



UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA QUÍMICA, BIOTECNOLOGÍA Y
MATERIALES

EVALUACIÓN DEL POTENCIAL DE REDUCCIÓN DE HUELLA DE CARBONO EN TRONADURA A PARTIR DE HIDRÓGENO VERDE

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERA CIVIL QUÍMICA

FLORENCIA AMANDA URRUTIA OLGUÍN

PROFESOR GUÍA:
WILLY KRACHT GAJARDO

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
FRANCISCO GRACIA CAROCA
FELIPE DÍAZ ALVARADO

SANTIAGO DE CHILE

2022

EVALUACIÓN DEL POTENCIAL DE REDUCCIÓN DE HUELLA DE CARBONO EN TRONADURA A PARTIR DE HIDRÓGENO VERDE

Ante el escenario de crisis ambiental a nivel global, la minería chilena se enfrenta al desafío de transformar su industria para mitigar las distintas formas en que sus actividades impactan el medioambiente, desde el consumo de recursos como el agua y la energía, el uso de suelos, el manejo de residuos y las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). Para este último punto, en el año 2021 el Ministerio de Minería presenta la Política Nacional Minera 2050, donde se establecen metas de mediano y largo plazo para lograr la carbono neutralidad del sector, identificando la necesidad de reducir las emisiones tanto directas como indirectas. De acuerdo a estimaciones recientes, las emisiones indirectas de alcance 3 representan el 48 % del total para la minería, por lo que se plantea la posibilidad de reducir este alcance produciendo insumos con menor huella de carbono asociado.

En este trabajo se estudia el proceso productivo para el Nitrato de Amonio (NH_4NO_3), el compuesto principal de los explosivos utilizados para la operación de tronadura en minería. Al ser un derivado del hidrógeno (H_2), se presenta la posibilidad de reducir la huella de carbono asociada a su cadena de valor utilizando la electrólisis del agua para obtener hidrógeno verde, con el cual producir el amoníaco (NH_3) que se requiere como materia prima para obtener nitrato de amonio. Esta opción se compara en términos de emisiones con el método más común utilizado hoy para producir hidrógeno, el reformado de gas con vapor, proceso que genera altas emisiones de CO_2 al utilizar una fuente fósil, por lo que se le conoce como hidrógeno gris.

Realizando un análisis de casos, se determina una huella de carbono para el nitrato de amonio producido a partir de hidrógeno gris de 1,2 $\text{tCO}_2\text{eq/ton}$, el que se considera como un valor mínimo de acuerdo un proceso altamente optimizado. Al utilizar energías limpias para producir tanto el hidrógeno como el amoníaco, se logra reducir la huella hasta 0,3 $\text{tCO}_2\text{eq/ton}$. Considerando una producción de nitrato de amonio 300.000 ton/año, se podrían reducir las emisiones del proceso productivo de este insumo en cerca de 285.000 $\text{tCO}_2\text{eq/año}$, lo que significaría una reducción del 4% de las emisiones asociadas a insumos, estimadas en 7,6 $\text{MtCO}_2\text{eq/año}$. Esta fracción podría incluso ser del orden de un 10% si se considera una producción mayor de nitrato de amonio.

Realizando una evaluación económica preliminar de la producción de amoníaco verde para suplir parcialmente a la industria nacional de explosivos, se calcula un costo nivelado para este insumo de 554 USD/ton. Dado que actualmente el precio del amoníaco se encuentra sobre los 1.000 USD/ton, se considera que es económicamente viable producir amoníaco verde con hidrógeno obtenido por electrólisis para fabricar nitrato de amonio, lo que indica que esta tecnología representa una posibilidad real de reducir las emisiones de la minería.

*Para Ercira y Maurilia,
y para las mujeres de mi vida.*

Agradecimientos

Quisiera comenzar por agradecer a quienes me han dado la posibilidad de realizar esta memoria: a mi profesor guía Willy Kracht por dirigir este trabajo, a Francisco Gracia y Felipe Díaz por ser miembros de mi comisión, y muy especialmente a Constanza Araya, por todo el apoyo, conocimiento y acompañamiento brindado en este proceso. Agradezco particularmente también a nuestra secretaria docente Gina Madariaga, por la paciencia y comprensión que siempre ha tenido con los estudiantes del DIQBM y conmigo.

Quiero dar las gracias por los compañeros y compañeras que encontré en este camino, en especial a mis grandes amigos y mentores Nicolás Zalduendo, Santiago Oliva y Fabián Labarca, a mis queridísimas Daniela Balbontín y Vanessa Vargas, y a mis increíbles amigas Gabriela Marambio y Amal Pichara. Gracias también a toda la gente que fue parte de los proyectos en los que participé en estos años, a la Mesa Directiva CEI 2017, al CEPC 2015, y quienes fueron mis compañeros de militancia en el Frente de Estudiantes Libertarios. Los aprendizajes más grandes de esta experiencia universitaria se los debo a ustedes.

Le agradezco también a mis amigas amadas Fernanda Aracena y Francisca Muñoz, quienes me han acompañado y apoyado en este proceso tal como lo han hecho durante gran parte de nuestras vidas.

Mis más grandes y sinceros agradecimientos a toda mi familia, en especial a mi padre Miguel y mi madre Myriam por darme todo en esta vida, por guiar cada paso que doy y ser siempre mi fuente de contención y cariño incondicional. A mi hermano Emiliano por su constante preocupación, su acompañamiento y sus consejos. Y a mis abuelos, abuelas y tías, por todo el amor que me han dado siempre. Gracias por darme las herramientas para lograr mis metas y por hacerme la persona que soy.

Desde el fondo de mi corazón, le agradezco a Eugenio por ser mi compañero de vida y también en este proceso, en los momentos buenos y en los más difíciles. Gracias por nunca permitirme dudar de mi misma, por darme calma, claridad, confianza, esperanza y motivación. Por todo el amor que ha hecho que hoy haya llegado a donde estoy y que sé que seguirá creciendo cada día. Gracias infinitas a ti, amor de mi vida.

Gracias a todos y cada uno de ustedes.

Tabla de Contenido

1. Introducción	1
1.1. Objetivos	4
1.1.1. Objetivo General	4
1.1.2. Objetivos Específicos	4
1.2. Alcances	4
2. Marco Teórico	6
2.1. Medición de Huella de Carbono según el GHG Protocol	6
2.2. Procesos y Emisiones de la Minería del Cobre	8
2.3. Producción de Nitrato de Amonio para Explosivos	13
2.3.1. Hidrógeno	13
2.3.1.1. Hidrógeno Gris	14
2.3.1.2. Hidrógeno Verde	15
2.3.2. Amoniacó	16
2.3.3. Ácido Nítrico	16
2.3.4. Nitrato de Amonio	18
2.4. Oportunidades para la descarbonización con Hidrógeno Verde	19
2.4.1. H ₂ V como vector energético	19
2.4.2. Potencial Renovable en Chile	19
2.4.3. Aplicaciones del H ₂ V en Minería	20
2.4.4. Proyectos en Operación	20
2.4.5. Proyectos en Desarrollo	21
3. Metodología	24
3.1. Descripción de casos	24
3.1.1. Caso 1: Producción actual	24
3.1.2. Caso 2: Máxima Reducción de Emisiones	26
3.1.3. Caso 3: Producción de Amoniacó Verde para la industria nacional de explosivos	27
3.1.4. Balances de Masa por Bloque	29
3.1.4.1. Producción de Hidrógeno por Reformado de Gas con Vapor	29
3.1.4.2. Producción de Hidrógeno por Electrólisis	29
3.1.4.3. Producción de N ₂ por separación criogénica y amoniacó por el ciclo Haber-Bosch	30
3.1.4.4. Producción de ácido nítrico por el proceso de Ostwald	30
3.1.4.5. Producción de Nitrato de Amonio por el proceso UHDE	31
3.2. Cálculo de Emisiones	31

3.2.1.	Alcance 1	31
3.2.2.	Alcance 2	31
3.2.3.	Alcance 3	32
3.2.4.	Emisiones Totales	34
3.3.	Evaluación Económica	34
3.3.1.	Estimación de la demanda	34
3.3.2.	Costos de Producción del amoniaco verde	35
3.3.2.1.	CAPEX	35
3.3.2.2.	OPEX	36
3.3.3.	Costo Nivelado del Amoniaco Verde	37
3.3.4.	Precio del Nitrato de Amonio	38
4.	Resultados	39
4.1.	Balances de Masa	39
4.2.	Emisiones por Caso	41
4.2.1.	Caso 1: Producción Actual	41
4.2.2.	Caso 2: Máxima Reducción de Emisiones	45
4.2.3.	Caso 3: Producción de Amoniaco Verde para la industria nacional de explosivos	46
4.3.	Reducción de Emisiones en Minería	49
4.4.	Evaluación Económica	50
4.4.1.	Costos de Producción	50
4.4.1.1.	CAPEX	50
4.4.1.2.	OPEX	51
4.4.2.	Costo nivelado del Amoniaco Verde	53
4.4.3.	Precio del Nitrato de Amonio	54
5.	Conclusiones	57
	Bibliografía	60
	Anexos	67
A.	Benchmarking Factores de Carga	67
B.	Cálculo del consumo de explosivos	69
C.	Flujo de Caja	71
D.	Determinación de la estructura de costos de Enaex	73
E.	Cálculo de emisiones para producción de 745.000 ton/año de Nitrato de Amonio	74

Índice de Tablas

2.1.	Categorías del alcance 3 según GHG Protocol.	7
2.2.	Proyectos internacionales en desarrollo para la producción de H ₂ V y Amoniac Verde	22
3.1.	Balance de masa para la producción de 1 kg de H ₂ gris.	29
3.2.	Balance de masa para la producción de 1 kg de H ₂ verde.	30
3.3.	Balance de masa para la producción de 1 kg de amoniaco.	30
3.4.	Balance de masa para la producción de 1 kg de solución al 60 % en peso de ácido nítrico.	31
3.5.	Balance de masa para la producción de 1 kg de nitrato de amonio.	31
3.6.	Factores de consumo de electricidad por bloque.	32
3.7.	Factores de emisión de la matriz según ubicación.	32
3.8.	Factores de emisión para las fuentes de alcance 3.	33
3.9.	Precios referenciales usados para el cálculo del CAPEX	36
3.10.	Precios referenciales usados para el cálculo del OPEX	37
3.11.	Estructura de costos para la producción de nitrato de amonio	38
4.1.	Balance de masa y consumo eléctrico por bloque para la producción a partir de hidrógeno gris.	40
4.2.	Balance de masa y consumo eléctrico por bloque para la producción a partir de hidrógeno verde.	41
4.3.	Emisiones y huella de carbono del nitrato de amonio para caso 1	42
4.4.	Emisiones y huella de carbono del nitrato de amonio para caso 2	45
4.5.	Emisiones y huella de carbono del nitrato de amonio para caso 3	46
4.6.	Reducción potencial de las emisiones de la minería por caso	49
4.7.	Reducción potencial de las emisiones de la minería por caso para la producción de 745.000 ton/año de nitrato de amonio.	50
4.8.	Capacidad del Electrolizador	51
4.9.	Costos de Inversión (CAPEX)	51
4.10.	Costos de Operación (OPEX)	52
4.11.	Parámetros principales del flujo de caja y resultado del costo nivelado del amo- niaco (LCOA)	53
4.12.	Precios del nitrato de amonio según precio del amoniaco	54
A.1.	Factores de Carga para distintas faenas mineras.	67
B.1.	Cálculo de demanda de Nitrato de Amonio	70
C.1.	Flujo de caja años 0 a 10	71
C.2.	Flujo de caja años 11 a 20	72
D.1.	Datos extraídos desde reportes de Enaex y cálculo de la estructura de costos . .	73
E.1.	Balance de masa y consumo eléctrico por bloque para la producción a partir de hidrógeno gris para 745.000 ton/año de nitrato de amonio.	74

E.2.	Balance de masa y consumo eléctrico por bloque para la producción a partir de hidrógeno verde para 745.000 ton/año de nitrato de amonio.	75
E.3.	Emisiones y huella de carbono del nitrato de amonio para caso 1	75
E.4.	Emisiones y huella de carbono del nitrato de amonio para caso 2	76
E.5.	Emisiones y huella de carbono del nitrato de amonio para caso 3	76

Índice de Ilustraciones

2.1.	Diagrama de bloques de procesos mineros	9
2.2.	Distribución de emisiones de alcance 1 por proceso (Fuente: C. Araya con datos de COCHILCO) [26].	10
2.3.	Distribución de emisiones de alcance 2 por proceso (Fuente: C. Araya con datos de COCHILCO) [26].	11
2.4.	Distribución de emisiones a nivel nacional año 2019 (Fuente: C. Araya) [26].	11
2.5.	Distribución emisiones alcance 3 por categoría (Fuente: C. Araya) [26].	12
2.6.	Distribución emisiones alcance 3 según origen (Fuente: C. Araya) [26]	12
2.7.	Desglose participación de emisiones por insumo (Fuente: C. Araya) [26]	13
3.1.	Diagrama de bloques para la producción de nitrato de amonio desde hidrógeno gris.	25
3.2.	Límite de batería de la producción de nitrato de amonio desde hidrógeno gris	26
3.3.	Diagrama de bloques para la producción de nitrato de amonio desde hidrógeno verde.	26
3.4.	Límite de batería de la producción de nitrato de amonio desde hidrógeno verde.	27
3.5.	Diagrama de bloques para la producción de nitrato de amonio con amoniaco verde.	28
3.6.	Límite de batería de la producción de nitrato de amonio con amoniaco verde.	28
4.1.	Distribución de emisiones por proceso para el caso 1	42
4.2.	Distribución de emisiones por alcance para el caso 1	43
4.3.	Distribución de emisiones de alcance 1 para el caso 1	43
4.4.	Distribución de emisiones de alcance 2 para el caso 1	44
4.5.	Distribución de emisiones de alcance 3 para el caso 1	44
4.6.	Distribución de emisiones por alcance para el caso 2	46
4.7.	Distribución de emisiones por alcance para el caso 3	47
4.8.	Distribución de emisiones por proceso para el caso 3	48
4.9.	Distribución de emisiones de alcance 3 para el caso 3	48
4.10.	Precios históricos del NH ₃ [77][78] y precio nivelado (LCOA)	53
4.11.	Variación del precio del nitrato de amonio según el LCOA	55
4.12.	Resultados financieros de Enaex [77][78]	55

Capítulo 1

Introducción

Chile se caracteriza por ser un país con una amplia variedad de recursos naturales dada su extensión geográfica y sus características climáticas. En la zona norte y centro del país se encuentran minerales como el cobre, litio, molibdeno, hierro e incluso oro y plata, todos ellos siendo altamente demandados en mercados internacionales. La minería históricamente ha sido una actividad económica que juega un rol central para el país. Entre los años 2010 y 2020 se recaudó un 9,3% del gasto fiscal desde la minería [1], y durante el año 2021 aportó con un 14,6% del PIB y un 62% de las exportaciones del año [2]. El gran desarrollo de esta industria ha permitido que Chile se posicione hoy como el mayor productor de cobre a nivel mundial con un 26% de la producción del año 2021, en el segundo puesto en el mercado del molibdeno con un 17% de la producción para el mismo año, y teniendo una importante participación también en la producción de hierro, oro y plata [2].

Aunque la minería genera importantes beneficios económicos para el país, sostener una industria de este nivel implica una gran demanda sobre una variedad de recursos. Considerando que la mayor parte de los yacimientos y faenas mineras se encuentran en zonas de estrés hídrico en la zona norte del país, la minería representa el 3,9% del consumo de agua por sector económico [2] con una tasa de consumo de 64 m³/s durante el año 2020 [3]. El emplazamiento de faenas mineras también tiene efectos sobre las fuentes de agua más allá de su consumo en los procesos, pues ya en el año 2010 se estimaba que proyectos mineros habían afectado a glaciares rocosos resultando en la pérdida de unos 24.106 m³ de agua dulce [4]. La energía es otro de los recursos clave y de alto consumo en esta industria, considerando que en 2020 solo la minería del cobre consumió 95.949 TJ como energía eléctrica y 84.300 TJ por uso de combustibles, lo que implica que esta actividad representa cerca del 14% del consumo energético agregado del país [5]. La producción de energía representa otro desafío ambiental para el sector, ya que según cómo se produzca se generan también emisiones de gases de efecto invernadero; de forma directa al consumir combustibles fósiles en equipos de proceso, maquinarias y vehículos, o de manera indirecta al consumir energía eléctrica desde el Sistema Eléctrico Nacional, el cual se abastece en un 42,6% desde fuentes fósiles (16% carbón, 15,9% gas natural y 10,8% petróleo) [6].

Ante el escenario de crisis ambiental y climática que se vive a nivel global, la minería debe responder a los desafíos que se presentan para frenar y revertir los daños causados. Por un lado, minerales como el cobre y el litio serán fundamentales para nuevas aplicaciones en tecnologías limpias como electrificación, energías renovables y electromovilidad, por lo que al

año 2040 la demanda de cobre podría aumentar en hasta un 40 % [1]. Sin embargo, responder a esta creciente demanda exige también transformar la industria minera para evitar los daños que causa y que han contribuido a la situación crítica que se presenta hoy.

Frente a la necesidad de transformación del sector minero, durante el año 2019 el Ministerio de Minería comenzó un proceso participativo con empresas, gremios, académicos, pueblos originarios y la sociedad civil para presentar en 2021 la Política Nacional Minera (PNM) [1], la cual busca generar un nuevo modelo para la minería consensuado con la ciudadanía, que genere aportes y beneficios para el país y responda a los desafíos venideros para la industria. Esta política plantea un modelo de desarrollo minero basado en una estructura institucional y sostenido por tres pilares: Económico, Social y Ambiental. En cada una de estas materias se plantean una serie de objetivos a cumplir junto con medidas y acciones a ser aplicadas hasta el año 2050.

El pilar ambiental plantea como horizonte una industria minera a la vanguardia en la gestión de sus recursos y el medio ambiente, abordando sus impactos y generando una ganancia neta en la biodiversidad. Para ello plantea tres objetivos principales: Liderar el modelo de economía circular a través de la reutilización de residuos y uso eficiente de recursos, liderar la adaptación y mitigación al cambio climático logrando la carbono neutralidad del sector al 2040, y minimizar los efectos ambientales armonizando el desarrollo de la actividad minera con el medio ambiente. Como plantea el segundo objetivo, alcanzar la carbono neutralidad para el año 2040 es uno de los aspectos más importantes del eje medioambiental, y para lograrlo se proponen 7 metas a cumplir progresivamente durante los próximos años. Una de las nuevas iniciativas que se contemplan es establecer metas de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) de alcance 1, 2 y 3 teniendo como hito darles cumplimiento al año 2030, asegurando posteriormente su monitoreo y actualización. Esta clasificación de alcances corresponde a lo definido en el Protocolo de Gases de Efecto Invernadero (GHG Protocol) [7], la herramienta internacional más utilizada para el cálculo y comunicación del inventario de emisiones [8], donde se considera el alcance 1 como aquellas emisiones que provienen directamente de la empresa como resultado de sus actividades, el alcance 2 como las emisiones indirectas asociadas a la producción de la electricidad utilizada, y el alcance 3 como todas las emisiones indirectas que se generan a lo largo de la cadena de valor del producto o servicio [7].

Lograr las metas planteadas en la Política Nacional Minera 2050 requerirá un proceso de transformación de la industria en todo nivel, desde lo institucional y legislativo hasta las acciones directas que tomen las empresas mineras. Pero para asegurar que el nuevo modelo planteado sea sostenible y robusto será también necesario desarrollar nuevas tecnologías que hagan viable una industria minera diferente. Es por esto que en la PNM se plantea el desarrollo de una industria nacional en base al Hidrógeno Verde (H2V), el que se presenta como una fuente de energía limpia que podría reemplazar algunas de las fuentes fósiles utilizadas hoy en minería.

El Hidrógeno Verde se ha transformado en una de las alternativas más atractivas para lograr la descarbonización de múltiples sectores industriales, e incluso podría utilizarse en situaciones donde no se puede electrificar directamente. Organizaciones como la International Renewable Energy Agency (IRENA) han sugerido que los gobiernos impulsen el desarrollo del Hidrógeno Verde mediante estrategias nacionales, implementando políticas que incenti-

ven su producción y uso [9]. En esta línea es que en 2020 el Ministerio de Energía publica la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde [10], identificando en Chile un gran potencial para el desarrollo de esta tecnología utilizando energías limpias en distintos puntos del país. La estrategia está planeada en tres etapas: En el primer período entre 2020 y 2025 se buscará activar la industria doméstica y desarrollar la exportación, enfocándose en aplicaciones del mercado nacional y con demandas establecidas, concentradas y de gran escala. Al término de esta etapa se espera contar con una producción de 200 kton/año en dos polos productivos, logrando una capacidad de 5 GW de electrólisis construida y en desarrollo. Las siguientes dos etapas se proyectan entre 2025 y 2030 y los años posteriores, horizonte al cual se espera producir el hidrógeno verde más barato del planeta siendo uno de los tres principales exportadores al año 2040. Dentro de la primera etapa se identifica como una oportunidad utilizar el hidrógeno verde para la producción local de amoníaco en reemplazo del importado. Se proyecta que esta aplicación tendría un bajo nivel de incertidumbre en su desarrollo y podría alcanzar su umbral de rentabilidad antes del año 2028.

Dentro de la variedad de usos que se le dan al amoníaco, en minería es utilizado para fabricar explosivos industriales. A partir del amoníaco se obtiene Nitrato de Amonio (NH_4NO_3), que se utiliza como agente oxidante mezclado típicamente con hidrocarburos para producir ANFO y otros tipos de explosivos utilizados en minería subterránea y a cielo abierto.

Según el informe para el año 2020 de COCHILCO, la mina rajo es la fuente del 33 % del total de emisiones de la minería del cobre, lo que la convierte en el segundo proceso con mayores emisiones totales de GEI después de la concentración [11]. De acuerdo al mismo informe, el 91 % de las emisiones de este proceso son directas por el uso intensivo de diésel como combustible, por lo que si bien la tarea principal es buscar una alternativa ecológica a este combustible fósil, para alcanzar la carbono neutralidad completa de este proceso será necesario atacar también a las fuentes indirectas de alcance 2 y 3. Mientras que la reducción de las emisiones de alcance 2 depende de producir energía limpia, disminuir las emisiones de alcance 3 requiere analizar toda la cadena de valor de los productos e insumos que se utilizan en los procesos mineros. Es por esto que el uso de amoníaco verde para la fabricación de explosivos podría potencialmente aportar en el cumplimiento de las metas establecidas en la PNM, ya que su producción a partir de hidrógeno verde plantea la posibilidad de obtener un insumo con baja o nula huella de carbono.

Para evaluar si esta alternativa ofrece una posibilidad real de reducir las emisiones de la minería y es económicamente viable, se propone estudiar el proceso de producción de nitrato de amonio a partir de hidrógeno verde para utilizarse en la fabricación de explosivos para la operación de tronadura. De esta manera se busca identificar y cuantificar las emisiones asociadas al proceso y determinar el real aporte que esta alternativa ofrece para cumplir con las metas establecidas en la Política Nacional Minera.

1.1. Objetivos

1.1.1. Objetivo General

Evaluar el impacto de utilizar amoniaco generado a partir de hidrógeno verde en la mitigación de emisiones asociadas al uso de explosivos en minería.

1.1.2. Objetivos Específicos

- i) Identificar distintas rutas de proceso para la obtención de nitrato de amonio a partir de amoniaco verde y realizar diagramas de bloques.
- ii) Determinar los suministros necesarios y calcular el consumo y la producción de las rutas de proceso mediante balances de masa.
- iii) Evaluar el impacto ambiental de los distintos mecanismos de producción mediante la medición de huella de carbono según el GHG Protocol.
- iv) Realizar una evaluación económica preliminar de la producción de amoniaco verde para utilizarse como insumo en la producción nacional de explosivos.

1.2. Alcances

Para evaluar el potencial de reducción de emisiones que ofrece el uso de hidrógeno verde en la producción de explosivos, se estudian los procesos involucrados en la fabricación del nitrato de amonio, compuesto principal de los explosivos usados en minería. De acuerdo a la cadena de valor de este producto, se consideran los siguientes procesos:

- Producción de hidrógeno gris por reformado de gas con vapor.
- Producción de hidrógeno verde mediante electrólisis utilizando fuentes de energía renovable.
- Producción de amoniaco verde mediante el proceso Haber-Bosch utilizando hidrógeno verde y energías renovables.
- Producción de gránulos o *prills* de nitrato de amonio a partir de amoniaco verde y ácido nítrico.

Cada uno de estos procesos se describe en cuanto a sus etapas principales e insumos involucrados, los balances de masa que determinan la generación de emisiones, un límite de batería y un diagrama de bloques descriptivo. Para cada proceso se definen las principales fuentes de alcance 1, 2 y 3 para contabilizar las emisiones totales, y determinando la cantidad de nitrato de amonio a producir, se calcula una huella de carbono para este producto. Considerando los niveles obtenidos, se realiza un análisis comparativo de la producción con hidrógeno gris y verde, a partir del cual se estiman la cantidad de emisiones que se reducirían al utilizar hidrógeno producido por electrólisis. Finalmente, para la producción de amoniaco verde se realiza una estimación de CAPEX, OPEX y costo nivelado para analizar la viabilidad de la tecnología.

La metodología empleada pretende obtener resultados preliminares del nivel de emisiones y de los posibles costos asociados al nivel de una ingeniería conceptual. Por lo tanto todos los cálculos realizados se basan en la información general disponible y los supuestos derivados a partir de ella que permiten obtener resultados estimados, más no precisos.

En este trabajo se excluye el análisis de las fuentes de energía limpia que podrían abastecer la producción de hidrógeno verde. El consumo de energía del proceso se determina a partir de datos de bibliografía y se considera que el suministro es constante, asumiendo que existe un acuerdo de compra de energía con precio fijo capaz de abastecer el requerimiento de energía del proceso.

Toda la información considerada para este trabajo se obtiene desde distintas fuentes bibliográficas disponibles, principalmente estudios técnico-económicos y científicos, reportes de la industria minera y de explosivos, inventarios de emisiones y estudios en torno al hidrógeno verde y sus derivados.

Capítulo 2

Marco Teórico

2.1. Medición de Huella de Carbono según el GHG Protocol

La huella de carbono mide el conjunto de emisiones de gases de efecto invernadero producidas directa o indirectamente por un individuo, organización, evento o producto [12]. Esta medición incluye todos los GEI considerando una equivalencia al efecto del dióxido de carbono, por lo que se reporta en términos de CO₂ equivalente. La huella de carbono es ampliamente utilizada como el principal indicador de impacto ambiental de empresas e instituciones, aunque también se contempla como una de varias categorías dentro de otros instrumentos de estudio de impacto ambiental más amplios como el Análisis de Ciclo de Vida [13].

Para calcular la huella de carbono desde un enfoque corporativo, una de las metodologías más utilizadas y validadas es el Protocolo de Gases de Efecto Invernadero (GHG Protocol por sus siglas en inglés) [7]. Este es un instrumento metodológico diseñado para establecer marcos estandarizados, globales e integrales para medir y gestionar las emisiones de gases de efecto invernadero de las operaciones del sector público y privado, las cadenas de valor y las acciones de mitigación [14]. Este protocolo ha sido desarrollado por el World Resources Institute (WRI) y el World Business Council for Sustainable Development (WBCSD) junto con empresas, gobiernos y grupos ambientalistas de todo el mundo.

Los gases de efecto invernadero contemplados en este protocolo son el dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄), óxido nitroso (N₂O), hidrofluorocarbonos (HFCs), perfluorocarbonos (PFCs) y hexafluoruro de azufre (SF₆). De acuerdo al origen de estas emisiones, el protocolo establece tres alcances:

- Alcance 1: Corresponde a las emisiones directas de GEI provenientes de fuentes que son propiedad de o están controladas por la empresa. Por ejemplo, emisiones por la combustión en calderas, hornos o vehículos, y emisiones generadas en la producción química en equipos de proceso propios o controlados.
- Alcance 2: Son emisiones indirectas asociadas a la electricidad adquirida y consumida por la empresa. Ocurren físicamente en la planta donde se produce la electricidad, por lo tanto dependen de la matriz productiva de la energía.

- Alcance 3: Es una categoría opcional que contempla las emisiones que son consecuencia de las actividades de la empresa, pero ocurren en fuentes que no son propiedad ni están controladas por la empresa. Están asociadas a los insumos utilizados o los servicios requeridos por la empresa, como la extracción y producción de materiales adquiridos, el transporte de combustibles y el uso de los productos y servicios generados.

De acuerdo al protocolo, se deben contabilizar y reportar de manera separada los alcances 1 y 2 como mínimo, por lo que las empresas se han centrado en las emisiones de sus propias operaciones y de su consumo energético. Hoy, se comprende también la necesidad de tener en cuenta las emisiones de GEI a lo largo de toda la cadena de valor para gestionar de forma integral los riesgos y oportunidades relacionados con los gases de efecto invernadero, y para lograr la carbono neutralidad del sector minero al 2040, será necesario considerar el alcance 3 de forma rigurosa y sistemática.

Para el alcance 3, el protocolo define 15 categorías distintas para abarcar la cadena de valor completa del proceso. La descripción de cada categoría se presenta en la tabla 2.1.

Tabla 2.1: Categorías del alcance 3 según GHG Protocol.

Categoría	Descripción
1. Adquisición de bienes y servicios	Emisiones aguas arriba asociadas a la extracción, producción y transporte de bienes y servicios comprados o adquiridos.
2. Bienes capitales	Emisiones aguas arriba asociadas a la extracción, producción y transporte de bienes de capital comprados o adquiridos.
3. Actividades relacionadas a energía y combustible (no incluidas en alcance 1 o 2)	Emisiones por la extracción, producción y transporte de combustibles y energía no contempladas en los alcances 1 o 2.
4. Transporte y distribución aguas arriba	Transporte y distribución de productos comprados a proveedores y servicios de transporte adquiridos a terceros, en vehículos que no pertenecen ni son operados por quien reporta.
5. Desechos generados en las operaciones	Eliminación y tratamiento de residuos generados por las operaciones reportadas.
6. Viajes de negocios	Transporte de empleados para actividades relacionadas con la empresa (en vehículos que no pertenecen ni son operados por quien reporta).
7. Desplazamiento de trabajadores/as	Transporte de empleados entre sus hogares y sus lugares de trabajo (en vehículos que no pertenecen ni son operados por quien reporta).
8. Activos arrendados aguas arriba	Operación de activos arrendados por quien reporta (arrendatario).
9. Transporte y distribución aguas abajo	Transporte, distribución y almacenamiento de productos vendidos hasta el consumidor final (si no es pagado por quien reporta), en vehículos que no pertenecen ni son operados por quien reporta.

Categoría	Descripción
10. Procesamiento de productos comercializados	Procesamiento de productos intermedios vendidos por empresas aguas abajo.
11. Uso de productos comercializados	Uso final de los bienes y servicios vendidos por quien reporta.
12. Disposición final de productos comercializados	Eliminación de residuos y tratamiento de productos vendidos por por quien reporta en el final de su vida.
13. Bienes arrendados aguas abajo	Explotación de bienes propiedad de quien reporta y arrendada a otras entidades.
14. Franquicias	Operación de franquicias por quien reporta.
15. Inversiones	Operación de inversiones incluyendo inversiones de capital y deuda y financiación de proyectos.

2.2. Procesos y Emisiones de la Minería del Cobre

A diferencia de otros minerales que naturalmente se encuentran en estado puro en la corteza terrestre, el cobre se encuentra siempre como parte de compuestos minerales sulfurados u óxidos [15]. Esto implica que para obtener el mineral en estado puro se necesitan una serie de etapas de separación, dependiendo del tipo de compuesto en el que se encuentre.

Típicamente, la capa superficial de un yacimiento está compuesta por material estéril que no contiene cobre, conocida como macizo rocoso. El grosor de esta capa, junto con aspectos legales, normativos, técnicos, ambientales, geológicos, económicos, entre otros, determinarán si el yacimiento se explotará en una mina a cielo abierto o subterránea. Además, normalmente las capas intermedias y próximas al macizo rocoso están compuestas por óxidos de cobre, los que se recuperan en una mina a cielo abierto, mientras que en las capas inferiores y más profundas se encuentran sulfuros, los que tienen más probabilidad de ser extraídos por minería subterránea [16]. En Chile la mayoría de los yacimientos de cobre se explotan a cielo abierto, extrayendo un 81 % de todo el cobre producido desde minas rajo [2]. Sin embargo, se pronostica que varios de estos yacimientos migrarán a explotación subterránea debido al envejecimiento de los depósitos, la menor ley de mineral y la profundidad a la que se encuentran [17].

Una vez identificado un yacimiento, la explotación comienza con la extracción del mineral, proceso que involucra las operaciones de perforación, tronadura, carguío y transporte si es que se utiliza minería a cielo abierto [16]. En el caso de la minería subterránea, es necesario construir un sistema de túneles, galerías y rampas en distintos niveles que permitan acceder al mineral, tronarlo y transportarlo hasta la superficie, así como etapas de ventilación y fortificación para su correcto funcionamiento. En mina rajo se requiere primero remover el macizo rocoso hasta alcanzar profundidades suficientes para encontrar minerales de cobre, donde la mina se conforma como un gran cráter escalonado en bancos desde donde se extrae el mineral. En la primera operación se realizan perforaciones en la roca en puntos específicos y a distancias regulares, para luego introducir en cada uno de estos agujeros un preparado explosivo que es accionado a distancia. La operación de tronadura consiste en la detonación secuencial y controlada de estos explosivos, logrando la fragmentación del macizo rocoso de manera rápida. Este material tronado desprendido del yacimiento es cargado en camiones,

trenes o cintas que lo transportan fuera de la mina hasta las instalaciones para continuar al proceso de conminución, donde el material es chancado para disminuir su tamaño [18]. Luego del chancado, el proceso de recuperación del cobre dependerá del tipo de mineral extraído; los óxidos se tratan por hidrometalurgia, mientras que los sulfuros se tratan por pirometalurgia. Las etapas de cada una de estas ramas de proceso se describe en el diagrama de bloques de la figura 2.1

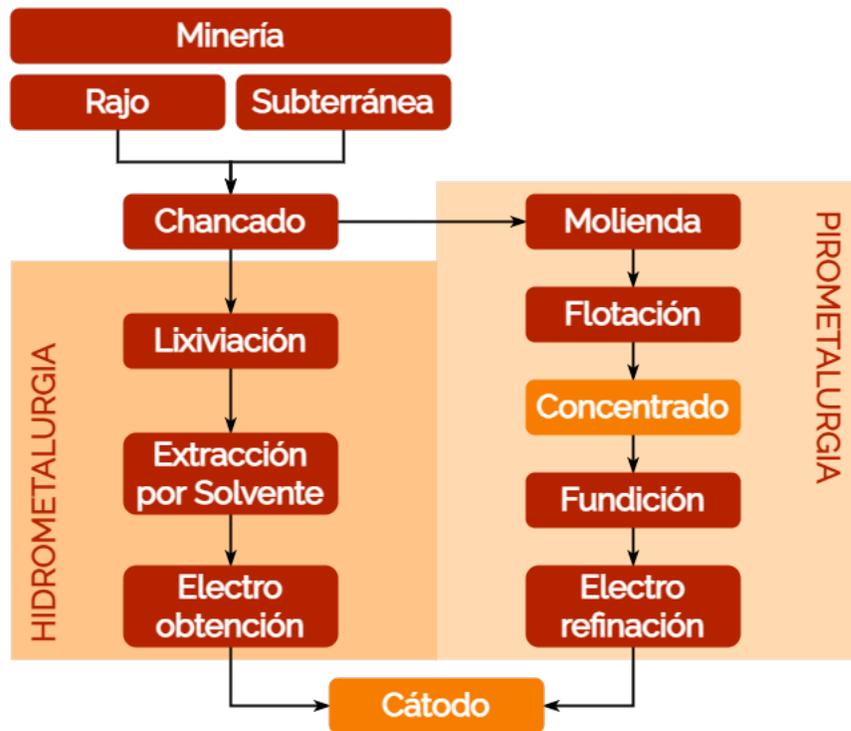


Figura 2.1: Diagrama de bloques de procesos mineros

La pirometalurgia recupera el cobre desde los minerales sulfurados utilizando calor. Para ello, es necesario disminuir aún más el tamaño del mineral hasta cerca de 0,18 mm, por lo que luego del chancado se pasa a una etapa de molienda donde al mineral se le agrega agua y algunos aditivos necesarios para la etapa siguiente [19]. Este pulpa pasa a las celdas de flotación, en las que se inyectan burbujas de aire que atrapan el cobre gracias a los aditivos agregados y la hidrofobicidad del mineral, transportándolo a la superficie. La espuma resultante rebasa la celda por su borde superior y se recupera mediante canaletas, obteniendo al final del circuito de flotación concentrados con hasta un 31 % de cobre [20]. Este concentrado ya constituye un producto comercializable y una parte es vendida al extranjero, mientras que el resto se destina a la industria nacional. El proceso continúa con la fundición [21], donde el concentrado se funde a 1200°C. En estado líquido, los distintos componentes del concentrado se separan de acuerdo a su peso, logrando que el cobre quede al fondo al ser más pesado. El cobre se lleva a reactores de conversión que lo separan de la escoria, obteniendo un mineral de 96 % de pureza conocido como cobre blister . La última etapa de la fundición corresponde a la pirorefinación, donde el cobre blister se trata en hornos anódicos a los que se inyecta aire y gas natural, cuya combinación logra disminuir el contenido de oxígeno del mineral obteniendo ánodos de 99,7 % de pureza. Finalmente, los ánodos de cobre se sumergen en una solución de ácido sulfúrico junto con cátodos de metal, conformando una celda electrolítica

por la que se hace circular energía eléctrica. Esta etapa de electrorrefinación provoca que el cobre se disuelva desde el ánodo y se deposite sobre los cátodos, alcanzando así un 99,99 % de pureza [22].

La hidrometalurgia corresponde a los procesos de extracción o recuperación de metales a través del uso de soluciones líquidas [23]. En esta rama, el mineral chancado se dispone en pilas de 6 a 8 m de altura, las que se rocían con una solución de ácido sulfúrico capaz de disolver el cobre presente en el mineral formando una emulsión de sulfato de cobre. Esta solución es recuperada en canaletas ubicadas a los costados de las pilas y pueden llegar a concentraciones de cobre de hasta 9 g/l. Luego, la solución pasa a la etapa de extracción por solvente, donde se busca eliminar las impurezas del sulfato de cobre para lograr una concentración de 45 g/l, mediante la aplicación de un compuesto de parafina y resina orgánica que captura los iones de cobre de forma selectiva [23]. Esta nueva solución pasa a las celdas de electrobtención, compuestas por una serie de ánodos y cátodos que se sumergen en la solución y a través de los cuales se hace pasar una corriente eléctrica de baja intensidad. Así, los cationes de cobre presentes en la solución se depositan sobre el ánodo, obteniendo como producto cátodos de cobre de un 99,99 % de pureza [24].

El gran tamaño de los yacimientos de cobre en Chile ha permitido que la minería rajo se desarrolle a una gran escala no sólo en términos de producción, si no que también en cuanto a la maquinaria que se utiliza. Las palas electromecánicas utilizadas en la operación de carguío pueden recoger hasta 100 toneladas de material y miden cerca de 21 metros de alto, mientras que los camiones CAEX que transportan el mineral hasta los chancadores llegan a ser de hasta 13 metros de largo y 8 de alto, y son capaces de transportar hasta 300 toneladas de carga [2]. Movilizar maquinaria de esta escala requiere de un alto consumo energético, el cual es mayormente provisto por combustibles fósiles como el diésel. Un solo camión CAEX puede llegar a consumir 3.600 litros de diésel al día, lo que se traduce en que estos vehículos son responsables de emitir cerca de 5.000 Gg de CO₂ al año [25]. Esto genera que la mina rajo sea el proceso que más consume combustible en la minería, llegando a producir el 81 % del total de las emisiones de alcance 1 tal como se puede observar en la gráfica de la figura 2.2.

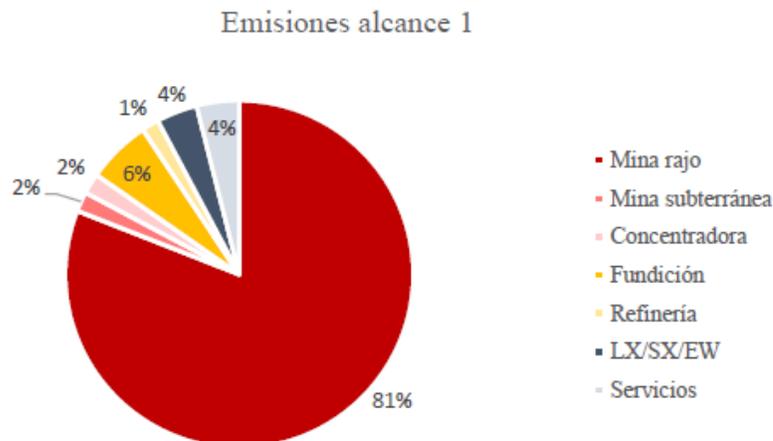


Figura 2.2: Distribución de emisiones de alcance 1 por proceso (Fuente: C. Araya con datos de COCHILCO) [26].

Aunque la mayor parte de las emisiones de la mina rajo son directas por el consumo de diésel, un 8 % de sus emisiones están asociadas a fuentes indirectas. Por concepto de consumo eléctrico, la mina rajo produce 800 ktCO₂eq [11], representando solo el 5 % del total de las emisiones de alcance 2 de la minería según indica la gráfica presentada en la figura 2.3.

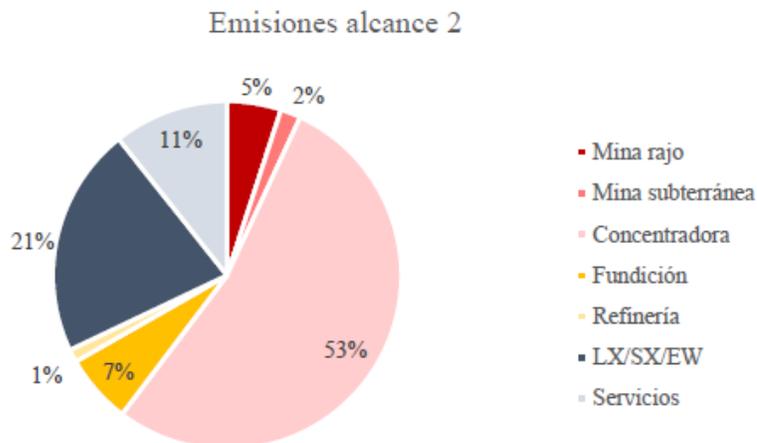


Figura 2.3: Distribución de emisiones de alcance 2 por proceso (Fuente: C. Araya con datos de COCHILCO) [26].

Actualmente los inventarios de emisiones consideran los alcances 1 y 2 de forma obligatoria, mientras que el alcance 3 al ser una categoría optativa no ha sido reportada de forma sistemática por las empresas mineras que hoy operan en Chile. Entre las pocas empresas que sí han generado algún tipo de inventario para este alcance, se observan diferencias considerables en cuanto a la metodología aplicada, principalmente en cuanto a las categorías consideradas y las operaciones que se incluyen. Aunque este alcance no esté ampliamente reportado, las estimaciones en base a datos representativos de la industria indican que estas podrían corresponder a cerca de 13,8 MtCO₂eq al año. En base a estas estimaciones, las emisiones anuales totales de la minería del cobre en Chile serían del orden de 28,52 MtCO₂eq, por lo que el alcance 3 representa al menos un 48 % del total de las emisiones según se muestra en la gráfica de la figura 2.4.

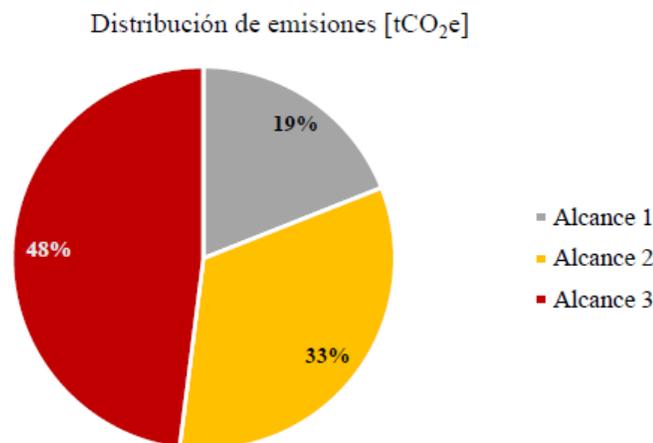


Figura 2.4: Distribución de emisiones a nivel nacional año 2019 (Fuente: C. Araya) [26].

Esta estimación del alcance 3 considera 6 de las categorías indicadas por el GHG Protocol, donde el 39 % de estas se asocian a la Categoría 1: Adquisición de bienes y servicios, según se indica en la gráfica de la figura 2.5. Si se clasifican las emisiones de alcance 3 de acuerdo a su origen, como se presenta en el gráfico de la figura 2.6, se observa que el 49 % de las emisiones de alcance 3 de la minería provienen de la producción de los insumos utilizados en el proceso.

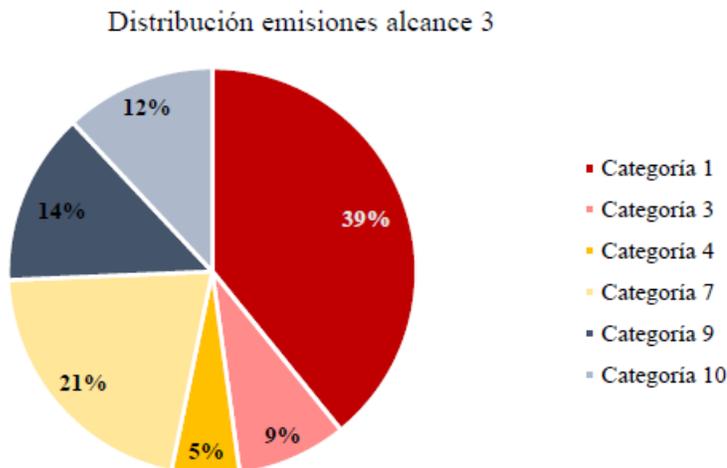


Figura 2.5: Distribución emisiones alcance 3 por categoría (Fuente: C. Araya) [26].

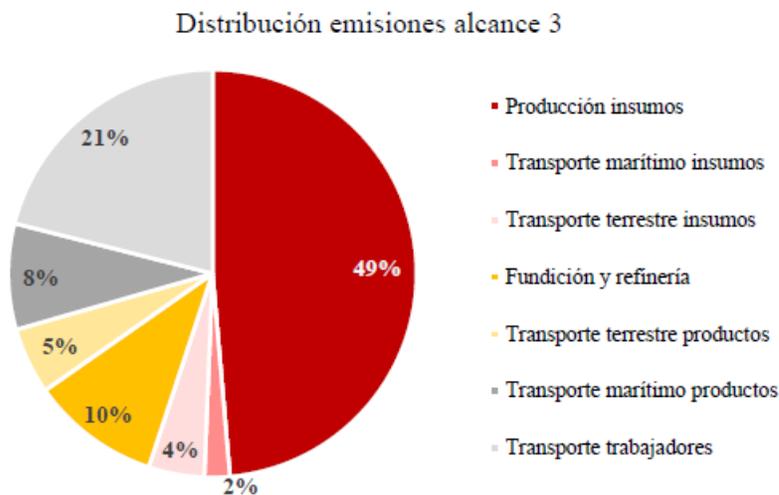


Figura 2.6: Distribución emisiones alcance 3 según origen (Fuente: C. Araya) [26]

De acuerdo a estas estimaciones, al considerar tanto la producción como el transporte de insumos se generan 7,6 MtCO₂eq al año, es decir el 55 % de las emisiones de alcance 3. Dentro de los primeros 5 insumos con mayor cantidad de emisiones asociadas se encuentran los explosivos, los que son responsables por la emisión de 1,2 MtCO₂eq al año representando un 16 % del total aportado por los insumos y un 9 % de todo el alcance 3. Esto se puede observar de forma desglosada en la gráfica presentada en la figura 2.7.

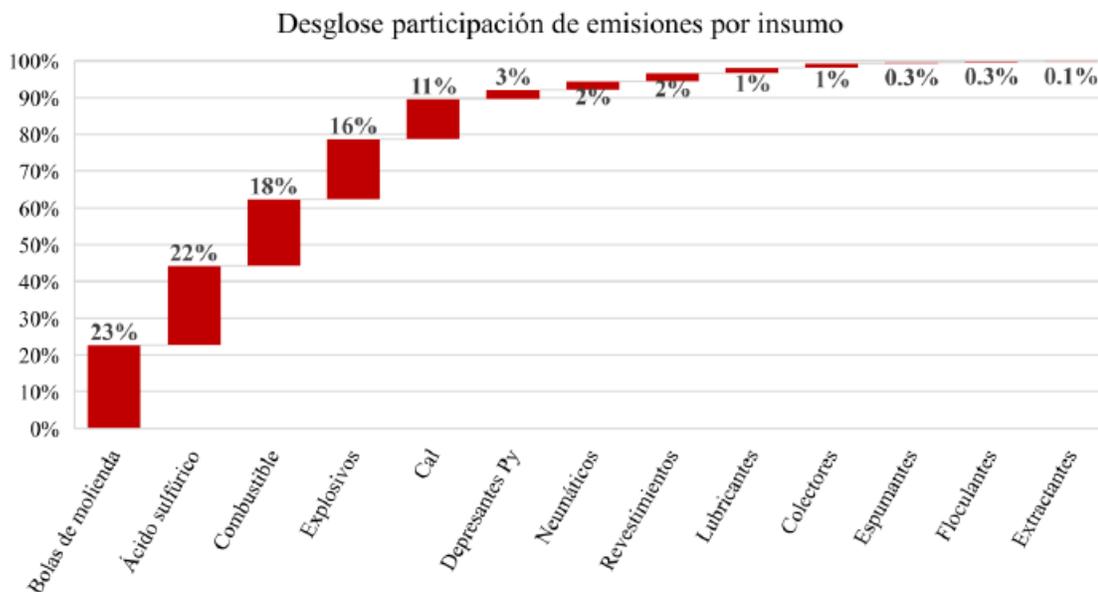


Figura 2.7: Desglose participación de emisiones por insumo (Fuente: C. Araya) [26]

Basándose en estas estimaciones, los explosivos podrían considerarse como insumos críticos en la generación de emisiones de alcance 3 de la minería. Por lo tanto, en su cadena de valor se pueden buscar formas de reducir las emisiones asociadas lo que podría potencialmente contribuir a las metas de descarbonización de la industria minera.

2.3. Producción de Nitrato de Amonio para Explosivos

La producción de Nitrato de Amonio requiere de una serie de etapas para obtener productos intermedios que se utilizan como materias primas. De manera general, el proceso comienza con la producción de hidrógeno, el que se combina con nitrógeno (N_2) para obtener amoníaco (NH_3). Este se utiliza directamente como insumo para obtener el nitrato de amonio y también para producir el segundo reactivo necesario, el ácido nítrico (HNO_3). A continuación se presenta una descripción de los procesos de producción para cada uno de estos productos.

2.3.1. Hidrógeno

El hidrógeno es el primer elemento de la tabla periódica, siendo el átomo más sencillo compuesto por un protón y un electrón. Aunque es uno de los elementos más abundantes del planeta, no se encuentra de manera aislada en la naturaleza, si no que se presenta en combinación con otros elementos, como en el agua y la materia orgánica. Su forma estable es como molécula diatómica H_2 , a condiciones normales se encuentra en estado gaseoso y es insípido, incoloro e inodoro [27].

Actualmente el hidrógeno se destina principalmente a tres aplicaciones industriales. Cerca del 33 % de la demanda mundial proviene de la refinación del petróleo para procesos como el hidrocracking, donde se utiliza hidrógeno y catalizadores para reducir el contenido de azufre

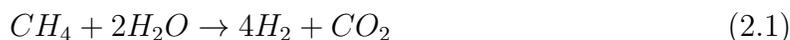
y producir mayoritariamente diesel, en la hidrodesulfurización de la nafta o en la hidroisomerización para convertir parafinas normales en isoparafinas. De forma combinada, la industria química representa el 40 % de la demanda total de hidrógeno, principalmente para la producción de amoníaco, metanol y algunos polímeros. La tercera fuente de demanda es la industria siderúrgica, la que utiliza alrededor del 3 % de la producción de hidrógeno mundial para el proceso de reducción directa del hierro en la fabricación del acero [28].

Existen distintos procesos para producir hidrógeno dependiendo de la fuente desde donde se obtenga. Estos factores determinan el nivel de emisiones asociadas a este producto, según lo cual se le denomina como hidrógeno Gris, Azul o Verde.

2.3.1.1. Hidrógeno Gris

Actualmente, el 95 % del hidrógeno a nivel mundial se produce mediante el reformado de hidrocarburos, típicamente por la descomposición del gas metano utilizando vapor de agua conocido como Steam Methane Reforming (SMR) [29]. Este proceso ocurre en tres etapas principales [30]:

- **Reformado:** El metano reacciona con vapor de agua de acuerdo a las ecuaciones 2.1 y 2.2 para formar una mezcla de monóxido de carbono (CO), dióxido de carbono (CO₂) e hidrógeno, conocida como gas de síntesis o *syngas*. Al ser una reacción endotérmica requiere de altas temperaturas (sobre 800°C), por lo que una parte del gas se quema como combustible para generar calor, produciendo más CO₂ como muestra la reacción 2.3. Esta etapa también se favorece por el exceso de vapor y bajas presiones [31].



- **Desplazamiento del gas de agua:** La reacción conocida como Water Gas shift (WGS) utiliza más vapor de agua para aumentar el rendimiento de producción de hidrógeno transformando el monóxido de carbono en CO₂, como describe la ecuación 2.4. La velocidad de esta reacción aumenta a altas temperaturas, pero la conversión de CO se ve favorecida por temperaturas más bajas. Es por esto que se ocupan dos reactores en esta etapa, el primero a temperaturas sobre 350°C donde se convierte la mayor parte del CO, y el segundo enfría la corriente de gases por debajo de los 200 °C para maximizar la conversión del CO restante [32].

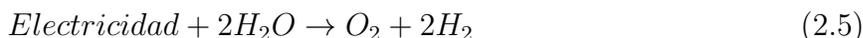


- **Purificación del hidrógeno:** Para remover los restos de CH₄, CO y CO₂ y obtener hidrógeno de alta pureza (>99%), se utiliza un sistema de adsorción por oscilación de presión (PSA). Este sistema opera primero con una subida de presión, logrando que un adsorbente sólido retenga las moléculas más grandes y deje pasar el hidrógeno. Cuando el adsorbente se encuentra saturado, se produce una baja de presión que logra la desorción de los gases atrapados. Estos son recuperados y se mezclan con el gas de combustión con el que se calienta la etapa de reformado [32].

Como se puede observar, en este proceso se generan emisiones directas de CO_2 por las reacciones 2.1, 2.3 y 2.4, por lo que el hidrógeno formado por este proceso se le llama hidrógeno gris. También existe la posibilidad de capturar estas emisiones usando solventes o por metanación (proceso inverso de las reacciones 2.1 Y 2.2), con lo que se obtiene hidrógeno azul [32].

2.3.1.2. Hidrógeno Verde

El hidrógeno verde se refiere a aquel que se produce sin la emisión de GEI. El método más común para obtenerlo es mediante la hidrólisis del agua. Esta es una reacción no espontánea que requiere energía para separar los átomos de hidrógeno y oxígeno, por lo que para considerarse un proceso libre de emisiones, la electricidad empleada debe provenir de fuentes limpias, como la energía eólica o fotovoltaica [28]. La descomposición del agua ocurre según la reacción 2.5, obteniéndose hidrógeno y oxígeno sin emisiones asociadas.



La reacción descrita anteriormente se lleva a cabo en equipos denominados electrolizadores. Actualmente existen cuatro tipos:

- **Electrolizadores Alcalinos:** Es la tecnología para producción de hidrógeno verde más desarrollada y probada a nivel industrial. Utilizan una solución electrolítica líquida alcalina, típicamente de hidróxido de potasio (KOH) o de hidróxido de sodio (NaOH). Estos equipos pueden llegar a producir entre 40 a 70 kg de hidrógeno por hora, con grados de pureza de 98-99% y consumiendo entre 2 a 3 MW. [28]
- **Electrolizadores PEM:** Estos equipos utilizan una membrana electrolítica de intercambio de protones. Es una tecnología más reciente, por lo que se utiliza en aplicaciones de menor escala y en plantas demostrativas. Alcanzan una pureza de hidrógeno sobre el 99,99%, por lo que no requieren equipos de purificación posteriores. La principal desventaja de este tipo de electrolizadores es el alto costo de sus componentes, pues sus electrodos están recubiertos por metales preciosos como el platino e iridio [28].
- **Electrolizadores AEM:** Son una de las tecnologías más nuevas y por tanto menos desarrolladas para la producción de hidrógeno, y combina características de los dos tipos anteriores. Utiliza membranas de intercambio de aniones en un entorno menos duro que los electrolizadores alcalinos. Este equipo no necesita componentes de metales preciosos como los electrolizadores PEM, sin embargo, presentan aún problemas de estabilidad química y mecánica de la membrana, por lo que es una tecnología aún en desarrollo. [28]
- **Electrolizadores SOEC:** Estos equipos utilizan celdas de electrolito a base de óxido sólido [33], donde la electrólisis se produce con vapor de agua a altas temperaturas (600 a 900°C). Este electrolizador opera a altas presiones, por lo que no se requiere energía para comprimir el gas en etapas posteriores. Esta tecnología también se encuentra en etapa de desarrollo e investigación. [28]

Este hidrógeno presenta las mismas propiedades que el producido por reformado de gas con metano, solo se diferencian en el mecanismo de producción. Por lo tanto se puede utilizar en las mismas aplicaciones.

2.3.2. Amoniaco

La producción de amoniaco es la segunda mayor fuente de demanda de hidrógeno en el mundo después de la refinación de petróleo. Al año se destinan cerca de 31 millones de toneladas de hidrógeno para su producción [28]. El amoniaco (NH_3) se produce de manera natural por la descomposición de materia orgánica y se encuentra en el suelo, el aire y el agua. A temperatura ambiente y presión atmosférica se presenta como un gas incoloro y de olor fuerte [34]. Es un compuesto fundamental como fuente de nitrógeno para el crecimiento de las plantas, por lo que se utiliza ampliamente en la agricultura como fertilizante. Para la minería, el amoniaco es un compuesto base para la producción del Nitrato de Amonio (NH_4NO_3).

A nivel industrial, el amoniaco se obtiene del proceso Haber-Bosch, el que fue desarrollado en 1910 por el científico Fritz Haber y el ingeniero Carl Bosch [35]. Este proceso utiliza hidrógeno, típicamente obtenido mediante reformado de metano con vapor, y nitrógeno obtenido desde unidades de separación de aire (ASU). Ambos gases deben ser comprimidos a presiones entre 150 a 300 bar y calentados a temperaturas entre los 350 y 500°C, para luego ingresar a un reactor de lecho catalítico en una proporción molar de H_2/N_2 de 3 a 1, donde se producirá la reacción 2.6. Esta es una reacción exotérmica donde la conversión es determinada por el equilibrio y puede llegar a ser del 40 % al 60 %. Los gases de la reacción pasan posteriormente a un condensador donde se recupera el amoniaco en estado líquido, mientras que el hidrógeno y nitrógeno restante son recirculados al reactor catalítico para aumentar la conversión del proceso. La energía liberada por la reacción de conversión puede ser aprovechada para producir vapor para calentar los gases antes de entrar al reactor y así aumentar la eficiencia energética [36].



La producción de amoniaco es un proceso altamente intensivo en energía, consumiendo al rededor de un 1,8 % de la producción mundial de energía cada año, y como consecuencia generando cerca de 500 millones de toneladas de CO_2 siendo el proceso industrial químico con mayor emisión de este gas de efecto invernadero [34]. Sin embargo, si la fuente de esta energía es limpia y renovable, el amoniaco podría producirse sin emisiones de GEI a partir de hidrógeno verde y del nitrógeno del aire.

En las condiciones de producción actual, la mayor parte del consumo energético para producir amoniaco se atribuye a la generación de hidrógeno, por lo que el uso de H2V podría disminuir las emisiones de CO_2 asociadas a este proceso en un 90 % [34]. Pero para obtener amoniaco 100 % libre de emisiones y que este pueda ser considerado verde, las etapas de separación del aire, compresión de los gases (N_2 y H_2), la conversión catalítica del proceso Haber-Bosch y la refrigeración y compresión del amoniaco generado también deben llevarse a cabo usando energía limpia.

2.3.3. Ácido Nítrico

El ácido nítrico (HNO_3) junto con el amoniaco son los reactivos necesarios para producir nitrato de amonio. El ácido nítrico también se obtiene a partir del amoniaco, en un proceso de oxidación catalítica de 3 etapas conocido como proceso de Ostwald [37]:

- **Oxidación del amoníaco:** El amoníaco en estado gaseoso se mezcla con aire comprimido para ingresar a un reactor catalítico, donde el NH_3 reacciona con el oxígeno del aire produciendo óxido nítrico (NO) y agua según la ecuación 2.7. La máxima selectividad que se obtiene con los catalizadores actuales es de hasta el 98 % en condiciones de presión menores a 1,7 bar y temperatura entre 810 y 850 °C [38]. La fracción restante de amoníaco puede reaccionar de forma indeseada en distinta proporción con el oxígeno generando óxido nitroso (N_2O), como se muestra en la ecuación 2.8. Este es un GEI por lo que se intenta impedir su formación utilizando catalizadores altamente selectivos [37].



- **Oxidación del óxido nítrico:** Los gases de salida del reactor catalítico pasan a un tren de enfriamiento donde el óxido nítrico se oxida formando dióxido de nitrógeno (NO_2) de acuerdo a la ecuación 2.9 [38].



- **Absorción del dióxido de nitrógeno:** Después de condensar el agua formada en las reacciones 2.7 y 2.9 , la corriente gaseosa formada mayoritariamente por NO_2 ingresa a una torre de absorción con agua para obtener una solución diluida al 60 % de ácido nítrico (HNO_3) y un gas de cola de salida formado principalmente por el aire de entrada y gases remanentes. El agua condensada previamente como solución diluida de HNO_3 también se ingresa a esta torre en un plato intermedio. La reacción de absorción se muestra en la ecuación 2.10, donde se vuelve a formar NO el que es recirculado a la etapa de oxidación [38].



Aunque la oxidación de amoníaco intenta ser lo más selectiva posible utilizando catalizadores, existe una pequeña fracción que forma N_2O . Para disminuir estas emisiones, en el mismo reactor se ocupa un segundo lecho catalítico para provocar la destrucción del óxido nitroso, descomponiéndolo en nitrógeno y oxígeno según la ecuación 2.11 [38]. Esto sin embargo aún no es capaz de evitar por completo que existan residuos de N_2O en el gas de cola, generándose en promedio 6 kg de óxido nitroso por tonelada de ácido nítrico puro [39]. En este proceso también se generan óxidos de nitrógeno, conocidos como NO_x , para los que se implementa un sistema de abatimiento que trata el gas de cola con amoníaco, reduciendo el contenido de NO_x hasta las 78 ppmv [38].



2.3.4. Nitrato de Amonio

El Nitrato de amonio (NH_4NO_3) es una sal inorgánica de color blanco, higroscópico y altamente soluble en agua. Debido a que es un agente fuertemente oxidante por su alto contenido de oxígeno, se utiliza en combinación con combustibles para la producción de explosivos. Uno de los más utilizados es el ANFO, mezcla de nitrato de amonio con petróleo diesel (fuel oil). Típicamente, el nitrato de amonio para explosivos se produce en formato de gránulos o *prills*, con una estructura porosa rellena de aire lo que proporciona una mayor velocidad para la liberación de la energía y que le permite retener el petróleo obteniendo un producto estable [40].

A nivel industrial existen distintos procesos para obtener nitrato de amonio en forma granular. Uno de los más utilizados pues no requiere operar a presiones tan elevadas es el proceso UHDE, el cual consiste en 4 etapas principales [38]:

- **Neutralización:** El amoniaco gaseoso (NH_3) se mezcla en un reactor con una solución de ácido nítrico (HNO_3) al 60 %, donde ocurre la reacción de neutralización descrita por la ecuación 2.12. Esta reacción es exotérmica, por lo que el calor generado se usa para evaporar parte del agua de la solución de ácido nítrico hasta una alcanzar una concentración del 85 % de nitrato de amonio [39].



- **Concentración:** La solución pasa a un evaporador donde se retira agua para elevar la concentración hasta un 96 % de nitrato de amonio.
- **Prillado:** La solución al 96 % ingresa por la parte superior a una torre de prillado con aire a contracorriente, cayendo como gotas que al enfriarse forman gránulos sólidos. Estos son recogidos en la base de la torre a una temperatura cercana a los 80°C.
- **Enfriado, secado y tamizado:** Los gránulos de nitrato de amonio se recogen en cintas transportadoras y pasan por secadores de aire donde se enfrían y se reduce su contenido de humedad por debajo de 0,1 %. Finalmente, pasan por un proceso de selección con tamices para separar los gránulos de tamaño adecuado, mientras que el descarte fino y grueso se reutiliza integrándolos a la solución concentrada que ingresa a la torre.

Los gránulos de NH_4NO_3 usualmente también se recubren con aditivos para evitar el apelmazamiento y protegerlos de la humedad [38]. En los explosivos como el ANFO, se utiliza típicamente un 95 % de nitrato de amonio y un 5 % de combustible, mientras que en explosivos tipo emulsiones o hidrogeles el nitrato de amonio puede representar entre el 60-80 % de la mezcla [40].

2.4. Oportunidades para la descarbonización con Hidrógeno Verde

2.4.1. H2V como vector energético

El hidrógeno verde se considera como un vector energético al ser capaz de almacenar químicamente parte de la energía utilizada para la electrólisis. Esto permite transportar el hidrógeno y utilizarlo en celdas de combustible o *Fuel Cells*, donde se realiza la operación inversa a la electrólisis generando electricidad y obteniendo nuevamente agua. Sin embargo, la eficiencia de este proceso es notablemente baja pues en cada etapa se pierde energía de acuerdo a la eficiencia propia de los equipos. Esto significaría que para obtener 1 kWh de energía desde la celda de combustible, el electrolizador tendría que alimentarse de 4 kWh [41]. Sin embargo esta aún puede ser una opción para lugares remotos donde no se puede electrificar directamente desde una matriz pero si se cuenta con recursos renovables como energía solar o eólica, permitiendo almacenar y transportar la energía como hidrógeno.

Al encontrarse en estado gaseoso a condiciones normales, el hidrógeno posee una baja densidad energética por unidad de volumen, por lo que se necesita transportarlo comprimido, licuado o convertido en otro producto químico que lo contenga. Esto también abre la posibilidad de utilizar el amoníaco verde como vector energético, ya que su transporte es menos complejo y se cuenta con infraestructura a nivel global para su importación y exportación [42].

2.4.2. Potencial Renovable en Chile

Para la producción de hidrógeno verde el recurso más importante es la energía renovable. Esto presenta a Chile como un lugar atractivo para el desarrollo de una industria en torno a este producto, ya que presenta condiciones particularmente favorables para la producción de energías renovables no convencionales [1], principalmente en el desierto del norte del país y en el extremo sur.

En el desierto de Atacama se alcanza la radiación solar más alta del planeta, proyectando una potencial capacidad de generación eléctrica de 509 GW por concentración solar de potencia, y 1.180 GW por energía solar fotovoltaica que permitiría alcanzar factores de planta de hasta un 35 % en plantas de este tipo. En el extremo austral, el viento sopla con igual energía en tierra (onshore) como mar adentro (offshore), por lo que turbinas eólicas de 120 metros de altura podrían alcanzar factores de planta sobre 60 % en tierra, lo que en otros países solo se alcanza en turbinas offshore. Se estima que Chile tendría el potencial de producir hasta 191 GW de energía eólica en tierra. Estas condiciones abren la posibilidad de producir hidrógeno verde de forma acoplada a la producción de energías limpias [10].

Sin embargo, el principal desafío de las energías renovables sigue siendo su intermitencia dependiente de las condiciones meteorológicas. Esto supone una exigencia extra a la producción de electricidad, pues para abastecer procesos continuos con energía limpia será necesario desarrollar sistemas de almacenamiento energético eficientes que permitan dar mayor estabilidad en el suministro. Estos sistemas también podrían estar basados en el hidrógeno verde, produciéndose como reserva de energía en momentos de sobreproducción eléctrica.

2.4.3. Aplicaciones del H2V en Minería

En la Política Nacional Minera se plantean diferentes formas en que el hidrógeno verde podría aportar a las metas de descarbonización del sector. A partir del hidrógeno se pueden obtener otros compuestos orgánicos además del amoníaco como el metanol, el que se usa como agente reductor en la etapa de fundición. Esta aplicación también podría contribuir a disminuir las emisiones de alcance 3 de la minería al reducir la huella de carbono de este insumo, el que actualmente también es producido a partir de gas natural.

Una de las aplicaciones que más se ha investigado a la fecha es el uso del hidrógeno verde como combustible para camiones CAEX en reemplazo del diésel. Esto depende de la posibilidad de implementar celdas de hidrógeno en los camiones que logren generar la gran cantidad de energía que se requiere para mover esta maquinaria junto con la carga de material que transportan, por lo que el nivel de incertidumbre de esta tecnología es más alto y su umbral de rentabilidad se alcanzaría posterior al 2028 [10]. En la PNM 2050 se plantea como meta generar planes de flota cero emisión al 2025 para la gran minería e iniciar su implementación al 2030, según disponibilidad tecnológica [1].

A su vez, la minería ha jugado un rol importante en el desarrollo de las energías renovables en Chile. Distintas empresas mineras han suscrito contratos con generadoras de electricidad limpia, lo que al año 2020 representaba el 10,5 % de la energía consumida por el sector [1]. Esto supone que en los próximos años la minería, la producción de energía limpia y el hidrógeno verde se desarrollarán en conjunto como parte de planificaciones integradas para reducir las emisiones de manera transversal entre estos sectores.

2.4.4. Proyectos en Operación

En el mundo actualmente existen más de 200 proyectos en operación para producir hidrógeno verde y sus derivados, principalmente plantas a escala piloto o de prueba [28]. Aunque la mayoría de estos proyectos no supera 1 MW de capacidad, en los últimos años se han construido complejos de mayor tamaño que se acercan rápidamente a la escala comercial. En 2019, el proyecto H2Future en Austria marcó un hito al poner en marcha un electrolizador de 6 MW, la mayor capacidad instalada de este tipo de tecnología hasta ese momento. Menos de un año después, el proyecto FH2R en Japón superó esta marca con la instalación de un electrolizador de 10 MW. Sin embargo, desde su inauguración en diciembre de 2020 y hasta la fecha, la unidad con mayor capacidad productiva corresponde al electrolizador PEM de 20 MW instalado en la planta de Air Liquide en Bécancour, Canadá. A continuación se presentan las principales características de cada uno de estos proyectos.

Air Liquide Bécancour

La compañía de origen francés Air Liquide, fundada en 1902, tiene presencia en 75 países y se especializa en servicios y tecnología de gases como el nitrógeno, oxígeno e hidrógeno [43]. En diciembre de 2020, la planta de Air Liquide en Bécancour, provincia de Quebec, Canadá, inició la operación de un hidrolizador PEM de 20 MW, la unidad más grande de su tipo en el mundo y capaz de producir más de 8,2 toneladas métricas de hidrógeno bajo en emisiones por día [44]. La unidad está compuesta por 4 módulos de 5W modelo HyLYZER 1000-30, desarrollados por la compañía canadiense Hydrogenics, la cual fue adquirida por la estadounidense Cummins en septiembre de 2019 [45]. Con la puesta en marcha de este

electrolizador, el complejo de Bécancour aumentó en un 50% su capacidad de producción de hidrógeno. La instalación del hidrolizador en este complejo se definió estratégicamente para abastecerlo con energía hidroeléctrica local de Hydro-Québec, y por la proximidad al mercado de movilidad con hidrógeno en el noreste del continente [44].

Fukushima Hydrogen Energy Research Field (FH2R)

En 2018, el consorcio formado por New Energy and Industrial Technology Development Organization (NEDO), Toshiba Energy Systems & Solutions Corporation (Toshiba ESS), Tohoku Electric Power Co., Inc. e Iwatani Corporation inició la construcción de una planta demostrativa para la producción de hidrógeno verde en la ciudad de Namie, prefectura de Fukushima, Japón [28]. La planta que comenzó a operar en marzo de 2020 es abastecida por un complejo solar de 20 MW y respaldada con conexión a la red eléctrica. El electrolizador tiene una capacidad de hasta 10 MW, siendo capaz de producir 1.200 Nm³ de hidrógeno por hora, el que será destinado principalmente para alimentar baterías estacionarias de celdas de combustible y para apoyar la movilidad de automóviles y buses [46]. Actualmente, la planta está enfocada en desarrollar un sistema de control de la producción de hidrógeno que regula la energía que se destina a la electrólisis, basándose en predicciones de oferta y demanda de hidrógeno en tiempo real [47].

H2Future

Este proyecto comenzó a operar en noviembre de 2019 en la ciudad de Linz, Austria [48]. La planta piloto de electrólisis se construyó en el sitio de la empresa de acero Voestalpine, quienes alimentan el hidrógeno verde generado directamente a su red de gas interna [49]. El electrolizador tipo PEM modelo Silyzer 300 fue provisto por la empresa Siemens Energy [48], y cuenta con una capacidad de 6MW para la producción de 1200 m³/h de hidrógeno verde [28]. La energía utilizada en el electrolizador es abastecida por VERBUND, la compañía eléctrica líder en generación y distribución en Austria, quienes producen el 96% de su electricidad a partir de energía hidroeléctrica, complementada con energía eólica [49].

2.4.5. Proyectos en Desarrollo

Aunque la industria del hidrógeno verde está aún en una etapa naciente, a nivel global ya se están gestando más de 20 proyectos que aspiran a producir H₂V a gran escala en los próximos años, proyectando alcanzar capacidades en el orden de los gigawatt. En la tabla 2.2 se presentan las principales características de los proyectos en desarrollo de mayor escala a nivel internacional a la fecha.

Tabla 2.2: Proyectos internacionales en desarrollo para la producción de H2V y Amoniaco Verde

Nombre Proyecto	Ubicación	Capacidad	Fuente de Energía	Propósito	Producción anual	Puesta en marcha
HyDeal Ambition	España, Francia y Alemania	67 GW	Solar	H2V para Europa a 1,5 €/kg antes de 2030	3,6 Mt	Progresivo hasta 2030
Western Green Energy Hub	Australia Occidental	50 GW	Solar y eólica	H2V y NH3 verde para uso doméstico y exportación	3.5 Mt de H2V 20 Mt de NH3	2030 o posterior
Asian Renewable Energy Hub	Pilbara, Australia	14 GW	Eólica onshore y solar	H2V y NH3 verde para exportar a Asia	1,75 Mt de H2V 9.9 Mt de NH3	2027 - 2028
NorthH2	Eemshaven, Países Bajos	10 GW	Eólica offshore	H2V como vector energético y materia prima para industria pesada	1 Mt de H2V	Progresivo hasta 2040
AquaVentus	Heligoland, Alemania	10 GW	Eólica offshore	Venta general a Europa	1 Mt de H2V	Progresivo hasta 2035
HyEnergy Zero Carbon Hydrogen	Gascoyne, Australia	8 GW	Eólica y solar	H2V y NH3 para transporte, industria, mezcla en tuberías y exportación a Asia	550.000 t de H2V	2030
Murchison Renewable Hydrogen Project	Kalbarri, Australia	5 GW	Eólica onshore y solar	Transporte, mezcla en gaseoductos, exportación a Asia	2 Mt de NH3	2028

En Chile también se han comenzado a levantar algunos proyectos en esta área, tanto a nivel de plantas pilotos demostrativas como para la producción industrial a gran escala de hidrógeno y algunos derivados. A continuación se presentan las características principales de los proyectos actualmente en desarrollo en Chile:

HyEx

En agosto de 2021, la empresa de generación, transmisión y suministro de electricidad Engie, junto con la compañía productora de explosivos Enaex ingresaron al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) el proyecto Hyex, destinado a la producción de amoniaco verde para producir nitrato de amonio, obteniendo su aprobación por parte del SEIA el 27 de abril de 2022 [50]. El proyecto contempla instalar en la región de Antofagasta, a 24 km de Tocopilla, una planta de hidrógeno verde propiedad de Engie con 26 MW de electrolizadores. Contiguamente se instalaría una planta de separación de aire y otra de fabricación de amoniaco a partir del hidrógeno verde, el cual será utilizado exclusivamente en la planta de Enaex en Mejillones para la producción del nitrato de amonio [50]. El proyecto espera alcanzar una producción de 18.000 toneladas de amoniaco al año, con la proyección de aumentar su nivel de producción al año 2030 llegando a una capacidad de 2000 MW [51].

AES Andes

Durante el primer trimestre de 2021, la empresa de generación de energía AES Andes (ex AES Gener) firmó con un productor internacional de hidrógeno para realizar un estudio de factibilidad de un proyecto de producción de amoniaco a partir de hidrógeno verde [52], el cual pretende ser exportado para el uso como combustible en el transporte marítimo, con un requerimiento potencial de más de 800 MW de energía renovable para la producción de 250.000 toneladas de amoniaco y 50.000 toneladas de hidrógeno al año [53].

Planta Demostrativa Haru Oni

La compañía HIF (Highly Innovative Fuels) ya se encuentra en la fase final de construcción de una planta demostrativa en la región de Magallanes para la producción de ecombustibles. El proyecto contará con una capacidad de electrólisis de 1.2 MW y producirá 350 toneladas de eMetanol crudo y 130.000 l/año de eGasolina. La planta obtendrá hidrógeno a partir de energía eólica y lo combinará con CO₂ capturado de la atmósfera. El equipo de desarrollo está integrado también por Porsche, quienes compararán los ecombustibles, Siemens Energy, Enel, Enap, Gasco y ExxonMobil [54].

Capítulo 3

Metodología

En este capítulo se aborda la metodología con la que se determina el potencial de reducción de emisiones. Para ello, se consideran diferentes casos de producción a partir de hidrógeno gris y verde y se comparan los niveles de emisiones asociados a cada uno, definidos por los balances de masa de sus etapas. Se describe también una metodología de evaluación económica, estimando la demanda potencial de explosivos para la minería del cobre para evaluar la factibilidad de implementación de uno de los casos estudiados.

3.1. Descripción de casos

Considerando los distintos métodos disponibles para la producción de hidrógeno, se configuran tres casos para la producción de nitrato de amonio. El primero describe el proceso actual como caso base de comparación. El segundo plantea un escenario para lograr la máxima reducción de emisiones utilizando energía e hidrógeno limpio. El tercero se configura como un caso intermedio en el que se produce amoníaco verde para abastecer la industria nacional de explosivos. Cada caso describe una ruta compuesta por tres etapas o bloques, de los cuales se obtiene hidrógeno (H_2) y amoníaco (NH_3) como principales productos intermedios y nitrato de amonio (NH_4NO_3) como producto final. Adicionalmente, se produce nitrógeno (N_2) y ácido nítrico (HNO_3) como productos intermedios secundarios. Para cada caso se define un límite de batería que determina las fuentes de emisiones incluidas en el análisis. Finalmente, se plantea un balance de masa para cada bloque que permite determinar las emisiones directas del proceso junto con el consumo de insumos para calcular las emisiones indirectas.

3.1.1. Caso 1: Producción actual

La configuración del primer caso se presenta en el diagrama de bloques de la figura 3.1. En este escenario se incluyen los métodos más comunes que actualmente se utilizan en la industria, por lo que se considera como el nivel de emisiones de referencia. El primer bloque del proceso contempla la producción de hidrógeno por reformado de gas con vapor. El segundo bloque abarca la separación criogénica del aire para obtener nitrógeno junto al ciclo Haber-Bosch para producir amoníaco. El tercer bloque considera la producción de ácido nítrico y del nitrato de amonio como producto final. Junto con estos procesos, se consideran algunos supuestos para acercar el caso a las condiciones de producción actuales:

1. El reformado de gas con vapor se lleva a cabo en las mismas instalaciones donde se realiza el proceso Haber-Bosch, por lo que no se requiere transportar el hidrógeno para continuar hacia la producción de amoniaco. Sin embargo se consideran como bloques independientes para identificar de manera separada las emisiones asociadas a cada producto intermedio.
2. La producción de hidrógeno y amoniaco (bloques 1 y 2) se realiza fuera de Chile. Por lo tanto, se considera que el amoniaco se importa por vía marítima hasta una planta de producción de nitrato de amonio donde también se produce el ácido nítrico.
3. La planta de producción de nitrato de amonio y ácido nítrico se ubica en el sector de Mejillones, región de Antofagasta.
4. El nitrato de amonio producido se transporta por vía terrestre hasta distintas faenas mineras ubicadas en distintos puntos del país.
5. Toda la electricidad utilizada en el proceso proviene de la matriz energética disponible en cada lugar.

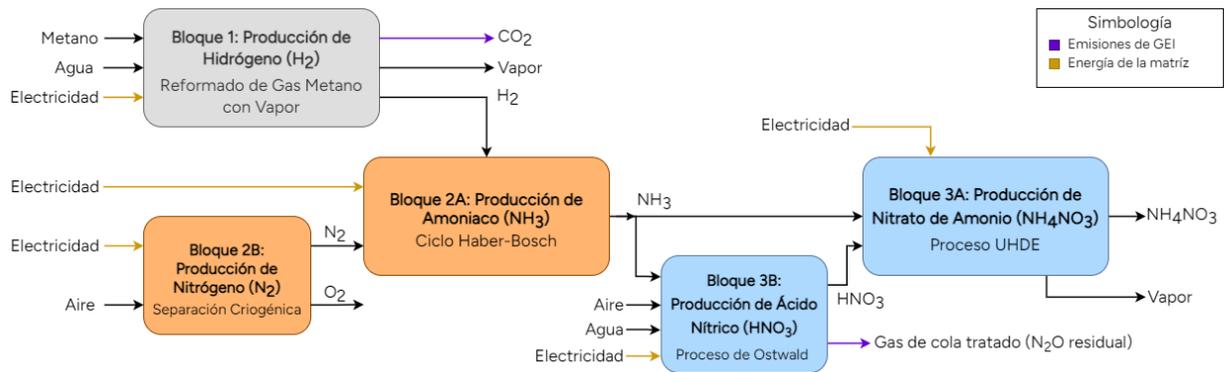


Figura 3.1: Diagrama de bloques para la producción de nitrato de amonio desde hidrógeno gris.

Como se observa en el diagrama de bloques, en este proceso existen dos fuentes de emisiones directas. En el primer bloque se genera CO_2 , producto de la reacción de reformado de metano y por su quema como combustible. En la producción de ácido nítrico (bloque 3B) se generan emisiones residuales de óxido nítrico que no logra ser abatido en el reactor catalítico, el cual también es considerado un GEI. Como fuentes indirectas de alcance 2, se consideran las emisiones asociadas a la generación de la electricidad consumida por cada etapa del proceso. En cuanto a las emisiones de alcance 3, se consideran como fuentes el metano utilizado como insumo y los sistemas de transporte de amoniaco y nitrato de amonio.

El límite de batería de este proceso se presenta en el diagrama de la figura 3.2. Las entradas corresponden a metano, agua, aire y electricidad, mientras que como salidas se tienen las emisiones de CO_2 , vapor, oxígeno, el gas de cola tratado con residuos de óxido nítrico y el nitrato de amonio como producto final.

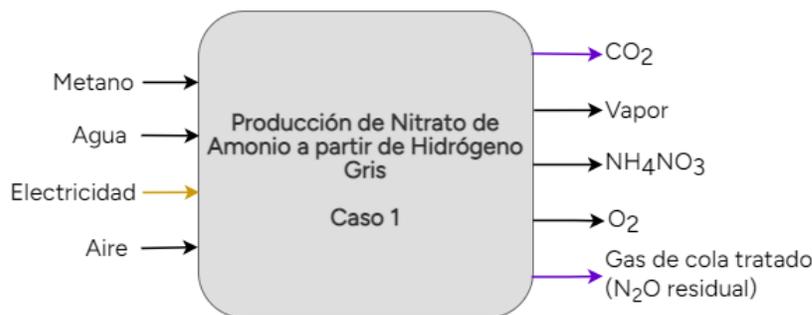


Figura 3.2: Límite de batería de la producción de nitrato de amonio desde hidrógeno gris

3.1.2. Caso 2: Máxima Reducción de Emisiones

La configuración del segundo caso se presenta en el diagrama de bloques de la figura 3.1. En este escenario el hidrógeno se produce mediante electrólisis del agua, por lo que no existen emisiones de CO₂ asociadas a este insumo. En términos de etapas esta es la única diferencia respecto del caso anterior, ya que se mantienen los bloques para la producción de nitrógeno, amoníaco, ácido nítrico y nitrato de amonio. Además, en este caso se consideran algunos supuestos que permiten reducir aún más las fuentes de emisiones:

1. Todas las etapas del proceso se llevan a cabo en las mismas instalaciones, por lo que no se requiere transporte para los productos intermedios.
2. Para considerar la misma distancia de transporte del producto final que en el caso anterior, se considera que todas las instalaciones del proceso se encuentran en el sector de Mejillones, región de Antofagasta.
3. El nitrato de amonio producido se transporta por vía terrestre hasta distintas faenas mineras ubicadas en distintos puntos del país.
4. Para analizar una producción verde en los mismos términos que para el hidrógeno, se contempla el uso de energía limpia en todas las etapas del proceso, sin uso de energía desde la matriz.

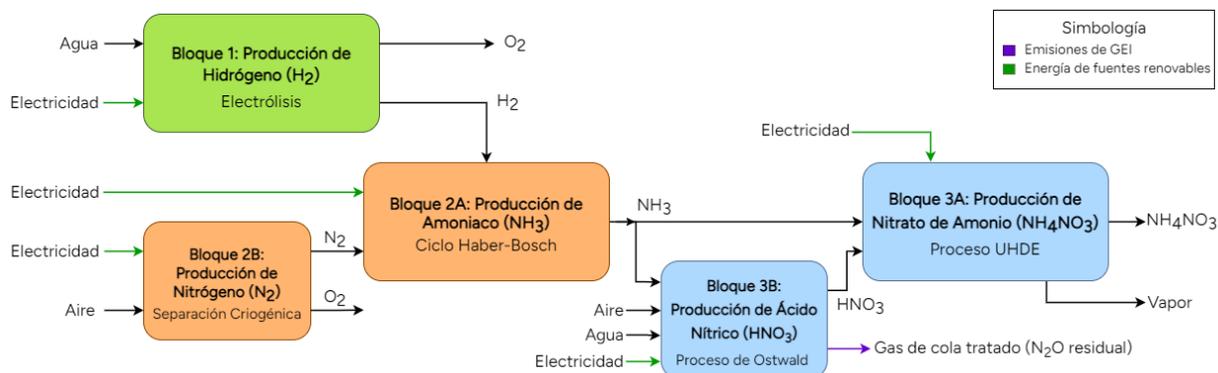


Figura 3.3: Diagrama de bloques para la producción de nitrato de amonio desde hidrógeno verde.

Como se observa en el diagrama de bloques, en este proceso sólo existe una fuente de emisiones directas, correspondiente al óxido nitroso residual en el gas de cola que se genera en la producción de ácido nítrico. Al asumir que se utiliza solamente energía limpia, no se generan emisiones de alcance 2. Como fuente de emisiones de alcance 3 solo se incluye el transporte del producto final, ya que en este proceso no se utilizan insumos con una huella de carbono asociada y no se requieren transportes intermedios.

El límite de batería de este proceso se presenta en el diagrama de la figura 3.4. Las entradas corresponden a agua, aire y electricidad, mientras que como salidas se tiene vapor, oxígeno, el gas de cola tratado con residuos de óxido nitroso y el nitrato de amonio como producto final.



Figura 3.4: Límite de batería de la producción de nitrato de amonio desde hidrógeno verde.

3.1.3. Caso 3: Producción de Amoniaco Verde para la industria nacional de explosivos

La configuración del tercer caso se presenta en el diagrama de bloques de la figura 3.5. Este caso se considera como un punto intermedio entre los dos anteriores, donde se reemplaza la importación de amoniaco por producción nacional a partir de hidrógeno verde. Este se considera como una combinación factible de implementar en el mediano plazo considerando los proyectos que actualmente se están desarrollando en el país [51], por lo que se presenta como un escenario más realista. Las etapas que componen este proceso son las mismas que conforman el caso anterior, sin embargo en este escenario se toman supuestos diferentes que cambian las fuentes de emisiones a considerar:

1. El hidrógeno y el amoniaco se producen en una misma instalación, ubicada en el desierto de Atacama a 42 km de la ciudad de Tocopilla.
2. Esta instalación es abastecida por energía renovable desde un proveedor externo, por lo que el amoniaco y el hidrógeno cuentan con una producción verde.
3. El amoniaco se transporta por vía terrestre hasta la planta de producción de nitrato de amonio donde también se produce el ácido nítrico.
4. La planta de producción de nitrato de amonio y ácido nítrico se ubica en el sector de Mejillones, región de Antofagasta.

- Esta planta está conectada al Sistema Eléctrico Nacional (SEN), por lo que el tercer bloque del proceso consume energía desde la matriz.
- El nitrato de amonio producido se transporta por vía terrestre hasta distintas faenas mineras ubicadas en distintos puntos del país.

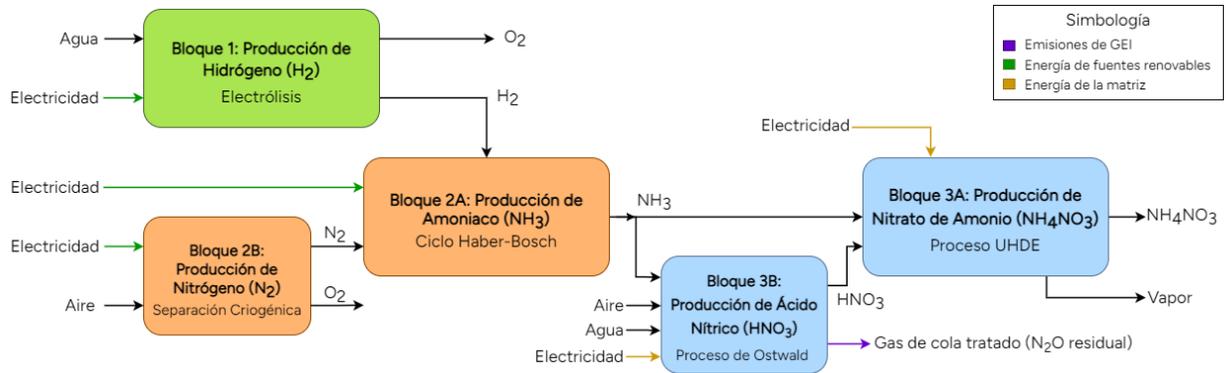


Figura 3.5: Diagrama de bloques para la producción de nitrato de amonio con amoníaco verde.

Al igual que en el caso anterior, las emisiones directas corresponden únicamente al residuo de óxido nítrico en el gas de cola. Sin embargo, las emisiones indirectas cambian de acuerdo a los supuestos tomados: se consideran emisiones de alcance 2 por la electricidad utilizada en la producción de ácido nítrico y nitrato de amonio (bloque 3), y como fuente de emisiones de alcance 3 se considera también el transporte del amoníaco hasta la planta de producción de explosivos.

El límite de batería de este proceso se presenta en el diagrama de la figura 3.6. Las entradas corresponden a agua, aire y electricidad, mientras que como salidas se tiene vapor, oxígeno, el gas de cola tratado con residuos de óxido nítrico y el nitrato de amonio como producto final.



Figura 3.6: Límite de batería de la producción de nitrato de amonio con amoníaco verde.

3.1.4. Balances de Masa por Bloque

De acuerdo a la configuración de casos descrita en el apartado anterior, se tienen 5 bloques de producción: Hidrógeno por reformado de gas con vapor, hidrógeno por electrólisis, nitrógeno por separación criogénica, amoníaco por el ciclo Haber-Bosch, ácido nítrico por el proceso de Ostwald y la producción de nitrato de amonio por el proceso UHDE. En cada uno de estos bloques se plantea un balance de masa para obtener 1 kg de producto, que se toma como base de cálculo para determinar los demás flujos de cada etapa. A partir de estos balances y la producción de nitrato de amonio según la estimación de demanda realizada como parte de la evaluación económica (sección 3.3.1), para cada caso se calcula el consumo de los insumos con emisiones indirectas asociadas y las cantidades de CO₂ y N₂O generados como emisiones directas.

3.1.4.1. Producción de Hidrógeno por Reformado de Gas con Vapor

Para esta etapa, se toma como supuesto que por cada kilogramo de hidrógeno producido se generan 9 kg de CO₂, de acuerdo a lo reportado en bibliografía [29]. Esta razón considera tanto el CO₂ generado en el reformado de gas como el que se produce por su uso como combustible. La composición del gas natural se asume como 100 % metano (CH₄). Dado que la reacción de reformado se ve favorecida por el exceso de vapor, en la industria se utiliza una razón molar de entrada de 3 a 4 moles de agua por mol de CH₄ [32]. En este balance se considera un valor para esta razón de 3,5. A partir de estos supuestos y según las relaciones estequiométricas de las reacciones 2.1, 2.2, 2.3 y 2.4, el balance de masa para la producción de 1 kg de hidrógeno gris se presenta en la tabla 3.1. Se incluye también la cantidad de oxígeno consumida en la combustión del metano para balancear las entradas y salidas, aunque este no se considera como un flujo del proceso.

Tabla 3.1: Balance de masa para la producción de 1 kg de H₂ gris.

Entradas			Salidas		
Metano (CH ₄)	3,3	kg	Hidrógeno (H ₂)	1,0	kg
Agua	7,8	kg	CO ₂	9,0	kg
Oxígeno (O ₂)	5,2	kg	Vapor	6,3	kg
Total	16,3	kg	Total	16,3	kg

3.1.4.2. Producción de Hidrógeno por Electrólisis

De acuerdo a la estequiometría de la reacción 2.5, para producir 1 kg de hidrógeno se requieren 8,9 kg de agua. Sin embargo de acuerdo a la literatura, un electrolizador PEM consume del orden de 15 kg de agua por kg de hidrógeno producido, generando además 8 kg de O₂ [55]. Así, el balance de masa para obtener 1 kg de H₂ se presenta en la tabla 3.2. Se indica también la cantidad de agua que no reacciona para balancear las entradas y salidas, aunque esta no se considera como un flujo del proceso.

Tabla 3.2: Balance de masa para la producción de 1 kg de H₂ verde.

Entradas			Salidas		
Agua	15,0	kg	Hidrógeno (H ₂)	1,0	kg
			Oxígeno (O ₂)	8,0	kg
			Agua	6,0	kg
Total	15,0	kg	Total	15,0	kg

3.1.4.3. Producción de N₂ por separación criogénica y amoniaco por el ciclo Haber-Bosch

Para el segundo bloque, el balance de ambas etapas (bloque 2A y 2B) se plantea para generar 1 kg de amoniaco, por lo que se determina la cantidad de nitrógeno según esta base de cálculo. La composición del aire se asume como 78 % nitrógeno y un 22 % de oxígeno. Se considera también que en la separación criogénica se logra separar el 42,2 % del N₂ del aire [56]. En el ciclo Haber-Bosch la mezcla de gas ingresa en una razón estequiométrica de 3 moles de H₂ por cada mol de N₂ [56]. Se asume además que la mezcla de gas logra reaccionar por completo a medida que recircula por el proceso. A partir de estos supuestos y según las relaciones estequiométricas de la reacción 2.6, el balance de masa para la producción de 1 kg de amoniaco se presenta en la tabla 3.3.

Tabla 3.3: Balance de masa para la producción de 1 kg de amoniaco.

	Entradas			Salidas		
Bloque 2A	Nitrógeno (N ₂)	0,8	kg	Amoniaco (NH ₃)	1,0	kg
	Hidrógeno (H ₂)	0,2	kg			
	Total	1,0	kg			
Bloque 2B	Aire	2,5	kg	Nitrógeno (N ₂)	0,8	kg
				Oxígeno (O ₂)	1,7	kg
	Total	2,5	kg	Total	2,5	kg

3.1.4.4. Producción de ácido nítrico por el proceso de Ostwald

El balance de masa para este bloque se plantea para obtener 1 kg de solución de ácido nítrico al 60 % en peso, por lo tanto es equivalente a producir 0,6 kg de HNO₃ puro. En la oxidación del amoniaco, se considera una selectividad de 97 % según la reacción deseada 2.7 asumiendo que el 3 % restante se consume de forma indeseada según la reacción 2.8 [38]. La transformación de NO a NO₂ según la reacción 2.9 se asume completa. El agua requerida para la absorción se determina según la razón estequiométrica dada por la reacción 2.10, considerando el agua que se ha formado en la oxidación del amoniaco y añadiendo la cantidad necesaria para obtener una solución al 60 %. Del flujo de entrada de aire se destina el 87 % para formar la mezcla gaseosa que ingresa al reactor catalítico, la cual se compone de un 10 % en volumen de amoniaco [38]. Todo el aire no reaccionado, mezclado con los gases producto de las reacciones de oxidación y abatimiento de NO_x, salen en el gas de cola tratado. Para determinar las posibles emisiones residuales de óxido nitroso en este gas, se considera una concentración de salida de 100 ppmv [39]. De acuerdo a estos supuestos, el balance de masa para la producción de 1 kg de solución de ácido nítrico se presenta en la tabla 3.4.

Tabla 3.4: Balance de masa para la producción de 1 kg de solución al 60 % en peso de ácido nítrico.

Entradas			Salidas		
Aire	3,8	kg	Ácido nítrico, sol 60 % (HNO ₃)	1,0	kg
Agua	0,2	kg	Gas de cola tratado	3,2	kg
Amoniaco (NH ₃)	0,2	kg	Óxido nitroso (N ₂ O)	0,4	g
Total	4,2	kg	Total	4,2	kg

3.1.4.5. Producción de Nitrato de Amonio por el proceso UHDE

En esta etapa, se plantea el balance para producir 1 kg de nitrato de amonio con una humedad residual de 0,1 % [38], considerando consumos en cantidades estequiométricas de amoniaco y ácido nítrico puro dadas por la ecuación 2.12. El ácido nítrico entra a esta etapa en una solución al 60 %, por lo que se asume que toda el agua con la que ingresa se evapora y sale del proceso. Por lo tanto, el balance de masa para obtener 1 kg de nitrato de amonio se presenta en la tabla 3.5.

Tabla 3.5: Balance de masa para la producción de 1 kg de nitrato de amonio.

Entradas			Salidas		
Amoniaco (NH ₃)	0,2	kg	Nitrato de Amonio (NH ₄ NO ₃)	1,0	kg
Ácido nítrico, sol 60 % (HNO ₃)	1,3	kg	Vapor	0,5	kg
Total	1,5	kg	Total	1,5	kg

3.2. Cálculo de Emisiones

El nivel de emisiones por caso se calcula en términos de kilogramos de CO₂ equivalente. Esta cantidad queda determinada por las emisiones asociadas a las fuentes identificadas en cada uno. A continuación se describe el calculo de las emisiones de acuerdo a los alcances considerados en el GHG Protocol:

3.2.1. Alcance 1

Se consideran como fuentes de emisiones directas los flujos de salida de CO₂ y N₂O. Las emisiones de CO₂ (E_{CO_2}) quedan determinadas directamente por el balance de masa. Para el óxido nitroso, las emisiones generadas de acuerdo al balance de masa E_{N_2O} se ponderan por su índice GWP de 298 [7]. Así, las emisiones directas de alcance 1 ($A1$) se calculan según la ecuación 3.1.

$$A1 [kg CO_2 eq] = E_{CO_2} + E_{N_2O} \cdot GWP_{N_2O} \quad (3.1)$$

3.2.2. Alcance 2

Para este alcance se consideran los bloques que se abastecen desde la matriz eléctrica, representados como un conjunto (B). Para calcular las emisiones, se consideran tres factores:

- FC_B : El factor de consumo de electricidad de cada bloque, que se expresa en unidades de kilowatt-hora por kilogramo de producto generado. Estos valores se definen por bibliografía y se presentan en la tabla 3.6.

- P_B : La cantidad de producto generado en cada bloque. Queda determinada directamente por el balance de masa.
- FE_B : El factor de emisión de la matriz que abastece cada bloque, dependiendo de dónde se lleva a cabo.

Tabla 3.6: Factores de consumo de electricidad por bloque.

Bloque	Producto	Factor de Consumo (FC)	Fuente
1	Hidrógeno gris (H ₂ G)	0,8 kWh/kg _{producto}	[30]
1	Hidrógeno verde (H ₂ V)	51,2 kWh/kg _{producto}	[9][36]
2A	Amoniaco (NH ₃)	0,4 kWh/kg _{producto}	[57][30]
2B	Nitrógeno (N ₂)	0,1 kWh/kg _{producto}	[57][30]
3A	Ácido nítrico (HNO ₃)	5,3 kWh/ton _{producto}	[37][39]
3B	Nitrato de Amonio (NH ₄ NO ₃)	42,5 kWh/ton _{producto}	[37][39]

Según sea el caso, las distintas etapas del proceso pueden ocurrir dentro o fuera de Chile, por lo que se consideran dos factores de emisión. Para la producción dentro del país, este factor corresponde al del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Para definir más precisamente el caso de producción fuera del país, se consideran los dos principales productores de amoníaco que abastecen a Chile: Trinidad y Tobago y Estados Unidos [58]. De acuerdo a sus respectivos niveles de importación, se define un promedio ponderado entre los factores de emisión de la matriz de cada lugar. De esta forma, los valores para FE se presentan en la tabla 3.7.

Tabla 3.7: Factores de emisión de la matriz según ubicación.

Ubicación	Factor de Emisiones de la Matriz (FE)	Fuente
Chile	0,391 kgCO ₂ eq/kWh	[59]
Extranjero	0,452 kgCO ₂ eq/kWh	[60][61]

Habiendo definido los factores, las emisiones de alcance 2 (A_2) se calculan según la ecuación 3.2.

$$A_2 [kg CO_2 eq] = \sum_B FC \left[\frac{kWh}{kg_{producto}} \right] \cdot P_B [kg_{producto}] \cdot FE_B \left[\frac{kg CO_2 eq}{kWh} \right] \quad (3.2)$$

3.2.3. Alcance 3

De acuerdo a las categorías definidas por el GHG protocol dentro de este alcance (ver tabla 2.1), se consideran dos de ellas como las más relevantes para este análisis:

- Adquisición de bienes y servicios (EI): Incluye las emisiones asociadas a la producción, extracción y transporte de los insumos utilizados en el proceso.
- Transporte y distribución aguas arriba (ET): Considera las emisiones por el transporte de productos en vehículos controlados por terceros, tanto dentro como fuera del límite de batería.

En todos los escenarios planteados, se considera que el único insumo con una huella de carbono asociada es el metano. Por lo tanto, las emisiones por la adquisición de bienes y servicios se calculan de acuerdo la ecuación 3.3, donde FE_{Met} corresponde al factor de emisión del metano indicado en la tabla 3.8, y C_{Met} es el consumo de metano determinado por el balance de masa.

$$EI [kg CO_2 eq] = FE_{Met} \cdot C_{Met} \quad (3.3)$$

De acuerdo a los escenarios considerados, existen tres fuentes de emisiones por transporte, las que dependen del vehículo utilizado y la distancia recorrida. El transporte de amoníaco por vía marítima se realiza en buques de carga tipo LPG diseñados para el transporte de gas licuado de petróleo [62]. Por vía terrestre, se asume que tanto el amoníaco como el nitrato de amonio son transportados en camiones de alto tonelaje tipo HGV con motores a diésel. Los factores de emisión para ambos vehículos se presentan en la tabla 3.8. En cuanto a las distancias recorridas, para la importación de amoníaco se considera un promedio ponderado de la distancia entre los países proveedores de amoníaco y el puerto de Mejillones. En el escenario de producción nacional, este insumo recorre desde el sector de Tocopilla hasta la planta de producción de explosivos en Mejillones. Para la distribución del nitrato de amonio desde la planta, se toma como referencia la distancia desde Mejillones hasta las 7 faenas mineras de mayor producción de cobre en el país (Escondida, Collahuasi, El Teniente, Chuquicamata, Los Pelambres, Los Bronces y Radomiro Tomic [63]). Nuevamente se considera un promedio ponderado según los niveles de producción en cada lugar. De esta manera, se determinan los factores de emisión para el transporte presentados en la tabla 3.8.

Tabla 3.8: Factores de emisión para las fuentes de alcance 3.

Producto	Vehículo	F.E. Vehículo [$gCO_2eq/ton \cdot km$]	Distancia [km]	F.E. Producto [$gCO_2eq/kgProd$]	Fuentes
CH ₄	-	-	-	174,8	[64]
NH ₃	Buque LPG	10,4	6566,6	68,2	[65]
NH ₃	Camión HGV	121,5	150,0	18,2	[65]
NH ₄ NO ₃	Camión HGV	121,5	683	83	[65]

Por lo tanto, las emisiones asociadas al transporte y distribución aguas arriba se calculan de acuerdo a la ecuación 3.4, donde FE_T corresponde al factor de emisión del transporte de cada producto, y P_T es la cantidad de producto transportado determinado por el balance de masa.

$$ET [kg CO_2 eq] = \sum_T FE_T \cdot P_T \quad (3.4)$$

De esta manera, las emisiones de alcance 3 ($A3$) corresponden a la suma de ambas categorías consideradas, como se muestra en la ecuación 3.5.

$$A3 = EI + ET \quad (3.5)$$

3.2.4. Emisiones Totales

Finalmente, la cantidad de emisiones totales (E_{Total}) se calcula como la suma de las emisiones por alcance, como se indica en la ecuación 3.6.

$$E_{Total} [kg CO_2 eq] = A1 + A2 + A3 \quad (3.6)$$

3.3. Evaluación Económica

Además de conocer los potenciales beneficios ambientales del uso del hidrógeno verde para la producción de explosivos, se desea realizar un análisis económico para evaluar la factibilidad de producir nitrato de amonio por esta vía. Para esto, se realiza una estimación de costos de acuerdo al caso 3, escenario que requiere la instalación y operación de una planta en la que se produce hidrógeno por electrólisis del agua y amoníaco mediante el proceso Haber-Bosch, abasteciéndose completamente de electricidad desde fuentes limpias. En base a los costos de inversión (CAPEX) y de operación (OPEX) para este caso, se calcula el precio nivelado del amoníaco (LCOA) como estimación del precio al que se podría vender a la industria nacional de explosivos, a partir del cual se determina un precio estimado para la venta de nitrato de amonio.

3.3.1. Estimación de la demanda

Para definir el nivel de producción en los casos estudiados, se realiza una estimación de la demanda de explosivos para la minería del cobre. De esta manera se busca representar el consumo total de explosivos a partir del cual determinar las emisiones asociadas. El consumo de explosivo depende del factor de carga de la mina (FC), que indica la cantidad de explosivo utilizada para remover 1 tonelada de material. Por lo tanto, se requiere conocer también la cantidad de material removido (MR).

El factor de carga se determina a partir de los datos de benchmarking para 10 empresas mineras presentados en el Anexo A. Se calcula un factor de carga por mina como el promedio de los valores reportados para cada una, y además se determina un promedio general entre todos los datos disponibles igual a $278 \text{ g}_{\text{explosivo}}/\text{ton}_{\text{material}}$.

El material removido se calcula en base a la producción chilena de cobre por empresa para el año 2020 [66]. Para cada una, las toneladas de material removido MR_e se obtienen de acuerdo a la ecuación 3.7:

$$MR_e [ton] = \frac{CuFino [ton]}{Rec \cdot Ley_{Cu}} \quad (3.7)$$

Donde $CuFino$ corresponde a las toneladas de cobre fino producidas en 2020, Rec es la recuperación de cobre, y Ley_{Cu} es la ley de cobre del yacimiento explotado. La recuperación se considera como un 80 % para el cobre obtenido por concentración [67] y 70 % para el cobre de lixiviación [68]. Para aquellas empresas cuya ley de yacimientos fue posible encontrar en literatura, se utilizan los valores reportados. Para el resto se utilizan las leyes de cobre promedio en las operaciones mineras en Chile, con valores de 0,78 % para concentración y 0,55 % para lixiviación [66].

A partir de estos datos, el consumo total de explosivos (CE_t) para el año 2020 se calcula según la ecuación 3.8. El detalle del cálculo por empresa y la suma total se presenta en el Anexo B, obteniendo un consumo estimado de explosivos de 328.935 ton.

$$CE_t [ton] = \sum_e MR_e [ton] \cdot FC_e \left[\frac{g}{ton} \right] \cdot 10^{-6} \left[\frac{g}{ton} \right] \quad (3.8)$$

Dado que la cantidad de explosivo indicada por el factor de carga considera la mezcla de nitrato de amonio con las demás sustancias que componen el explosivo (matriz, fuel oil, emulsiones, etc), la cantidad a producir de nitrato de amonio es menor. La fracción de NA puede variar desde un 95 % en explosivos como el ANFO hasta cerca del 60 % en algunas emulsiones e hidrogeles [40]. Por lo tanto, se asume como demanda estimada de nitrato de amonio un 85 % del consumo total de explosivos. Así, se estima que en el año 2020 se consumieron 279.595 toneladas de nitrato de amonio en explosivos para la minería. Aproximando esta cifra, se determina un nivel de producción de 300.000 toneladas de nitrato de amonio al año.

3.3.2. Costos de Producción del amoniaco verde

La cantidad necesaria de amoniaco verde para producir las 300.000 toneladas de nitrato de amonio se determina de acuerdo a los balances de masa presentados en la sección 3.1.4. En base a esta cantidad se calculan los costos de inversión (CAPEX) y de operación (OPEX) para la instalación de una planta de producción de hidrógeno y amoniaco verde abastecida por energía limpia.

3.3.2.1. CAPEX

Para el cálculo del CAPEX se consideran los costos de los equipos principales para producir hidrógeno, nitrógeno y amoniaco. En base a distintos estudios de evaluación técnico-económica para la producción de amoniaco verde en Chile y el mundo, se determinan los siguientes costos de inversión:

- Electrolizador: El costo de este equipo se calcula como una función lineal dependiente de la capacidad requerida en MW.
- Sistema Haber-Bosch: Determinado por el flujo de amoniaco requerido por hora. No incluye el costo de sistema de separación criogénica.
- Sistema de separación criogénica: Determinado por el flujo de N_2 requerido por hora, de acuerdo al balance de masa.
- Almacenamiento de Hidrógeno: Determinado por la cantidad de hidrógeno que se desea almacenar. Se estima una capacidad equivalente al 60 % de la producción diaria de H_2 [69].
- Almacenamiento de Amoniaco: Determinado por la cantidad de amoniaco que se desea almacenar. Se considera una capacidad de 10.000 ton [38].
- Terreno, Construcción y Contingencias: Calculado como un 10 % del total de los ítems anteriores [55][70].

- Reemplazos: Se considera el reemplazo del stack de electrólisis y del lecho catalítico del sistema Haber-Bosch luego de 10 años de operación, por un costo equivalente al 40 y 30 % de sus respectivos CAPEX [69][70].

La capacidad del electrolizador depende del flujo de H₂ en toneladas por hora y del factor de consumo de electricidad. El flujo se determina según la producción anual de hidrógeno requerida ($Prod_{H_2}$) de acuerdo a los balances de masa presentados en la sección 3.1.4, y asumiendo un abastecimiento constante de energía que permite mantener una operación continua de 8.760 horas al año. Considerando además el factor de consumo eléctrico (FC) de este equipo presentado en la tabla 3.6, equivalente a una eficiencia del 70 %, la capacidad del electrolizador se determina según la ecuación 3.9.

$$Capacidad [MW] = \frac{Prod_{H_2} \left[\frac{ton}{h} \right]}{8.760} \cdot FC \left[\frac{MWh}{ton} \right] \quad (3.9)$$

Los costos referenciales obtenidos a partir de bibliografía para el cálculo del CAPEX se presentan en la tabla 3.9. Los precios en euros fueron convertidos a dólares considerando la tasa de cambio promedio del año de cotización (2018 - 2019, €1 = USD 1,15 [71])

Tabla 3.9: Precios referenciales usados para el cálculo del CAPEX

Equipo	Valor	Unidades	Fuentes
Electrolizador	425	€/kW	[55]
Sistema Haber-Bosch	3.395	USD/(kg NH ₃ /h)	[72]
Unidad de Separación de Aire	1,45	M€/((ton N ₂ /h)	[73]
Almacenamiento H ₂	670	USD/kg H ₂	[72]
Almacenamiento NH ₃	0,85	USD/kg NH ₃	[72]
Terreno, construcción y contingencias	10 %	CAPEX equipos	[70]

3.3.2.2. OPEX

En los estudios revisados, la estimación del OPEX se realiza principalmente en base al CAPEX de los equipos y el consumo de agua y electricidad. Para este cálculo, se consideran dentro de los costos de operación:

- Mano de obra y servicios de administración: Costo fijo para la contratación de personal.
- Insumos: Gastos en electricidad y agua de proceso, determinados por los factores de consumo eléctrico (tabla 3.6) y el precio estimado para Chile de las energías renovables y del agua desalada.
- Mantenimiento y Operación: Se consideran como el 2 % del CAPEX para los equipos de producción (electrolizador, sistema Haber-Bosch y separación criogénica) y 1 % del CAPEX para los equipos de almacenamiento de hidrógeno y amoníaco.

Los costos referenciales obtenidos a partir de bibliografía para el cálculo del OPEX se presentan en la tabla 3.10

Tabla 3.10: Precios referenciales usados para el cálculo del OPEX

Ítem	Valor	Unidades	Fuentes
Electricidad	31	USD/MWh	[28][69]
Agua Desalada	5	USD/ton	[74]
Mantenimiento y Operación equipos principales	2 %	CAPEX equipo	[69][72]
Almacenamiento	1 %	CAPEX equipo	[69][72]
Mano de obra	1.012.000	USD/año	[55]

3.3.3. Costo Nivelado del Amoniacio Verde

Para evaluar la viabilidad económica de la producción de amoniacio se determina el precio mínimo al cual debería venderse para suplir los costos de producción, conocido como Costo Nivelado del Amoniacio (LCOA). Este se calcula como la razón entre los costos de producción y la cantidad producida [75], tal como se describe en la ecuación 3.10.

$$LCOA = \frac{\text{Costos de producción}}{\text{Cantidad producida}} \quad (3.10)$$

Al considerar la producción a lo largo de un horizonte temporal, esta expresión es equivalente a igualar el costo actual neto de producción a los flujos de ingreso netos en el flujo de caja, obteniendo un Valor Actual Neto (VAN) igual a cero.

Para determinar el costo nivelado del amoniacio verde se realiza el cálculo de flujo de caja para el precio que obtiene un VAN = 0. Para esto se considera:

- Horizonte temporal de 20 años [70]
- Tasa de descuento de 8 % [70]
- Tasa de impuestos de 25 % [55]
- Depreciaciones de acuerdo a una vida útil de 30 años para todos los equipos [69][76], exceptuando el almacenamiento de hidrógeno que se considera de 20 años [76].
- Valor de reventa de equipos con vida útil al último período, que se asume como un 10 % extra sobre su valor libro al año 20.

El valor para el LCOA determinado a partir de este ejercicio se considera como el precio de venta de este insumo para la industria nacional de explosivos, donde se utiliza como materia prima para producir el nitrato de amonio. El detalle del flujo de caja desarrollado para obtener el VAN = 0 se presenta en el Anexo C.

3.3.4. Precio del Nitrato de Amonio

En la fabricación de explosivos, el precio del amoniaco es uno de los factores más relevantes para los costos de producción, por lo que se busca estudiar el efecto que tendría el LCOA calculado en el precio de venta del nitrato de amonio.

A partir de los resultados financieros reportados por Enaex entre los años 2016 y 2020 [77][78], donde se indican las ventas totales, ganancias netas, producción de nitrato de amonio y el precio promedio por año del amoniaco. Con estos datos se genera una estructura representativa de los costos del negocio, considerando una relación de Costos = Ingresos por ventas - Ganancia Neta. En base a esta relación, se identifica un margen de ganancia promedio de 11 % durante los años considerados, por lo que se considera que el restante 89 % corresponde a los costos totales.

Para determinar los costos asociados a la compra de amoniaco, se toma como referencia el valor por tonelada de este insumo. La cantidad de amoniaco consumida se calcula de acuerdo al balance de masa planteado en la sección 3.1.4 tomando como base la cantidad de nitrato de amonio producida por año. Con el gasto estimado en amoniaco, se determina que este ítem representa el 13 % de los costos totales.

Con estos datos se construye la estructura de costos presentada en la tabla 3.11. El detalle del cálculo de estos valores se presenta en el Anexo D.

Tabla 3.11: Estructura de costos para la producción de nitrato de amonio

Ganancia	11 %
Costos Totales	89 %
Amoniaco	13 %
Otros Costos	87 %
Ventas	100 %

En base a los valores promedio de ingresos por ventas y de producción de nitrato de amonio, se determina el precio de venta actual en el mercado (P_{NA}) según la ecuación 3.11.

$$P_{NA} = \frac{\text{Ingresos Totales [USD]}}{\text{Producción NA [ton]}} \quad (3.11)$$

Conociendo el ingreso por tonelada de producto, se determinan también la ganancia y los costos totales por tonelada de nitrato de amonio de acuerdo a la estructura de costos.

Para determinar el costo del nitrato de amonio producido con amoniaco verde, se mantiene fijo el margen de ganancia de 11 %. La composición del 89 % restante correspondiente a los costos se modifica según el nuevo precio del amoniaco. El ítem de Otros Costos mantiene su valor, asumiendo que solamente cambia el gasto en amoniaco. Este costo se calcula para los 0,46 ton de NH_3 que se necesitan para producir 1 ton de nitrato de amonio según el LCOA calculado. Conociendo los costos y el margen de ganancia esperado, se calcula el precio del nitrato de amonio producido con amoniaco verde.

Capítulo 4

Resultados

En este capítulo se exponen y analizan los resultados obtenidos para el cálculo de emisiones a partir de los balances de masa para cada caso de estudio, una estimación del potencial de reducción de emisiones de la minería, y la evaluación económica realizada para el escenario de producción descrito por el caso 3.

4.1. Balances de Masa

Para todos los casos definidos se considera el mismo nivel de producción anual de nitrato de amonio equivalente a 300.000 ton. Con esta base y los balances de masa planteados en la sección 3.1.4 se calculan todos los insumos de entrada y los productos de salida del proceso. Con la producción de cada etapa se calcula el consumo de electricidad de cada bloque según los factores presentados en la tabla 3.6.

En la tabla 4.1 se presenta el balance de masa para el proceso a partir de hidrógeno gris, correspondiente al caso 1. En la tabla 4.2 se muestran los balances de masa para la producción a partir de hidrógeno verde, que describe el proceso considerado en los casos 2 y 3. Estos dos casos presentan el mismo balance de masa pues se diferencian únicamente en la fuente de energía para el bloque 3, lo que no tiene efecto sobre estos resultados. Por las dos rutas de proceso se obtienen los mismos balances para los bloques 2 y 3, ya que consideran los mismos procesos. Así, para los 3 casos estudiados, la producción de 300.000 ton de nitrato de amonio requiere de 24.531 ton de hidrógeno y 113.626 ton de nitrógeno para obtener 138.160 ton de amoníaco. De esta cantidad se destinan 74.192 ton a la producción de 393.388 ton de ácido nítrico, las que se utilizan junto con las 63.967 restantes de amoníaco para obtener la producción deseada de nitrato de amonio.

En el caso 1, la etapa de reformado para obtener hidrógeno gris genera 220.783 ton de CO₂, lo que significa que se producen 0,73 ton de dióxido de carbono de manera directa por ton de nitrato de amonio. En este proceso se consume un total de 112.156 MWh, de los cuales el 70 % es para la producción de amoníaco (bloque 2), 17 % para producción de hidrógeno (bloque 1) y un 13 % para la producción de nitrato de amonio (bloque 3). El consumo de agua equivale a 0,9 ton por tonelada de nitrato de amonio, de los cuales el 71 % se utiliza para el vapor de reformado y un 29 % para la producción de ácido nítrico.

Tabla 4.1: Balance de masa y consumo eléctrico por bloque para la producción a partir de hidrógeno gris.

Entradas			Salidas		
Bloque 1: Producción de Hidrógeno (H₂)					
Metano	80.481	ton	Hidrógeno (H ₂)	24.531	ton
Agua	191.811	ton	Vapor	153.356	ton
Electricidad	18.535	MWh	Dióxido de Carbono (CO ₂)	220.783	ton
Bloque 2.A: Producción de Amoniac (NH₃)					
Nitrógeno (N ₂)	113.626	ton	Amoniac (NH ₃)	138.160	ton
Hidrógeno (H ₂)	24.531	ton			
Electricidad	59.815	MWh			
Bloque 2.B: Producción de Nitrógeno (N₂)					
Aire	345.199	ton	Nitrógeno (N ₂)	113.626	ton
Electricidad	18.990	MWh	Oxígeno (O ₂)	231.573	ton
Bloque 3.A: Producción de Nitrato de Amonio (NH₄NO₃)					
Amoniac (NH ₃)	63.967	ton	Vapor	157.055	ton
Ácido Nítrico 60 % (HNO ₃)	393.388	ton	Nitrato de Amonio (NH ₄ NO ₃)	300.000	ton
Electricidad	12.750	MWh			
Bloque 3.B: Producción de Ácido Nítrico (HNO₃)					
Amoniac (NH ₃)	74.192	ton	Ácido Nítrico 60 % (HNO ₃)	393.388	ton
Aire	1.488.723	ton	Gas de cola tratado	1.246.815	ton
Agua	77.298	ton	Óxido Nitroso (N ₂ O)	165	ton
Electricidad	2.065	MWh			
Consumo Eléctrico Total:			112.156 MWh		
Consumo Total de Agua:			269.109 ton		

En la producción de hidrógeno por electrólisis se generan 196.251 ton de oxígeno como único subproducto. Esta etapa requiere de 1.256.008 MWh, lo que representa el 93 % del consumo total de energía del proceso. El consumo de agua equivale a 1,5 ton por tonelada de nitrato de amonio, de las cuales el 83 % se utiliza en la electrólisis y el 17 % para la producción de ácido nítrico.

Tabla 4.2: Balance de masa y consumo eléctrico por bloque para la producción a partir de hidrógeno verde.

Entradas			Salidas		
Bloque 1: Producción de Hidrógeno (H₂)					
Agua	367.971	ton	Hidrógeno (H ₂)	24.531	ton
Electricidad	1.256.008	MWh	Oxígeno (O ₂)	196.251	ton
Bloque 2.A: Producción de Amoniac (NH₃)					
Nitrógeno (N ₂)	113.626	ton	Amoniac (NH ₃)	138.160	ton
Hidrógeno (H ₂)	24.531	ton			
Electricidad	59.815	MWh			
Bloque 2.B: Producción de Nitrógeno (N₂)					
Aire	345.199	ton	Nitrógeno (N ₂)	113.626	ton
Electricidad	18.990	MWh	Oxígeno (O ₂)	231.573	ton
Bloque 3.A: Producción de Nitrato de Amonio (NH₄NO₃)					
Amoniac (NH ₃)	63.967	ton	Vapor	157.055	ton
Ácido Nítrico 60 % (HNO ₃)	393.388	ton	Nitrato de Amonio (NH ₄ NO ₃)	300.000	ton
Electricidad	12.750	MWh			
Bloque 3.B: Producción de Ácido Nítrico (HNO₃)					
Amoniac (NH ₃)	74.192	ton	Ácido Nítrico 60 % (HNO ₃)	393.388	ton
Aire	1.488.723	ton	Gas de cola tratado	1.246.815	ton
Agua	77.298	ton	Óxido Nitroso (N ₂ O)	165	ton
Electricidad	2.065	MWh			
Consumo Eléctrico Total:			1.349.629		MWh
Consumo Total de Agua:			445.269		ton

A partir de estos resultados se observa que, en comparación, el hidrógeno verde utiliza 68 veces más energía que el hidrógeno gris, lo que genera un aumento de más del 1000 % en el consumo eléctrico total del proceso de producción de nitrato de amonio. El consumo de agua también aumenta en un 65 % al utilizarse como fuente de hidrógeno.

4.2. Emisiones por Caso

De acuerdo a los resultados de balance de masa y consumo eléctrico, se calculan las emisiones por alcance, el total de emisiones y la huella de carbono del nitrato de amonio para cada caso.

4.2.1. Caso 1: Producción Actual

En la tabla 4.3 se presentan los resultados para las emisiones del caso 1, considerando la producción de hidrógeno por reformado de metano con vapor. De acuerdo a este resultado, en la producción de 300.000 ton de nitrato de amonio se generan 368.159 tCO₂eq, lo que significa una huella de carbono del producto de 1.2 ton CO₂eq/tonNA.

Tabla 4.3: Emisiones y huella de carbono del nitrato de amonio para caso 1

Bloque	Producto	Alcance 1 [tCO ₂ eq]	Alcance 2 [tCO ₂ eq]	Alcance 3 [tCO ₂ eq]
1	Hidrógeno (H ₂)	220.783	8.375	14.065
2 A	Amoniaco (NH ₃)		27.027	9.419
2 B	Nitrógeno (N ₂)		8.581	
3 A	Nitrato de Amonio (NH ₄ NO ₃)		4.981	24.885
3 B	Ácido Nítrico (HNO ₃)	49.236	807	
Total por Alcance		270.019	49.771	48.369
Emisiones Totales		368.159		
Huella de Carbono		1,2 tCO₂eq/ton NA		

De los resultados se observa que la fuente de emisiones más grande del proceso es la producción de hidrógeno por reformado de metano (bloque 1). Como se muestra en la gráfica de la figura 4.1, esta etapa representa el 66 % de las emisiones totales del proceso considerando los 3 alcances. A partir de estos resultados se comprueba que el reformado de gas para obtener hidrógeno es la etapa más crítica del proceso en términos de emisiones, por lo que para disminuir la huella de carbono del nitrato de amonio se tendría que considerar cambiar este mecanismo de producción.

Distribución de Emisiones por Proceso

Caso 1

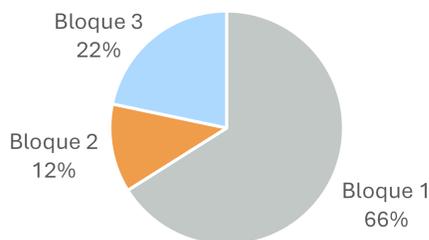


Figura 4.1: Distribución de emisiones por proceso para el caso 1

Como se puede ver en la gráfica de la figura 4.2, el 73 % de las emisiones proviene de fuentes directas (alcance 1), las que incluyen el CO₂ generado por el reformado y quema de metano y las trazas de N₂O en el gas de cola de la producción de ácido nítrico. Como se observa en la figura 4.3, entre las fuentes directas la producción de hidrógeno también es la más relevante, pues representa el 82 % de todo el alcance 1. Este resultado ratifica la necesidad de considerar no solo mecanismos de producción diferentes, si no que también fuentes de hidrógeno que no contengan carbono como es el caso del metano. Esto posiciona al hidrógeno verde como una alternativa prometedora, pues al obtener el hidrógeno a partir del agua no hay carbono en las corrientes del proceso.

Distribución de Emisiones por Alcance

Caso 1

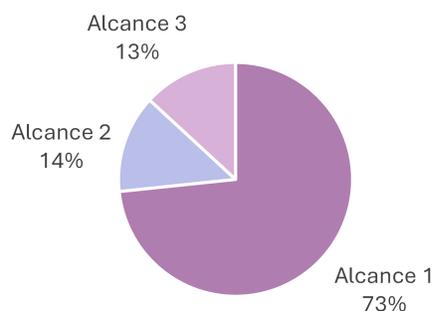


Figura 4.2: Distribución de emisiones por alcance para el caso 1

Aún considerando mecanismos de abatimiento de N_2O en la producción de ácido nítrico, las trazas equivalentes a 100 ppvm significan un aporte del 18 % de las emisiones de alcance 1, pues este es un GEI con un alto potencial de calentamiento global (GWP). Para disminuir esta fuente se requieren catalizadores que maximicen la selectividad en la oxidación del amoníaco, disminuyendo la formación de N_2O , y sistemas de abatimiento eficientes para la destrucción del óxido nitroso que se produzca de forma indeseada. Considerando las mejores tecnologías disponibles, las concentraciones de óxido nitroso más bajas obtenidas en el gas de cola del HNO_3 se acercan a las 30 ppvm [39], por lo que la posibilidad de reducir esta fuente directa de emisiones es limitada.

Emisiones de Alcance 1 por Proceso

Caso 1

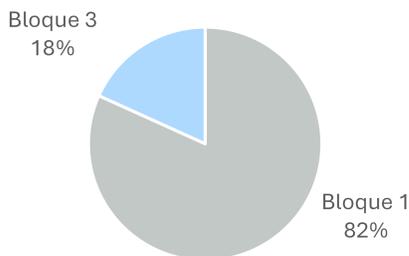


Figura 4.3: Distribución de emisiones de alcance 1 para el caso 1

En la gráfica de figura 4.4 se muestra la distribución por proceso para las emisiones de alcance 2. Como se puede observar, el 71 % de las emisiones por consumo de energía provienen del proceso Haber-Bosch para obtener amoníaco, lo cual es esperable dado el consumo eléctrico requerido para esta etapa. La producción de amoníaco involucra equipos de alto consumo energético para alcanzar las presiones y temperaturas requeridas, lo que genera que esta sección del proceso tenga emisiones de alcance 2 significativamente más altas que las demás etapas.

Emisiones de Alcance 2 por Proceso

Caso 1

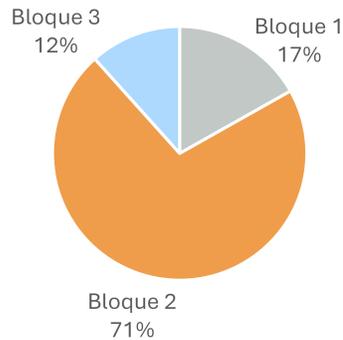


Figura 4.4: Distribución de emisiones de alcance 2 para el caso 1

En el alcance 3 se consideran las emisiones por el uso de metano como insumo de acuerdo a su factor de emisión, lo que representa el 29 % de acuerdo a la gráfica presentada en la figura 4.5. Esta fuente podría eliminarse por completo al prescindir de este insumo en la producción de hidrógeno verde. Las emisiones asociadas al transporte provienen principalmente de la distribución del nitrato de amonio hasta las faenas mineras, ya que el factor de emisiones de este medio de transporte es más alto y la cantidad a transportar es mayor que la de amoniaco, generando un mayor nivel de emisiones.

Emisiones de Alcance 3 por Proceso

Caso 1

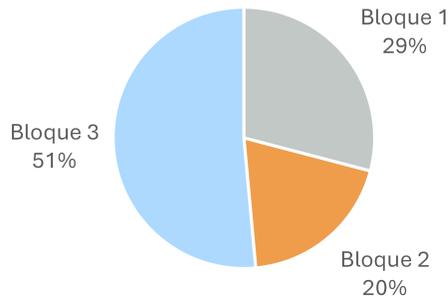


Figura 4.5: Distribución de emisiones de alcance 3 para el caso 1

La huella de carbono obtenida para este proceso es comparable con el valor reportado por la Unión Europea, donde la producción de nitrato de amonio tiene una huella de carbono de 1,11 kgCO₂eq/kgNA [79]. Este se encuentra dentro de los valores más bajos reportados por región, considerando que en Norteamérica la huella de carbono es de 2,25 kgCO₂eq/kgNA, en Rusia es de 2,38 kgCO₂eq/kgNA, y en China llega a 2.84 kgCO₂eq/kgNA. El resultado obtenido se atribuye principalmente a dos factores:

- Las simplificaciones tomadas para el cálculo de balance de masa, como la composición del gas natural (100 % CH₄ vs. composición real cercana al 90 %) y las conversiones completas de reactivos en las reacciones de reformado.

- Los datos tomados para el cálculo, como factores de consumo eléctrico y rendimientos de producción, obtenidos principalmente de referencias en Mejores Técnicas Disponibles (BAT) [39].

Con estas consideraciones se explica que el valor obtenido para la huella de carbono se acerque al nivel de la Unión Europea, donde las regulaciones ambientales más estrictas suponen una limitación a las emisiones generadas en los procesos productivos, la matriz energética es más limpia que en otras regiones, y cuenta con acceso a las mejores tecnologías disponibles. Por lo tanto, la huella de carbono calculada de 1,2 tCO₂eq se puede considerar como un valor mínimo o base en la producción de nitrato de amonio con hidrógeno de reformado con vapor, considerando un proceso altamente ideal y optimizado. Para fines de estimaciones reales, este valor probablemente sería una subestimación de las emisiones de un proceso de producción de nitrato de amonio.

4.2.2. Caso 2: Máxima Reducción de Emisiones

En la tabla 4.4 se presentan los resultados para las emisiones del caso 2, considerando la producción de hidrógeno por electrólisis del agua. De acuerdo a este resultado, en la producción de 300.000 ton de nitrato de amonio se generan 74.122 tCO₂eq, lo que significa una huella de carbono para el producto de 0,2 ton CO₂eq/tonNA.

Tabla 4.4: Emisiones y huella de carbono del nitrato de amonio para caso 2

Bloque	Producto	Alcance 1 [tCO ₂ eq]	Alcance 2 [tCO ₂ eq]	Alcance 3 [tCO ₂ eq]
1	Hidrógeno (H ₂)			
2 A	Amoniaco (NH ₃)			
2 B	Nitrógeno (N ₂)			
3 A	Nitrato de Amonio (NH ₄ NO ₃)			24.885
3 B	Ácido Nítrico (HNO ₃)	49.236		
Total por Alcance		49.236		24.885
Emisiones Totales		74.122		
Huella de Carbono		0,2 tCO₂eq/ton NA		

Para plantear este segundo caso se han tomado supuestos que permiten eliminar gran parte de las fuentes de emisiones que se consideraron en el caso anterior. La electrólisis del agua para obtener hidrógeno no genera ningún tipo de emisión directa ni requiere de insumos con un factor de emisiones asociado. Al asumir un abastecimiento completo de energía limpia, no existen emisiones de alcance 2, y al considerar una única ubicación para todas las instalaciones, no se necesita transportar el amoniaco. Las únicas fuentes de emisiones que se mantienen son los residuos de óxido nitroso de la producción de ácido nítrico, y la distribución del nitrato de amonio hasta las faenas mineras. Como se muestra en la figura 4.6, las emisiones de alcance 1 representan el 66 % del total, lo que indica que las emisiones directas de este residuo son incluso más críticas que las emisiones por el transporte del producto final.

Distribución de Emisiones por Alcance

Caso 2

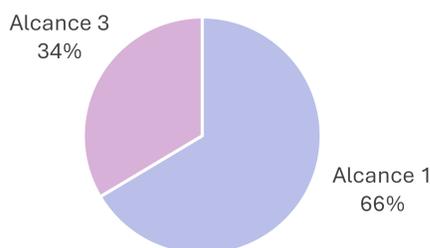


Figura 4.6: Distribución de emisiones por alcance para el caso 2

A pesar que la huella de carbono que se obtiene es baja, no se puede decir que este proceso y el nitrato de amonio producido sean carbono neutrales. Particularmente, teniendo en consideración que aún existen emisiones directas equivalentes a casi 50.000 ton de CO₂. Este se considera como el punto de máxima reducción de emisiones con las tecnologías disponibles actualmente para producir nitrato de amonio, aunque teniendo en cuenta que existen emisiones no contabilizadas, la cifra real podría ser más alta.

En comparación con el caso 1, este escenario logra una reducción del nivel de emisiones de 294.038 tCO₂eq, es decir un 80 % menos de emisiones. Esto equivale a 1 tCO₂eq menos por tonelada de nitrato de amonio.

4.2.3. Caso 3: Producción de Amoniac Verde para la industria nacional de explosivos

En la tabla 4.5 se presentan los resultados para las emisiones del caso 3, considerando la producción de hidrógeno por electrólisis del agua. De acuerdo a este resultado, en la producción de 300.000 ton de nitrato de amonio se generan 82.427 tCO₂eq, lo que significa una huella de carbono para el producto de 0,3 ton CO₂eq/tonNA.

Tabla 4.5: Emisiones y huella de carbono del nitrato de amonio para caso 3

Bloque	Producto	Alcance 1 [tCO ₂ eq]	Alcance 2 [tCO ₂ eq]	Alcance 3 [tCO ₂ eq]
1	Hidrógeno (H ₂)			
2 A	Amoniac (NH ₃)			2.517
2 B	Nitrógeno (N ₂)			
3 A	Nitrato de Amonio (NH ₄ NO ₃)		4.981	24.885
3 B	Ácido Nítrico (HNO ₃)	49.236	807	
Total por Alcance		49.236	5.788	27.402
Emisiones Totales		82.427		
Huella de Carbono		0,3 tCO₂eq/ton NA		

Este caso plantea un escenario donde se produce hidrógeno y amoníaco verde a partir de energías renovables en el norte de Chile, funcionando como proveedor para la producción nacional de explosivos. Esto supone que para los primeros dos bloques del proceso no existen emisiones de alcance 1 y 2, y como fuente de alcance 3 solo se tiene el transporte de amoníaco hasta la fábrica de explosivos. En este caso, la distancia que debe recorrer el amoníaco es menor que en el caso 1, por lo que las emisiones generadas son menores. En el bloque 3 se consideran emisiones por el uso de energía desde la matriz, las emisiones directas de óxido nitroso residual y el transporte del nitrato de amonio hasta las faenas mineras.

En la figura 4.7 se muestra la gráfica de distribución por alcance, donde se puede ver que el alcance 1, a pesar de sólo estar compuesto por trazas residuales de N_2O , representa el 60 % de las emisiones totales. Esto reafirma la importancia de contabilizar estas emisiones a pesar de que su cantidad parezca despreciable, como en este proceso donde solo se producen 0.6 kg de óxido nitroso por ton de nitrato de amonio. De esta gráfica también se puede apreciar que el consumo de energía genera solo un 7 % de las emisiones totales, dado por el bajo consumo eléctrico que requiere el tercer bloque del proceso.

Distribución de Emisiones por Alcance

Caso 3

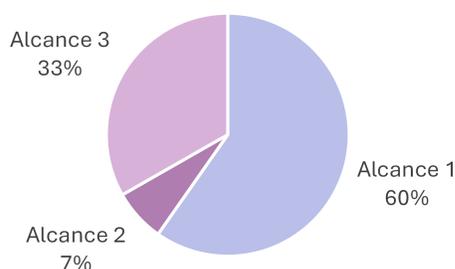


Figura 4.7: Distribución de emisiones por alcance para el caso 3

Habiendo eliminado las principales fuentes de emisiones en la producción de hidrógeno y amoníaco, la producción del nitrato de amonio es responsable por el 97 % de las emisiones de este caso, tal como se muestra en la gráfica de la figura 4.8. El 3 % restante corresponde al transporte del amoníaco, considerado como parte del bloque 2.

Distribución de Emisiones por Proceso

Caso 3

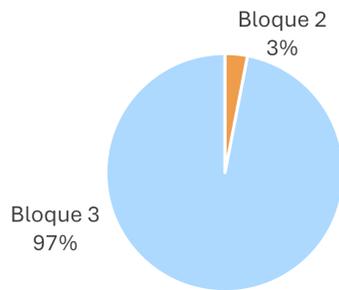


Figura 4.8: Distribución de emisiones por proceso para el caso 3

Dentro del alcance 3 se incluyen el transporte de amoníaco y nitrato de amonio. Como se puede ver en la figura 4.9, el 91 % de estas emisiones corresponden a la distribución del producto final, ya que se transporta en mayor cantidad que el amoníaco y recorre una mayor distancia.

Emisiones de Alcance 3 por Proceso

Caso 3

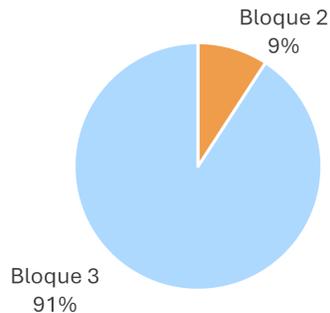


Figura 4.9: Distribución de emisiones de alcance 3 para el caso 3

Con la configuración descrita en este caso se logra llegar a un nivel de emisiones muy cercano al escenario de máxima reducción, produciéndose solamente un 11 % más que en el caso 2. Esto genera que las huellas de carbono obtenidas para cada caso se diferencien por apenas una décima. Este resultado muestra que las primeras dos secciones del proceso de producción de nitrato de amonio son las más críticas en términos de emisiones, y por lo tanto reemplazar las importaciones de amoníaco por producción local verde para proveer a los actuales fabricantes de explosivos es prácticamente igual de efectivo para reducir las emisiones que una instalación nueva para todo el proceso abastecida por energía limpia.

En comparación con el caso 1, este escenario logra una reducción del nivel de emisiones de 285.732 tCO₂eq, es decir un 77 % menos de emisiones. Esto equivale a 0,9 tCO₂eq menos por tonelada de nitrato de amonio.

4.3. Reducción de Emisiones en Minería

Considerando las emisiones del año 2019 calculadas para la minería del cobre [26] y las reducciones alcanzadas en los casos 2 y 3, se obtienen las disminuciones porcentuales en los niveles de emisiones de la minería, presentadas en la tabla 4.6. Para ambos casos la cantidad de emisiones reducida es similar, por lo que se observa que tendrían el mismo efecto sobre las cifras del sector, reduciendo las emisiones totales en un 1%, equivalente a una disminución del 2% de las emisiones de alcance 3 y al 4% de las emisiones asociadas el uso de insumos.

Tabla 4.6: Reducción potencial de las emisiones de la minería por caso

Emisiones Minería 2019[26]	Valor [tCO₂eq]	Reducción en Caso 2	Reducción en Caso 3
Total	28.520.000	1 %	1 %
Alcance 3	13.820.000	2 %	2 %
Insumos	7.611.044	4 %	4 %

De acuerdo a las estimaciones realizadas por C. Araya [26], las emisiones asociadas al uso de explosivos en minería equivalen a 1.250.913 tCO₂eq. Esta cifra es considerablemente mayor a la obtenida para el caso 1 de 368.159 tCO₂eq, el cual busca representar la situación actual de consumo de explosivos. Se cree que en este trabajo, el resultado obtenido para las emisiones de la producción de nitrato de amonio podrían estar subestimadas. Esto se debería, en principio, a que el cálculo de emisiones se realizó principalmente de acuerdo a los balances de masa, sin incorporar elementos que representen más realísticamente las condiciones de operación en plantas de procesos tan complejas como las estudiadas. Se debe considerar también que solo se incluyeron 2 de las categorías del alcance 3, y no se considera un factor de emisión para el agua consumida, por lo que existen emisiones indirectas no contabilizadas. Sin embargo, se cree que el factor más determinante en la diferencia obtenida como nivel actual de emisiones sería la subestimación de la demanda de nitrato de amonio. Al no contar directamente con datos de demanda de explosivos, se realizó una estimación gruesa de 300.000 ton al año, las que podrían en realidad estar por debajo del consumo actual de explosivos en la minería del cobre. La metodología utilizada para este cálculo se basó en la cantidad de cobre producido a nivel nacional, considerando solo el uso de explosivos para obtener el material a tratar en el proceso de recuperación del cobre fino. Esto excluye el uso de explosivos para remover materiales sin ley de cobre, como es el estéril que se ubica sobre los yacimiento o la voladura de terrenos para la construcción de infraestructura como canales o tranques. Por lo tanto, los niveles de emisiones estarían subestimados directamente por una subestimación del nivel de producción requerido.

A modo de ejercicio, se realiza una estimación de las emisiones por caso considerando una producción anual de 745.000 ton de nitrato de amonio, cifra correspondiente a la producción de ENAEX durante el año 2021 [78]. De acuerdo al cálculo descrito en el Anexo E, para este nivel de producción se obtiene un total de emisiones en el caso 1 de 914.262 tCO₂eq, lo que se acerca considerablemente a la estimación realizada por C. Araya. El aumento de la cantidad producida genera también un aumento directo del nivel de emisiones en todos los casos, sin embargo, la diferencia al comparar entre el uso de hidrógeno gris e hidrógeno verde también aumenta sustantivamente.

Considerando los niveles de emisiones calculados para cada caso, la potencial reducción en las cifras asociadas a insumos, alcance 3 y el total de emisiones de la minería se presenta en la tabla 4.7.

Tabla 4.7: Reducción potencial de las emisiones de la minería por caso para la producción de 745.000 ton/año de nitrato de amonio.

Emisiones Minería 2019[26]	Valor [tCO₂eq]	Reducción en Caso 2	Reducción en Caso 3
Total	28.520.000	3 %	2 %
Alcance 3	13.820.000	5 %	5 %
Insumos	7.611.044	10 %	9 %

Este ejercicio permite suponer que el nivel de demanda de nitrato de amonio se encuentra en realidad en torno a las 745.000 ton/año. Por lo tanto, el potencial de reducción encontrado de acuerdo a la estimación original podría en realidad ser mayor. En base a este análisis, se puede considerar que el uso de hidrógeno verde para la producción de nitrato de amonio permitiría reducir las emisiones asociadas a insumos en al menos un 4 %, de acuerdo a la estimación original, pudiendo llegar incluso a una reducción de un 10 %. De la misma forma, el alcance 3 podría reducirse entre un 2 a 5 % y el total de emisiones de la minería disminuiría entre un 1 y un 3 %.

Finalmente, cabe mencionar que gran parte de las suposiciones tomadas para la descripción del proceso y algunos parámetros de referencia fueron obtenidos desde la información disponible de la empresa ENAEX, ya que al ser el mayor productor de explosivos de Chile se considera como un caso representativo de las condiciones actuales. De acuerdo a su reporte del año 2021 [78], teniendo una producción de nitrato de amonio de 745.000 ton su huella de carbono como empresa fue de 921.000 tCO₂eq. Contabilizando todas las emisiones de la empresa en base al nitrato de amonio producido, este producto tendría una huella de carbono de 1,24 tCO₂eq/tonNA. Esto hace suponer que si bien el valor calculado para la huella de carbono de este producto es bajo en comparación a otros valores reportados, si podría ser representativo para la producción de nitrato de amonio en Chile.

4.4. Evaluación Económica

En base a los resultados obtenidos del balance de masa del caso 3, se realiza la evaluación económica para la instalación de una planta para producir 24.531 toneladas de hidrógeno verde por electrólisis y 138.160 toneladas de amoniaco verde mediante el proceso Haber-Bosch, a partir del cual se determina el costo nivelado del amoniaco verde (LCOA).

4.4.1. Costos de Producción

4.4.1.1. CAPEX

De acuerdo a la ecuación 3.9, se determina la capacidad del electrolizador según se muestra en la tabla 4.8. El resultado se aproxima para simplicidad de los cálculos a una capacidad nominal del equipo de 150 MW.

Tabla 4.8: Capacidad del Electrolizador

Capacidad del Electrolizador		
Producción de H ₂ V	24.531	ton/año
Horas de operación	8.760	h/año
Flujo de H ₂ V	2,8	ton/hora
Consumo eléctrico	51,2	MWh/ton H ₂
Capacidad (calculada)	143,4	MW
Capacidad Electrolizador	150	MW

En la tabla 4.9 se presentan los costos de inversión y resultado del CAPEX para la producción de hidrógeno y amoníaco verde:

Tabla 4.9: Costos de Inversión (CAPEX)

Equipo	Costo [USD]
Electrolizador PEM	73.312.500
Sistema Haber-Bosch	53.544.710
Unidad de Separación de Aire	21.629.093
Almacenamiento H ₂	27.018.157
Almacenamiento NH ₃	8.500.000
Terreno, construcción y contingencias (10 %)	18.400.446
CAPEX	202.404.906

El electrolizador PEM es el equipo más costoso en términos de inversión, representando el 40 % del gasto en equipos y un 36 % del CAPEX total. Este resultado coincide con lo reportado en literatura [72], donde el costo del electrolizador suele representar entre 30 y 50 % del CAPEX total. Esto se debe a que la tecnología de electrólisis con membrana de intercambio de protones se encuentra en fase de desarrollo y sus costos aún son elevados, sobre todo considerando que se utilizan metales preciosos como el platino e iridio para recubrir los electrodos. Se estima que el precio de los electrolizadores PEM se reducirá considerablemente durante los próximos años, pudiendo alcanzar los 130 USD/kW al año 2050 [80]. Los equipos para el proceso Haber-Bosch también representan una fracción importante del CAPEX, ya que por las altas presiones y temperaturas de operación se requieren equipos costosos. Sin embargo, la tecnología de producción de amoníaco por el sistema Haber-Bosch está altamente optimizada y no presenta mayores opciones de reducción de costos. Por lo tanto, las posibilidades de reducir el CAPEX dependen principalmente de la tecnología de producción de hidrógeno.

4.4.1.2. OPEX

En la tabla 4.10 se presentan los costos de operación y resultado del OPEX para la producción de hidrógeno y amoníaco verde:

Tabla 4.10: Costos de Operación (OPEX)

Ítem	Costo [USD]
Costos fijos	
Mano de obra y administración	1.012.000
Insumos	
Electricidad	41.779.673
Agua Desalada	2.226.344
Operación y Mantenimiento	
Electrolizador	1.466.250
Haber-Bosch	1.070.894
Sep. Criogénica	432.582
Almacenamiento H ₂	270.182
Almacenamiento NH ₃	85.000
OPEX	48.342.925

A partir de estos resultados, se identifica que el costo de operación más relevante en la producción de amoniaco verde es la electricidad limpia. Solo este insumo representa el 86 % del total del OPEX. De acuerdo a los resultados presentados en la sección 4.1, el 93 % de la electricidad consumida en el proceso se utiliza para la electrólisis, por lo que la producción de hidrógeno considerando también almacenamiento y mantenimiento es responsable por el 85 % de los costos de operación. La posibilidad de disminuir el consumo de energía en el módulo de electrólisis es limitada, pues si bien con el desarrollo de nuevas tecnologías la eficiencia podría aumentar, actualmente ya se alcanzan niveles entre 70 a 75 % quedando poco margen de mejora. El factor más relevante para lograr una disminución considerable del OPEX es el precio de las energías limpias, que hoy en Chile tienen un costo nivelado entre los 30 a 40 USD/MWh [28][69]. De forma similar a lo que ocurre con el electrolizador PEM, el costo de producción de la energía solar y eólica depende de las tecnologías disponibles. Por lo tanto, los costos de operación para producir amoniaco verde estarán sujetos a la evolución de los sistemas de generación eléctrica renovable, en la medida que puedan reducir sus propios costos y obtener un costo nivelado de la electricidad cada vez más bajo.

La materia prima principal para obtener hidrógeno, el agua, representa tan solo el 5 % de los costos de operación. Este resultado reafirma la aproximación tomada en algunos estudios donde se desprecia el gasto en agua para la electrólisis [69]. Para este cálculo se consideró un precio de 5 USD/m³ para el agua desalada “puesta en la mina”, es decir que incluye los costos de bombeo y elevación hasta la altura de las faenas. Este sería un precio relativamente alto a pagar por agua de proceso, considerando que el metro cúbico de agua potable en la región de Antofagasta tiene un precio de CLP 1.646 equivalentes a USD 1,77 [81], y que la planta podría ubicarse a baja altura. De acuerdo a estos resultados, la combinación de procesos de desalación de agua y electrólisis podría ser beneficiosa para evitar el consumo de aguas continentales en zonas de escasez hídrica, sin que esto signifique aumentar los costos de producción del hidrógeno y el amoniaco.

4.4.2. Costo nivelado del Amoniaco Verde

En la tabla 4.11 se presenta un resumen del flujo de caja calculado, desde el cual se obtiene un costo nivelado del amoniaco verde de 554 USD/ton. El flujo de caja completo se presenta en el Anexo C.

Tabla 4.11: Parámetros principales del flujo de caja y resultado del costo nivelado del amoniaco (LCOA)

Resumen del Flujo de Caja	
Años de evaluación	20
TIR	8 %
VAN [USD]	0
Producción Anual de NH ₃ [ton]	138.160
Costo nivelado del NH ₃ (LCOA) [USD/ton]	554

El valor calculado se acerca a estimaciones hechas para el LCOA producido en el norte de Chile (483 USD/ton [69]). Para otros lugares del mundo, se encuentran valores para el costo nivelado del amoniaco entre los 473 a 820 USD/ton [72][76]. En la figura 4.10 se presenta una gráfica temporal del precio del amoniaco [77][78] en la que se compara con el LCOA obtenido. Como se puede observar, durante los últimos 11 años el precio de este producto ha sufrido variaciones importantes tanto al alza como a la baja, fluctuando entre un mínimo de 234 hasta un máximo de 593 USD/ton. Si se considera el bajo nivel al que se mantuvo entre los años 2016 y 2020, con un precio promedio de 270 USD/ton, la tonelada de amoniaco verde costaría el doble que la de amoniaco gris.

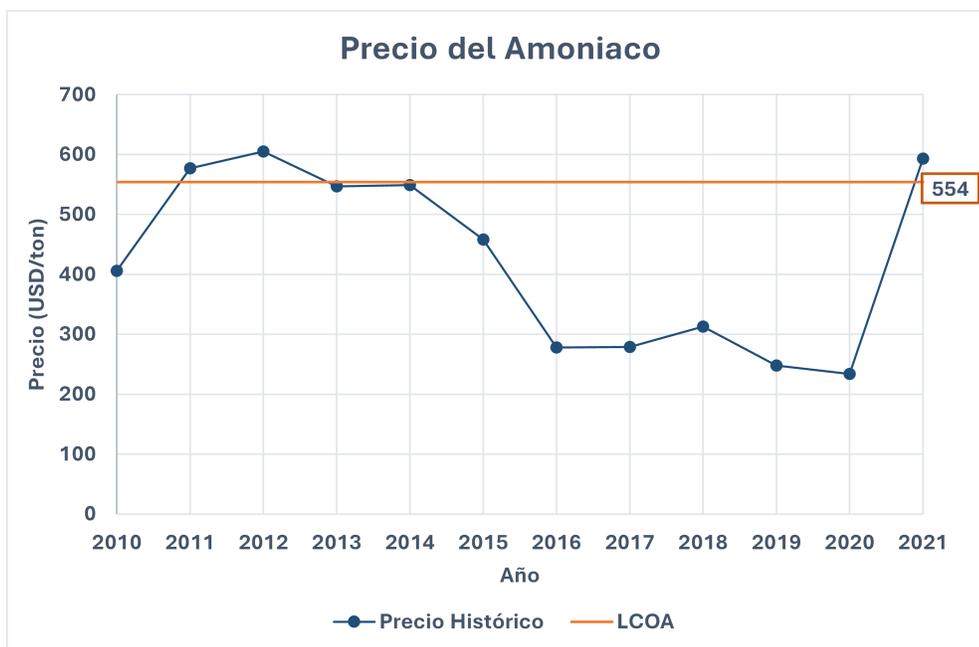


Figura 4.10: Precios históricos del NH₃ [77][78] y precio nivelado (LCOA)

La volatilidad del precio del amoniaco se debe a que es altamente sensible a las condiciones de los mercados internacionales del petróleo y el gas natural. Es por esto que en 2021, debido al alza inflacionaria a nivel mundial sumado a factores como el conflicto entre Rusia y Ucrania,

el precio del amoniaco alcanzó los 593 USD/ton, revirtiendo en un año una tendencia a la baja observada desde el año 2012. Durante el transcurso de 2022, la tendencia al alza continuó hasta por sobre los 1.600 USD/ton, manteniéndose en los últimos meses por sobre los 1.000 USD/ton [82][83]. Si continúa esta tendencia en el futuro, el LCOA calculado indicaría que el amoniaco verde podría competir en el mercado nacional contra el amoniaco gris importado, ya que se comercializaría por un precio menor y no estaría sometido a las mismas fluctuaciones de precio al no depender del gas natural como materia prima.

4.4.3. Precio del Nitrato de Amonio

De acuerdo a los datos de ingresos por ventas y producción de nitrato de amonio entre 2016 y 2020, se determina un precio promedio para este producto equivalente a 1.068 USD/ton. Considerando este valor como ingreso por venta, los costos por tonelada de NH_4NO_3 se presentan en la tabla 4.12. Considerando el mismo margen de ganancia y manteniendo el valor de los demás costos, se estima que el precio del nitrato producido con hidrógeno verde sería 1.214 USD/ton.

Tabla 4.12: Precios del nitrato de amonio según precio del amoniaco

Precio del Amoniac [USD/ton NH_3]	270		554	
Ganancia [USD/ton NA]	116	11 %	132	11 %
Costos Totales [USD/ton NA]	952	89 %	1.082	89 %
Amoniac [USD/ton NA]	125	13 %	255	24 %
Otros Costos [USD/ton NA]	827	87 %	827	76 %
Precio del Nitrato de Amonio [USD/ton NA]	1.068	100 %	1.214	100 %

A pesar de que el amoniaco verde costaría el doble que el promedio estimado para el amoniaco gris, este costo significa un aumento porcentual de un 14 % en el precio del nitrato de amonio. Considerando la estructura de costos, su precio varía linealmente de acuerdo LCOA, como se puede observar en el gráfico de la figura 4.11. Considerando una variación en el precio del amoniaco entre los 300 y 800 USD/ton, el precio del nitrato de amonio se mantiene entre los 1.000 y 1.350 USD/ton. A partir de estos resultados, se puede determinar que el LCOA calculado mantendría el valor de la tonelada de nitrato de amonio dentro de sus precios actuales, incluso si este costo fuese más alto de lo estimado.

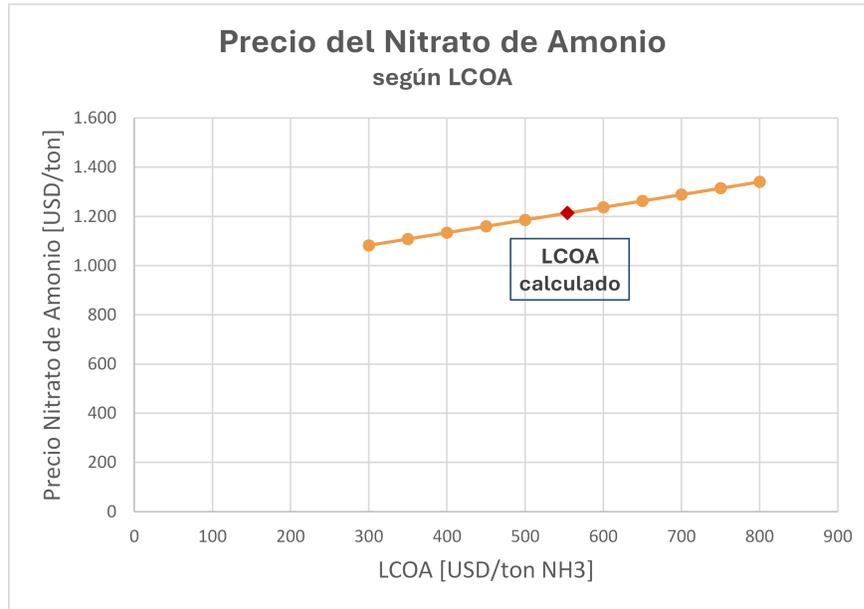


Figura 4.11: Variación del precio del nitrato de amonio según el LCOA

La industria de explosivos, al estar expuesta a la volatilidad del precio del amoniaco, incorpora cláusulas de indexación al precio de este insumo en los contratos suscritos con sus clientes [84]. El efecto de esta medida se puede observar en el gráfico presentado en la figura 4.12, donde se observa que si bien la producción de nitrato de amonio se ha mantenido relativamente constante, los ingresos por ventas han sufrido casi las mismas fluctuaciones que el precio del amoniaco. Descontando las ganancias netas de cada año, se observa que los costos también presentan este comportamiento, manteniendo el margen de ganancia respecto a las ventas.

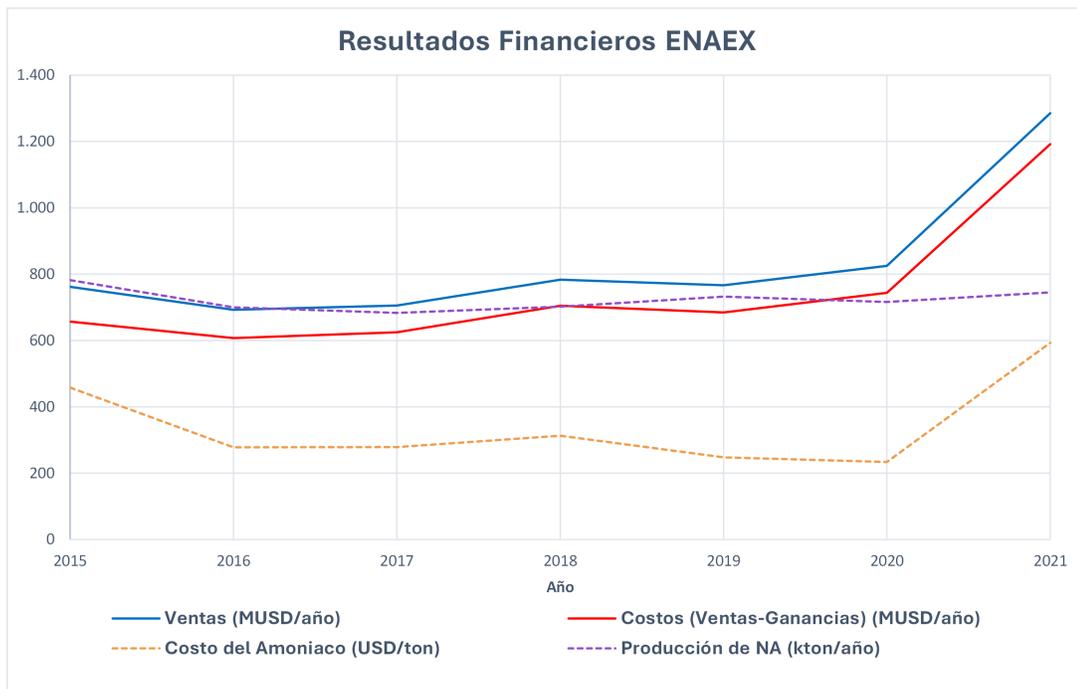


Figura 4.12: Resultados financieros de Enaex [77][78]

Considerando los resultados obtenidos, la producción de nitrato de amonio a partir de amoniaco verde es económicamente viable y no alteraría significativamente las condiciones del mercado de explosivos. Considerando el costo nivelado calculado en este trabajo y los reportados por otros estudios, el precio del amoniaco verde puede ser incorporado en los costos de producción de la industria de explosivos bajo las mismas condiciones actuales sin provocar una fluctuación importante en su valor de venta. Teniendo en cuenta que hoy el precio del amoniaco transado en los mercados internacionales se ha disparado, la producción local a partir de hidrógeno verde podría ofrecer precios incluso menores, teniendo además la ventaja de no estar sometido a la volatilidad del mercado de combustibles fósiles.

Capítulo 5

Conclusiones

La minería chilena se enfrenta al desafío imperante de disminuir sus emisiones de gases de efecto invernadero, para lo cual se están desarrollando planes y estrategias con miras a alcanzar la carbono neutralidad al año 2050. Esta meta es ambiciosa y requiere de cambios sustanciales no solo en la propia industria minera, si no que también en el sector energético y en las diversas actividades productivas que sustentan la producción de cobre del país. La minería debe responder por el alcance completo de sus emisiones, por lo que los insumos producidos con menores tasas de emisión presentan la posibilidad de ayudar en las metas de descarbonización del sector.

En este trabajo se ha estudiado la ruta de proceso para la producción de nitrato de amonio, insumo principal en la fabricación de explosivos industriales utilizados para la tronadura en la minería del cobre. Este proceso comienza con la producción de hidrógeno, el que típicamente se produce a partir de gas metano mediante un proceso de reformado con vapor. El hidrógeno reacciona con nitrógeno separado del aire para producir amoniaco por el proceso Haber-Bosch, donde los gases reaccionan en un reactor catalítico a alta temperatura y presión para favorecer la formación de producto. Una fracción de este insumo se destina a producir ácido nítrico, el que reacciona con el resto del amoniaco para obtener una solución concentrada de nitrato de amonio desde la que se obtienen *prills* o gránulos sólidos. Estos gránulos se utilizan mezclados con hidrocarburos para generar explosivos. Se estima que la demanda de nitrato de amonio para esta aplicación es del orden de 300.000 toneladas al año, para lo cual se calcula que se necesitan aproximadamente 25.000 ton de hidrógeno para producir 114.000 ton de amoniaco.

Para estudiar las emisiones de esta ruta de producción de nitrato de amonio se identifican distintas fuentes alcance 1, 2 y 3, incluyendo la generación directa de GEI, el consumo de electricidad, la adquisición de insumos y el transporte de productos. De acuerdo a los resultados obtenidos, la etapa más crítica de este proceso es la producción de hidrógeno por reformado con vapor, ya que este proceso es responsable por el 66 % de las emisiones totales de la producción de nitrato de amonio. El CO₂ generado por la combustión y reformado del gas natural representa el 82 % de las emisiones directas del proceso, mientras que el resto corresponde a emisiones residuales de N₂O. Este gas se forma de manera indeseada en la producción de ácido nítrico, y aunque se estima que su concentración en el gas de salida es de solo 100 ppvm, el alto potencial de calentamiento global de este GEI lo vuelve una fuente de emisiones necesaria de considerar. Para la producción de 300.000 ton de nitrato de

amonio por esta ruta, se estima que las emisiones totales serían cerca de 370.000 tCO₂eq, lo que significa una huella de carbono para el producto de 1,2 tCO₂eq. Esta huella podría ser incluso más alta considerando procesos productivos reales, ya que se encuentra dentro del rango más bajo reportado en bibliografía para el nitrato de amonio [79]. Considerando que la etapa de producción de hidrógeno es la más crítica en términos de emisiones, se hace una comparación con otro mecanismo de producción de hidrógeno: la electrólisis.

Se considera que por la separación del agua mediante electrólisis se obtiene hidrógeno verde. Este producto tiene potencial de ser carbono neutral ya que no genera emisiones directas de GEI, y si es abastecida por energías limpias tampoco genera emisiones indirectas por el uso de la matriz eléctrica. Es por esto que se considera como una opción para disminuir la huella de carbono del nitrato de amonio, y por consiguiente, las emisiones de alcance 3 de la minería.

Configurando un proceso para las mismas 300.000 ton de nitrato de amonio a partir de hidrógeno verde, y eliminando la mayor cantidad de fuentes de emisiones posibles asumiendo un consumo exclusivo de energía limpia, se logra una reducción del 80 % respecto al caso anterior, llegando a un total 74.122 tCO₂eq. Se deduce de este resultado que el nitrato de amonio tiene una huella de carbono mínima de al menos 0,2 tCO₂eq/ton NA, por lo tanto no se puede decir que este sea un producto carbono neutral, ya que no se eliminan las emisiones de óxido nitroso y se contabilizan las emisiones por el transporte del producto final. Se estudia además un tercer caso en el que se produce hidrógeno y amoniaco verde para abastecer a la industria nacional de explosivos. Bajo este escenario y para el mismo nivel de producción, se generan 82.427 tCO₂eq, lo que implica una huella de carbono para el producto de 0,3 tCO₂eq/ton. Estos resultados señalan que en términos de emisiones la producción hasta el amoniaco es en realidad la sección más crítica del proceso y se pueden lograr reducciones importantes al producirse a partir de hidrógeno verde.

Dado que la producción de energía limpia se excluye de los alcances de este trabajo, no se tiene certeza sobre la factibilidad técnica y económica de producir la electricidad que se estima requeriría el proceso. Este es un aspecto clave que debe estudiarse en mayor detalle, ya que se han tomado supuestos como asumir un suministro constante que no refleja las reales condiciones de producción de energía limpia. De acuerdo a los resultados, para producir 114.000 ton/año de amoniaco verde se requiere una capacidad de electrólisis de 150 MW para un consumo anual de energía 1.250 GWh, representado en un 96 % por el consumo del electrolizador. A partir de esto cabe preguntarse si existe la posibilidad de producir esta cantidad de energía desde fuentes renovables. De acuerdo a la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde [10], la meta para Chile al 2025 es producir 200.000 ton de H₂V y contar con una capacidad instalada de 5 GW, lo que aseguraría contar con la capacidad necesaria para la producción estimada en este trabajo. Cabe mencionar además que parte de la información considerada y los datos obtenidos de ella, como el costo nivelado de la electricidad limpia, se determinaron en base a estudios que sí analizan la factibilidad de las energías renovables, presentando resultados similares en cuanto al costo nivelado del amoniaco [55][69].

De acuerdo a las emisiones calculadas en los casos estudiados, se estima que el uso de hidrógeno verde para la producción de nitrato de amonio podría significar una reducción porcentual de al menos un 4 % de las emisiones asociadas a insumos, lo que significa una disminución de un 2 % de las emisiones de alcance 3 y de un 1 % del total de emisiones de la

minería. Estos valores podrían ser incluso más altos si se considera un nivel de producción de nitrato de amonio mayor a las 300.000 ton/año estimadas en este trabajo. Si bien un aumento de la producción significa aumentar las emisiones en todos los casos estudiados, la diferencia entre los casos se acrecenta a medida que se produce en mayores cantidades, por lo que el potencial de reducción de emisiones asociadas a insumos podría en realidad ser incluso de hasta un 10 % equivalente a una reducción del 5 % del alcance 3.

Realizando una evaluación económica para el último caso estudiado, se identifica que los costos para la producción de amoniaco verde dependen principalmente del costo del electrolizador, el que representa un 36 % del CAPEX calculado. En términos de los costos de operación, el mayor gasto se da por el consumo de electricidad, que representa un 86 % del OPEX. Esto considera el alto nivel de energía requerida para la electrólisis, responsable del 93 % del consumo total de electricidad en el proceso. Calculando el precio del amoniaco que obtiene un VAN = 0, se determina un costo nivelado del amoniaco verde de 554 USD/ton, valor que se acerca a las estimaciones hechas en los estudios revisados donde el LCOA se encuentra entre los 470 a 820 USD/ton.

El precio de 554 USD/ton se encuentra dentro de los rangos de precio al que se comercializa el amoniaco, aunque está por encima del promedio de los últimos años. El precio del amoniaco es altamente volátil por su dependencia con el mercado de combustibles fósiles, y en el último tiempo ha llegado a máximos históricos por sobre los 1.600 USD/ton. Bajo este escenario, la producción de nitrato de amonio a partir de hidrógeno verde es económicamente viable y permite mantener los precios para la venta de explosivos dentro de los rangos actuales. Esto además supone la ventaja de independizarse de la importación extranjera y evitar las fluctuaciones en el precio del amoniaco.

En base a los resultados obtenidos, se puede concluir que el uso de hidrógeno verde ofrece una posibilidad real de disminuir las emisiones asociadas al uso de explosivos en minería, logrando una disminución de al menos un 2 % del alcance 3 y un 4 % de las emisiones asociadas a insumos. Por lo tanto, esta alternativa significaría un aporte para las metas de descarbonización del sector minero que buscan llegar a niveles de cero emisiones. La producción de explosivos bajos en emisiones es una forma concreta de aportar a este objetivo, generando un beneficio no solo para la industria minera si no que para el combate global contra el cambio climático.

Bibliografía

- [1] Ministerio de Minería, Gobierno de Chile. (2022, Enero). “Política Nacional Minera 2050”. Santiago, Chile. [En línea]. Disponible en: https://www.politicanacionalminera.cl/wp-content/uploads/2022/03/Mineria_2050-Politica_Nacional_Minera.pdf
- [2] Consejo Minero. (2022, Septiembre). “Cifras actualizadas de la minería. Chile”. [En línea]. Disponible en: <https://consejominero.cl/mineria-en-chile/cifras-actualizadas-de-la-mineria/>
- [3] C. Montes y J. Cantallopsts. “Recursos hídricos en la minería del cobre. Dirección de estudios y Políticas Públicas”, COCHILCO. Chile. [En línea]. Disponible en: <https://www.cochilco.cl/Listado%20Temtico/Informe%20recursos%20hidricos%20en%20la%20mineria%20del%20cobre%202020.pdf>
- [4] Equipo Glaciar. (2020, Julio 28). “Faenas mineras que han intervenido glaciares de manera irreversible en Chile”. Accedido el 29 de abril de 2022. [En línea]. Disponible en: <https://www.glaciareschilenos.org/notas/faenas-mineras-que-han-intervenido-glaciares-de-manera-irreversible-en-chile/>
- [5] R. Brantes y J. Cantallopsts. “Informe de actualización del consumo energético de la minería del cobre al año 2022”. Dirección de estudios y Políticas Públicas, COCHILCO. Chile. [En línea]. Disponible en: <https://www.cochilco.cl/Listado%20Temtico/Informe%20de%20Consumo%20de%20Energ%C3%ADa%202020.pdf>
- [6] Generadoras de Chile. (2021). “Generación Eléctrica en Chile”. Accedido el 9 de septiembre de 2022. [En línea]. Disponible en: <http://generadoras.cl/generacion-electrica-en-chile#:~:text=El%2057%2C4%25%20de%20la,10%2C8%25%20petr%C3%B3leo>
- [7] WBCFSD y WRI, “The Greenhouse Gas Protocol: A Corporate Accounting and Reporting Standard. World Business Council for Sustainable Development”, 2004. [En línea]. Disponible en: https://ghgprotocol.org/sites/default/files/standards/protocolo_spanish.pdf
- [8] R. Estévez. (2013, Mayo, 20). “¿Conoces en qué consiste el GHG Protocol?”. Accedido el 5 de octubre de 2022. [En línea]. Disponible en: <https://www.ecointeligencia.com/2013/05/ghg-protocol/>
- [9] IRENA Coalition for Action (2021). “Decarbonising end-use sectors: Practical insights on green hydrogen”, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. [En línea]. Disponible en: <https://www.irena.org/publications/2021/May/Decarbonising-end-use-sectors-green-hydrogen>
- [10] Ministerio de Energía, Gobierno de Chile. (2020, Noviembre). “Estrategia Nacional Hidrógeno Verde”. Santiago, Chile. [En línea]. Disponible en: https://energia.gob.cl/sites/default/files/estrategia_nacional_de_hidrogeno_verde_-_chile.pdf

- [11] R. Brantes y J. Cantallopts. (2020, Diciembre). “Emisiones de gases de efecto invernadero directos e indirectos en la minería del cobre al año 2019”. Dirección de estudios y Políticas Públicas, COCHILCO. Chile. [En línea]. Disponible en: <https://www.cochilco.cl/Listado%20Temtico/Informe%20de%20Consumo%20de%20Energ%C3%ADa%202020.pdf>
- [12] Ministerio del Medioambiente, Gobierno de Chile. (s/f). “Huella de Carbono”. Accedido el 5 de octubre de 2022. [En línea]. Disponible en: <https://mma.gob.cl/cambio-climatico/cc-02-7-huella-de-carbono/>
- [13] Ihobe S.A. (2009, Noviembre). “Análisis de Ciclo de Vida y Huella de Carbono. Dos maneras de medir el impacto ambiental de un proyecto”. Departamento de Medio Ambiente, Planificación Territorial, Agricultura y Pesca, Gobierno Vasco. [En línea]. Disponible en: https://www.u-cursos.cl/ingenieria/2011/2/IN5129/1/material_docente/bajar?id=385043&lsar=1&file=3
- [14] W. B. C. F. S. D. y W. R. I. (s/f). “About Us | Greenhouse Gas Protocol”. Accedido el 5 de octubre de 2022. [En línea]. Disponible en: <https://ghgprotocol.org/about-us>
- [15] CODELCO Educa. (2018). “Exploración: En búsqueda del metal rojo”. CODELCO Chile. [En línea]. Disponible en: <https://www.codelcoeduca.cl/codelcoeduca/site/edic/base/port/exploracion.html>
- [16] CODELCO Educa. (2019). “Explotación: Sacando la materia prima”. CODELCO Chile. [En línea]. Disponible en: <https://www.codelcoeduca.cl/codelcoeduca/site/edic/base/port/extraccion.html>
- [17] B2B Media Group SPA. (2014, Agosto). “Minería subterránea: rompiendo paradigmas”. Revista Minería Chilena. [En línea]. Disponible en: <https://www.mch.cl/informes-tecnicos/mineria-subterranea-rompiendo-paradigmas/#>
- [18] CODELCO Educa. (2018). “Chancado: Reduciendo la roca”. [En línea]. Disponible en: <https://www.codelcoeduca.cl/codelcoeduca/site/edic/base/port/chancado.html>
- [19] CODELCO Educa. (2019). “Molienda: Todo a la juguera”. [En línea]. Disponible en: <https://www.codelcoeduca.cl/codelcoeduca/site/edic/base/port/molienda.html>
- [20] CODELCO Educa. (2019). “Flotación: Burbujas de cobre”. [En línea]. Disponible en: <https://www.codelcoeduca.cl/codelcoeduca/site/edic/base/port/flotacion.html>
- [21] CODELCO Educa. (2019). “Fundición: Recién salido del horno”. [En línea]. Disponible en: <https://www.codelcoeduca.cl/codelcoeduca/site/edic/base/port/fundicion.html>
- [22] CODELCO Educa. (2019). “Electrorefinación: Ánodos y cátodos se encuentran”. [En línea]. Disponible en: <https://www.codelcoeduca.cl/codelcoeduca/site/edic/base/port/electorrefinacion.html>
- [23] CODELCO Educa. (2019). “Lixiviación: El riego”. CODELCO Chile. [En línea]. Disponible en: <https://www.codelcoeduca.cl/codelcoeduca/site/edic/base/port/lixivacion.html>
- [24] CODELCO Educa. (2019). “Electroobtención: Obteniendo la máxima pureza”. CODELCO Chile. [En línea]. Disponible en: <https://www.codelcoeduca.cl/codelcoeduca/site/edic/base/port/electroobtencion.html>
- [25] Gerencia de capacidades tecnológicas, CORFO. (2017, Junio). “Desarrollo de sistema de combustión dual hidrógeno-diésel para camiones de extracción mineros (CAEX)”. Guía técnica convocatoria programa desarrollos estratégicos. [En línea]. Disponible en: <https://www.corfo.cl/portal/contenidos/13443>

[//www.uchile.cl/documentos/guia-tecnica_134338_2_5954.pdf](http://www.uchile.cl/documentos/guia-tecnica_134338_2_5954.pdf)

- [26] C. Araya, “Desarrollo de una herramienta de cálculo de emisiones y evaluación de iniciativas para la descarbonización de la industria minera del cobre en Chile”, Tesis de magíster, Departamento de Ingeniería de Minas, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Universidad de Chile, Santiago, 2022.
- [27] P. Maio, J. González y C. A. López. (2020). “Hidrógeno: Una revolución para impulsar los sectores de energía y transporte sostenible en América Latina”. Inicio Latin America. Bogotá, Colombia. [En línea]. Disponible en: <https://www.hinicio.com/inc/uploads/2019/12/hidrogeno-revolucion-Latam-2020-esp.pdf>
- [28] B2B Media Group, “Estudio del Hidrógeno Verde en Chile y el mundo”, 2021.
- [29] P. Sun et al., “Criteria air pollutants and greenhouse gas emissions from hydrogen production in U.S. steam methane reforming facilities”, *Environmental Science & Technology*, vol. 53, n.º 12, pp. 7103–7113, abril de 2019. [En línea]. Disponible: <https://doi.org/10.1021/acs.est.8b06197>
- [30] N. Hajjaji, M.-N. Pons, V. Renaudin y A. Houas, “Comparative life cycle assessment of eight alternatives for hydrogen production from renewable and fossil feedstock”, *Journal of Cleaner Production*, vol. 44, pp. 177–189, abril de 2013. [En línea]. Disponible: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2012.11.043>
- [31] D. Bonaquist, “Analysis of CO2 emissions, reductions, and capture for large-scale hydrogen production plants”, Praxair, octubre de 2010. [En línea]. Disponible en: <https://www.linde.com/-/media/linde/merger/documents/sustainable-development/praxair-co2-emissions-reduction-capture-white-paper-w-disclaimer-r1.pdf?la=en>
- [32] Idaho National Laboratory. (2010, septiembre). “HTGR-Integrated hydrogen production via Steam Methane Reforming (SMR) process analysis”. US Department of Energy. US. [En línea]. Disponible en: [https://art.inl.gov/NGNP/INL%20Documents/Year%202010/HTGR-Integrated%20Hydrogen%20Production%20via%20Steam%20Methane%20Reforming%20\(SMR\)%20Process%20Analysis%20rev%200.pdf](https://art.inl.gov/NGNP/INL%20Documents/Year%202010/HTGR-Integrated%20Hydrogen%20Production%20via%20Steam%20Methane%20Reforming%20(SMR)%20Process%20Analysis%20rev%200.pdf)
- [33] Community Research and Development Information Service (CORDIS). (2009). “Innovative Solid Oxide Electrolyser Stacks for Efficient and Reliable Hydrogen Production”. European Commission. [En línea]. Disponible en: <https://cordis.europa.eu/project/id/213009/reporting>
- [34] The Royal Society, “Ammonia: zero-carbon fertiliser, fuel and energy store”, 2020. [En línea]. Disponible en: <https://royalsociety.org/topics-policy/projects/low-carbon-energy-programme/green-ammonia/>
- [35] A. E. Yüzbaşıoğlu, A. H. Tatarhan y A. O. Gezerman, “Decarbonization in ammonia production, new technological methods in industrial scale ammonia production and critical evaluations”, *Heliyon*, vol. 7, n.º 10, octubre de 2021. [En línea]. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2021.e08257>
- [36] Alianza estratégica H2 Verde Biobío, Chile. “Ciclo de Capacitaciones Técnicas: Derivados del Hidrógeno, Amoníaco”. Accedido el 9 septiembre de 2022. [Video en línea]. Disponible en: https://www.youtube.com/watch?v=NJbuP2tA748&t=1591s&ab_channel=AlianzaEstrat%C3%A9gicaH2VerdeBiob%C3%ADo
- [37] M. Thiemann, E. Scheibler y K. Wiegand, “Nitric Acid, Nitrous Acid, and Nitrogen

- Oxides”, en *Ullmann’s Encyclopedia of Industrial Chemistry*, 2012, pp. 177-223. [En línea] Disponible en: https://doi.org/10.1002/14356007.a17_293
- [38] Gestión Ambiental Consultores S.A (2013, Mayo). “Capítulo 1 Descripción de proyecto”, en *EIA proyecto Ampliación y modernización Planta Prillex América*, Enaex, Antofagasta, Chile. [En línea]. Disponible en: <https://seia.sea.gob.cl/documentos/documento.php?idDocumento=8120894>
- [39] European IPCC Bureau. (2007, Agosto). “Best Available Techniques reference document on the manufacture of Large Volume Inorganic Chemicals (Ammonia, Acids and Fertilisers)”. European Commission. [En línea]. Disponible en: <https://eippcb.jrc.ec.europa.eu/reference/large-volume-inorganic-chemicals-ammonia-acids-and-fertilisers>
- [40] C. López Jimeno, E. López Jimeno, P. García Bermúdez, “Capítulo 11: Explosivos industriales”, en *Manual de perforación y voladura de Rocas*, Instituto Tecnológico GeoMinero de España, 2003, pp. 149-164.
- [41] Í. Martín-García et al., “Hydrogen as an energy vector to optimize the energy exploitation of a self-consumption solar photovoltaic facility in a dwelling house”, *Energy Reports*, Vol. 6, Supp. 3, 2020, pp. 155-166. [En línea]. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.egy.2019.10.034>.
- [42] International Energy Agency (IEA). (2019). “The Future of Hydrogen”. IEA, Paris. [En línea]. Disponible en: <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>
- [43] Air Liquide, Sitio Web. Accedido el 10 de octubre de 2022. [En línea]. Disponible en: <https://www.airliquide.com/>
- [44] Air Liquide. (2020, 26 de Enero). “Air Liquide inaugurates the world’s largest low-carbon hydrogen membrane-based production unit in Canada”. Paris. Accedido el 10 de octubre de 2022. [En línea]. Disponible en: https://www.airliquide.com/sites/airliquide.com/files/2021-01/air-liquide-inaugurates-worlds-largest-low-carbon-hydrogen-membrane-based-production-unit-canada_61f10758c2e76.pdf
- [45] L. Collins, “World’s largest green-hydrogen plant inaugurated in Canada by Air Liquide”, *Recharge*, 27 de junio de 2022. Accedido el 10 de octubre de 2022. [En línea]. Disponible en: <https://www.rechargenews.com/transition/worlds-largest-green-hydrogen-plant-inaugurated-in-canada-by-air-liquide/2-1-952085>
- [46] New Energy and Industrial Technology Development Organization. (2020). “The world’s largest-class hydrogen production, Fukushima Hydrogen Energy Research Field (FH2R) now is completed at Namie town in Fukushima.” NEDO, Japón. Accedido el 17 de mayo de 2022. [En línea]. Disponible en: https://www.nedo.go.jp/english/news/AA5en_100422.html
- [47] F. Yamane, “Fukushima Hydrogen Energy Research Field (FH2R)”, Toshiba Energy Systems & Solutions Corporation, 2019, Japón.
- [48] L. Collins, “World’s largest green-hydrogen plant begins operation in Austria”, *Recharge*, 18 de noviembre de 2019. Accedido el 10 de octubre de 2022. [En línea]. Disponible en: <https://www.rechargenews.com/transition/worlds-largest-green-hydrogen-plant-begins-operation-in-austria/2-1-708381>
- [49] H2 Future. “Partners”. Accedido el 17 de mayo de 2022. [En línea]. Disponible en: <https://www.h2future-project.eu/partners>

- [50] Diario Financiero Online. (2022, 27 de Abril). “Engie obtiene aprobación ambiental para piloto industrial de hidrógeno verde en Antofagasta”. Accedido el 17 de mayo de 2022. [En línea]. Disponible en: <https://www.df.cl/engie-obtiene-aprobacion-ambiental-para-piloto-industrial-de-hidrogeno>
- [51] Engie. (2021, 20 de Agosto). “Engie ingresa declaración de impacto ambiental para evaluar piloto industrial de Hidrógeno Verde en Antofagasta”. Accedido el 17 de mayo de 2022. [En línea]. Disponible en: <https://www.engie.cl/engie-ingresa-declaracion-de-impacto-ambiental-para-evaluar-piloto-industrial-de-hidrogeno-verde-en-antofagasta/3>
- [52] AES Andes. (2021). “AES Andes reporta sólido desempeño financiero y consolida su transformación durante el primer trimestre 2021”. Accedido el 17 de mayo de 2022. [En línea]. Disponible en: <https://www.aeschile.com/es/aes-andes-reporta-solido-desempeno-financiero-y-consolida-su-transformacion-durante-el-primer>
- [53] Asociación Chilena de Hidrógeno. “Proyectos - AES Andes”. Accedido el 17 de mayo de 2022. [En línea]. Disponible en: <https://h2chile.cl/proyectos/>
- [54] HIF Global. “Planta demostrativa haru Oni”. Accedido el 17 de mayo de 2022 [En línea]. Disponible en: <https://www.hifglobal.com/es/haru-oni>
- [55] C. Fúnez Guerra et al., “Technical-economic analysis for a green ammonia production plant in Chile and its subsequent transport to Japan”, *Renewable Energy*, vol. 157, pp. 404–414, septiembre de 2020. [En línea]. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.05.041>
- [56] K. Lee et al., “Techno-economic performances and life cycle greenhouse gas emissions of various ammonia production pathways including conventional, carbon-capturing, nuclear-powered, and renewable production”, *Green Chemistry*, 2022. [En línea]. Disponible en: <https://doi.org/10.1039/d2gc00843b>
- [57] X. Liu, A. Elgowainy y M. Wang, “Life cycle energy use and greenhouse gas emissions of ammonia production from renewable resources and industrial by-products”, *Green Chemistry*, vol. 22, n.º 17, pp. 5751–5761, 2020. [En línea]. Disponible en: <https://doi.org/10.1039/d0gc02301a>
- [58] International Trade Center. “Producto: 2814 Amoníaco anhidro o en disolución acuosa” en *Lista de los mercados proveedores para un producto importado por Chile*. [En línea]. Disponible en: shorturl.at/hmZ47
- [59] Energía Abierta. “Factores de Emisión”. Comisión Nacional de Energía. Accedido el 5 de octubre de 2022. [En línea]. Disponible en: <http://energiaabierta.cl/visualizaciones/factor-de-emision-sic-sing/>
- [60] IRENA, “Energy profile: Trinidad and Tobago”, 24 de agosto de 2022, International Renewable Energy Agency.
- [61] U.S. Energy Information Administration. (2021, 4 de Noviembre). “How much carbon dioxide is produced per kilowatthour of U.S. electricity generation?”. Accedido el 10 de octubre de 2022. [En línea]. Disponible en: shorturl.at/dgzLP
- [62] Liquefied Gas Carrier. “LPG & Ammonia cargo handling -Precautions on cargo operation”. Accedido el 10 de octubre de 2022. [En línea]. Disponible en: <http://www.liquefiedgascarrier.com/handling-LPG-ammonia.html>
- [63] COCHILCO. (2022). “Producción cobre de mina por empresa”, en *Estadísticas produc-*

- ción minera* [Base de datos]. Disponible en: shorturl.at/cIPYZ
- [64] R. Frischknecht et al., 2005, “The ecoinvent database: Overview and methodological framework”, *International Journal of Life Cycle Assessment* 10, pp 3–9.
- [65] Department for Business, Energy & Industrial Strategy, “Greenhouse gas reporting: conversion factors 2022”, UK Government, 22 de junio de 2022. [Base de datos]. Disponible en: <https://www.gov.uk/government/publications/greenhouse-gas-reporting-conversion-factors-2022>
- [66] COCHILCO. (2021). “Anuario de estadísticas del cobre y otros minerales 2001-2020”. [En línea]. Disponible en: <https://www.cochilco.cl/Paginas/Estadisticas/Publicaciones/Anuario.aspx>
- [67] M. Gupta, K. Huang y R.H. Yoon, ”Predicting the recovery and grade of a rougher flotation circuit from liberation data”, *Minerals Engineering*, vol. 188, p. 107853, octubre de 2022. [En línea]. Disponible: <https://doi.org/10.1016/j.mineng.2022.107853>
- [68] Y. Ghorbani, J.P. Franzidis y J. Petersen, 2015, “Heap leaching technology. Current state, innovations and future directions: A review”, *Mineral Processing and Extractive Metallurgy Review*. [En línea]. Disponible en: <https://doi.org/10.1080/08827508.2015.1115990>
- [69] J. Armijo y C. Philibert, “Flexible production of green hydrogen and ammonia from variable solar and wind energy: Case study of Chile and Argentina”, *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 45, n.º 3, pp. 1541–1558, enero de 2020. [En línea]. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.11.028>
- [70] J. R. Gomez, J. Baca y F. Garzon, “Techno-economic analysis and life cycle assessment for electrochemical ammonia production using proton conducting membrane”, *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 45, n.º 1, pp. 721–737, enero de 2020. [En línea]. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.10.174>
- [71] Fusion Media Ltd. “Datos históricos EUR/USD”. [En línea]. Disponible en: <https://es.investing.com/currencies/eur-usd-historical-data>
- [72] R. M. Nayak-Luke, C. Forbes, Z. Cesaro, R. Bañares-Alcántara y K. H. R. Rouwenhorst, “Techno-Economic aspects of production, storage and distribution of ammonia”, en *Techno-Economic Challenges of Green Ammonia as an Energy Vector*. Elsevier, 2021, pp. 191–207. [En línea]. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/b978-0-12-820560-0.00008-4>
- [73] J. Ikäheimo, J. Kiviluoma, R. Weiss y H. Holttinen, “Power-to-ammonia in future North European 100 % renewable power and heat system”, *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 43, n.º 36, pp. 17295–17308, septiembre de 2018. [En línea]. Disponible: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.06.121>
- [74] N. García Bernal, “Costo económico del uso de agua desalada en la minería chilena”, Departamento de estudios, extensión y publicaciones, Biblioteca del Congreso Nacional, 20 de septiembre de 2017. [En línea]. Disponible en: shorturl.at/eisVZ
- [75] R. Nayak-Luke, R. Bañares-Alcántara y I. Wilkinson, “ “Green” ammonia: Impact of renewable energy intermittency on plant sizing and levelized cost of ammonia”, *Industrial & Engineering Chemistry Research*, vol. 57, n.º 43, pp. 14607–14616, octubre de 2018. [En línea]. Disponible en: <https://doi.org/10.1021/acs.iecr.8b02447>
- [76] H. Zhao, L. M. Kamp y Z. Lukszo, “The potential of green ammonia production to reduce

- renewable power curtailment and encourage the energy transition in China”, *International Journal of Hydrogen Energy*, mayo de 2022. [En línea]. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.04.088>
- [77] Enaex. (2018). “Annual Reports - 2017”. [En línea]. Disponible en: <https://www.enaex.com/era/en/annual-reports-investors/>
- [78] Enaex. (2022). “Annual Reports - 2021”. [En línea]. Disponible en: <https://www.enaex.com/era/en/annual-reports-investors/>
- [79] A. Hoxha y B. Christensen, “The carbon footprint of fertiliser production: Regional reference values”, en *International Fertiliser Society Conference*, Praga, República Checa, 8 de mayo de 2018. [En línea]. Disponible en: <https://www.fertilizerseurope.com/publications/the-carbon-footprint-of-fertilizer-production-regional-reference-values/>
- [80] IRENA. (2020). “Green hydrogen cost reduction: Scaling up electrolyzers to meet the 1.5°C climate goal”, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. [En línea]. Disponible en: <https://www.irena.org/publications/2020/Dec/Green-hydrogen-cost-reduction>
- [81] Aguas Antofagasta. “Tarifas Actuales“. Accedido el 10 de octubre de 2022. [En línea]. Disponible en: <http://www3.aguasantofagasta.cl/empresa/informacion-comercial/tarifas/tarifas-actuales.html>
- [82] M. Noltemeyer, “Fertilizer prices sharply higher year over year”, *World Grain*, Kansas City, US, 21 de julio de 2022. Accedido el 10 de octubre de 2022. [En línea]. Disponible en: shorturl.at/JKLV0
- [83] Schnitkey, G., N. Paulson, C. Zulauf, K. Swanson and J. Baltz. “Fertilizer prices, rates, and costs for 2023.” *farmdoc daily* (12), Department of Agricultural and Consumer Economics, University of Illinois, 27 de septiembre 2022. [En línea]. Disponible en: <https://farmdocdaily.illinois.edu/2022/09/fertilizer-prices-rates-and-costs-for-2023.html>
- [84] Feller Rate. (2020, diciembre). “Enaex S.A: Informe de clasificación”. [En línea]. Disponible en: <https://www.feller-rate.com/general2/corporaciones/enaex2011.pdf>

Anexos

Anexo A. Benchmarking Factores de Carga

En la tabla A.1 se muestran los factores de carga para distintas faenas mineras de Chile. Estos valores fueron obtenidos por de manera interna por lo que se reserva el nombre de algunas mineras.

Tabla A.1: Factores de Carga para distintas faenas mineras.

Minera	Tipo de tiro	Factor de carga [g/t]
Andina	Producción	469
Andina	Producción	454
Andina	Buffer	278
Andina	Buffer	246
Andina	Producción	186
Andina	Producción	181
Andina	Buffer	232
Andina	Buffer	224
Prom. Andina	-	284
El Abra	Producción	435
Escondida	Producción	324
Escondida	Producción	288
Escondida	Producción	308
Prom. Escondida	-	307
Lomas Bayas	Producción	170
Lomas Bayas	Producción	177
Prom. Lomas Bayas	-	174
Mina A	Precorte	356
Mina A	Producción	581
Mina B	Producción	128
Mina B	Producción	399
Mina B	Producción	278
Mina C	Producción	574
Mina C	Producción	168
Mina Cerro Negro	Producción	373

Minera	Tipo de tiro	Factor de carga [g/t]
Mina Cerro Negro	Producción	373
Quebrada Blanca	Precorte	119
Quebrada Blanca	Buffer	130
Quebrada Blanca	Producción	170
Prom. Quebrada Blanca	-	140
Minera Spence	Producción	176
Minera Spence	Buffer	178
Minera Spence	Buffer	189
Prom. Minera Spence	-	181

Anexo B. Cálculo del consumo de explosivos

En la tabla B.1 se muestra el detalle de cálculo para estimar la demanda de nitrato de amonio para explosivos mineros en Chile. Este cálculo se basa en la producción de cobre fino por empresa para el año 2020 según COCHILCO [66]. Dependiendo del proceso en cada empresa (concentración o lixiviación) se determina una recuperación de cobre (Rec) que permite obtener la cantidad de cobre disponible (Cu Disp). Con este dato y la ley de cobre del yacimiento se determina la cantidad de material removido (Material). A partir de este valor y con los datos de factores de carga (tabla A.1) se obtiene la cantidad de explosivo utilizada (Explosivo usado). La suma total se pondera por 0,85 para representar la cantidad de nitrato de amonio que hay en un explosivo típico, considerando ANFOs, emulsiones e hidrogeles. Aproximando este valor se determina una demanda estimada de 300.000 ton/año de nitrato de amonio.

Nota: Para Minera Escondida y Caserones se presenta el cobre fino total producido y el valor desagregado por tipo de producto (concentrado o cátodo) utilizado en el cálculo.

Tabla B.1: Cálculo de demanda de Nitrato de Amonio

Minera	Cu Fino [kton]	Proceso	Rec	Cu Disp [kton]	Ley Cu	Material [ton]	FC [g exp/ton mat]	Explosivo usado [ton]
CODELCO								
Chuquicamata	400,7	Ambos	75 %	534	0,64 %	83.604.233	278	23.261
Radomiro Tomic	260,6	Lix	70 %	372	0,50 %	74.457.143	278	20.716
Ministro Hales	170,6	Conc	80 %	213	0,78 %	27.212.273	278	7.571
Salvador	56,3	Conc	80 %	70	0,78 %	8.980.369	278	2.499
División Andina	184,5	Conc	80 %	231	0,78 %	29.429.451	284	8.351
El Teniente	443,2	Conc	80 %	554	0,78 %	70.694.487	278	19.669
Gabriela Mistral	102,1	Lix	70 %	146	0,41 %	35.574.913	278	9.898
Otros Productores								
Mantos Copper	78,6	Conc	80 %	98	0,78 %	12.537.425	278	3.488
Anglo American Sur	370,5	Conc	80 %	463	0,78 %	59.098.166	278	16.443
Escondida	1187,3							
Concentrado	925,9	Conc	80 %	1157	0,78 %	147.689.588	278	41.091
Cátodo	261,4	Lix	70 %	373	0,55 %	67.908.299	278	18.894
Ojos del Salado	27,6	Conc	80 %	35	0,78 %	4.402.455	278	1.225
Michilla	19,5	Lix	70 %	28	0,55 %	5.065.845	278	1.409
Candelaria	94,8	Conc	80 %	119	0,78 %	15.121.474	278	4.207
Cerro Colorado	68,9	Lix	70 %	98	0,55 %	17.899.318	278	4.980
Quebrada Blanca	13,4	Lix	70 %	19	0,55 %	3.481.145	140	486
Zaldívar	96,5	Lix	70 %	138	0,55 %	25.069.437	278	6.975
El Abra	71,9	Lix	70 %	103	0,55 %	18.678.679	435	8.125
Andacollo	57,4	Conc	80 %	72	0,78 %	9.155.829	278	2.547
Collahuasi	629,1	Conc	80 %	786	0,78 %	100.347.251	278	27.919
Lomas Bayas	73,9	Lix	70 %	106	0,23 %	45.900.621	174	7.964
Los Pelambres	372,1	Conc	80 %	465	0,51 %	91.200.980	278	25.374
Centinela (Oxidos)	93,3	Lix	70 %	133	0,44 %	30.292.208	278	8.428
Atacama Kozán	13,2	Conc	80 %	17	0,78 %	2.105.522	278	586
Spence	146,7	Lix	70 %	210	0,55 %	38.110.740	181	6.898
Grace	7,3	Conc	80 %	9	0,78 %	1.164.417	278	324
Franke	12,5	Conc	80 %	16	0,78 %	1.993.865	278	555
Tres Valles	4,9	Lix	70 %	7	0,55 %	1.272.956	278	354
Centinela (Sulfuros)	153,5	Conc	80 %	192	0,44 %	43.607.955	278	12.133
Caserones	126,4							
Concentrado	104,9	Conc	80 %	131	0,37 %	35.444.932	278	9.862
Cátodo	22,1	Lix	70 %	32	0,24 %	13.128.571	278	3.653
Sierra Gorda	156,1	Conc	80 %	195	0,78 %	24.899.389	278	6.928
Antucoya	79,3	Lix	70 %	113	0,35 %	32.367.347	278	9.005
Otros	160,4	Conc	80 %	201	0,78 %	25.585.279	278	7.118
TOTAL								328.935
85 % NA								279.595

Anexo C. Flujo de Caja

El detalle del cálculo del flujo de caja se presenta para los períodos 0 a 10 en la tabla C.1 y para los períodos 11 a 20 en la tabla C.2. Este flujo de caja se calcula para una producción de 138.160 ton/año de amoniaco verde a un precio de 554 USD/ton, de acuerdo a los costos y supuestos presentados en las secciones 4.4.1 y 4.4.2.

Tabla C.1: Flujo de caja años 0 a 10

Factores	Año											
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
(+) Ingresos por ventas	-	76.567.749	76.567.749	76.567.749	76.567.749	76.567.749	76.567.749	76.567.749	76.567.749	76.567.749	76.567.749	76.567.749
(-) OPEX	-	-48.342.925	-48.342.925	-48.342.925	-48.342.925	-48.342.925	-48.342.925	-48.342.925	-48.342.925	-48.342.925	-48.342.925	-48.342.925
(+/-) Ganancias/pérdidas de Capital	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(-) Depreciaciones	-	-6.583.785	-6.583.785	-6.583.785	-6.583.785	-6.583.785	-6.583.785	-6.583.785	-6.583.785	-6.583.785	-6.583.785	-6.583.785
(-) Pérdidas ejercicio anterior	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(=) Utilidad antes de Impuesto	0	21.641.040	21.641.040	21.641.040	21.641.040	21.641.040	21.641.040	21.641.040	21.641.040	21.641.040	21.641.040	21.641.040
(-) Impuesto (25 %)	-	-5.410.260	-5.410.260	-5.410.260	-5.410.260	-5.410.260	-5.410.260	-5.410.260	-5.410.260	-5.410.260	-5.410.260	-5.410.260
(=) Utilidad después de Impuesto	0	16.230.780	16.230.780	16.230.780	16.230.780	16.230.780	16.230.780	16.230.780	16.230.780	16.230.780	16.230.780	16.230.780
(+) Depreciaciones	-	6.583.785	6.583.785	6.583.785	6.583.785	6.583.785	6.583.785	6.583.785	6.583.785	6.583.785	6.583.785	6.583.785
(-/+) Ganancias/pérdidas de Capital	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(+) Pérdida ejercicio anterior	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(=) Flujo de caja Operacional	0	22.814.565	22.814.565	22.814.565	22.814.565	22.814.565	22.814.565	22.814.565	22.814.565	22.814.565	22.814.565	22.814.565
(-) Inversiones (CAPEX)	-202.404.906	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-45.388.413
(-) IVA de la inversión	-38.456.932	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-8.623.798
(+) Recuperación del IVA de la inversión	-	38.456.932	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(+) Valor Residual de los activos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(-) Capital de trabajo	-12.085.731	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(+) Recuperación del Capital de Trabajo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(=) Flujo de Capitales	-252.947.570	38.456.932	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-54.012.211
Flujo de caja Neto	-252.947.570	61.271.497	22.814.565	22.814.565	22.814.565	22.814.565	22.814.565	22.814.565	22.814.565	22.814.565	22.814.565	-31.197.647
VAN ANUAL	-252.947.570	56.732.868	19.559.812	18.110.937	16.769.386	15.527.209	14.377.046	13.312.079	12.326.000	11.412.963	10.428.896	-14.450.547

Tabla C.2: Flujo de caja años 11 a 20

Factores	Año									
	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
(+) Ingresos por ventas	76.567.749	76.567.749	76.567.749	76.567.749	76.567.749	76.567.749	76.567.749	76.567.749	76.567.749	76.567.749
(-) OPEX	-48.342.925	-48.342.925	-48.342.925	-48.342.925	-48.342.925	-48.342.925	-48.342.925	-48.342.925	-48.342.925	-48.342.925
(+/-) Ganancias/pérdidas de Capital										5.232.877
(-) Depreciaciones	-6.583.785	-6.583.785	-6.583.785	-6.583.785	-6.583.785	-6.583.785	-6.583.785	-6.583.785	-6.583.785	-6.583.785
(-) Pérdidas ejercicio anterior	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(=) Utilidad antes de Impuesto	21.641.040	21.641.040	21.641.040	21.641.040	21.641.040	21.641.040	21.641.040	21.641.040	21.641.040	26.873.917
(-) Impuesto (25 %)	-5.410.260	-5.410.260	-5.410.260	-5.410.260	-5.410.260	-5.410.260	-5.410.260	-5.410.260	-5.410.260	-6.718.479
(=) Utilidad después de Impuesto	16.230.780	16.230.780	16.230.780	16.230.780	16.230.780	16.230.780	16.230.780	16.230.780	16.230.780	20.155.438
(+) Depreciaciones	6.583.785	6.583.785	6.583.785	6.583.785	6.583.785	6.583.785	6.583.785	6.583.785	6.583.785	6.583.785
(-/+) Ganancias/pérdidas de Capital	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-5.232.877
(+) Pérdida ejercicio anterior	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(=) Flujo de caja Operacional	22.814.565	21.506.346								
(-) Inversiones (CAPEX)										-
(-) IVA de la inversión										-
(+) Recuperación del IVA de la inversión	8.623.798									-
(+) Valor Residual de los activos										57.561.644
(-) Capital de trabajo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(+) Recuperación del Capital de Trabajo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	12.085.731
(=) Flujo de Capitales	8.623.798	0	69.647.376							
Flujo de caja Neto	31.438.363	22.814.565	91.153.721							
VAN ANUAL	13.483.375	9.059.978	8.388.868	7.767.471	7.192.102	6.659.354	6.166.069	5.709.323	5.286.410	19.556.867

Anexo D. Determinación de la estructura de costos de Enaex

La estructura de costos para determinar el precio del nitrato de amonio se calculó en base a los resultados financieros de Enaex reportados entre los años 2016 y 2020 [77][78]. En la tabla D.1 se muestran los datos recogidos desde estos reportes y el cálculo de los costos y margen de ganancia según se explica en la sección 3.3.4

Tabla D.1: Datos extraídos desde reportes de Enaex y cálculo de la estructura de costos

	Unidad	2016	2017	2018	2019	2020	Promedio
Datos Reportes							
Ingresos por ventas	kUSD/año	692.368	705.173	783.218	766.544	824.866	754.434
Ganancias Netas	kUSD/año	104.581	85.337	80.184	78.730	81.656	81.064
Producción Nitrato de Amonio	kton/año	700	683	702	732	716	707
Precio del Amoniaco	USD/año	278	279	313	248	234	270
Cálculos							
Margen Ganacia	%	15 %	11 %	10 %	10 %	10 %	11 %
Costos Totales	kUSD/año	587.787	619.836	703.034	687.814	743.210	673.370
Amoniaco usado	kton/año	308	301	309	322	315	311
Costo por amoniaco	kUSD/ton	85.624	83.845	96.679	79.876	73.719	84.068
% Costo Amoniaco	%	15 %	13 %	14 %	12 %	10 %	12 %
Otros costos	kUSD/ton	502.163	535.991	606.355	607.938	669.491	589.301
% Otros costos	%	85 %	87 %	86 %	88 %	90 %	89 %

Anexo E. Cálculo de emisiones para producción de 745.000 ton/año de Nitrato de Amonio

De acuerdo a la metodología explicada en la sección 3.1.4, los balances de masa por bloque para la producción a partir de hidrógeno gris y verde se presentan en las tablas E.1 y E.2 respectivamente.

Tabla E.1: Balance de masa y consumo eléctrico por bloque para la producción a partir de hidrógeno gris para 745.000 ton/año de nitrato de amonio.

Entradas			Salidas		
Bloque 1: Producción de Hidrógeno (H₂)					
Metano	199.860	ton	Hidrógeno (H ₂)	60.920	ton
Agua	476.332	ton	Vapor	380.835	ton
Electricidad	46.029	MWh	Dióxido de Carbono (CO ₂)	548.277	ton
Bloque 2.A: Producción de Amoniac (NH₃)					
Nitrógeno (N ₂)	282.170	ton	Amoniac (NH ₃)	343.096	ton
Hidrógeno (H ₂)	60.920	ton			
Electricidad	148.542	MWh			
Bloque 2.B: Producción de Nitrógeno (N₂)					
Aire	857.244	ton	Nitrógeno (N ₂)	282.170	ton
Electricidad	47.159	MWh	Oxígeno (O ₂)	575.074	ton
Bloque 3.A: Producción de Nitrato de Amonio (NH₄NO₃)					
Amoniac (NH ₃)	158.852	ton	Vapor	390.019	ton
Ácido Nítrico 60 % (HNO ₃)	976.913	ton	Nitrato de Amonio (NH ₄ NO ₃)	745.000	ton
Electricidad	31.663	MWh			
Bloque 3.B: Producción de Ácido Nítrico (HNO₃)					
Amoniac (NH ₃)	184.244	ton	Ácido Nítrico 60 % (HNO ₃)	976.913	ton
Aire	3.696.996	ton	Gas de cola tratado	3.096.258	ton
Agua	191.956	ton	Óxido Nitroso (N ₂ O)	410	ton
Electricidad	5.129	MWh			
Consumo Eléctrico Total:			278.520	MWh	
Consumo Total de Agua:			668.287	ton	

Tabla E.2: Balance de masa y consumo eléctrico por bloque para la producción a partir de hidrógeno verde para 745.000 ton/año de nitrato de amonio.

Entradas			Salidas		
Bloque 1: Producción de Hidrógeno (H₂)					
Agua	913.795	ton	Hidrógeno (H ₂)	60.920	ton
Electricidad	3.119.087	MWh	Oxígeno (O ₂)	487.357	ton
Bloque 2.A: Producción de Amoniac (NH₃)					
Nitrógeno (N ₂)	282.170	ton	Amoniac (NH ₃)	343.096	ton
Hidrógeno (H ₂)	60.920	ton			
Electricidad	148.542	MWh			
Bloque 2.B: Producción de Nitrógeno (N₂)					
Aire	857.244	ton	Nitrógeno (N ₂)	282.170	ton
Electricidad	47.159	MWh	Oxígeno (O ₂)	575.074	ton
Bloque 3.A: Producción de Nitrato de Amonio (NH₄NO₃)					
Amoniac (NH ₃)	158.852	ton	Vapor	390.019	ton
Ácido Nítrico 60 % (HNO ₃)	976.913	ton	Nitrato de Amonio (NH ₄ NO ₃)	745.000	ton
Electricidad	31.663	MWh			
Bloque 3.B: Producción de Ácido Nítrico (HNO₃)					
Amoniac (NH ₃)	184.244	ton	Ácido Nítrico 60 % (HNO ₃)	976.913	ton
Aire	3.696.996	ton	Gas de cola tratado	3.096.258	ton
Agua	191.956	ton	Óxido Nitroso (N ₂ O)	410	ton
Electricidad	5129	MWh			
Consumo Eléctrico Total:			3.351.579	MWh	
Consumo Total de Agua:			1.105.751	ton	

Al igual que en el cálculo original, los balances de masa de la tabla E.1 corresponde al caso 1 y los balances de la tabla E.2 aplican para los casos 2 y 3. A partir de ellos y siguiendo la misma metodología descrita en la sección 3.2 se obtienen las emisiones para cada caso, presentadas en las tablas E.3, E.4 y E.5.

Tabla E.3: Emisiones y huella de carbono del nitrato de amonio para caso 1

Bloque	Producto	Alcance 1 [tCO ₂ eq]	Alcance 2 [tCO ₂ eq]	Alcance 3 [tCO ₂ eq]
1	Hidrógeno (H ₂)	548.277	20.798	34.928
2 A	Amoniac (NH ₃)		67.118	23.390
2 B	Nitrógeno (N ₂)		21.308	
3 A	Nitrato de Amonio (NH ₄ NO ₃)		12.371	61.798
3 B	Ácido Nítrico (HNO ₃)	122.270	2.004	
Total por Alcance		670.547	123.598	120.116
Emisiones Totales		914.262		
Huella de Carbono		1,2 tCO₂eq/ton NA		

Tabla E.4: Emisiones y huella de carbono del nitrato de amonio para caso 2

Bloque	Producto	Alcance 1 [tCO ₂ eq]	Alcance 2 [tCO ₂ eq]	Alcance 3 [tCO ₂ eq]
1	Hidrógeno (H ₂)			
2 A	Amoniaco (NH ₃)			
2 B	Nitrógeno (N ₂)			
3 A	Nitrato de Amonio (NH ₄ NO ₃)			61.798
3 B	Ácido Nítrico (HNO ₃)	122.270		
Total por Alcance		122.270		61.798
Emisiones Totales		184.068		
Huella de Carbono		0,2 tCO₂eq/ton NA		

Tabla E.5: Emisiones y huella de carbono del nitrato de amonio para caso 3

Bloque	Producto	Alcance 1 [tCO ₂ eq]	Alcance 2 [tCO ₂ eq]	Alcance 3 [tCO ₂ eq]
1	Hidrógeno (H ₂)			
2 A	Amoniaco (NH ₃)			6.250
2 B	Nitrógeno (N ₂)			
3 A	Nitrato de Amonio (NH ₄ NO ₃)		12.371	61.798
3 B	Ácido Nítrico (HNO ₃)	122.270	2.004	
Total por Alcance		122.270	14.374	68.048
Emisiones Totales		204.693		
Huella de Carbono		0,3 tCO₂eq/ton NA		

De acuerdo a estos resultados, considerando el caso 1 como el nivel de emisiones base del proceso actual, el caso 2 permite una reducción de 730.193 tCO₂eq mientras que el caso 3 logra una reducción de 709.569.