir el cambio climático</td> <td>El reemplazo de diésel por hidrógeno verde involucra una reducción de emisiones de GEI, es decir, es una forma de afrontar el cambio climático. Para lo anterior se toma como línea base una comparación de la incorporación de un 21% de buses eléctricos, versus el recambio por buses de hidrógeno.</td> </tr> <tr> <td style="vertical-align: top;">Objetivo 8: Trabajo decente y crecimiento económico</td> <td>La utilización de ERNC para la creación de H<sub>2</sub> y su posterior inyección para el funcionamiento de los buses, estimula el crecimiento económico sostenible mediante el aumento de los niveles de productividad y la innovación tecnológica. Además de lo anterior, fomenta la creación de empleos en el recambio y adaptación.</td> </tr> </tbody> </table>	Objetivo de Desarrollo Sostenible	Aporte de la actividad de proyecto	Objetivo 13: Adoptar medidas urgentes para combatir el cambio climático	El reemplazo de diésel por hidrógeno verde involucra una reducción de emisiones de GEI, es decir, es una forma de afrontar el cambio climático. Para lo anterior se toma como línea base una comparación de la incorporación de un 21% de buses eléctricos, versus el recambio por buses de hidrógeno.	Objetivo 8: Trabajo decente y crecimiento económico	La utilización de ERNC para la creación de H <sub>2</sub> y su posterior inyección para el funcionamiento de los buses, estimula el crecimiento económico sostenible mediante el aumento de los niveles de productividad y la innovación tecnológica. Además de lo anterior, fomenta la creación de empleos en el recambio y adaptación.																																										
Objetivo de Desarrollo Sostenible	Aporte de la actividad de proyecto																																																
Objetivo 13: Adoptar medidas urgentes para combatir el cambio climático	El reemplazo de diésel por hidrógeno verde involucra una reducción de emisiones de GEI, es decir, es una forma de afrontar el cambio climático. Para lo anterior se toma como línea base una comparación de la incorporación de un 21% de buses eléctricos, versus el recambio por buses de hidrógeno.																																																
Objetivo 8: Trabajo decente y crecimiento económico	La utilización de ERNC para la creación de H <sub>2</sub> y su posterior inyección para el funcionamiento de los buses, estimula el crecimiento económico sostenible mediante el aumento de los niveles de productividad y la innovación tecnológica. Además de lo anterior, fomenta la creación de empleos en el recambio y adaptación.																																																