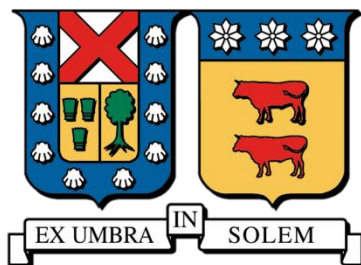


UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA
DEPARTAMENTO DE METALURGIA Y MATERIALES
SANTIAGO-CHILE



ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO DE
TECNOLOGÍAS QUE IMPULSAN EL
DESARROLLO DE LA ELECTROMOVILIDAD EN
MINERÍA

Presentado por

ALEJANDRO FELIPE AVELLO FERNÁNDEZ

MEMORIA DE TITULACIÓN PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL DE MINAS

Profesores patrocinantes

DR. RODRIGO ESTAY HUIDOBRO

DR. PATRICIO VALDIVIA LEFORT

Correferente

DIEGO LIZANA ROJAS

SANTIAGO, MAYO 2021

Resumen

Motivado por la inminente electrificación del sector minero para cumplir con los estándares de emisión de contaminantes y disminuir el uso de combustibles fósiles, se revela que los CAEX concentran el 67% del consumo total de diésel de Antofagasta Minerals. Frente al impacto que tendría reducir el consumo en estos equipos se buscan opciones tecnológicas para ser analizadas bajo las condiciones de operación de Minera Antucoya.

Se evalúan tres escenarios tecnológicos, el primero en donde los CAEX utilizan la tecnología trole en el tramo de subida cargado y el motor de combustión interna (ICE) en el resto del ciclo de transporte. Al comparar este escenario con el caso base, que corresponde a la proyección realizada de la operación hasta su cierre en 2041 por Minera Antucoya, se obtiene que se requiere una flota de camiones más pequeña para cumplir con el plan minero, esto debido al incremento de la velocidad en el segmento de catenarias. Finalmente, se obtiene un ahorro de 146.669 [US\$] del primer escenario al comparar el valor actual de costos (VAC) con el caso base y una reducción de 59.994 [m^3] en consumo de diésel, lo que se traduce en disminuir los gases de efecto invernadero en 179.922 [$ton CO_{2eq}$].

En el segundo escenario, los CAEX utilizan la tecnología trole en los tramos de subida cargado y se remplaza el ICE por baterías y supercondensadores para el resto de los segmentos del ciclo. Mientras que, en el tercer escenario, los CAEX utilizan un mix energético que incluye celdas de combustibles, baterías y supercondensadores. En ambos casos no se supera la factibilidad técnica debido a la cantidad de baterías y/o celdas de combustible que se necesitan para cumplir con 1 turno de operación en Minera Antucoya. Se recomienda dar seguimiento a estas opciones tecnológicas y evaluarlas en otras operaciones, ya que son muy variables en base al diseño de la mina.

En conclusión, los resultados de emplear un escenario trole híbrido no generan los excedentes esperados en Minera Antucoya, pero a pesar de esto se recomienda a Antofagasta Minerals tener en consideración la tecnología trole. Sobre todo, si existen condiciones favorables en otros proyectos, como contratos con precios de electricidad más bajos y rampas de acceso con mayor pendiente y extensión, ya que esto reduciría costos operacionales, incrementaría la productividad y el ahorro de diésel.

Índice de contenidos

1	INTRODUCCIÓN.....	1
1.1	CONTEXTUALIZACIÓN Y DEFINICIÓN DE LA PROBLEMÁTICA	1
1.2	PLAN DE TRABAJO	2
2	ANTECEDENTES DE LA EMPRESA	5
2.1	SISTEMA DE GESTIÓN DE LA ENERGÍA	7
2.2	CARACTERIZACIÓN ENERGÉTICA.....	7
2.3	EMISIONES DE CARBONO A LARGO PLAZO	9
3	ANTECEDENTES	11
3.1	HIDRÓGENO	11
3.1.1	<i>Hidrogeno como combustible.....</i>	<i>13</i>
3.1.2	<i>Aplicaciones energéticas.....</i>	<i>14</i>
3.1.3	<i>Aplicaciones en minería.....</i>	<i>18</i>
3.2	TECNOLOGÍA TROLE	19
3.2.1	<i>Componentes principales</i>	<i>20</i>
3.2.2	<i>Beneficios y consideraciones para evaluar el sistema trole</i>	<i>22</i>
3.2.3	<i>Proveedores</i>	<i>24</i>
3.3	RUTA HACIA LA ELECTROMOVILIDAD	24
4	METODOLOGÍA	27
4.1	EVALUACIÓN TÉCNICA.....	28
4.2	EVALUACIÓN ECONÓMICA	30
4.2.1	<i>Etapa I: Estimar la flota de CAEX</i>	<i>32</i>
4.2.2	<i>Etapa II: Estimar el consumo de combustible y electricidad</i>	<i>36</i>
4.2.3	<i>Etapa III: Matriz de costos y estimación económica</i>	<i>42</i>
4.2.4	<i>Sensibilidad económica.....</i>	<i>46</i>
4.3	EMISIONES DE CARBONO.....	49
5	RESULTADOS.....	51
5.1	EVALUACIÓN TÉCNICA.....	51
5.2	EVALUACIÓN ECONÓMICA	53
5.2.1	<i>Etapa I: Estimar la flota de CAEX</i>	<i>53</i>
5.2.2	<i>Etapa II: Estimar el consumo de combustible y electricidad</i>	<i>56</i>
5.2.3	<i>Etapa III: Matriz de costos y estimación económica</i>	<i>60</i>
5.2.4	<i>Sensibilidad económica.....</i>	<i>65</i>

5.3	EMISIONES DE CARBONO.....	67
6	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	69
6.1	CONCLUSIONES GENERALES.....	69
6.2	CONCLUSIONES ESPECÍFICAS.....	70
6.3	RECOMENDACIONES	72
7	ANEXOS	74
ANEXO A	: CONSUMO DE DIÉSEL POR EQUIPOS EN ANTOFAGASTA MINERALS	74
ANEXO B	: TIPOS DE CELDAS DE COMBUSTIBLE DE HIDRÓGENO.....	76
ANEXO C	: FAENAS CON SISTEMA DE ASISTENCIA DE TROLE.....	77
ANEXO D	: RESULTADOS DE LA ESTIMACIÓN DE FLOTA.....	79
ANEXO E	: RESULTADOS DE LA ESTIMACIÓN DE CONSUMO ENERGÉTICO.....	85
ANEXO F	: RESULTADOS DE LA ESTIMACIÓN ECONÓMICA.....	87
ANEXO G	: RESULTADOS DE LA SENSIBILIDAD ECONÓMICA.....	90
8	REFERENCIAS	91

Índice de figuras

FIGURA 1. ETAPAS DEL PROCESAMIENTO DE MINERAL PARA OBTENER CONCENTRADO Y CÁTODOS DE COBRE. ..	6
FIGURA 2. PRINCIPALES EMISIONES DE GEI POR FUENTE DE ENERGÍA EN ANTOFAGASTA MINERALS. (MANUAL DEL SGE EN COMPAÑÍAS DEL GRUPO AMSA, 2019).....	10
FIGURA 3. PROCESO DE PRODUCCIÓN DEL HIDRÓGENO.(ASOCIACIÓN CHILENA DE HIDRÓGENO, 2020).....	11
FIGURA 4. APLICACIONES DEL HIDRÓGENO. (VÁSQUEZ ET AL., 2018).	12
FIGURA 5. DENSIDAD GRAVIMÉTRICA Y VOLUMÉTRICA DE COMBUSTIBLES.(FISCHEDICK ET AL., 2017).....	13
FIGURA 6. (A) VARIACIÓN DEL PODER DE FRENO (B) Y EL TORQUE DE FRENO EN FUNCIÓN DE LA VELOCIDAD DEL MOTOR Y LA PROPORCIÓN DE HIDRÓGENO. (KARAGÖZ ET AL., 2016).	14
FIGURA 7. (A) VARIACIÓN DE EMISIONES CO_2 (B) Y VARIACIÓN DE EMISIONES NO_x EN FUNCIÓN DE LA VELOCIDAD DEL MOTOR Y LA PROPORCIÓN DE HIDRÓGENO. (KARAGÖZ ET AL., 2016).	15
FIGURA 8. COMPONENTES DE UNA CELDA DE COMBUSTIBLE TIPO PEM. (GARCÍA, 2014).	17
FIGURA 9. MODIFICACIONES DE UN CAEX PARA UTILIZAR TECNOLOGÍA DE ASISTENCIA DE TROLE. (BRODKORB, 2014).	20
FIGURA 10. SISTEMA DE PANTÓGRAFOS EN CONTACTO CON LAS CATENARIAS.	21
FIGURA 11. SISTEMA DE CATENARIAS UBICADO EN LA SUBIDA DE UNA RAMPA DE ACCESO.	21
FIGURA 12. SUBESTACIÓN DE TRACCIÓN A UN COSTADO DE LA RAMPA DE ACCESO.	22
FIGURA 13. DESCRIPCIÓN DE LOS ESCENARIOS TECNOLÓGICOS QUE SERÁN ANALIZADOS.....	27
FIGURA 14. ATRIBUTOS CONSIDERADOS EN EL CAPEX Y OPEX PARA EL ANÁLISIS ECONÓMICO.	31
FIGURA 15. DIAGRAMA RESUMEN DE LA METODOLOGÍA PARA REALIZAR LA ESTIMACIÓN ECONÓMICA.	32
FIGURA 16. CURVAS TRAVEL PERFORMANCE Y BRAKE PERFORMANCE DEL KOMATSU 930E-4. (KOMATSU, 2013).	37
FIGURA 17. ESTRUCTURA DE TIEMPOS DE ANTOFAGASTA MINERALS.	40
FIGURA 18. PROYECCIÓN DE PRECIOS DEL H_2 . (BLOOMBERG NEW ENERGY FINANCE, 2020).	47

Índice de gráficos

GRÁFICO 1. PRODUCCIÓN DE COBRE HISTÓRICA DE LAS COMPAÑÍAS MINERAS PERTENECIENTES A ANTOFAGASTA MINERALS.	6
GRÁFICO 2. CONSUMO ENERGÉTICO DEL 2019 EN MINERA A) LOS PELAMBRES, B) CENTINELA, C) ZALDÍVAR Y D) ANTUCOYA. (REPORTE AVANCE DEL CONVENIO DE COOPERACIÓN ENTRE MINISTERIO DE ENERGÍA Y CONSEJO MINERO, 2019).....	8
GRÁFICO 3. CONSUMO DE DIÉSEL POR TIPO DE EQUIPO EN ANTOFAGASTA MINERALS.	9
GRÁFICO 4. PROPORCIÓN ENTRE LOS COSTOS INFORMADOS POR MINERA ANTUCOYA.	43
GRÁFICO 5. PROYECCIÓN DE PRECIOS DEL HIDRÓGENO.	48
GRÁFICO 6. COMPARACIÓN DE FLOTA DE CAMIONES ENTRE EL CASO BASE Y EL CALCULADO A TRAVÉS DE LA METODOLOGÍA.	54
GRÁFICO 7. COMPARACIÓN DE FLOTA DE CAEX ENTRE EL ESCENARIO I Y EL CASO BASE DE MINERA ANTUCOYA.	55
GRÁFICO 8. DIFERENCIA DE PRODUCCIÓN DE UN CAEX AL COMPARAR EL ESCENARIO TROLE CON EL CASO BASE.	56
GRÁFICO 9. CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR PERIODO EN EL PRIMER ESCENARIO TECNOLÓGICO.	58
GRÁFICO 10. ESTIMACIONES DE CONSUMO DE DIÉSEL DEL CASO BASE.	59
GRÁFICO 11. PORCENTAJE DEL CONSUMO DIÉSEL POR PERÍODO DEL ESCENARIO TROLE.....	60
GRÁFICO 14. DISTRIBUCIÓN TOTAL DEL CAPEX EN EL PRIMER ESCENARIO TECNOLÓGICO.....	61
GRÁFICO 15. DISTRIBUCIÓN DEL OPEX EN A) EL CASO BASE Y B) EL PRIMER ESCENARIO TECNOLÓGICO.....	61
GRÁFICO 16. AHORRO EN OPEX DEL ESCENARIO I AL COMPARARLO CON EL CASO BASE.....	62
GRÁFICO 17. COMPARACIÓN DE COSTOS ASOCIADOS A LOS CONSUMOS ENERGÉTICOS ENTRE EL ESCENARIO I Y EL CASO BASE.	62
GRÁFICO 19. DIFERENCIA DE VAC ENTRE EL CASO BASE Y EL ESCENARIO I EN FUNCIÓN DE LOS PRECIOS DE DIÉSEL Y LA ELECTRICIDAD.	65
GRÁFICO 20. DIFERENCIA DEL VAC ENTRE EL CASO BASE Y EL ESCENARIO I EN FUNCIÓN DEL COSTO DE MANTENIMIENTO.....	67
GRÁFICO 23. EMISIONES DE CARBONO POR PERÍODO DEL CASO BASE Y EL PRIMER ESCENARIO TECNOLÓGICO.	68
GRÁFICO A1. DESGLOSE CONSUMO DE COMBUSTIBLE MLP 2019.....	74
GRÁFICO A2. DESGLOSE CONSUMO DE COMBUSTIBLE CEN 2019.....	74
GRÁFICO A3. DESGLOSE CONSUMO DE COMBUSTIBLE CMZ 2019.	75
GRÁFICO A4. DESGLOSE CONSUMO DE COMBUSTIBLE ANT 2019.....	75

Índice de tablas

TABLA 1. ANTECEDENTES GENERALES DE COMPAÑÍAS MINERAS PERTENECIENTES A ANTOFAGASTA MINERALS.	5
TABLA 2. SEMI REACCIONES EN CELDAS DE COMBUSTIBLE CON ELECTROLITO ÁCIDO Y BÁSICO.	16
TABLA 3. VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LAS CELDAS DE COMBUSTIBLE.	18
TABLA 4. CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA DE ASISTENCIA DE TROLE SIEMENS UTILIZADAS EN FAENAS. (BRODKORB, 2014).	24
TABLA 5. TECNOLOGÍAS UTILIZADAS EN CADA ESCENARIO EN LOS DIFERENTES TRAMOS DEL CICLO DE TRANSPORTE.	27
TABLA 6. CARACTERÍSTICAS DE LA BATERÍA UTILIZADA PARA EL ANÁLISIS DEL SEGUNDO Y TERCER ESCENARIO TECNOLÓGICO.	29
TABLA 7. CARACTERÍSTICAS DE LA CELDA DE COMBUSTIBLE UTILIZADA PARA EL ANÁLISIS DEL TERCER ESCENARIO TECNOLÓGICO.	30
TABLA 8. PERFIL DE VELOCIDADES DEL KOMATSU 930E-4.	35
TABLA 9. TIEMPO DE MANIOBRA DE UN CAEX.	35
TABLA 10. COSTO DE UN CAEX.	42
TABLA 11. COSTOS CONSIDERADOS PARA LA EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL SISTEMA TROLE.	43
TABLA 12. COSTOS ADICIONALES CONSIDERADOS PARA LA EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL ESCENARIO TROLE ELÉCTRICO.	44
TABLA 13. COSTOS CONSIDERADOS PARA LA EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL ESCENARIO CON CELDAS DE COMBUSTIBLE.	44
TABLA 14. VARIACIÓN DE PRECIOS DE ELECTRICIDAD Y DIÉSEL ENTRE EL VALOR REAL Y PRESUPUESTO.	46
TABLA 15. ENERGÍA REQUERIDA POR LAS BATERÍAS POR CICLO Y UN TURNO EN EL PERÍODO 2032.	51
TABLA 16. CANTIDAD DE BATERÍAS REQUERIDAS POR EL CAEX PARA TENER UNA AUTONOMÍA DE UN CICLO Y UN TURNO.	51
TABLA 17. ENERGÍA REQUERIDA POR CADA TECNOLOGÍA DEL MIX ENERGÉTICO POR CICLO Y TURNO EN EL PERÍODO 2034.	52
TABLA 18. CANTIDAD DE BATERÍAS Y CELDAS DE COMBUSTIBLES REQUERIDAS PARA TENER UNA AUTONOMÍA DE UN TURNO.	53
TABLA 19. FUERZA RIMPULL EN CADA TRAMO Y CONDICIÓN DE CARGA PARA EL CASO BASE Y ESCENARIO TROLE.	57
TABLA 20. CONSUMOS ENERGÉTICOS POR PERÍODO EN UN CICLO DE TRABAJO DE UN CAEX CON TECNOLOGÍA TROLE.	57
TABLA 21. CAPEX, OPEX Y VAC POR PERÍODO PARA EL CASO BASE Y ESCENARIO TROLE HÍBRIDO.	63

TABLA 22. AHORRO POR PERÍODO Y ACUMULADO DEL PRIMER ESCENARIO TECNOLÓGICO CON RESPECTO AL CASO BASE.....	64
TABLA 24. DIFERENCIA DE CONSUMO ENERGÉTICO ENTRE EL CASO BASE Y EL ESCENARIO I EN FUNCIÓN DE LOS PRECIOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y DIÉSEL.	66
TABLA A1. PARÁMETROS DE CARGUÍO DE LOS EQUIPOS DE MINERA ANTUCOYA.	79
TABLA A2. TIEMPOS DE CARGUÍO DE LAS PALAS Y EL CARGADOR FRONTAL.	79
TABLA A3. DISTANCIAS POR PERÍODO EN LOS DISTINTOS TRAMOS DE TRANSPORTE HACIA LOS PUNTOS DE DESCARGA.	80
TABLA A4. DISTANCIAS PONDERADAS EN EL TRAMO HORIZONTAL, SUBIDA Y BAJADA POR PERÍODO.....	81
TABLA A5. TIEMPO DE CICLO POR PERÍODO.	81
TABLA A6. FLOTA DE CAMIONES PARA VALIDAR LA METODOLOGÍA CON EL CASO BASE DE MINERA ANTUCOYA.	82
TABLA A7. TIEMPO DE CICLO POR PERIODO DE LOS CAEX CON SISTEMA TROLE.	83
TABLA A8. FLOTA DE CAMIONES CON SISTEMA TROLE.	83
TABLA A9. DIFERENCIA DE PRODUCCIÓN DE UN CAEX POR PERÍODO COMPARANDO LA TECNOLOGÍA TROLE CON EL CASO BASE.	84
TABLA A10. CONSUMOS ENERGÉTICOS POR PERÍODO EN UN CICLO DE TRABAJO DE UN CAEX EN EL CASO BASE.	85
TABLA A11. CONSUMOS ENERGÉTICOS POR PERÍODO EN EL CASO BASE Y CON TECNOLOGÍA TROLE.....	85
TABLA A12. ESTIMACIÓN CONSUMO DIÉSEL CON EL MÉTODO 2 PARA EL CASO BASE Y CON TECNOLOGÍA TROLE.	86
TABLA A13. COMPONENTES DEL CAPEX DEL CASO BASE Y ESCENARIO TROLE HÍBRIDO POR PERÍODO.	87
TABLA A14. COMPONENTES DEL OPEX DEL CASO BASE POR PERÍODO.	87
TABLA A15. COMPONENTES DEL OPEX DEL ESCENARIO TROLE HÍBRIDO POR PERÍODO.	88
TABLA A16. AHORRO POR PERÍODO DEL OPEX ENTRE EL PRIMER ESCENARIO TECNOLÓGICO Y EL CASO BASE.89	
TABLA A17. DIFERENCIA DE VAC ENTRE EL CASO BASE Y EL ESCENARIO I AL FLUCTUAR LOS PRECIOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y DIÉSEL.	90

Índice de ecuaciones

ECUACIÓN 1. CANTIDAD DE BATERÍAS REQUERIDAS PARA TENER UNA AUTONOMÍA DE 1 TURNO DE TRABAJO.	28
ECUACIÓN 2. CANTIDAD DE CELDAS DE COMBUSTIBLE REQUERIDAS PARA TENER UNA AUTONOMÍA DE 1 TURNO DE TRABAJO.	30
ECUACIÓN 3. COMPONENTES DEL TIEMPO DE CICLO DE UN CAEX.....	32
ECUACIÓN 4. CAPACIDAD DEL BALDE DE EQUIPOS DE CARGUÍO.....	33
ECUACIÓN 5. TIEMPO DE CARGUÍO.	33
ECUACIÓN 6. TIEMPO DE CARGUÍO PONDERADO POR PERÍODO.	33
ECUACIÓN 7. COMPONENTES DEL TIEMPO DE IDA DE UN CAEX.	34
ECUACIÓN 8. COMPONENTES DEL TIEMPO DE VUELTA DE UN CAEX.....	34
ECUACIÓN 9. DISTANCIA EN SUBIDA, BAJADA U HORIZONTAL ENTRE UNA FASE Y UN PUNTO DE DESCARGA EN UN PERÍODO.	34
ECUACIÓN 10. DISTANCIA EN SUBIDA, BAJADA U HORIZONTAL PONDERADA EN UN DETERMINADO PERÍODO. ..	34
ECUACIÓN 11. CANTIDAD DE CICLOS DE UN CAEX EN UN PERÍODO DETERMINADO.....	36
ECUACIÓN 12. PRODUCTIVIDAD DE UN CAEX.....	36
ECUACIÓN 13. NÚMERO DE CAEX POR PERÍODO.	36
ECUACIÓN 14. ENERGÍA REQUERIDA PARA EL TRAYECTO DE IDA.	37
ECUACIÓN 15. ENERGÍA REQUERIDA PARA EL TRAYECTO DE VUELA.	38
ECUACIÓN 16. PRIMER MÉTODO PARA CALCULAR EL CONSUMO DE DIÉSEL DE UN CAEX.	38
ECUACIÓN 17. NÚMERO DE CICLOS QUE REALIZA TODA LA FLOTA DE CAEX EN UN DETERMINADO PERÍODO. .	38
ECUACIÓN 18. CONSUMO ENERGÉTICO TOTAL POR PERÍODO.	38
ECUACIÓN 19. SEGUNDO MÉTODO PARA CALCULAR EL CONSUMO DE DIÉSEL DE UN CAEX.	39
ECUACIÓN 20. HORAS HORÓMETRO DE UN CAEX POR PERÍODO.....	40
ECUACIÓN 21. HORAS HORÓMETRO DE UN CAEX TROLE PARA ESTIMAR SU CONSUMO DE COMBUSTIBLE.	40
ECUACIÓN 22. ENERGÍA QUE SE REQUIERE ALMACENAR EN HIDRÓGENO PARA LA CELDA DE COMBUSTIBLE. ...	41
ECUACIÓN 23. MASA DE HIDRÓGENO QUE REQUIERE LA CELDA DE COMBUSTIBLE.	42
ECUACIÓN 24. VALOR ACTUAL DE COSTOS.....	45
ECUACIÓN 25. EMISIONES DE CARBONO EQUIVALENTE EN FUNCIÓN DEL CONSUMO DIÉSEL.	50

1 Introducción

1.1 Contextualización y definición de la problemática

En Chile la minería constituye uno de los ejes económicos más importantes del país, aportando en los últimos 10 años el 11,4% del PIB y un aporte promedio de 10% al financiamiento fiscal, así como cerca de un 60% de sus exportaciones totales (Consejo Minero, 2019).

A pesar del beneficio que la industria minera significa para Chile, trae consigo grandes consumos energéticos que afectan a la sociedad y el medio ambiente. En particular, el sector minero genera directamente un 7% del total de los gases de efecto invernadero (GEI) del país, y su participación en el consumo de energía eléctrica explica otro 14% de las emisiones atribuibles indirectamente al sector (Consejo Minero, 2019).

A nivel nacional, se aprobó en enero de 2021 la ley de eficiencia energética, la cual pretende establecer un marco regulatorio para los grandes consumidores de energía y reducir el consumo energético en un 7% a 2035 (García Bernal, 2019). Esta medida pretende que industrias como la minera, establezcan un sistema de gestión de la energía (SGE) que permita:

- Mejorar el proceso de transformación energética;
- Racionalizar/reducir el consumo de energía; y
- Contribuir al mejoramiento de las condiciones ambientales y a la sustentabilidad del desarrollo.

Antofagasta Minerals siempre en busca de ser una empresa competitiva en la industria minera, se ha adelantado a la entrada en vigor de la ley de eficiencia energética, desarrollando y fomentando un SGE en distintas áreas operativas de sus compañías mineras. El objetivo es reducir la influencia del consumo de energía eléctrica y combustible en el costo de producción, que representaron para el año 2019 un 13% y 7% respectivamente, y también realizar iniciativas que favorezcan la disminución de las emisiones de GEI.

En este contexto, reducir las emisiones de GEI provenientes del consumo de energía eléctrica tiene menor dificultad de implementación en el corto plazo, ya que depende directamente de la empresa gestionar y renegociar los contratos con las distintas empresas

proveedoras de energía, y de esta forma asegurar que la fuente de producción de electricidad sea renovable. De hecho, las cuatro compañías mineras pertenecientes a Antofagasta Minerals trabajarán con energía 100% libre de emisiones contaminantes desde el 2022.

En cuanto a reducir el consumo de combustible en equipos móviles es más complejo, ya que, dependiendo del tipo de tecnología se requiere una serie de condiciones habilitantes. Entre ellas, que existan alternativas de propulsión con un nivel de madurez suficiente para ser utilizada en el exigente ambiente minero, que haya la infraestructura adecuada para su uso, que se fomente una gestión del cambio para los operadores y personal de mantenimiento, y también que se desarrollen nuevos protocolos de seguridad y medioambiente.

El objetivo de este trabajo es realizar un análisis técnico-económico de tecnologías disponibles en el mercado que puedan ser aplicadas a equipos utilizados en minería para reducir el consumo de combustible e impulsar la electromovilidad.

Para cumplir con el objetivo principal de este trabajo, se tendrán en consideración los siguientes objetivos específicos:

- Caracterizar técnicamente las diferentes tecnologías empleadas en minería vinculadas a la electromovilidad (baterías, celdas de combustible y trole) y uso de hidrógeno (dual) para ser utilizadas por Antofagasta Minerals.
- Evaluar económicamente la implementación de las tecnologías en estudio, realizando un análisis de sensibilidad de las variables más relevantes.

1.2 Plan de trabajo

El plan de trabajo se dividirá en las siguientes cuatro etapas:

a) Etapa 1: Recopilación y análisis de información

Se realizará un estudio de las tecnologías disponibles en el mercado que tengan la finalidad de reemplazar al diésel en equipos móviles. Con este estudio se pretende tener un conocimiento técnico de las tecnologías relacionadas a la ruta de electromovilidad y a sus principales desarrolladores.

También se recopila y analiza información respecto al caso base, es decir referente a fuentes y consumos de energía utilizadas en el proceso productivo dentro de las compañías

mineras de Antofagasta Minerals, con el fin de identificar equipos de interés en donde podrían ser utilizadas las nuevas tecnologías.

b) Etapa 2: Estudio factibilidad técnica

Tendrá como objetivo estudiar la factibilidad técnica para aplicar las diferentes tecnologías en los equipos de interés. Para esto se evaluará si la tecnología disponible en el mercado es compatible con el ciclo de trabajo de los equipos mineros seleccionados en la etapa anterior. De forma general, se entiende como ciclo de trabajo a las condiciones operacionales que cumplen habitualmente los equipos, como, por ejemplo, soportar una determinada carga, cumplir tiempos de ciclo, tolerar las condiciones de terreno (pendientes), tener una autonomía suficiente y una flexibilidad operacional acorde a la función que cumple.

Para realizar el estudio de compatibilidad entre la tecnología y condiciones operacionales del equipo, será necesario recopilar información de los ciclos de trabajo de los equipos seleccionados en las distintas compañías.

Al finalizar este análisis, pasaran a la siguiente etapa solo las tecnologías que sean técnicamente factibles de ser utilizadas bajo las condiciones operacionales de los equipos de interés.

c) Etapa 3: Estudio de factibilidad económica y reducción de emisiones de GEI

En esta etapa, a aquellas tecnologías que sean técnicamente factibles de utilizarse en las condiciones operacionales del determinado equipo minero, se les va a realizar un estudio económico. El estudio económico consistirá en estimar los costos de capital y costos operacionales relacionados a la puesta en operación de la tecnología para un equipo en una de las Mineras de Antofagasta Minerals. De igual forma se estiman los costos asociados al caso base, es decir del equipo utilizando su sistema actual de propulsión, de modo de poder comparar a través del valor actual de costos (VAC) los escenarios tecnológicos vinculados a la electromovilidad con el caso base, y de esta forma identificar si existe alguna económicamente interesante de continuar estudiando en profundidad.

También en esta etapa, se determina la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) que existiría con respecto al caso base.

d) Etapa 4: Propuesta y recomendaciones

En base al estudio de factibilidad técnico-económico se propone una determinada tecnología para los equipos analizados.

2 Antecedentes de la empresa

Antofagasta Minerals, principal grupo minero privado chileno, es el cuarto mayor productor de cobre del país y el noveno a nivel mundial.

El Grupo Minero está organizado como sociedad anónima cerrada y es filial de Antofagasta plc, la cual cotiza sus acciones en la Bolsa de Valores de Londres (LSE) y figura en el índice FTSE 100¹. El control de Antofagasta plc pertenece al grupo Luksic, que posee el 65% de su propiedad.

Antofagasta Minerals está a cargo de la operación de cuatro compañías mineras: Minera Los Pelambres, Minera Centinela, Minera Antucoya y Minera Zaldívar. También lleva a cabo actividades de exploración y desarrollo de proyectos, tanto en Chile como en el extranjero. Información general de las operaciones ubicadas en Chile se indican en la **Tabla 1**.

Tabla 1. Antecedentes generales de compañías mineras pertenecientes a Antofagasta Minerals.

Compañía	Minera Los Pelambres	Minera Centinela	Minera Zaldívar	Minera Antucoya
Ubicación	Comuna de Salamanca, Región de Coquimbo	Comuna de Sierra Gorda, Región de Antofagasta	Comuna de Sierra Gorda, Región de Antofagasta	Comunas de María Elena y Mejillones, Región de Antofagasta
Propiedad de AMSA	60%	70%	50%	70%
Inicio de operaciones	2000	2014	1995	2015
Vida útil restante	37 años	40 años	11 años	21 años
Productos	Concentrado de Cobre	Concentrado y cátodos de cobre	Cátodos y concentrado de cobre	Cátodos de cobre
Subproductos	Concentrado de molibdeno, plata y oro	Concentrado de molibdeno, plata y oro	-	-

¹ Índice bursátil de referencia de la LSE, compuesto por las 100 compañías de mayor capitalización del Reino Unido.

Las cuatro compañías mineras extraen los minerales de cobre a través de un método de extracción a cielo abierto, por lo que todas comienzan su proceso productivo a través de la perforación y tronadura para liberar y fragmentar el macizo rocoso. Luego, los equipos de carguío llenan la tolva de los camiones de extracción (CAEX) para su posterior transporte al destino final, que puede ser el chancador primario, el stockpile o el botadero, dependiendo de la ley del material extraído.

Dependiendo del tipo de mineral de cobre extraído, existen dos líneas de procesamiento para obtener concentrado o cátodos de cobre, las cuales se resumen en la **Figura 1**.

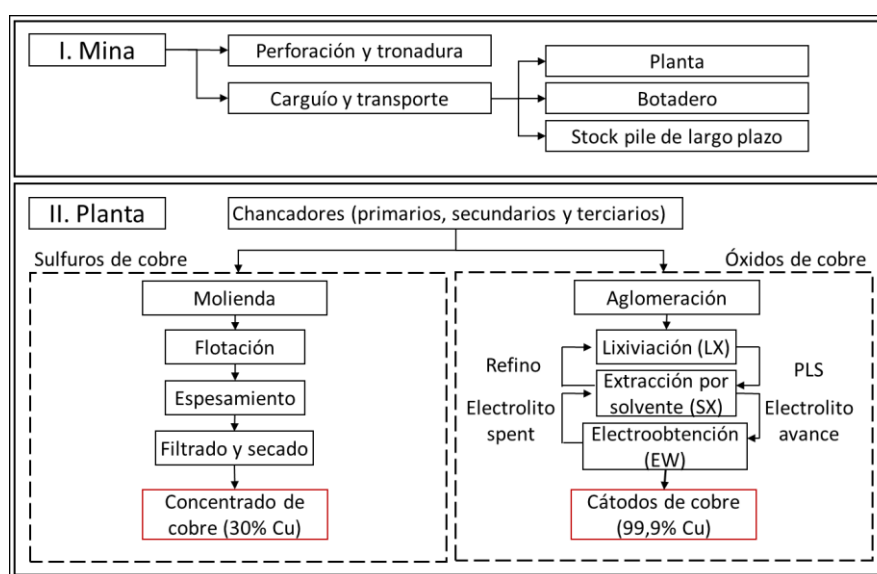


Figura 1. Etapas del procesamiento de mineral para obtener concentrado y cátodos de cobre.

Desde el punto de vista de la producción, Los Pelambres es la que más aporta a Antofagasta Minerals, seguido por Centinela, Zaldívar y Antucoya. La producción de cobre histórica desde el 2014 de estas compañías mineras se indica en el **Gráfico 1**.

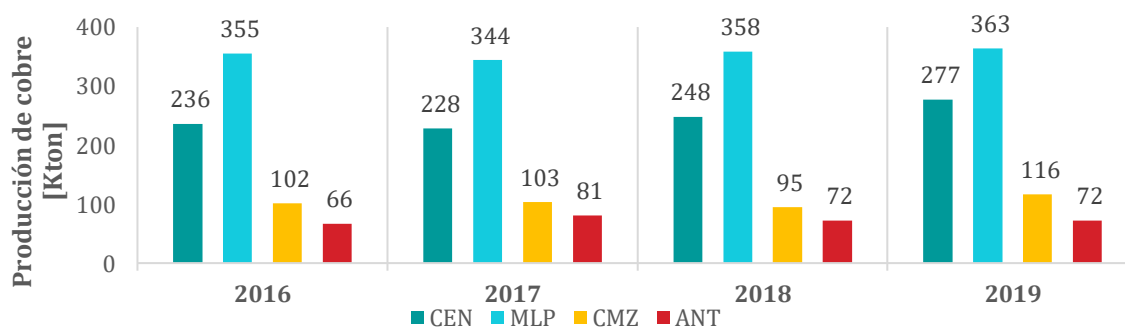


Gráfico 1. Producción de cobre histórica de las compañías mineras pertenecientes a Antofagasta Minerals.

2.1 Sistema de gestión de la energía

Un sistema de gestión de la energía (SGE) es un sistema de mejoramiento continuo que tiene por objetivo gestionar el uso eficiente de la energía en el tiempo. En este sistema, la energía se debe ver como un insumo estratégico desde su fuente hasta su uso. Antofagasta Minerals cuenta con una estrategia de energía, donde la eficiencia energética² es uno de los puntos claves.

En este sistema se debe considerar: seguridad y confiabilidad del suministro; precio competitivo, con términos y condiciones favorables; origen de la energía, para otorgar sostenibilidad y cumplimiento de las metas de cambio climático de la empresa; y mayor eficiencia en el consumo de la energía.

Antofagasta Minerals ha implementado un SGE en sus compañías por motivos internos, pero también por motivos externos, producto de las exigencias del contexto nacional como lo es el Acuerdo del Consejo Minero con el Ministerio de Energía y Requerimientos legales, particularmente la ley de eficiencia energética. Esta ley busca generar un marco de referencia en relación con la gestión para grandes consumidores, considerando que en Chile alrededor de 150 empresas son catalogadas como “grandes consumidores”, abarcando el 30% del consumo de energía del país. La ley pretende que el Ministerio de Energía cuente con información de estos consumos para preparar un reporte público anual, con información de proyecciones de consumo y eficiencia energéticos, casos de éxitos, buenas prácticas y calificación de las empresas.

2.2 Caracterización energética

La caracterización energética es la construcción de un marco base de los consumos energéticos en las compañías mineras y su distribución en las áreas. Esta caracterización es la clave de un SGE, ya que permite concentrar los esfuerzos en realizar proyectos para mejorar la eficiencia energética de los equipos de mayor consumo, generando ahorros y

² Conjunto de acciones que permiten optimizar la relación entre la cantidad de energía consumida y los productos y servicios finales obtenidos.

disminución de GEI importantes. También permite identificar consumos que están fuera de los parámetros normales mediante indicadores energéticos, agilizando las medidas correctivas.

El perfil energético de cada compañía está directamente relacionado con el nivel de producción y variables propias de la minería, como son, variabilidad del plan minero, disminución de las leyes, dureza del mineral, mayor distancia de transporte del mineral a los distintos puntos de descarga, desgaste del equipamiento (móvil y fijo).

En relación con el consumo energético en Antofagasta Minerals el 2019 se observa en los gráficos a continuación que en Minera Centinela hubo un mayor consumo energético y, además, que en sólo Minera Los Pelambres hubo un mayor consumo de energía eléctrica.

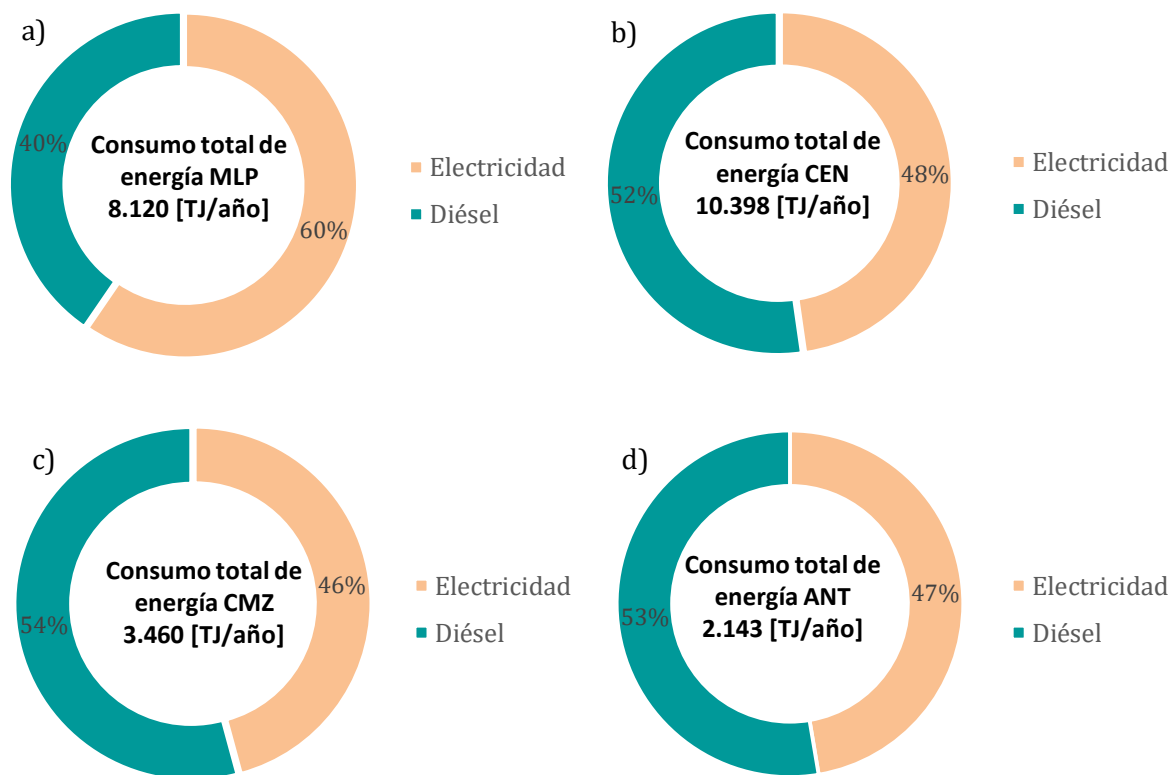


Gráfico 2. Consumo energético del 2019 en Minera a) Los Pelambres, b) Centinela, c) Zaldívar y d) Antucoya. (Antofagasta Minerals, 2019a).

Para definir un tipo de equipo en el cual un cambio en la tecnología de propulsión genere una gran reducción en el uso de combustible en Antofagasta Minerals, se desglosa el consumo de diésel de los equipos utilizados en las distintas compañías mineras, los cuales se detallan en los gráficos del **Anexo A**.

El **Gráfico 3** resume la información de los gráficos en anexos, clasificando los consumos más altos de diésel por tipo de equipo. El gráfico muestra que el mayor consumo de combustible se concentra en la Mina, específicamente en camiones de extracción, equipos de carguío, perforadoras y algunos equipos de apoyo como wheeldozers, bulldozers y otros tipos de camiones menores.

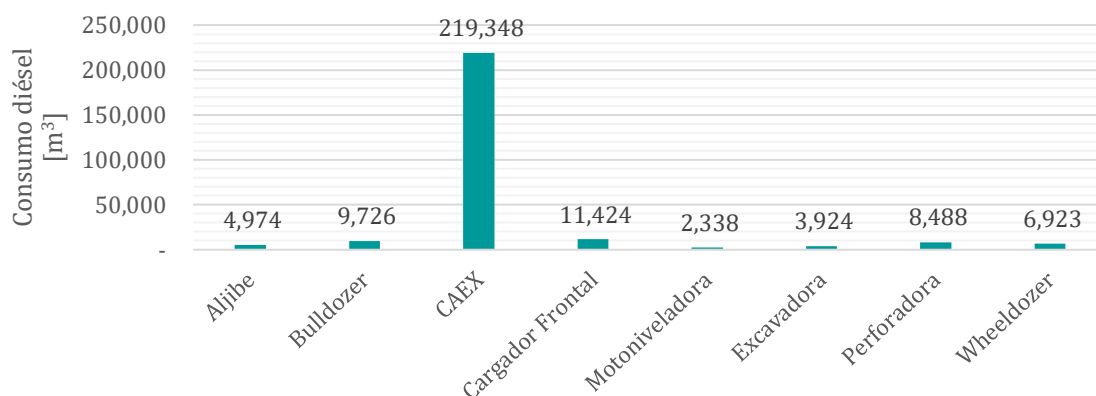


Gráfico 3. Consumo de diésel por tipo de equipo en Antofagasta Minerals.

Los CAEX representan el 67% del consumo total de diésel de Antofagasta Minerals, lo que hace atractivo evaluar tecnologías disponibles en el mercado que puedan ser aplicadas a camiones de extracción, ya que inclusive un pequeño cambio en la forma de propulsión podría generar un gran impacto en la reducción de consumo de combustible.

2.3 Emisiones de carbono a largo plazo

Antofagasta Minerals reconoce la importancia que tiene la energía en la lucha contra el cambio climático, por esta razón ha enfocado sus metas en el abatimiento de gases de efecto invernadero a través del uso de energías renovables y eficiencia energética en sus operaciones. A través de la caracterización energética, la empresa establece que las principales emisiones de dióxido de carbono equivalente³ (CO_{2e}) son producto del suministro eléctrico, el calor para el proceso productivo, el diésel de equipos móviles y el diésel en

³ Es una medida métrica utilizada para comparar las emisiones de diversos gases de efecto invernadero sobre la base de su potencial de calentamiento global (PCG), mediante la conversión de cantidades de otros gases al equivalente en cantidad de dióxido de carbono con el mismo potencial de calentamiento global.

camiones de extracción o CAEX como lo indica la **Figura 2**. En esta, también es posible observar que se pretende disminuir las emisiones en el tiempo hasta convertirse al 2050 en una empresa carbono neutral.

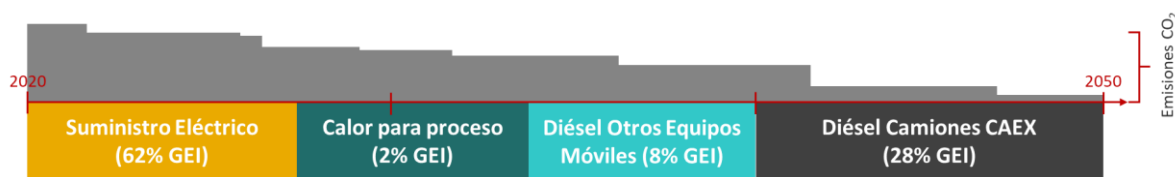


Figura 2. Principales emisiones de GEI por fuente de energía en Antofagasta Minerals. (Antofagasta Minerals, 2019b).

Para realizar cambios que tengan como objetivo una mayor eficiencia energética o bien un cambio de fuente de energía que favorezca la reducción de emisiones GEI, es relevante comprender que existen gestiones que dependen directamente de la empresa, pero también que existen limitaciones tecnológicas que son propias del mercado.

Por ejemplo, las acciones a corto plazo que se realizarán para mitigar las emisiones y cumplir las metas energéticas internas son: cambio de matriz del suministro eléctrico a energías renovables, reemplazo de diésel por GNL para generación de calor y proyectos de eficiencia energética y productividad. Pero en cuanto al uso de nuevas fuentes de energía en equipos móviles, existen restricciones del mercado, ya que no todas las tecnologías disponibles poseen la potencia requerida para llevar a cabo los variables ciclos de trabajo de los equipos utilizados en minería.

En la presente memoria, debido al mayor consumo de diésel de los camiones de extracción visualizados en el gráfico **Gráfico 3** y teniendo en consideración el gran impacto que tendría en la sociedad y el medioambiente reemplazar su consumo, se va a trabajar en identificar tecnologías disponibles en el mercado que estén alineadas con la ruta de electromovilidad y tengan potencial técnico económico de emplearse en CAEX.

3 Antecedentes

El siguiente capítulo presenta las tecnologías disponibles en el mercado que tienen como objetivo la reducción de consumo de diésel en equipos móviles.

3.1 Hidrógeno

El hidrógeno se puede producir a partir de una gran cantidad de fuentes de energía primaria y mediante diversos procesos técnicos. Dependiendo del tipo de la fuente energética primaria se caracteriza el hidrógeno en verde, azul y negro como indican la **Figura 3**. Se define como verde cuando el hidrógeno es producido mediante fuentes renovables, azul cuando se produce con combustibles fósiles y captura de carbono y negro, cuando se utilizan combustibles fósiles sin captar los gases contaminantes.

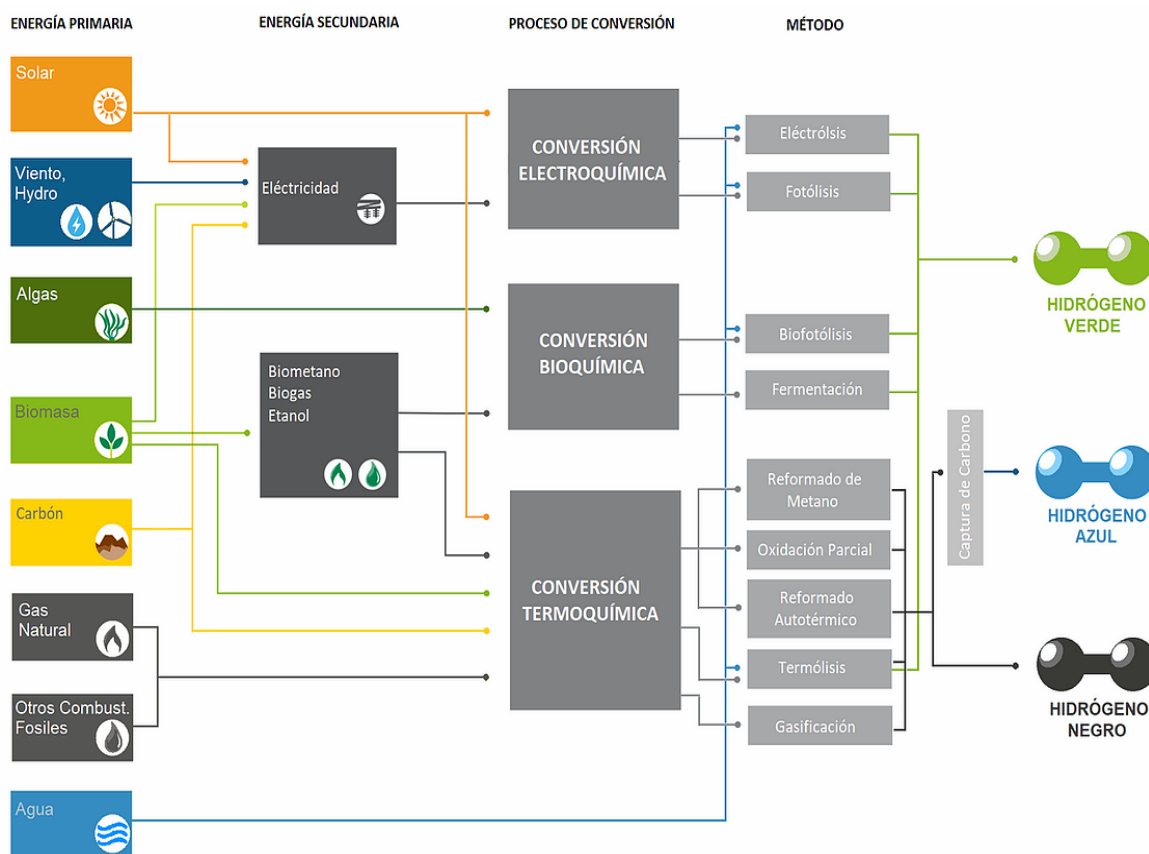


Figura 3. Procesos de producción del hidrógeno.(Asociación Chilena de Hidrógeno, 2020)

La fuente de energía primaria más importante para la producción de hidrógeno en la actualidad es el gas natural, con una participación del **70%**, seguido del petróleo, el carbón y la electricidad, como energía secundaria.

El reformado con vapor a partir de gas natural, es el método más importante de producción de hidrógeno. En cuanto a la electrólisis, la principal fuente renovable, representa actualmente alrededor del **5%** de la producción mundial de hidrógeno. Sin embargo, se prevé que en el futuro la producción aumente significativamente si el excedente de electricidad de las energías renovables está cada vez más disponible. Por la misma razón en Chile existe una buena oportunidad de producir hidrógeno, ya que la política energética tiene como uno de sus objetivos que al **2050** el **70%** de la energía consumida en el país provenga de fuentes como la fotovoltaica o la eólica (Fúnez y Reyes, 2019).

En la **Figura 4** se muestra la gran variedad de aplicaciones del hidrógeno. Esas son agrupadas en: Convencionales, Transporte, Estacionarias, Móviles y Uso de H_2 como gas. El 89% del hidrógeno producido internacionalmente se utiliza en la industria química/refinería y en la producción de amoníaco. Sin embargo, se espera que aumente la generación de hidrógeno para aplicaciones de almacenamiento, más específicamente en 100 [Mton] exclusivamente para el sector transporte al 2050 (Vásquez et al., 2018).

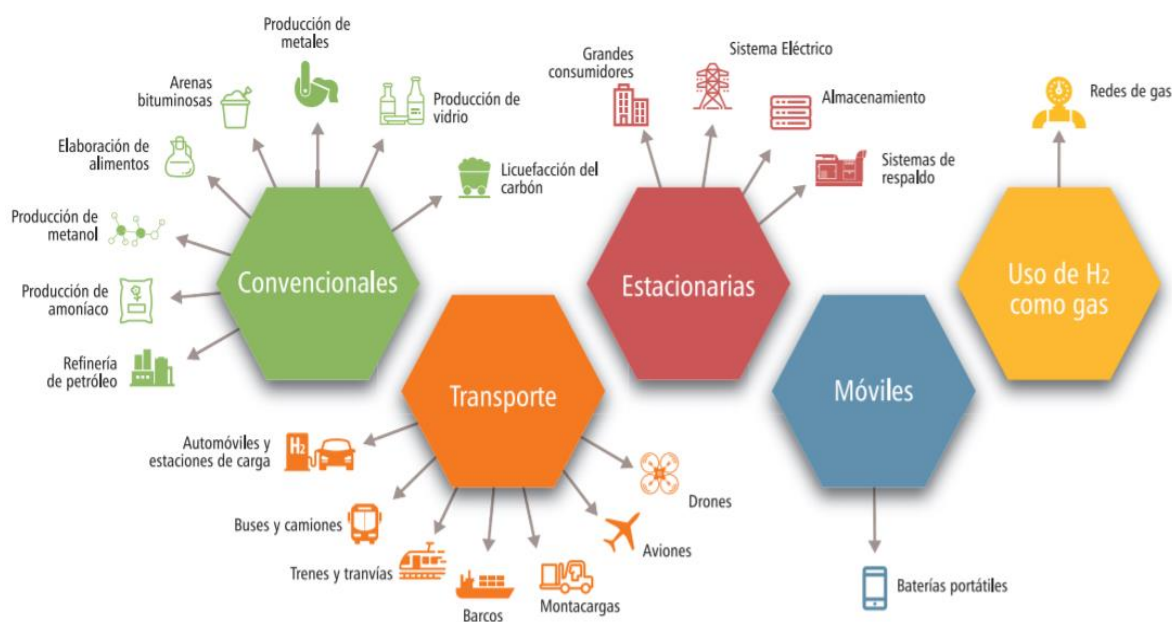


Figura 4. Aplicaciones del hidrógeno. (Vásquez et al., 2018).

3.1.1 Hidrogeno como combustible

Pese a ser el elemento más abundante en el universo, el hidrógeno no se encuentra en estado puro en la naturaleza, por lo tanto, no es considerado un combustible primario, sino que es un vector energético.

La forma en que un vector energético es almacenado está muy influenciada por su contenido energético, el cual es posible expresarlo en base a la masa (densidad gravimétrica) o el volumen (densidad volumétrica). La **Figura 5** muestra como el hidrógeno tiene una densidad gravimétrica casi tres veces más alta que los hidrocarburos líquidos, sin embargo, su densidad volumétrica es relativamente baja. Por lo tanto, para fines prácticos de manejo, la densidad del hidrógeno debe aumentarse significativamente al almacenarlo. Para esto se utiliza los principales métodos probados, que incluyen almacenamiento físico basado en compresión, enfriamiento o una combinación de ambos.

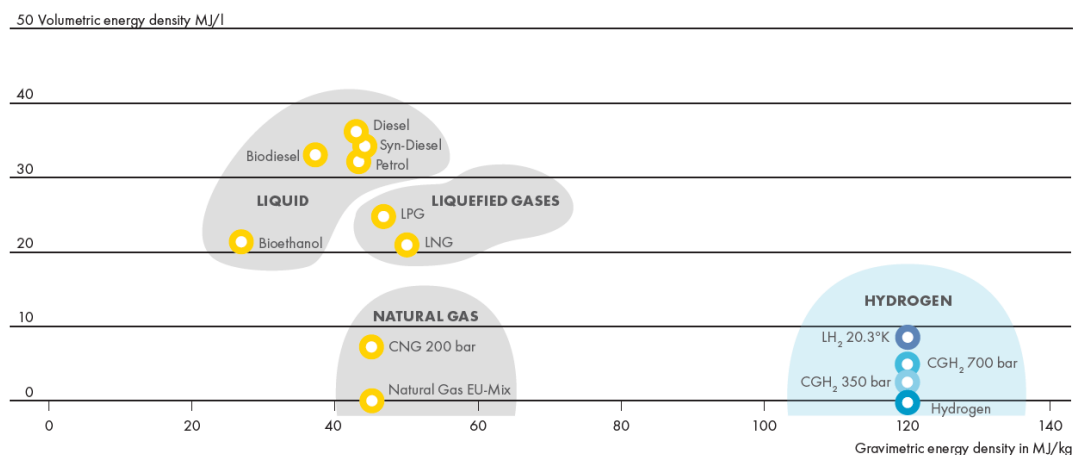


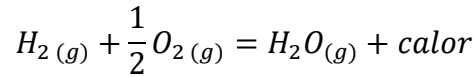
Figura 5. Densidad gravimétrica y volumétrica de combustibles.(Fischedick et al., 2017)

Una de las ventajas del hidrógeno como combustible es la flexibilidad que tiene para utilizarse como fuente de propulsión, ya que puede ser quemado directamente en motores de combustión, emplearse como mezcla con combustibles convencionales y en celdas de combustibles. Sin embargo, cabe destacar que las primeras dos opciones son más un método de transición, ya que son las celdas de combustible que apuntan como la tecnología del futuro, debido a que no emiten gases de efecto invernadero al producir energía eléctrica y vapor de agua.

3.1.2 Aplicaciones energéticas

Las aplicaciones que permiten la utilización del hidrogeno como un vector energético son principalmente dos: combustión y celdas de combustibles (*fuel cells*).

La combustión del hidrógeno puede ser ocupada en motores, turbinas y calderas para obtener energía. La reacción que se produce tiene como únicos productos agua y calor, tal como se muestra en la siguiente ecuación:



Se utiliza el concepto combustión directa de hidrógeno cuando un motor se renueva para utilizar totalmente hidrógeno. Por el contrario, se califica como combustión dual diésel-hidrógeno, cuando el motor se adapta para reemplazar el diésel con un determinado porcentaje en volumen de hidrógeno.

Karagöz et al., 2016 realizaron mediciones de diversos parámetros tanto en el motor como en las emisiones para distintos porcentajes en volumen de hidrógeno en el motor, cuyos porcentajes son 0%, 25% y 50%. En la **Figura 6** se muestra la variación de la potencia al freno y el torque para las condiciones estudiadas. En la **Figura 7** se muestra el efecto de la variación del porcentaje en volumen de hidrógeno sobre las emisiones de CO_2 y NO_x .

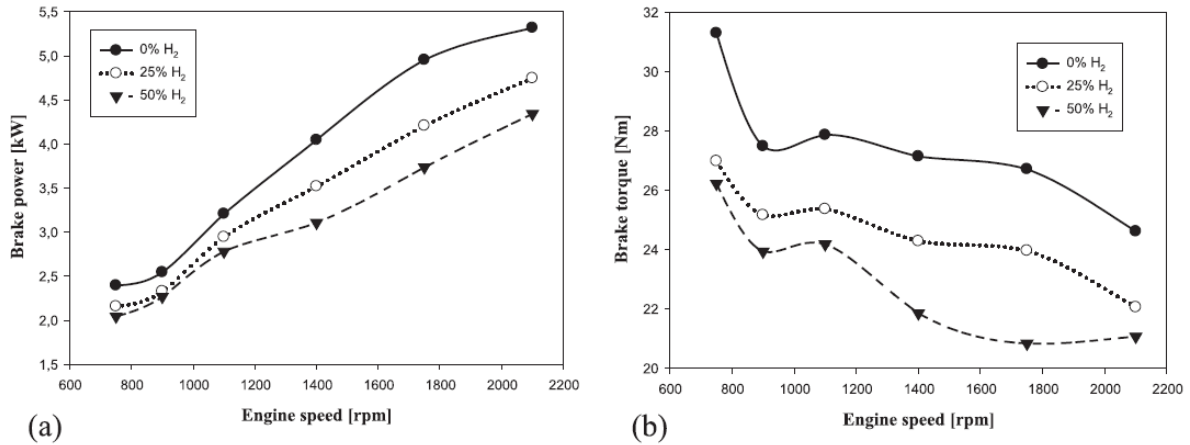


Figura 6. (a) Variación del poder de freno (b) y el torque de freno en función de la velocidad del motor y la proporción de hidrógeno. (Karagöz et al., 2016).

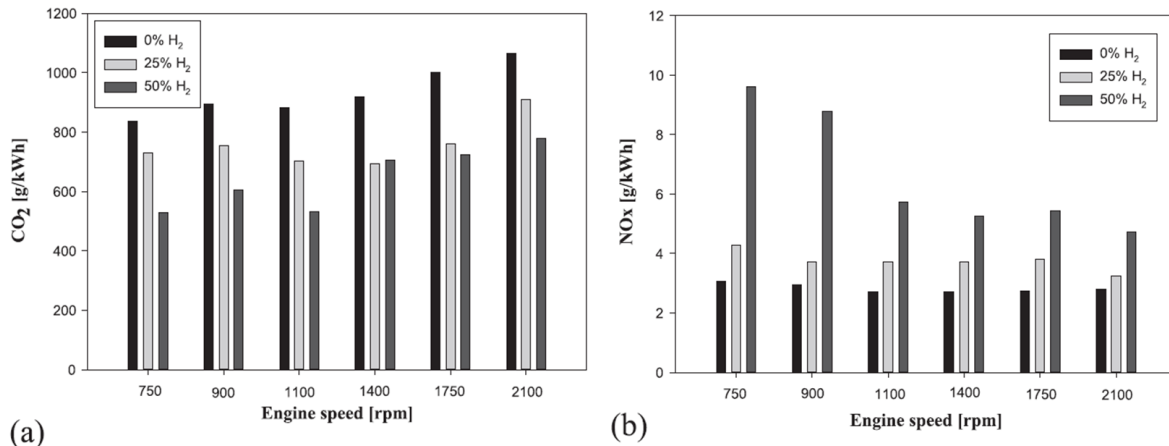


Figura 7. (a) Variación de emisiones CO_2 (b) y variación de emisiones NO_x en función de la velocidad del motor y la proporción de hidrógeno. (Karagöz et al., 2016).

Los resultados observados en el estudio con la adición de un 25% de hidrogeno fueron los siguientes: la potencia del motor decrece entre un 8,1% – 15,1%, las emisiones de CO_2 disminuyen entre un 12,7% – 25,4% y las emisiones de NO_x incrementan entre un 15,2% – 39,6% (Karagöz et al., 2016).

Por otro lado, las celdas o pilas de combustible son los dispositivos más eficientes energéticamente para extraer energía de combustibles. Un motor de combustión convencional usualmente genera electricidad a eficiencias del 33 al 35%, mientras que los sistemas de celda de combustibles pueden generar electricidad a eficiencias de hasta el 60%, e inclusive más con cogeneración⁴ (Pearson, 2015).

Una celda de combustible es un dispositivo que puede convertir la energía química en energía eléctrica y calor, sin aplicar un proceso de combustión. Específicamente, la producción de electricidad se desarrolla a través de reacciones de reducción y oxidación en electrodos distintos, permitiendo un flujo neto de electrones a través de un sistema de recepción.

Dependiendo del tipo de electrolito que tenga la pila de combustible, se pueden distinguir dos grandes categorías: pilas de combustible de electrolito ácido y pilas de combustible de electrolito alcalino. La principal diferencia entre ellos es la carga que se desplaza: el tipo positivo para el primer tipo y el tipo negativo para el segundo tipo (Alaswad

⁴ Aprovecha la energía térmica liberada de la generación de energía eléctrica, aumentando el rendimiento del proceso y reduciendo las pérdidas económicas.

et al., 2016). Las semirreacciones redox y el balance global según el tipo de electrolito se muestran en la **Tabla 2**

Tabla 2. *Semi reacciones en celdas de combustible con electrolito ácido y básico.*

Tipo de Reacción	Electrolito ácido	Electrolito básico
Anódica	$H_2 \rightarrow 2H^+ + 2e^-$	$H_2 + 2OH^- \rightarrow 2H_2O + 2e^-$
Catódica	$\frac{1}{2} O_2 + 2H^+ + 2e^- \rightarrow H_2O$	$\frac{1}{2} O_2 + H_2O + 2e^- \rightarrow 2OH^-$
Global	$H_2 + \frac{1}{2} O_2 \rightarrow H_2O$	$H_2 + \frac{1}{2} O_2 \rightarrow H_2O$

Las principales celdas de combustible pueden ser categorizadas como alcalinas (AFC), membrana de intercambio protonico (PEM) y óxido sólido (SOFC). Sus principales características se muestran en el **Anexo B**.

Para las aplicaciones de transporte las PEM son las celdas de combustible más desarrolladas comercialmente dada su densidad energética, tamaño, potencia y temperatura de operación. La estructura típica de este tipo de celda se muestra en la **Figura 8**, donde se destacan los siguientes componentes (Alaswad et al., 2016):

- Placa bipolar: son placas con canales de flujo que aseguran la distribución de combustible y oxidante en toda el área de la celda, además de actuar como colectores de corriente eléctrica. Se mecanizan diferentes tipos de canales en forma de bobina, paralelos e interdigitales en las placas a través de las cuales fluirán los gases (en este caso, hidrógeno y aire). Para la celda tipo PEM, están contruidos de grafito, acero inoxidable y plástico.
- Capa de difusión de gas (GDL): son responsables de distribuir los reactivos a la superficie del electrodo y eliminar los productos de reacción.
- Electrodo: las reacciones electroquímicas tienen lugar en la superficie de los electrodos. El combustible (hidrógeno, en este caso) se oxida en el ánodo y el oxígeno se reduce en el cátodo. En el caso de las células PEM, el platino se usa como catalizador para aumentar la velocidad de reacción.
- Membrana: Sus funciones son actuar como conductor iónico, aislante electrónico y separador de reactivos anódicos y catódicos. Los iones deben atravesar la membrana del tipo polímero de politetrafluoroetileno conductor de protones, para mantener el equilibrio de carga entre el ánodo y el cátodo.

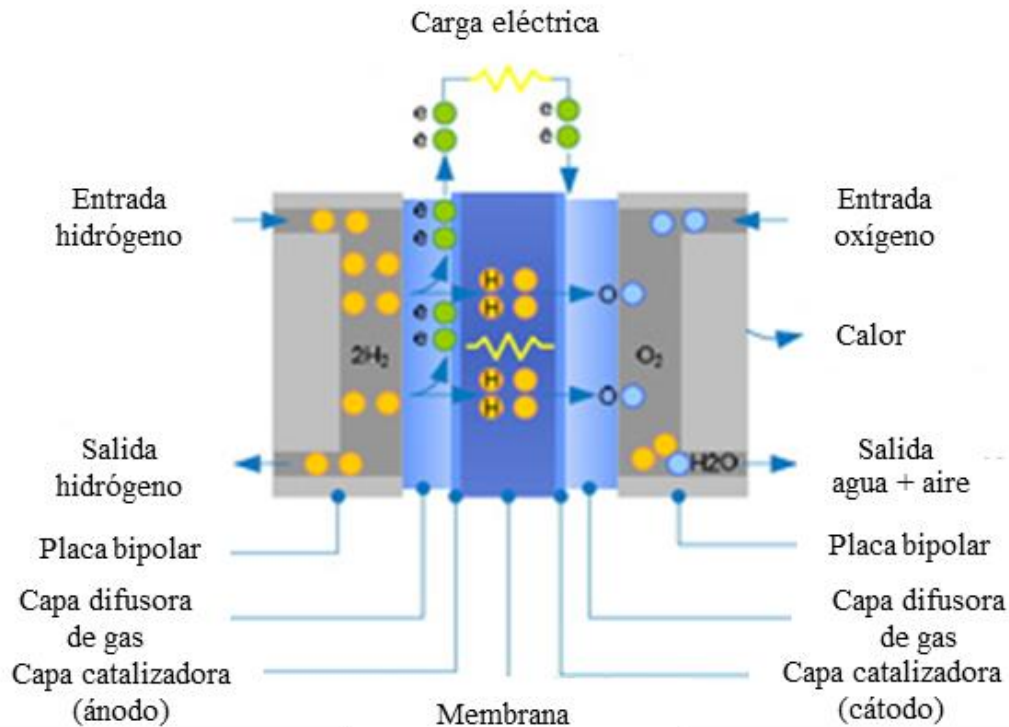


Figura 8. Componentes de una celda de combustible tipo PEM. (García, 2014).

Debido a que las celdas de combustible pueden reemplazar el motor de combustión en los automóviles, pueden usarse inmediatamente para generar electricidad sin la necesidad de incorporar un generador eléctrico (Chan, 2007), lo que reduce el tamaño y la cantidad de componentes. A pesar de esta ventaja, debe considerarse que las celdas de combustible tienen una densidad de potencia menor que la gasolina, por lo que la eficiencia de arranque es menor que si se usaran motores de combustión. Por esta razón, los bancos de baterías (mayor densidad de potencia que las celdas de combustible) y/o los supercondensadores (baja densidad de energía, pero alta densidad de potencia) se utilizan junto con las celdas de combustible (Thounthong et al., 2009). De esta forma, se puede establecer una dinámica de frenado regenerativo, y la energía se puede almacenar en los supercondensadores, comenzando a usar energía de ellos y/o baterías y aprovechando las celdas de combustible en áreas de operación a velocidad constante, proporcionando mayor flexibilidad, eficiencia y autonomía al vehículo.

Las principales ventajas y desventajas de las celdas de combustible se indican en la **Tabla 3**.

Tabla 3. Ventajas y desventajas de las celdas de combustible.

Ventajas	Desventajas
-Alta eficiencia operativa y diseño altamente escalable. -No emite emisiones de gases de efecto invernadero si se utiliza hidrógeno verde. -Puede trabajar con diferentes tipos de fuentes de combustible. -Sin piezas móviles y con capacidad de recarga casi instantánea.	- Costoso. -Puede generar problemas técnicos como envenenamiento por electrolitos y degradación del catalizador. -Dependiendo del tipo de celda de combustible considerada, puede ser requerido tecnología de reforma del combustible y un sistema de almacenamiento.

3.1.3 Aplicaciones en minería

En cuanto a la utilización de la combustión dual de diésel – hidrógeno, destaca la empresa canadiense DynaCERT, quien produce y suministra su tecnología HydraGEN a empresas mineras de todo el mundo. Esta tecnología fue diseñada para su uso con todos los tipos y tamaños de motores diésel, crea hidrógeno y oxígeno bajo demanda a través de la electrolisis y los suministra a través de la entrada de aire para mejorar la combustión.

DynaCERT ofrece tres variantes de HydraGEN, en donde es posible inyectar un 5%, 10% o 15% en porcentaje en volumen de hidrógeno. A través de esta tecnología la empresa asegura mejorar los costos de operación y reducir significativamente las emisiones de gases contaminantes como CO_2 y CO . A principios del 2019 la compañía canadiense recibe la compra de tres de sus productos de motor grande $HG145 - 6C$ de una mina a cielo abierto ubicada en Brasil, los cuales fueron instalados en camiones de extracción Caterpillar 793F de 230 toneladas (Mining Technology, 2019). DynaCERT estima que cada Caterpillar 793F reducirá la huella de carbono en más de 530.000 toneladas de dióxido de carbono equivalente (CO_{2e}) y ahorrará aproximadamente 2.618 horas de tiempo operativo en combustible (Williams, 2020).

En Chile la Corporación de fomento de la producción (CORFO) cofinancia dos consorcios tecnológicos que buscan adaptar los camiones de extracción y los equipos móviles de la minería, a una combustión dual diésel-hidrógeno y a celdas de combustible. El objetivo es que Chile sea un polo mundial de hidrógeno cero emisiones en el corto plazo.

Uno de los consorcios surge en 2018 tras una convocatoria internacional de CORFO que apunta a desarrollar la combustión dual hidrógeno-diésel para camiones de extracción mineros. El objetivo de este programa es ejecutarlo con una alta tasa de sustitución de hidrógeno, apuntando a más de un 60% de remplazo de diésel con hidrógeno. La empresa Alset en conjunto a un consorcio internacional, en el que participan compañías de energía, tecnología, minería y universidades, respondieron con éxito a esta convocatoria y actualmente trabajan en este proyecto, cuyo primer prototipo de camión minero dual debiera estar operativo durante 2021 (Alta Ley, 2019). Los participantes aparte de Alset son NTT Data, la Pontificia Universidad Católica, la Universidad de Santiago, BHP, Anglo American, Cap Minería, Engie, Acciona e Hydrogenics.

El otro consorcio, pretende utilizar celdas de combustible de hidrógeno para flotas mineras con énfasis en minería subterránea, a través de la adaptación de un LHD. En este proyecto participan las empresas Ballard, Linde, Nel Hydrogen, Engie, Fraunhofer, Codelco, la Universidad Técnica Federico Santa María y la Agencia Chilena de Eficiencia Energética.

En relación con la aplicación de celdas de combustible en CAEX, surge la alianza entre Engie y Anglo American, quienes desarrollan el primer camión minero impulsado con esta tecnología. Dentro de las modificaciones contempladas para el camión minero incluyen el reemplazo del tanque de combustible diésel con tanques de hidrógeno y baterías. La puesta en marcha del camión de hidrógeno será llevada a cabo luego de un programa de prueba y validación en la mina Mogalakwena Platinum Group Metals, en Sudáfrica (Minería Chilena, 2019).

3.2 Tecnología trole

El sistema de asistencia de trole es una configuración que permite mantener el suministro eléctrico a los motores de propulsión de los camiones de extracción desde la red eléctrica de la mina, enganchando el camión a un sistema de catenarias. Las catenarias son instaladas en donde se desarrolle el ciclo de trabajo más exigente del camión, de esta forma se maximiza el ahorro en combustible. Por esta razón generalmente se ubican en el trayecto de subida de las rampas de acceso, debido al alto consumo de diésel del CAEX cuando el camión asciende cargado. Sin embargo, también es una opción instalar en el trayecto de

bajada, considerando el incremento en inversión que esto conlleva, y aprovechar la posibilidad de regenerar la energía de retardo en lugar de disiparla (Cruzat y Valenzuela, 2018).

Existen diferentes opciones posibles para configurar la fuente de energía que utilizan los accionamientos de tracción en cualquier momento o condición. Específicamente, cuando el sistema de tracción del CAEX se conecta a la red, puede operar usando solo la energía suministrada a través del sistema trole, o tomando la energía parcialmente del motor diésel y parcialmente del motor eléctrico (Cruzat y Valenzuela, 2018) .

3.2.1 Componentes principales

Los principales subsistemas que se requieren para aplicar la tecnología de asistencia de trole son modificar los CAEX, un sistema de pantógrafos, un sistema de catenarias y sub estaciones eléctricas (Brodkorb, 2014). Los cuales se detallan a continuación:

- **Modificaciones de los CAEX:** Se agregan dispositivos de control adicionales al camión, de modo que la energía de las líneas aéreas de contacto se pueda transmitir correctamente a los motores de las ruedas. Cuando el camión está conectado a la línea de trole, el motor diésel y el alternador no se utilizan para la propulsión. El motor cae automáticamente a ralentí, y toda la potencia de propulsión proviene de las líneas aéreas. La **Figura 9** muestra una vista esquemática de un camión modificado.

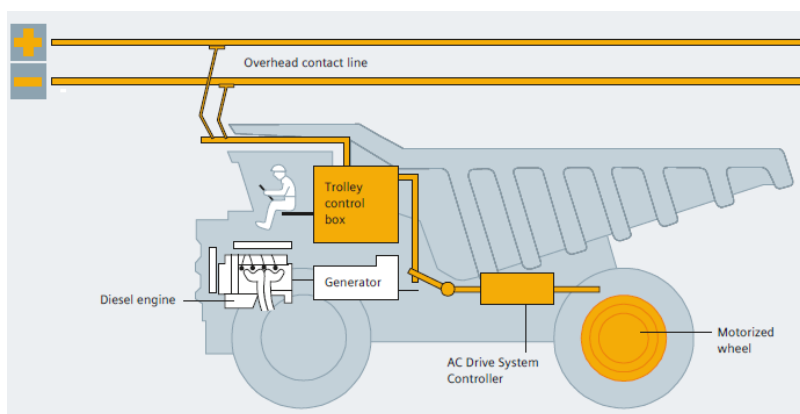


Figura 9. Modificaciones de un CAEX para utilizar tecnología de asistencia de trole. (Brodkorb, 2014).

- **Sistema de pantógrafos:** El camión es equipado con dos pantógrafos montados de forma paralela en la parte delantera del camión (**Figura 10**), de modo que la energía eléctrica

se pueda recolectar de las líneas aéreas y conducida hasta el sistema de accionamiento eléctrico del camión. A medida que el CAEX se aproxima a las catenarias, el operador levanta el pantógrafo hasta que entra en contacto con ellas. Al generarse la conexión, el operador quita el pie del acelerador y continúa maniobrando, mientras la potencia proveniente de la red eléctrica alimenta directamente a las ruedas, reemplazando temporalmente el motor diésel y al generador.



Figura 10. Sistema de pantógrafos en contacto con las catenarias.

- Sistema de catenarias: Como muestra la **Figura 11** consiste en dos conductores con forma de catenaria, los cuales se apoyan con postes y voladizos. Por lo general los postes se encuentran distanciados a una distancia máxima de 40 metros. El sistema debe estar diseñado para proporcionar el voltaje de línea más alto posible que el variador y los motores pueden manejar de manera segura, de modo que el camión opere a la mayor velocidad posible. La velocidad de un camión con motor diésel está limitada por la potencia del motor, pero la velocidad de un camión trole está limitada por las capacidades de sus motores de tracción.



Figura 11. Sistema de catenarias ubicado en la subida de una rampa de acceso.

- Subestaciones eléctricas: Son las responsables de convertir la energía eléctrica desde la forma provista por la red general a unas condiciones de voltaje, corriente y frecuencia apropiada para su uso en camiones de extracción con sistema trole. El voltaje nominal del sistema trole y la potencia por subestación dependen de las condiciones específicas de operación en la mina. Todos los equipos, excepto el transformador, están protegidos del polvo y la humedad, alojados en un contenedor herméticamente cerrado a un costado de la línea de catenarias como se visualiza en la **Figura 12**.



Figura 12. Subestación de tracción a un costado de la rampa de acceso.

3.2.2 Beneficios y consideraciones para evaluar el sistema trole

En comparación a un sistema de transporte convencional, la tecnología de asistencia de trole otorga los siguientes beneficios a la operación (Siemens, 2019):

- Disminución de los costos de operación y mantenimiento: Los ahorros en costos de operación y mantenimiento del motor están directamente relacionados con el menor consumo de combustible. Incluso el tiempo de revisión del motor puede aumentar al doble o más. Debido a que generalmente los viajes con carga en subida representan entre el 70 y el 80 por ciento del consumo total de combustible de un camión, la tecnología trole reduce el costo por tonelada de producción.
- Mayor productividad por ciclo: Esto sucede como resultado del incremento de la velocidad del camión en la línea de trole, reduciendo el tiempo de transporte de mineral. El sistema de propulsión puede aumentar la velocidad hasta en un 80%. Esa condición provoca que se requiera una menor cantidad de camiones para el mismo objetivo de

transporte de material o bien, que aumente el transporte desde el pit con el mismo número de camiones.

- Reducción de la huella de carbono: Es la consecuencia de reemplazar el diésel por un sistema de propulsión más eficiente en base a la energía eléctrica proveniente del sistema de catenarias. De esta forma se favorece un impacto medioambiental mínimo con muy poco ruido y emisiones de escape diésel.

La principal desventaja de implementar la tecnología de asistencia de trole es el alto costo de inversión, por lo que es necesario analizar numerosas variables antes de determinar si es factible su desarrollo. A continuación, se indican puntos que se recomiendan considerar para su evaluación:

- Costos relativos de energía eléctrica y diésel: Esta es una de las variables más importante al considerar la evaluación del sistema trole. Es imprescindible que el ahorro en combustible generado por una flota de CAEX compense el costo de utilizar energía eléctrica en el trayecto de la línea de trole. Por este motivo es aconsejable analizar esta tecnología cuando existe un alto diferencial de precio entre la energía eléctrica y el precio del diésel.
- Costos de inversión en infraestructura y modificaciones del CAEX: Los gastos en infraestructura agrupan lo necesario para distribuir la energía eléctrica a la mina, a través de subestaciones eléctricas, postes y tendido eléctrico. En cuanto a modificaciones del camión de extracción, comprende el sistema del pantógrafo sistemas de control.
- Plan minero y diseño del pit: Las catenarias del sistema trole reduce la flexibilidad operativa de transporte, ya que limita el trayecto que deben utilizar los camiones de extracción para obtener los beneficios de esta tecnología. Por esta razón la línea debe ubicarse estratégicamente en la rampa de acceso que tenga mayor flujo de camiones de extracción y que idealmente sea una rampa de larga vida útil, extensión y pendiente.
- Buen estado de las rampas de acceso: La utilización de esa tecnología exige que los caminos de acarreo donde se encuentra instalada el sistema de catenarias se encuentre bien contruidos y mantenidos, para evitar que se pierda la conexión con la línea. Debido a esto puede ser necesario incluir equipos auxiliares, como lo son las motoniveladoras o wheeldozers.

3.2.3 Proveedores

La empresa Siemens es la principal proveedora de la tecnología de asistencia de trole con más de 40 años de experiencia, encargándose del estudio de prefactibilidad, implementación, mantención y futuras extensiones. Sin embargo, recientemente existen otras compañías como Caterpillar e Hitachi que también han desarrollado esta tecnología.

En el caso de Caterpillar, desde principios del 2020 tiene disponible el sistema trole para el camión 795F AC y también disponibles con los otros tres camiones mineros de accionamiento eléctrico CAT: 794 AC, 796 AC y 798 AC. La introducción comercial de CAT ha sido posible gracias a la conclusión de un proyecto piloto que se realizó durante casi dos años en la mina Aitik de Boliden, en Suecia. Esta prueba consideró cuatro camiones AC 795F, que utilizaron 700 metros de línea de trole eléctrico (Minería Chilena, 2020).

En la **Tabla 4** se indican faenas en que Siemens ha desarrollado un sistema trole para los CAEX y algunas de sus características.

Tabla 4. Características del sistema de asistencia de trole Siemens utilizadas en faenas. (Brodkorb, 2014).

Faena	Extensión Catenarias [km]	Voltaje [V]	Subestac. [MVA]	N° Subestac.	CAEX Modificados	Año Implem.
Lumwana Mining Company, Zambia	4	2.400	10	5	32	2009
Barrick Goldstrike Mine, USA	5,5	1.500	6,5	7	11	1994
Gécamines, República Democrática del Congo	3,5	1.200	2,4	4	22	1986
Rössing Mine Company, Namibia	10	1.200	3	7	30	1986
Palabora Mining Company, South Africa	11	1.200	5	7	80	1981

En el **Anexo C** se detalla la experiencia de las Mineras Palabora, Lumwana y Barrick Goldstrike con la tecnología trole.

3.3 Ruta hacia la electromovilidad

A modo de resumen, en este capítulo se abordan tecnologías alineadas con el reemplazo parcial y total de diésel con el objetivo de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. Cada una de estas tecnologías poseen diferentes grados de madurez tecnológica en equipos utilizados en minería.

Es importante mencionar que, si bien se apunta a tecnologías más limpias para los equipos dentro de la minería, no debe ser en perjuicio del trabajo que comúnmente desarrollan en operación. Por lo contrario, deben apuntar a mejorar los ciclos de trabajo y/o generar ahorros por medio de un uso más eficiente de la energía.

En cuanto a la aplicación de estas tecnologías en CAEX, existe el desarrollo de camiones 100% eléctricos que utiliza baterías de litio, pero están lejos de igualar la capacidad de transporte de un CAEX de alto tonelaje. Este es el caso del camión minero eléctrico más grande del mundo eDumper desarrollado por la empresa Kuhn Schweiz AG, el cual tiene la capacidad de transportar hasta 93 toneladas de carga con la energía de una batería de litio instalada sobre el chasis de un Komatsu HD 605 – 7, su batería posee alrededor de 600 [kWh] de capacidad y un peso de 4,5 toneladas (Vallejo, 2019).

En cuanto a utilizar hidrógeno como vector energético tiene más proyección a futuro ya que existe gran interés de la industria minera por adoptar esta tecnología. Además, debido a las condiciones climáticas de Chile, es catalogado internacionalmente como una futura potencia de producción de hidrógeno verde.

Dentro de la gama de opciones del uso de hidrógeno se encuentra la combustión dual hidrógeno-diésel, la cual puede ser considerada como una tecnología de transición hacia la electromovilidad. Esto se debe a que productos como el de la empresa DynaCERT apuntan a la reducción del consumo de diésel y no a su reemplazo total.

La situación cambia cuando se consume el hidrógeno por medio de una celda de combustible, ya que se tiene un vehículo que no utiliza diésel y libre de gases de efecto invernadero. Es primordial para este último punto consumir hidrógeno verde, es decir producido a través de fuentes de energía renovables.

Actualmente no existe un camión CAEX de alto tonelaje con esta tecnología operativo, pero sin duda por sus características apunta a ser una de las principales formas de movilidad en el futuro, por lo cual se comprende el interés en la industria minera en el desarrollo de prototipos con celdas de combustible.

Finalmente, la tecnología trole es antigua y ampliamente probada, pero lo interesante es que no tan solo reduce el consumo de combustible en el trayecto más exigente del camión, sino que también incrementa la velocidad de subida y por consiguiente la productividad.

Para efectos de esta memoria:

- No se evaluará la tecnología dual, ya que según lo planteado en la revisión bibliográfica existe una relación directa entre la pérdida de potencia del motor y el porcentaje de inyección de hidrógeno. Además, si bien reduce las emisiones de carbono, se genera un incremento en las emisiones de dióxido de nitrógeno, lo cual va en contra de los objetivos de la empresa.
- Se evaluará la instalación de la tecnología trole en CAEX como un sistema de propulsión adicional al motor de combustión interna, con el objetivo de reducir costos operacionales y también el consumo de diésel en Minera Antucoya. Para la evaluación del sistema trole se considera aquella configuración de propulsión en que el camión utiliza sólo la energía eléctrica proveniente de las catenarias cuando el camión se conecta a la red de catenarias.
- Desde un punto de vista más innovador, se evaluará la tecnología trole 100% eléctrico, reemplazando el motor de combustión interna por baterías de litio. El plan es que al conectar el CAEX a la red de catenarias durante el ciclo de trabajo más exigente, se reduzca la capacidad requerida de las baterías para cumplir con el resto de los tramos del ciclo.
- También desde un foco innovador, se evaluará quitar el motor de combustión interna convencional y reemplazarlo por un mix energético, compuesto de celdas de combustible tipo PEM, baterías de ion litio y supercondensadores.

4 Metodología

En este capítulo se abordará la metodología con la cual se desarrolla el análisis técnico y económico de tres escenarios tecnológicos. En donde cada uno de ellos será estudiado considerando información de los ciclos de trabajo de Minera Antucoya. También se explicará el mecanismo empleado para determinar las emisiones de gases de invernadero en cada caso.

El plan es analizar en primera instancia si los escenarios tecnológicos son técnicamente factibles de ser desarrollados para posteriormente pasar a la etapa de evaluación económica.

Antes de profundizar en las metodologías, se expone en la **Figura 13** los escenarios tecnológicos que serán estudiados y en la **Tabla 5**, las tecnologías utilizadas en cada tramo del ciclo asociados a esos escenarios.

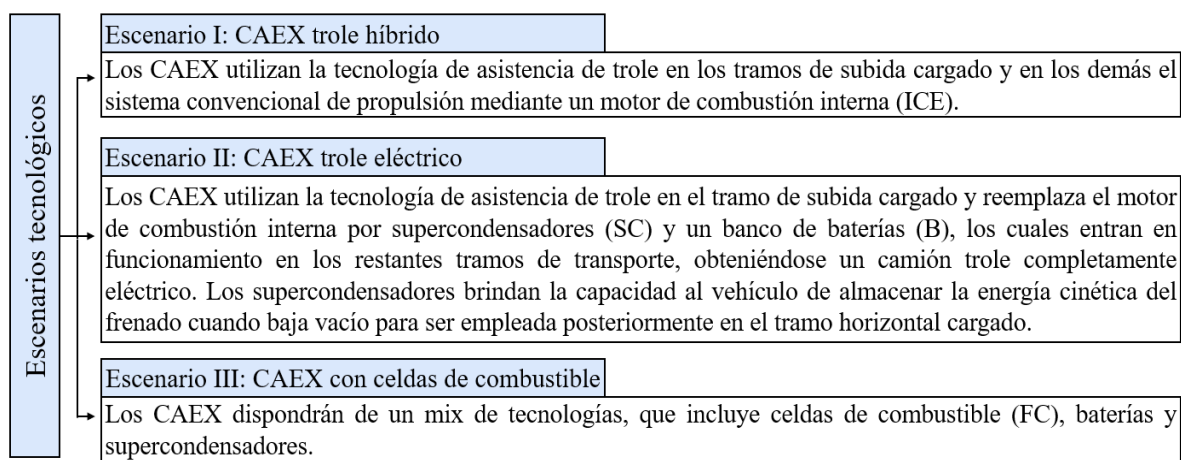


Figura 13. Descripción de los escenarios tecnológicos que serán analizados.

Tabla 5. Tecnologías utilizadas en cada escenario en los diferentes tramos del ciclo de transporte.

Tramo del ciclo	Escenario I	Escenario II	Escenario III
Subiendo cargado	Asistencia de trole	Asistencia de trole	FC
Bajando cargado	ICE	Baterías	Baterías
Horizontal cargado	ICE	SC + baterías	SC + baterías + FC
Horizontal vacío	ICE	Baterías	Baterías + FC
Subiendo vacío	ICE	Baterías	FC
Bajando vacío	ICE	SC + baterías	SC + baterías

4.1 Evaluación técnica

Referente a la capacidad técnica del sistema trole es incuestionable, ya que como se indica en el capítulo de anterior existe registro de minas a cielo abierto, sobre todo en África y Norteamérica, que utilizaron y utilizan esta tecnología. Además, existen proveedores como Siemens con más de 30 años de experiencia en este desarrollo y otros más nuevos como Caterpillar e Hitachi que visualizaron el valor agregado que puede significar incorporar la asistencia de trole a la operación. Lo que si se explicará más adelante es la metodología para evaluar económicamente esta tecnología y analizar si se justifica la inversión bajo las condiciones de operación de Minera Antucoya.

En cuanto a los puntos técnicos que serán evaluados tanto en el segundo como tercer escenario radica principalmente en cuantificar el número de baterías y/o celdas de combustible en función de la potencia y la distancia requerida en la operación de Minera Antucoya. Con esto se podrá considerar el peso y volumen adicional que incorporan estas tecnologías al camión y definir si, en vista del cambio del sistema de propulsión, se perjudican otras características indispensables del CAEX, como por ejemplo la capacidad de carga y peso total.

Para calcular la cantidad de baterías que necesita el CAEX eléctrico se debe determinar previamente la energía requerida por las baterías, con el fin de cumplir la exigencia energética de los tramos en que participa (**Tabla 5**), y también la capacidad de la batería comercial seleccionada. Con el objetivo de calcular la energía requerida se selecciona el ciclo de trabajo del período más exigente energéticamente para las baterías.

En el cálculo de la cantidad de baterías se realizan dos supuestos, el primero es que se considera 1 turno de trabajo como base de tiempo para determinar la energía requerida y el segundo, es la restricción en la utilización de las baterías hasta un 50% de su capacidad de carga, esto debido a que no es recomendable que se descarguen completamente ya que se ve afectada su vida útil. Lo planteado anteriormente se expresa en la **Ecuación 1**.

$$N^{\circ}baterías = \frac{\text{Energía operacional del pack de baterías para 1 turno de trabajo [kWh]}}{\text{Energía batería comercial [kWh]} \times 50\%}$$

Ecuación 1. Cantidad de baterías requeridas para tener una autonomía de 1 turno de trabajo.

Para determinar la energía que se necesita en los tramos del ciclo en donde participa el mix energético conformado de baterías y supercondensadores, se debe tener en consideración que estos últimos almacenan la energía disponible en el freno regenerativo en el tramo de bajada vacío con el fin de ser aprovechada en el segmento horizontal cargado. La energía disponible en el freno regenerativo depende de la fuerza de empuje o rimpull de las ruedas del camión en el frenado y de la energía potencial disponible, alcanzando una cota superior de 16,39 [kWh]. Luego esta energía recuperada se utiliza en el tramo horizontal, en donde el banco de baterías sería la última parte en función del banco de supercondensadores, es decir, una vez que la energía de los SC alcanza el 40% del valor nominal, entran en operación gradualmente las baterías.

La batería comercial seleccionada para ser empleada en la **Ecuación 1** es de la empresa Akasol modelo 9 AKM 150 CYC por su alta densidad y capacidad energética, sus características se indican en la siguiente tabla.

Tabla 6. Características de la batería utilizada para el análisis del segundo y tercer escenario tecnológico.

Especificaciones	9 AKM 150 CYC
Tecnología	Li-ion NMC
Energía	99 [kWh]
Potencia continua	99 [kW]
Ciclos de vida	4.000 [ciclos]
Peso	535 [kg]
Volumen	0,36 [m ³]

Respecto al Escenario III, en particular para el cálculo de la cantidad de baterías se procede de la misma forma que en el caso anterior, es decir, primero se determina la energía que requieren suministrar para cumplir con los tramos indicados en la **Tabla 5** y luego se utiliza la **Ecuación 1**.

Con el fin de determinar la energía requerida en un turno de operación en Minera Antucoya se selecciona el período más exigente energéticamente considerando todos los tramos de transporte, ya que en este caso no se utiliza el sistema trole en la subida y es el mix energético de FC+SC+B el encargado de suministrar toda la energía al CAEX. En cuanto a la

participación entre las baterías y las celdas de combustible cuando estas actúan en conjunto en los tramos horizontales se distribuye en un 40% y 60%. Al igual que en el punto anterior los supercondensadores almacenan la energía disponible del freno regenerativo con una cota superior de 16,39 [kWh] y la batería comercial seleccionada es la Akasol 9 AKM 150 CYC, cuyas especificaciones están en la **Tabla 6**.

A través de la **Ecuación 2** se calcula la cantidad de celdas de combustible necesarias para cumplir con la exigencia energética de un turno de trabajo.

$$N^{\circ} FC = \frac{\text{Energía operacional de las FC para 1 turno de trabajo [kWh]}}{\text{Energía FC comercial [kWh]}}$$

Ecuación 2. Cantidad de celdas de combustible requeridas para tener una autonomía de 1 turno de trabajo.

La energía de la celda de combustible seleccionada de marca Ballard y modelo Fcvelocity HD 100 se especifica en la **Tabla 7** en conjunto con otras características técnicas.

Tabla 7. Características de la celda de combustible utilizada para el análisis del tercer escenario tecnológico.

Especificaciones	Fcvelocity HD 100
Energía	20,4 [kWh]
Potencia nominal	100 [kW]
Peso	280 [kg]
Volumen	0,51 [m ³]

Una vez que se verifique que el segundo y tercer escenario pueden cumplir con los ciclos de transporte de Minera Antucoya con una cantidad razonable de baterías y/o celdas de combustible que no afecten características operacionales relevantes del CAEX, se procede a desarrollar el análisis económico.

4.2 Evaluación económica

El objetivo del análisis económico es poder estimar los costos asociados a cada uno de los escenarios tecnológicos con el objetivo de poder ser comparados con el caso base (CB) proyectado por Antucoya y determinar si es que existe alguno de ellos que generen un ahorro importante que justifique su inversión. Los atributos considerados en cada uno de los

escenarios se muestran en la **Figura 14**, los cuales se encuentran clasificados en costos de operación (OPEX) y gastos de capital (CAPEX).

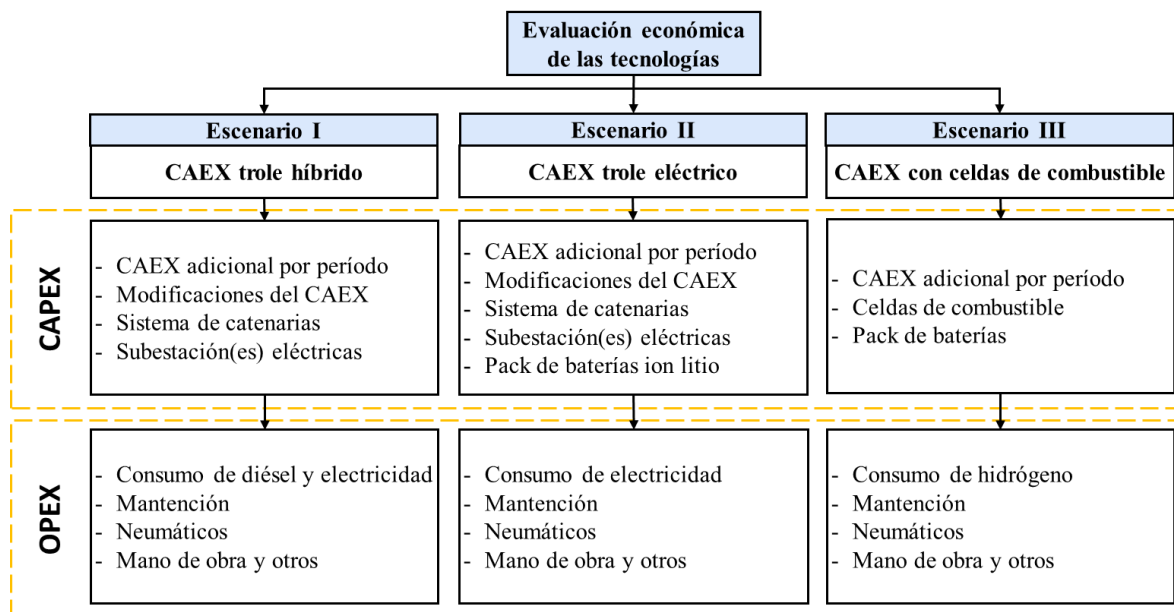


Figura 14. Atributos considerados en el CAPEX y OPEX para el análisis económico.

El costo asociado a un CAEX adicional por período tiene principal énfasis en los primeros dos escenarios. El motivo es que en ambos se utilizaría la tecnología trole y una de sus características es una mayor productividad del camión, lo que podría generar que se requiera una menor flota para cumplir con el plan minero de Antucoya y por lo tanto un ahorro desde el punto de vista de inversión. En cuanto al tercer escenario tecnológico se asume que necesita la misma cantidad de CAEX por período que lo proyectado en el escenario base por Minera Antucoya.

Mencionado esto, la metodología utilizada para desarrollar la evaluación económica se divide en las siguientes tres etapas y se resumen en la **Figura 15**.

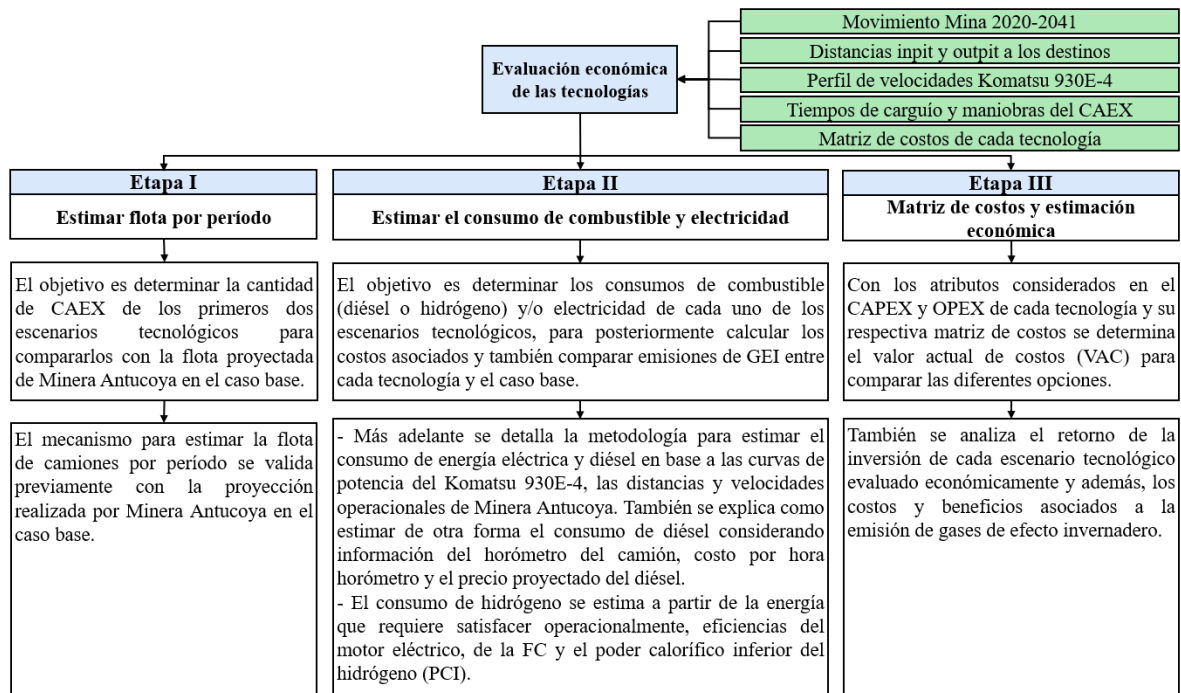


Figura 15. Diagrama resumen de la metodología para realizar la estimación económica.

4.2.1 Etapa I: Estimar la flota de CAEX

Como se menciona anteriormente se pretende estimar la cantidad de CAEX para los primeros dos escenarios tecnológicos para evidenciar si es que existen diferencias en cuanto al tamaño de la flota con respecto a lo proyectado por Minera Antucoya. En concreto la velocidad del camión cuando se conecta a la línea de trole es la variable que se modifica.

El mecanismo utilizado para estimar la flota empieza determinando el tiempo de ciclo por período del CAEX. Como indica la **Ecuación 3** se calcula considerando: el tiempo de carguío ponderado de los equipos de carguío, el tiempo de ida y vuelta y de maniobras del camión.

$$TC = \overline{t_{carguío}} + t_{ida} + t_{vuelta} + t_{maniobras}$$

Ecuación 3. Componentes del tiempo de ciclo de un CAEX.

Para calcular el tiempo de carguío ponderado por período se considera información entregada por Minera Antucoya de sus cinco equipos de carguío, es decir, de dos palas

eléctricas de cable P&H 4100 XPC, las palas hidráulicas Hitachi frontal e Hitachi back hoe y el cargador frontal L-2350.

Primero, a las cuatro palas y el cargador frontal se determina la capacidad de su balde (**Ecuación 4**) para calcular el número de paladas que requiere el CAEX para ser cargado, y de esta forma con la duración por palada obtener el tiempo de carguío de cada equipo, como indica la **Ecuación 5**. Además, todos los equipos poseen tiempos por palada para roca y grava, por esta razón, ambos tiempos se ponderan según el porcentaje de material de roca y grava que estiman cargar por período para obtener un único tiempo de carguío por equipo.

$$C_{balde} = Volumen_{balde} \times densidad_{in-situ} \times \frac{1}{Esponjamiento} \times factor_{llenado}$$

Ecuación 4. Capacidad del balde de equipos de carguío.

$$t_{carguío} = redondear.menos \left(\frac{Capacidad_{CAEX}}{C_{balde}} \right) \times tiempo_{palada}$$

Ecuación 5. Tiempo de carguío.

Por último, con el objetivo de calcular el tiempo de carguío ponderado, para cada equipo y en todos los años que dura la operación, se pondera el tiempo de carguío con la proporción entre la cantidad de material que se proyecta cargue un equipo en específico y el total cargado por período, como muestra la **Ecuación 6**.

$$\overline{t_{carguío}} = \sum_{i=1}^5 \frac{tiempo_{carguío\ Equipo\ i} \times carguío_{Equipo\ i}}{Total\ carguío}$$

Ecuación 6. Tiempo de carguío ponderado por período.

En cuanto al tiempo de ida y vuelta de un CAEX en un determinado período, se calcula utilizando el perfil de velocidades del camión y las distancias que se proyectan recorrer en ese año. Debido a que un CAEX puede dirigirse desde la mina al chancador, al botadero o al stockpile, se incorpora el concepto de distancias ponderadas para considerar las diferentes rutas en función de la cantidad de material transportado en cada una de ellas.

Mencionado esto, se muestra como calcular el tiempo de ida y vuelta en la **Ecuación 7** y **Ecuación 8**, donde $\overline{D_s}$, $\overline{D_b}$, y $\overline{D_h}$ corresponden a las distancias ponderadas en subida, bajada y horizontal respectivamente.

$$t_{ida} = \frac{\overline{D_s}}{V_{subiendo\ cargado}} + \frac{\overline{D_b}}{V_{bajando\ cargado}} + \frac{\overline{D_h}}{V_{horizontal\ cargado}}$$

Ecuación 7. Componentes del tiempo de ida de un CAEX.

$$t_{vuelta} = \frac{\overline{D_s}}{V_{subiendo\ vacío}} + \frac{\overline{D_b}}{V_{bajando\ vacío}} + \frac{\overline{D_h}}{V_{horizontal\ vacío}}$$

Ecuación 8. Componentes del tiempo de vuelta de un CAEX.

Antes de obtener las distancias ponderadas en cada tramo, primero se calculan las distancias en subida (d_s), bajada (d_b) y horizontal (d_h) que existe entre cada fase activa del período y los puntos de descarga, que son el chancador (C), el botadero (B) y el stockpile (S). La **Ecuación 9** indica como determinar las distancias descritas anteriormente.

$$d_{(y)A} = \sum_{k=1}^n \frac{d_{(y) Fase\ k, A} \times T_{Fase\ k, A}}{T_A}$$

Ecuación 9. Distancia en subida, bajada u horizontal entre una fase y un punto de descarga en un período.

Donde:

y : Subida, bajada u horizontal.

A : Chancador, botadero o stock.

$d_{(y) Fase\ k, A}$: Distancia en “ y ” entre la fase “ k ” y el destino “ A ”.

$T_{Fase\ k, A}$: Tonelaje extraído desde la fase “ k ” enviado al destino “ A ”.

T_A : Tonelaje transportado hacia “ A ” en un determinado período.

Luego, se calcula las distancias ponderadas en subida, bajada y horizontal a través de la **Ecuación 10**, en donde T_T representa el tonelaje total extraído en un determinado período.

$$\overline{D_{(y)}} = \frac{d_{(y)C} \times T_C + d_{(y)B} \times T_B + d_{(y)S} \times T_S}{T_T}$$

Ecuación 10. Distancia en subida, bajada u horizontal ponderada en un determinado período.

El perfil de velocidades que se utiliza en el caso base para obtener los tiempos de ida y vuelta del Komatsu 930E – 4 fue información entregada por Minera Antucoya. En cuanto a las velocidades del primer y segundo escenario tecnológico en donde se ocupa el sistema trole, solo se modifica la velocidad en el tramo de subida cargado, cuyo valor fue referido por un equipo de trabajo del Centro Mario Molina (CMM) y el Centro de Desarrollo Tecnológico de Finlandia (VTT), que es experto en simulación de ciclos de trabajo relacionados a la electromovilidad. Las velocidades del escenario de CAEX con celdas de combustible son iguales al del caso base, ya que como se mencionó anteriormente, se asume que tendrán la misma flota de camiones. En la **Tabla 8** se indica el perfil de velocidades para cada una de las tecnologías.

Tabla 8. Perfil de velocidades del Komatsu 930E-4.

Velocidad	Caso base/celdas de combustible [km/h]	Sistema trole [km/h]
Subiendo cargado	12,5	15,3
Bajando cargado	28,6	28,6
Horizontal cargado	29,8	29,8
Subiendo vacío	28,4	28,4
Bajando vacío	32,8	32,8
Horizontal vacío	34,0	34,0

El tiempo de maniobras del camión es información dada por Minera Antucoya, y comprende la sumatoria del tiempo de aculatamiento, descarga y una corrección según *MineSight Shedule Optimizer* (MSSO) que es variable en cada período. La **Tabla 9** indica los tiempos considerados para cada caso.

Tabla 9. Tiempo de maniobra de un CAEX.

Tiempo	Valor [min]
Aculatamiento	1
Descarga	1,3
Corrección MSSO	variable

Con la información del tiempo de ciclo (TC), se determina la cantidad de ciclos que tiene un CAEX en un período (**Ecuación 11**), para obtener con la **Ecuación 12** su productividad. Finalmente, como indica la **Ecuación 13** se calcula el número de camiones requeridos por período.

$$Ciclos\ de\ un\ CAEX_{período} = \frac{60}{TC} \left[\frac{ciclos}{hr} \right] \times 24[hr] \times días \left[\frac{1}{período} \right]$$

Ecuación 11. Cantidad de ciclos de un CAEX en un período determinado.

$$P_{CAEX} \left[\frac{ton}{período} \right] = Cap_{CAEX} [ton] \times DM[\%] \times UEBD[\%] \times Ciclos\ de\ un\ CAEX_{período}$$

Ecuación 12. Productividad de un CAEX.

Donde:

DM: Disponibilidad electromecánica

UEBD: Utilización en base a disponible

$$N^{\circ}CAEX_{período} = redondear.más \left[\frac{Movimiento\ mina}{P_{CAEX}} \right]$$

Ecuación 13. Número de CAEX por período.

4.2.2 Etapa II: Estimar el consumo de combustible y electricidad

En la siguiente etapa se explica la metodología utilizada para calcular los consumos de electricidad y/o combustible de cada uno de los escenarios tecnológicos, con el objetivo de cuantificar posibles ahorros económicos asociados a estos insumos y comparar la reducción que se produciría en emisiones de gases de efecto invernadero.

Primero se detalla el mecanismo para estimar el consumo de diésel y electricidad del escenario I, es decir del CAEX trole híbrido, esto se realiza a través del cálculo de la fuerza rimpull en sus ruedas. También, se abordará otra metodología para determinar el gasto de combustible en este escenario, con el objetivo de poder ser comparadas en el capítulo de resultados y seleccionar aquella que se aproxime más al consumo real de Minera Antucoya.

Cabe mencionar que el método que se escoja para estimar el consumo de diésel también aplica para el caso base.

El rimpull es la cantidad de fuerza ejercida en la zona de contacto entre el vehículo y el suelo. Con el fin de calcular el consumo eléctrico y de diésel de un CAEX a través de la fuerza en las ruedas, primero se requiere obtener el rimpull de cada tramo del ciclo de trabajo, para ello se utiliza el perfil de velocidades del camión y las curvas de potencia que se muestran en la **Figura 16**. Se ocupa la curva *travel performance* para los trayectos de subida y en la horizontal, y la curva *brake performance* para los trayectos de bajada. Específicamente, para determinar la fuerza rimpull en todos los tramos de transporte, se ingresa en el eje de las abscisas con cada una de las velocidades de la **Tabla 8** y luego se avanza hasta intersectarse con la curva de potencia del camión. Finalmente, al proyectar cada punto de intersección en el eje de las ordenadas se consigue la fuerza rimpull.

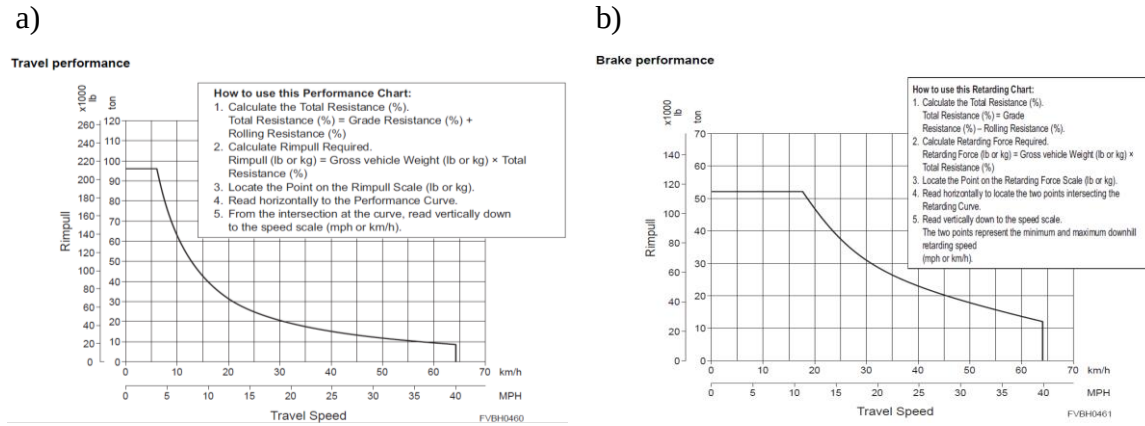


Figura 16. Curvas *travel performance* y *brake performance* del Komatsu 930E-4. (Komatsu, 2013).

Posteriormente, con la fuerza rimpull de las ruedas en los trayectos en subida cargado ($R_{S.c}$), bajando cargado ($R_{B.c}$), horizontal cargado ($R_{H.c}$), subiendo vacío ($R_{S.v}$), bajando vacío ($R_{B.v}$) y horizontal vacío ($R_{H.v}$), y con las distancias ponderadas en subida, bajada y en la horizontal por período, se calcula la energía requerida en la ida y vuelta del CAEX como indican las ecuaciones a continuación.

$$E_{ida} [kWh] = \frac{R_{S.c} [kN] \times \overline{D_s} [m] + R_{B.c} [kN] \times \overline{D_b} [m] + R_{H.c} [kN] \times \overline{D_H} [m]}{3.600 \left[\frac{kNm}{kWh} \right]}$$

Ecuación 14. Energía requerida para el trayecto de ida.

$$E_{vuelta} [kWh] = \frac{R_{S.v} [kN] \times \overline{D_s} [m] + R_{B.v} [kN] \times \overline{D_b} [m] + R_{H.v} [kN] \times \overline{D_H} [m]}{3.600 \left[\frac{kNm}{kWh} \right]}$$

Ecuación 15. Energía requerida para el trayecto de vuelta.

Para calcular el consumo de diésel en un ciclo a través del primer método, en base a la energía requerida en la ida y vuelta, se utiliza la **Ecuación 16**.

$$C_{diésel\ ciclo} [lt] = \frac{E_{ida} + E_{vuelta} [kWh]}{PCI \left[\frac{MJ}{kg} \right] \times \rho \left[\frac{kg}{lt} \right] \times F_c \left[\frac{kWh}{MJ} \right] \times \eta [\%]}$$

Ecuación 16. Primer método para calcular el consumo de diésel de un CAEX.

Donde:

PCI: Poder calorífico inferior del diésel (43 [MJ/kg]).

ρ: Densidad diésel (0,837[kg/lt]).

F_c : Factor de conversión (3,6 [MJ/kWh]).

η: Eficiencia electromecánica (42 [%]).

A partir de las ecuaciones anteriores es posible obtener el consumo energético en un ciclo de trabajo, ya sea eléctrico y/o diésel según corresponda para cada caso. Luego, al calcular el número de ciclos por período (**Ecuación 17**), se multiplica con el gasto energético en un ciclo para determinar el consumo energético total, como indica la **Ecuación 18**.

$$N^{\circ} \text{ ciclos}_{\text{período}} = \frac{\text{Movimiento mina} \left[\frac{ton}{ton} \right]}{\text{Capacidad CAEX} \left[\frac{ton}{ton} \right]}$$

Ecuación 17. Número de ciclos que realiza toda la flota de CAEX en un determinado período.

$$\text{Consumo}_{\text{energético total}} = \text{Consumo}_{\text{energético ciclo}} \times N^{\circ} \text{ ciclos}_{\text{período}}$$

Ecuación 18. Consumo energético total por período.

El consumo energético total se define para el caso base y el escenario de trole híbrido como:

- Caso base: El consumo de combustible estimado en todos los tramos de transporte de Antucoya, es decir en los segmentos de subida, horizontal y bajada.
- Escenario trole híbrido: La suma del consumo de electricidad en el tramo de subida cargado y el consumo de combustible diésel en los tramos de subida vacío, bajada y horizontal. Esto ocurre porque el CAEX obtiene su propulsión de la red de catenarias y también del motor de combustión interna, pero en distintos segmentos del ciclo de trabajo.

Como fue mencionado, aparte de estimar el consumo de diésel a través de la curva de potencia del camión, se evalúa un segundo método, el cual utiliza la siguiente información entregada por Antucoya:

- El costo proyectado de combustibles [*US\$/hora horómetro*].
- Hora horómetro de los CAEX por período del caso base presupuesto por Antucoya. En cuanto a la flota de camiones con tecnología trole este parámetro es calculado.
- Precio proyectado a largo plazo del diésel [*US\$/lt*].

Esta información se organiza según lo indica la **Ecuación 19** en cada período para estimar el consumo de diésel para el escenario base y de trole híbrido.

$$C [lt] = \frac{Costo_{combustible \text{ y lubricantes}}[US\$/horómetro] \times H_h \left[\frac{horómetro}{período} \right]}{Precio_{diésel}[US\$/lt]}$$

Ecuación 19. Segundo método para calcular el consumo de diésel de un CAEX.

El cálculo de las horas horómetro para el primer escenario tecnológico sigue la norma de tiempos de Antofagasta Minerals, que según muestra la **Figura 17** incluye el tiempo efectivo de operación, perdidas operacionales y demoras no programadas.

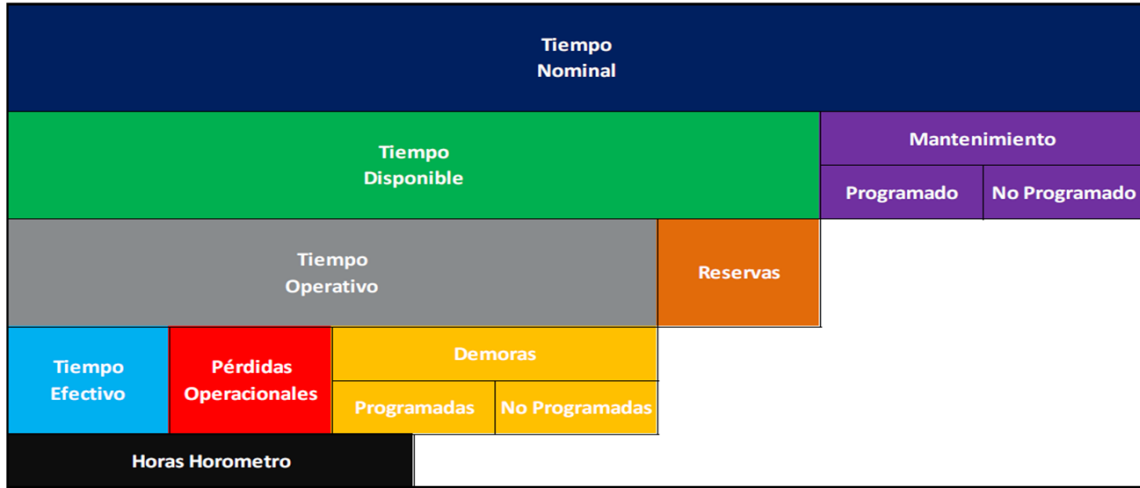


Figura 17. Estructura de tiempos de Antofagasta Minerals.

Específicamente las horas horómetro de una flota de CAEX se determina según indica la **Ecuación 20**.

$$H_h = \text{días} \left[\frac{1}{\text{período}} \right] \times N^{\circ} \text{CAEX}_{\text{período}} \times \left(24 \left[\frac{h}{\text{día}} \right] \times DM \times UEBD + (DNP + PO - CC) \right)$$

Ecuación 20. Horas horómetro de un CAEX por período.

Donde:

DNP: Demoras no programadas de un CAEX [h]

PO: Pérdidas operacionales de un CAEX [h]

CC: Carguío de combustible [h]

Sin embargo, para calcular el consumo de combustible a través del segundo método de un CAEX que utiliza tecnología trole, se le debe quitar a la ecuación anterior el tiempo en que el camión se encuentra conectado a la red de catenarias, como indica la **Ecuación 21**.

$$H_h^* [hr] = H_h [hr] - \frac{\overline{D_p} [km] \times N^{\circ} \text{ciclos}_{\text{período}}}{\text{Velocidad subida cargado}_{\text{trole}} \left[\frac{km}{hr} \right]}$$

Ecuación 21. Horas horómetro de un CAEX trole para estimar su consumo de combustible.

En el caso del escenario II, solo se necesita estimar el consumo eléctrico de los CAEX ya que no existe consumo de diésel. Con este fin se calcula la energía que se requiere en un ciclo y luego se multiplica con la cantidad de ciclos realizados por la flota en un periodo para obtener el consumo eléctrico total.

El consumo eléctrico en un ciclo de transporte de este escenario se obtiene calculando previamente el rimpull requerido en cada tramo con las velocidades correspondientes indicadas en la **Tabla 8** y las curvas del camión de la **Figura 16**. Luego utilizando la **Ecuación 14** y **Ecuación 15** se consigue la energía consumida en los trayectos de ida y vuelta respectivamente. Sin embargo, a la cantidad de energía obtenida anteriormente, se le debe restar los 16,39 [kWh] que es la energía que aportan los supercondensadores producto del almacenamiento de energía en el tramo de bajada cargado.

En cuanto al escenario III se estima el consumo eléctrico realizado por las baterías y también el consumo de hidrógeno de las celdas de combustible. Para calcular ambos consumos se debe tomar en cuenta la información presentada en la **Tabla 5**, que indica en que tramo del ciclo participa cada una de las tecnologías.

En el caso de las baterías, se utiliza la **Ecuación 14** y **Ecuación 15** para determinar la energía que consumen en un ciclo, pero sólo para los siguientes trayectos: bajando cargado, horizontal cargado, horizontal y bajada vacíos. Luego de obtener el gasto eléctrico de las baterías en un ciclo, se multiplica con el número de ciclos por período para obtener el consumo total en cada año.

Para determinar el consumo de hidrógeno por período de la flota de CAEX, primero se calcula la energía que debe almacenarse en hidrógeno (E_{H_2}), para ello es necesario conocer la exigencia energética de operación que requiere cumplir la celda de combustible en un ciclo y también, las eficiencias del motor eléctrico (η_{motor}) y de la celda tipo PEM (η_{PEM}). En cuanto a la energía operacional que suministra la celda, comprende los tramos de subida cargado, horizontal cargado, horizontal y subida vacíos. Como calcular la energía que debe almacenarse en hidrógeno se indica en la **Ecuación 22**.

$$E_{H_2} = \frac{E_{operacional}}{\eta_{motor} \times \eta_{PEM}}$$

Ecuación 22. Energía que se requiere almacenar en hidrógeno para la celda de combustible.

Luego, con el poder calorífico inferior del hidrógeno (PCI_{H_2}), que corresponde a $120 [MJ/kg]$, se calcula la masa de hidrógeno que se necesita en un ciclo con la **Ecuación 23**.

$$M_{H_2} = \frac{E_{H_2}}{PCI_{H_2}}$$

Ecuación 23. Masa de hidrógeno que requiere la celda de combustible.

Finalmente, se obtiene la masa de hidrógeno necesaria por período al multiplicar la masa de hidrógeno requerida en un ciclo con el número de ciclos realizados por período.

4.2.3 Etapa III: Matriz de costos y estimación económica

Una vez definida la información de las etapas anteriores, como lo es la flota de CAEX de cada escenario tecnológico y los consumos asociados a diésel, electricidad e hidrógeno según corresponda, sólo hace falta conocer los costos de los atributos indicados en la **Figura 14** para poder evaluar económicamente cada tecnología.

En vista de esto, en la siguiente etapa se exponen los valores asociados a los CAPEX y OPEX de cada tecnología para posteriormente calcular su valor actual de costos (VAC), y de esta forma poder ser comparados entre ellos y también con respecto al caso base.

El único costo de capital considerado para el caso base será el de invertir en CAEX adicionales según su proyección de flota. Este gasto también es considerado en el resto de los escenarios conforme a la cantidad de camiones agregados por período. El valor de acuerdo con información de la empresa se indica en la **Tabla 10**.

Tabla 10. Costo de un CAEX.

Tipo de costo	Unidad	Valor
CAEX	$[MUS\$/camión]$	5,18

Para determinar costos operacionales del caso base y también de los escenarios tecnológicos según corresponda, se utiliza información entregada por Minera Antucoya para estimar en cada período los costos de diésel, mantenimiento, neumáticos, mano de obra y otros. Los costos están en función del horómetro de los CAEX pero no serán informados por

confidencialidad, sin embargo, se muestra la proporción que existe entre ellos en el **Gráfico 4**.

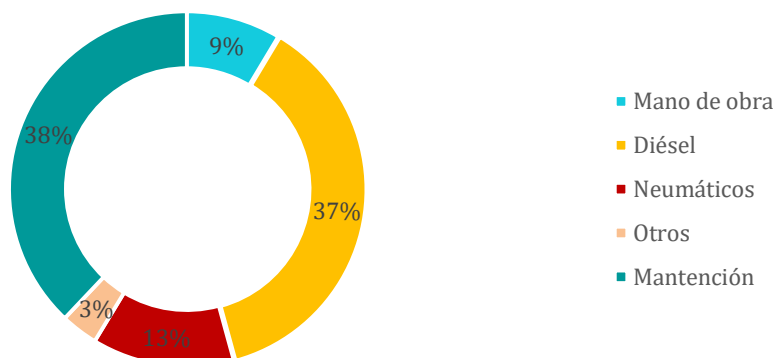


Gráfico 4. Proporción entre los costos informados por Minera Antucoya.

En relación con los costos asociados al primer escenario tecnológico, para obtener los costos vinculados a la modificación del camión, al sistema de catenarias, a la subestación eléctrica y a el mantenimiento se utilizan los datos mostrados en la **Tabla 11**.

Tabla 11. Costos considerados para la evaluación económica del sistema trole.

Tipo de costo	Unidad	Valor
Modificación CAEX	[MUS\$/camión]	0,5
Subestación eléctrica (SE)	[MUS\$/SE]	1,5
Sistema de catenarias	[MUS\$/km instalado]	1,5
Mantenimiento	[US\$/H _h]	Igual al de mantenimiento del CB

Los primeros tres valores indicados en la tabla corresponden a la empresa Siemens, quien es proveedora de esta tecnología. En cuanto al costo en mantenimiento que aparece en la misma tabla, es recomendación del Centro Mario Molina. Se considera que el gasto en mantenimiento de este escenario, que incluye al CAEX y al sistema trole, es igual al del caso base porque si bien se reduce la mantención del camión principalmente por el menor consumo de diésel, se deben considerar los costos relacionados al cuidado del sistema de pantógrafos, la red de catenarias y la(s) subestación(es) eléctrica(s). En consecuencia, para calcular los costos de mantenimiento del CAEX se ocupa el mismo costo de mantención del caso base y se multiplica con las horas horómetro en que el camión utiliza el motor de combustión interna (**Ecuación 21**). Y para el cálculo del mantenimiento del sistema trole, se

utiliza de igual forma el costo de mantenimiento informado por Antucoya, pero esta vez se multiplica con las horas en que el CAEX se encuentra conectado a la red de catenarias.

Referente a los costos de electricidad y diésel, se calculan multiplicando el consumo correspondiente con los precios proyectados de estos insumos.

En cuanto al segundo escenario tecnológico, aparte de los primeros tres tipos de costos indicados en la tabla anterior, se adicionan los de la **Tabla 12** que consideran el costo del pack de baterías que requieren los camiones para cumplir con la exigencia operacional de Minera Antucoya y también el gasto en mantenimiento del sistema trole eléctrico.

Tabla 12. Costos adicionales considerados para la evaluación económica del escenario trole eléctrico.

Tipo de costo	Unidad	Valor
Pack de baterías	[US\$/kWh]	200
Mantenimiento	[US\$/H _h]	50% menos al de mantenimiento del caso base

Respecto al precio del pack de baterías se extrae de un reporte final realizado por la empresa Siemens de un proyecto de construcción de una milla de red bidireccional de catenarias para el pilotaje de tres diferentes camiones de 40 toneladas en la ciudad de Carson, Estados Unidos (Siemens, 2018). En relación con el costo de mantenimiento es referido por el Centro Mario Molina, explicando que en base a información que disponen existe una reducción entre un 50 – 70% en los costos de mantenimiento en comparación al CAEX convencional. Para efectos de la evaluación económica se considera el caso menos favorable, es decir una reducción del 50% de los costos de mantenimiento.

El costo de las celdas de combustible y el pack de baterías para evaluar el tercer escenario tecnológico de propulsión de los CAEX se indica en la **Tabla 13**.

Tabla 13. Costos considerados para la evaluación económica del escenario con celdas de combustible.

Tipo de costo	Unidad	Valor
Celda de combustible	[kUS\$/unidad]	115
Pack de baterías	[US\$/kWh]	200
Mantenimiento	[US\$/H _h]	Igual al de mantenimiento del CB

El valor de la celda de combustible Fcvelocity HD 100 se extrae desde el artículo denominado “Dimensionamiento óptimo de los elementos de almacenamiento para un vehículo basado en pilas de combustible, supercondensadores y baterías” (Sampietro et al., 2019). Respecto al valor de mantención, debido a ser un escenario tecnológico que no se ha desarrollado y puesto en marcha en CAEX, es un valor desconocido. Si bien el hecho de contar con baterías y no con la gran cantidad de partes móviles de un motor de combustión interna facilita el proceso, no se conoce realmente el comportamiento de las celdas de combustible en vehículos pesados como el Komatsu 930E – 4. Por ello se supone el mismo costo de mantención del caso base y se evaluará más adelante, en la sección de sensibilidad económica, cómo se comportan los gastos totales de este escenario al variar este costo.

Para el cálculo de los costos de electricidad e hidrógeno se multiplica la cantidad de cada insumo con los precios presupuestos a largo plazo.

Con toda la información expuesta anteriormente, se procede a determinar los valores asociados al CAPEX y OPEX de cada tecnología para posteriormente, utilizando la **Ecuación 24**, calcular su valor actual de costos (VAC) y de esta forma poder ser comparados entre ellos y evaluar su factibilidad de implementación.

$$VAC = I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{C_t}{(1+r)^t}$$

Ecuación 24. Valor actual de costos.

Donde:

I_0 : Inversión inicial

C_t : Costos al final del período t

Se considera como supuesto que cada tecnología comienza su operación el 2022 por lo que los costos de inversión están conformados por el CAPEX hasta ese periodo, es decir: los costos de modificación en todos los camiones requeridos para ese año, los costos asociados a celdas de combustibles y packs de baterías, red de catenarias y subestación(es) eléctrica(s).

4.2.4 Sensibilidad económica

Con el fin de observar el comportamiento del valor actual de costos de cada tecnología con respecto al caso base, se modifican las siguientes variables que repercuten en los costos operacionales: precios del diésel, precios de la energía eléctrica, precios del hidrógeno y costos de mantenimiento.

La variación de los precios del diésel y/o energía eléctrica según corresponda para cada escenario se realizan en base a las proyecciones a largo plazo de Minera Antucoya. Debido a que los precios de estos insumos estratégicos se encuentran ligados a contratos, para definir el rango de variación de estos, se examina la data histórica desde el 2016 hasta el 2020. En particular se estudia la variación anual existente entre los precios reales y los presupuestos, obteniendo las diferencias mostradas en la **Tabla 14**.

Tabla 14. Variación de precios de electricidad y diésel entre el valor real y presupuesto.

Período	Variación energía eléctrica		Variación diésel	
	[US\$/MWh]	[%]	[US\$/lt]	[%]
2016	10	11%	0,04	9%
2017	16	13%	0,06	14%
2018	-2	-2%	0,13	27%
2019	-18	-14%	0,01	3%

La tabla anterior indica que el precio real del diésel se ha mantenido sobre el presupuesto en los últimos cuatro años, alcanzando una variación máxima de un 27%. En cuanto a la electricidad, el precio real en los dos años anteriores se ha mantenido bajo el estimado, con una variación máxima de -18%. Tomando en consideración la variación máxima entre el precio real y el presupuesto de la tabla anterior, se va a desarrollar en el análisis de sensibilidad una fluctuación de los precios proyectados de diésel y electricidad en escenarios de $\pm 7\%$ hasta llegar al $\pm 28\%$.

Por otra parte, para determinar fluctuaciones en los precios de venta del hidrógeno se utilizará información del reporte *Hydrogen Economy Outlook* desarrollado por la agencia

estadounidense Bloomberg. En este informe se indica la siguiente proyección del precio de venta del hidrógeno de acuerdo con su fuente de producción:

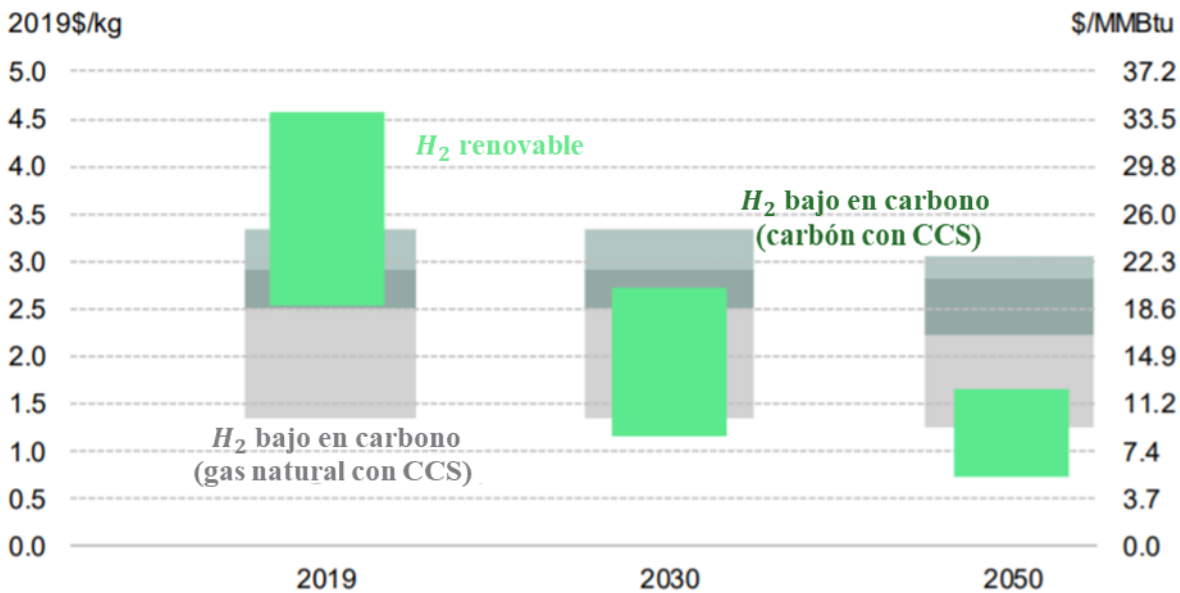


Figura 18. Proyección de precios del H2. (Bloomberg New Energy Finance, 2020).

En el gráfico anterior se muestran rangos de precios del hidrógeno en el 2019 y proyecciones para el 2030 y el 2050. Además, se diferencian rangos según la forma de producción de hidrógeno, en particular con energía renovable y bajo en emisiones de carbono a gas natural y carbón.

Para efectos de esta memoria se utiliza el rango de precios de hidrógeno producido con energía renovable. Con el fin de estimar los precios de venta de cada año hasta el 2041, que corresponde a cuando finaliza el plan minero de Minera Antucoya, se realizan tres regresiones lineales considerando los valores máximos, medios y mínimos de los rangos del 2019, 2030 y 2050. Según lo mencionado, los valores obtenidos se indican en el siguiente gráfico:

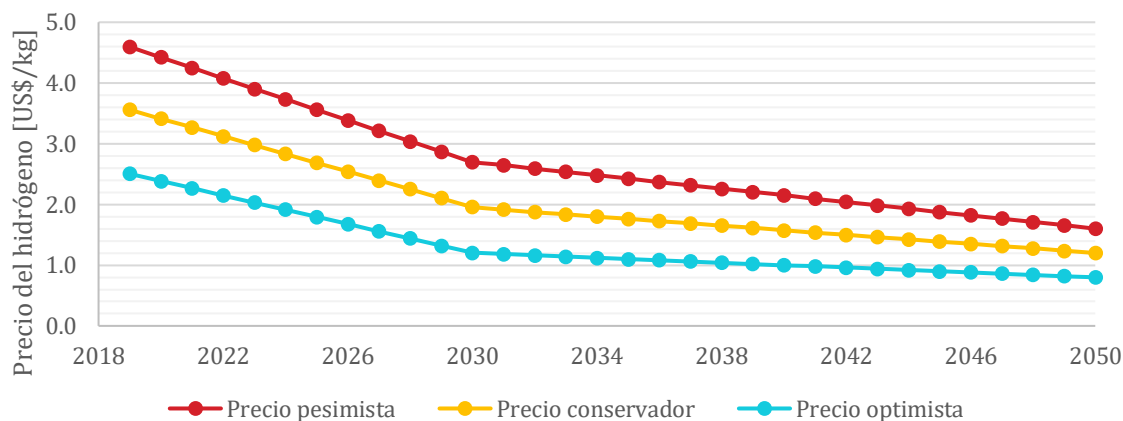


Gráfico 5. Proyección de precios del hidrógeno.

Los precios de venta conservadores de cada año del gráfico anterior son lo que se utilizan para estimar el costo de hidrógeno de los CAEX con celdas de combustible, mientras que los otros dos, son considerados para llevar a cabo el estudio de sensibilidad económica de este escenario.

En cuanto a la variación del costo de mantenimiento del sistema trole para evaluar cómo afecta al VAC, se consideran diferentes rangos según el escenario tecnológico.

Para el caso de los CAEX trole híbrido, se mantiene el costo de mantención del camión ya que este se encuentra relacionado con el ahorro de diésel y se fluctúa el costo de mantención del sistema trole entre un 75% y un 125% del costo de mantenimiento del caso base.

Según indica la **Tabla 12** para el escenario trole eléctrico se utiliza un 50% del costo de mantenimiento del caso base, cuyo valor es el más desfavorable del rango referido por el Centro Mario Molina. Por este motivo, para el análisis de sensibilidad se considera el resto del rango recomendado, es decir el costo se modifica entre un 30% y un 50% del costo de mantenimiento del caso base.

Respecto a la variación del costo de mantenimiento del escenario de CAEX con celdas de combustible se llevará a cabo entre un 30% y un 150% del costo de mantención considerado. El rango es amplio ya que como se menciona con anterioridad, al ser una tecnología innovadora no madura en vehículos pesados se desconoce sus efectos en cuanto a mantenimiento.

4.3 Emisiones de carbono

Antes de explicar el mecanismo para calcular la huella de carbono en cada caso, es importante tener en consideración, que desde un enfoque corporativo los gases de efecto invernadero se agrupan en 3 alcances:

- Emisiones directas (Alcance 1): son aquellas emisiones de GEI que provienen de fuentes que son propiedad o controladas por la empresa, como por ejemplo, consumo de combustibles fósiles en fuentes fijas y/o móviles.
- Emisiones indirectas por consumo y distribución de energía (Alcance 2): corresponden a las emisiones GEI asociadas al consumo de electricidad y/o vapor generadas por terceros.
- Otras emisiones indirectas (Alcance 3): son aquellas emisiones de gases de efecto invernadero que no son propiedad ni están controladas por la empresa, como por ejemplo, transporte de funcionarios, insumos, residuos, entre otros.

Con esto en mente en el caso base y escenarios tecnológicos se tiene lo siguiente:

- Caso base: debido al uso de CAEX convencionales que consumen diésel, solo existirán emisiones pertenecientes al alcance 1.
- Escenario I: la utilización de CAEX trole híbridos que consumen diésel y electricidad, quiere decir que sus emisiones estarán dentro del alcance 1 y 2. Sin embargo, como Minera Antucoya ocupará energía 100% renovable a partir del 2022, en este escenario no se consideran emisiones de alcance 2.
- Escenario II: no existirán emisiones de GEI para los CAEX trole eléctricos ya que, como se menciona anteriormente, la energía eléctrica será de origen renovable.
- Escenario III: en cuanto a los camiones con celdas de combustible se asume el uso de hidrógeno verde, por lo que tampoco desarrolla emisiones de carbono.

Para determinar las emisiones de carbono equivalente del caso base y el primer escenario se utiliza la **Ecuación 25**, en donde el factor de emisiones corresponde al valor informado por el Panel Intergubernamental del Cambio Climático (IPCC) para este combustible, cuyo valor es $0,03 \left[\frac{\text{ton CO}_{2eq}}{l} \right]$.

$$\textit{Emisiones de carbono } [CO_{2eq}] = \textit{Consumo diésel } [l] \times \textit{Factor de emisiones}$$

Ecuación 25. Emisiones de carbono equivalente en función del consumo diésel.

5 Resultados

5.1 Evaluación técnica

Con el objetivo de determinar la factibilidad técnica del segundo escenario tecnológico, se calcula la cantidad de baterías que se requieren para cumplir con los requerimientos energéticos del 2032, cuyo año es el más exigente para las baterías. En la **Tabla 15** se indica según cada tramo de transporte la energía requerida por las baterías en un ciclo y un turno de operación en Minera Antucoya.

Tabla 15. Energía requerida por las baterías por ciclo y un turno en el período 2032.

Tramo de transporte	Tecnología utilizada	Energía almacenada SC [kWh]	Energía requerida [kWh]		
			Ciclo	Ciclo por baterías	Turno por baterías
Bajada vacío	SC + B	16,39	56	56	1.226
Subida cargado	Trole	0	83	0	0
Bajada cargado	B	0	36	36	799
Horizontal cargado	SC + B	-16,39	110	93	2.051
Horizontal vacío	B	0	95	95	2.098
Subida vacío	B	0	24	24	534

Con la información de la energía que requieren las baterías en un turno de trabajo y la energía de la batería comercial de la **Tabla 6**, se utiliza la **Ecuación 1** para determinar la cantidad de baterías que necesita el CAEX para tener una autonomía de un turno. Los resultados obtenidos en un ciclo y un turno de trabajo, así como también el peso y volumen que agregarían las baterías al camión se presentan en la **Tabla 16**.

Tabla 16. Cantidad de baterías requeridas por el CAEX para tener una autonomía de un ciclo y un turno.

Tiempo	N° baterías	Peso [ton]	Volumen [m ³]
Ciclo	7	4	3
Turno	136	73	49

De modo de tener un punto de referencia, se calcula que en el 2032 para el caso base se tiene un consumo de diésel de 74 [l/ciclo]. Considerando que el Komatsu 930E-4 tiene un estanque de combustible de 4.542 [l] y que se utiliza como control operacional que los

camiones carguen combustible cuando tienen alrededor de un 25% de combustible, se estima que estos tendrían una autonomía aproximada de dos turnos.

Mencionado esto, se observa en la tabla anterior que un CAEX trole eléctrico requiere tener un pack de 136 baterías de alta energía para tener una autonomía de un turno de 12 horas de operación. Considerando que esta situación exigiría un peso adicional de 73 [ton], es decir un 25% de su capacidad de carga, y un volumen de 49 [m³] sobre el camión este escenario se vuelve no factible técnicamente, ya que no dispone de ese espacio para transportar baterías.

Desde otro punto de vista, si el camión fuera equipado con una menor cantidad de baterías, de igual forma el peso adicional reduciría sus velocidades medias y el volumen de transporte de material podría verse perjudicado. Además al tener una autonomía menor a un turno se aumentaría el tiempo perdido en cargar las baterías, disminuyendo con esto la utilización en base a disponible del CAEX y por lo tanto su productividad. Por estas razones se descarta evaluar económicamente el escenario II en donde se remplaza el motor diésel, por el sistema trole y baterías.

En cuanto al tercer escenario tecnológico, se selecciona el período 2034 por ser el más exigente considerando todos los tramos de transporte de Minera Antucoya. Los resultados de la energía requerida para cada componente del mix energético en un ciclo y un turno de operación se muestran en la **Tabla 17**.

Tabla 17. Energía requerida por cada tecnología del mix energético por ciclo y turno en el período 2034.

Tramo de transporte	Tecnología utilizada	Energía SC [kWh]	Energía requerida[kWh]				
			Ciclo	Ciclo por FC	Ciclo por baterías	Turno por FC	Turno por baterías
Bajada vacío	SC + B	16,39	98	0	98	0	1.968
Subida cargado	FC	0	178	178	0	3.567	0
Bajada cargado	B	0	12	0	12	0	238
Horizontal cargado	SC + B + FC	-16,39	96	32	48	638	956
Horizontal vacío	B + FC	0	84	33	50	669	1.003
Subida vacío	FC	0	8	8	0	159	0

Para que el CAEX tenga una autonomía de un turno se requiere que las baterías aporten 4.165 [kWh] y las celdas de combustible 5.032 [kWh]. Con esta información y utilizando la **Ecuación 1** y **Ecuación 2** se determina la cantidad requerida de baterías y celdas de combustibles. Estos resultados en conjunto con el peso y volumen que agregarían al camión se muestran en la **Tabla 18**.

Tabla 18. Cantidad de baterías y celdas de combustibles requeridas para tener una autonomía de un turno.

Tecnología	N°	Peso [ton]	Volumen [m]
Baterías	84	45	30
Celdas de combustible	247	69	125
Total	331	114	155

El alto requerimiento energético se debe a que en este periodo se recorren distancias más largas en comparación al resto de los años del plan minero. Lo cual se traduce en un mayor número de baterías y celdas de combustible para cumplir con el ciclo operacional. Al igual que en el segundo escenario tecnológico, no es factible técnicamente pensar en utilizar CAEX con celdas de combustible debido al peso y volumen que significa instalar la tecnología necesaria para reemplazar en un 100% al diésel.

5.2 Evaluación económica

En consecuencia de los resultados del análisis técnico, en esta sección se presentan los resultados obtenidos para el primer escenario tecnológico, el cual es evaluado desde el 2022.

5.2.1 Etapa I: Estimar la flota de CAEX

Debido a que la flota de camiones con tecnología trole podría tener variaciones con respecto al caso base producto de su mayor velocidad en subida, se calcula el número de camiones trole por período con la metodología descrita en el capítulo anterior.

Con el fin de corroborar que la metodología se ajusta al número de camiones proyectado por Minera Antucoya si se utiliza información del caso base, se calcula la flota

de CAEX con este mecanismo, obteniéndose el **Gráfico 6**. En el **Anexo D** se detallan los resultados intermedios para calcular la cantidad de camiones, esto incluye: parámetros de carguío y tiempos de carguío ponderado, distancias ponderadas de ida y vuelta según cada tramo, el tiempo de ciclo y la productividad de los CAEX.

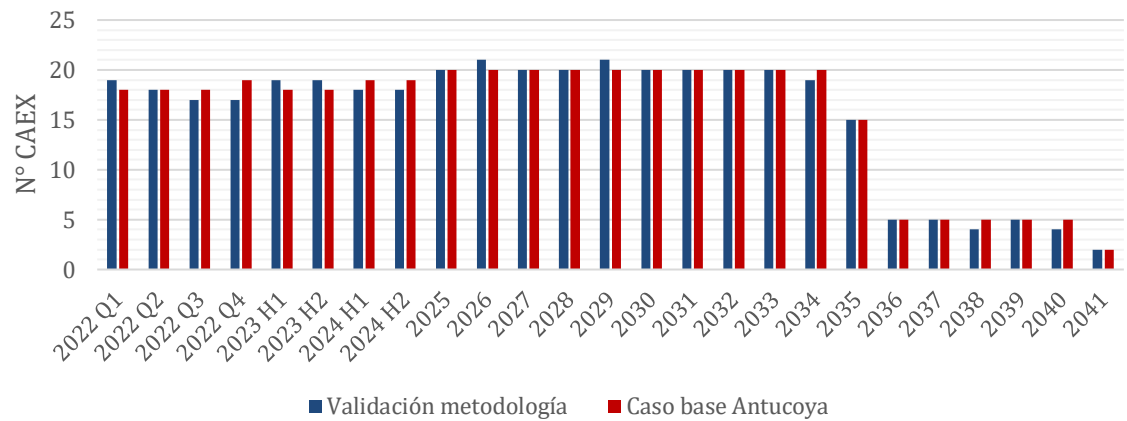


Gráfico 6. Comparación de flota de camiones entre el caso base y el calculado a través de la metodología.

En el gráfico se observa que la metodología para calcular el número de CAEX diverge levemente en algunos períodos, lo cual se debe principalmente a las estimaciones realizadas en el cálculo de las distancias entre el punto de carguío y los destinos de descarga. De esta forma como las distancias no son iguales se generan discrepancias en los tiempos de ida y vuelta. A excepción del cuarto trimestre del 2022, en los períodos en que existe diferencia es por un solo camión. Además, existe el margen suficiente para ajustarse a la flota del caso base aumentando o disminuyendo levemente la utilización en base a disponible, sin superar el máximo proyectado por Minera Antucoya. Por estos motivos y porque en general la metodología utilizada sigue el patrón, se considera apta para ser utilizada en la estimación de la flota de camiones con tecnología trole.

En el **Gráfico 7** se muestran la flota de camiones con sistema trole por período, obtenida al modificar la velocidad de subida cargado según indica la **Tabla 8**, y también la cantidad de CAEX proyectada en el caso base. En Anexos se detalla los resultados del tiempo de ciclo en cada período y la productividad de los CAEX trole en la **Tabla A7** y **Tabla A8** respectivamente.

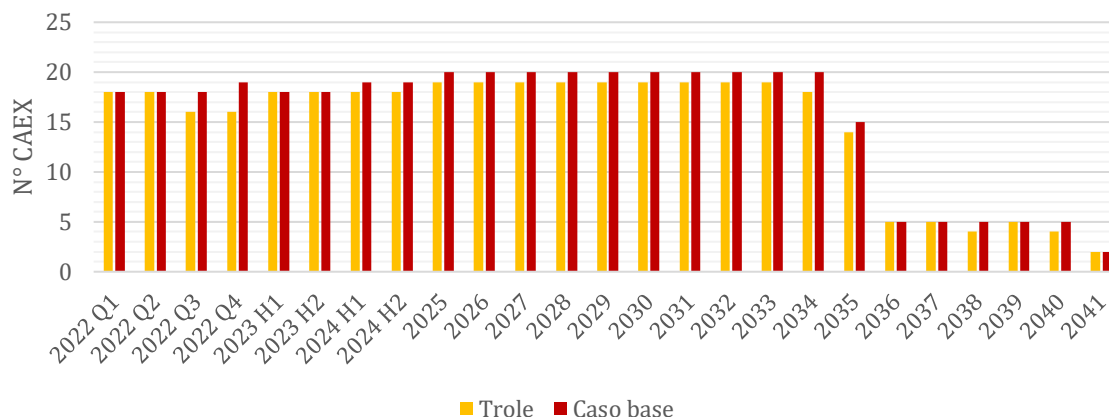


Gráfico 7. Comparación de flota de CAEX entre el escenario I y el caso base de Minera Antucoya.

Al comparar la flota trole con el caso base en el gráfico anterior, se observa que existen períodos en que se requiere una menor cantidad de CAEX debido al uso de la tecnología. Esto confirma que la extensión y mayor velocidad de los CAEX en la sección de catenarias, genera un aumento de productividad suficiente en algunos años para requerir menos camiones para cumplir con el movimiento mina. Incluso, el escenario trole requiere máximo 19 CAEX para ejecutar el plan minero, es decir uno menos que el proyectado por Minera Antucoya.

Es relevante destacar que la tecnología trole puede usarse como máximo hasta el período 2036, ya que posterior a ese año sólo existe movimiento de mineral desde el stockpile al chancador. Inclusive en 2036 sólo el 16% del material transportado, equivalente a 5,5 [Mton], proviene de la mina.

A modo de cuantificar cuanto fue el incremento en la productividad al comparar un CAEX del escenario trole y el caso base, se muestra en el **Gráfico 8** la diferencia de rendimiento por período en toneladas y porcentaje. En Anexos se detallan estos valores en la **Tabla A9**.

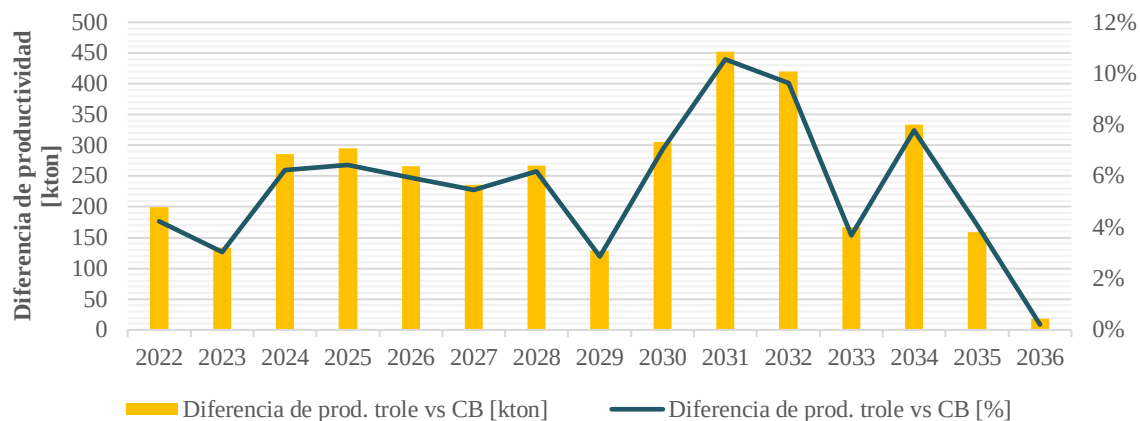


Gráfico 8. Diferencia de producción de un CAEX al comparar el escenario trole con el caso base.

El aumento de productividad de un solo CAEX por período con tecnología trole al compararlo con uno convencional tiene relación con los tiempos de ciclos estimados para ambos escenarios. Es decir, en 2031 se alcanza el máximo aumento de productividad de 452 [kton] debido a que en ese período existe la máxima diferencia entre el tiempo de ciclo del caso base con respecto al escenario trole. En promedio la productividad de un solo CAEX aumenta en 244 [kton], equivalente a un 6%.

5.2.2 Etapa II: Estimar el consumo de combustible y electricidad

Con la flota de camiones definida para el escenario trole se estima el consumo de energía eléctrica y diésel. Además, se estima el consumo de combustible del caso base presupuesto por Minera Antucoya para posteriormente evaluar ahorros en diésel y reducción de emisiones contaminantes.

Para estimar el consumo de electricidad y diésel, a través del primer método, en un comienzo se calcula la fuerza rimpull en las ruedas del CAEX en cada tramo utilizando las curvas de potencia del camión, el perfil de velocidades y las distancias ponderadas por períodos de los tramos de transporte. En la **Tabla 19** se muestran los resultados obtenidos para los CAEX con sistema trole híbrido y también para los del caso base.

Tabla 19. Fuerza rimpull en cada tramo y condición de carga para el caso base y escenario trole.

Condición CAEX	Caso base		Trole híbrido	
	Rimpull [ton]	Rimpull [kN]	Rimpull [ton]	Rimpull [kN]
Subida cargado	51	502	42	412
Bajada cargado	33	319	33	319
Horizontal cargado	21	203	21	203
Subida vacío	22	213	22	213
Bajada vacío	28	277	28	277
Horizontal vacío	18	177	18	177

En la tabla es posible observar que en ambos escenarios sólo cambia el rimpull en el tramo de subida, esto se debe a que como se menciona anteriormente, lo único que se modifica en el primer escenario tecnológico es la velocidad de subida cuando el CAEX sube al conectarse a la red de catenarias.

Con el rimpull y las distancias ponderadas por período se determina la energía consumida en un ciclo de trabajo de un CAEX utilizando la **Ecuación 14** y **Ecuación 15**, para posteriormente calcular el consumo de diésel según el primer método con la **Ecuación 16**. La **Tabla 20** muestra los valores de los consumos energéticos con tecnología trole por período segregados en los distintos perfiles de transporte. En cuanto a los consumos para el escenario base se detallan en el **Anexo E**.

Tabla 20. Consumos energéticos por período en un ciclo de trabajo de un CAEX con tecnología trole.

Período	Energía por ciclo [kWh]				Consumo Combustible por ciclo [L]			
	Subida	Horizontal	Bajada	Total	Subida	Horizontal	Bajada	Total
2022 Q1	122	144	87	353	29	34	21	84
2022 Q2	122	144	87	353	29	34	21	84
2022 Q3	122	144	87	353	29	34	21	84
2022 Q4	122	144	87	353	29	34	21	84
2023 H1	149	163	107	419	35	39	25	100
2023 H2	149	163	107	419	35	39	25	100
2024 H1	134	189	108	431	32	45	26	103
2024 H2	134	189	108	431	32	45	26	103
2025	119	182	94	395	28	43	22	94
2026	131	161	96	388	31	38	23	92
2027	75	183	62	320	18	44	15	76
2028	63	183	47	292	15	44	11	70
2029	89	151	63	302	21	36	15	72
2030	106	192	86	384	25	46	20	91

2031	97	174	80	351	23	41	19	84
2032	107	205	92	404	26	49	22	96
2033	105	186	81	373	25	44	19	89
2034	154	180	110	444	37	43	26	106
2035	98	291	100	488	23	69	24	116
2036	19	88	19	126	5	21	5	30
2037	6	57	9	71	1	13	2	17
2038	5	39	8	52	1	9	2	12
2039	8	48	12	69	2	11	3	16
2040	7	44	10	62	2	11	2	15
2041	8	47	12	67	2	11	3	16

Al multiplicar la energía requerida y consumo de diésel por ciclo con el número de ciclos por período, se calcula el consumo energético para el caso base y trole en cada período, cuyos resultados se indican en anexos en la **Tabla A11**.

El consumo de energía eléctrica por periodo del primer escenario tecnológico se muestra en el **Gráfico 9**.

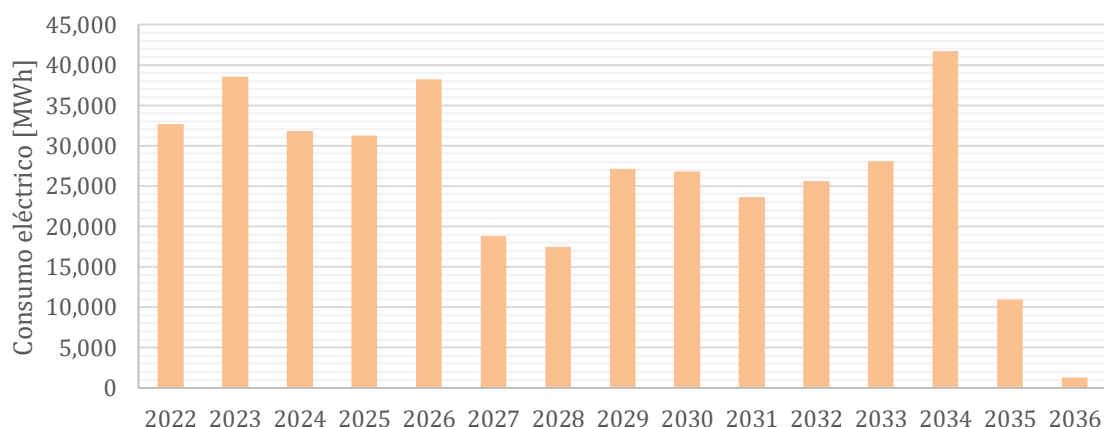


Gráfico 9. Consumo de energía eléctrica por periodo en el primer escenario tecnológico.

La fluctuación en el consumo del gráfico anterior depende del rimpull y las distancias en el tramo de subida cargado, sin embargo, ya que se asume una velocidad única y por ende el rimpull es constante en un determinado tramo, es la distancia ponderada la variable directamente proporcional al consumo eléctrico en cada periodo.

Los resultados del cálculo de consumo de combustible a través del segundo método se indica en la **Tabla A12**. Con el fin de seleccionar aquel método de estimación de diésel con la mayor exactitud al consumo real, se comparan en el **Gráfico 10** los valores de ambos

mecanismos con el consumo de combustible del 2019, correspondiente a 15 camiones Komatsu 930E – 4 de Minera Antucoya.

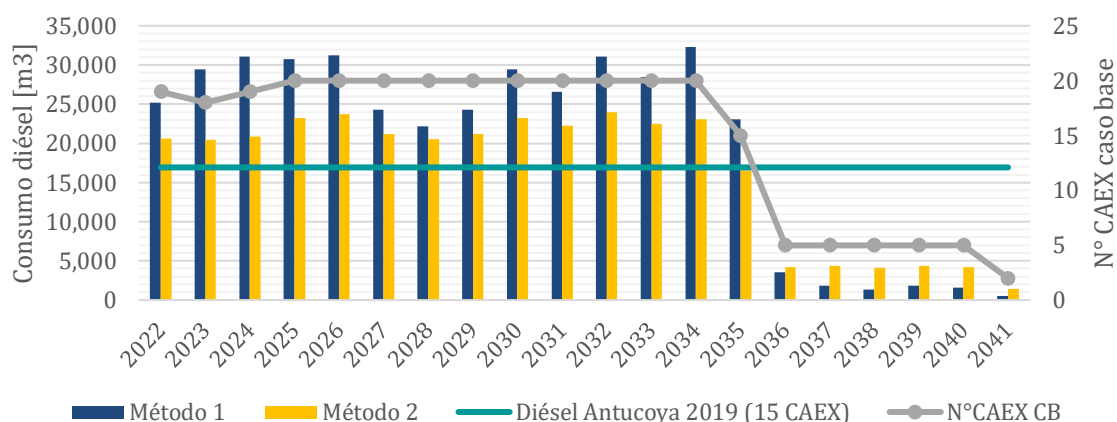


Gráfico 10. Estimaciones de consumo de diésel del caso base.

Del gráfico anterior se evidencia que el método 1 proyecta en la mayoría de los periodos mayor consumo de diésel en comparación al método 2, específicamente entre ambos existe una diferencia total de consumo de $74.101 [m^3]$. El objetivo de comparar ambas estimaciones con el consumo de diésel 2019, es considerar los órdenes de magnitud que existe entre el número de camiones y el consumo de diésel, de modo de visualizar si existe una sobreestimación del consumo. Con esto en mente en 2033 por ejemplo, el primer método estima un consumo de $28.449 [m^3]$ para 20 CAEX, y según información del **Gráfico A3** se muestra un consumo de $28.119 [m^3]$ en el 2019 de Minera Zaldívar para 33 CAEX del mismo modelo. Naturalmente son condiciones de operación diferentes, pero denota que existe una gran diferencia entre el número de camiones y el consumo diésel.

Por estos motivos y debido a que el método 2 estima consumos más razonables en ordenes de magnitud en función de las horas horómetro de los CAEX, se utilizará este mecanismo para proyectar el consumo de diésel del caso base y para el escenario trole.

Con el mecanismo definido para determinar el consumo de diésel, se calcula para el primer escenario tecnológico cuanto es su consumo de combustible porcentual por período, el cual se muestra en el **Gráfico 11**.

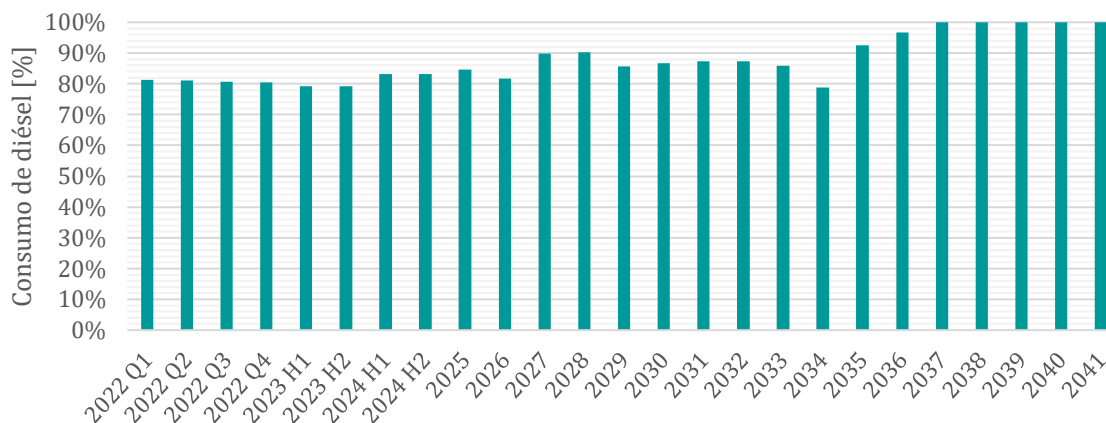


Gráfico 11. Porcentaje del consumo diésel por período del escenario trole.

En el primer escenario tecnológico existe una reducción máxima en el consumo de diésel de un 21% en el 2023 y 2034, y un consumo promedio de un 85% desde el 2022 al 2036. Se considera sólo hasta el 2036 ya que a partir del año siguiente sólo se proyecta mover material desde el stockpile al chancador, razón por la cual no se utiliza la red de catenarias del sistema trole y el consumo de combustible de la flota de camiones es un 100%.

Cabe mencionar que los consumos de diésel indicados en el gráfico anterior son obtenidos al utilizar un máximo de 1,2 [km] de catenarias en la subida de la rampa de acceso, naturalmente si la extensión fuera mayor se reduciría aún mas el consumo de diésel, pero esto depende netamente del diseño del rajo.

5.2.3 Etapa III: Matriz de costos y estimación económica

Tomando en cuenta los atributos considerados para el cálculo de los costos de operación y gastos de capital indicados en la **Figura 14** y la metodología planteada en el capítulo anterior se procede a comparar los costos existentes entre el escenario trole y el caso base.

Referente a los resultados de los distintos componentes del CAPEX y OPEX por período para el caso base y el primer escenario tecnológico se detallan en el **Anexo F**. En particular se observa en la **Tabla A13** que existe una inversión de 12 [MUS\$] para poner en marcha la flota de CAEX con el sistema trole, este monto incluye la modificación de los 18 camiones que se requieren desde el primer trimestre del 2022, la construcción de 1 [km] de

catenarias y una subestación eléctrica. La distribución de estos atributos en el CAPEX de este escenario se muestra en el **Gráfico 12**. Hay que destacar que se considera una subestación ya que en base a información de uno de los proveedores de la tecnología, se recomienda una subestación entre 1 a 1,5 kilómetros aproximadamente de línea de trole, y en el escenario I se tiene una extensión máxima de 1,2 [km] de catenarias para cumplir con las distancias ponderadas en el tramo de subida cargado.

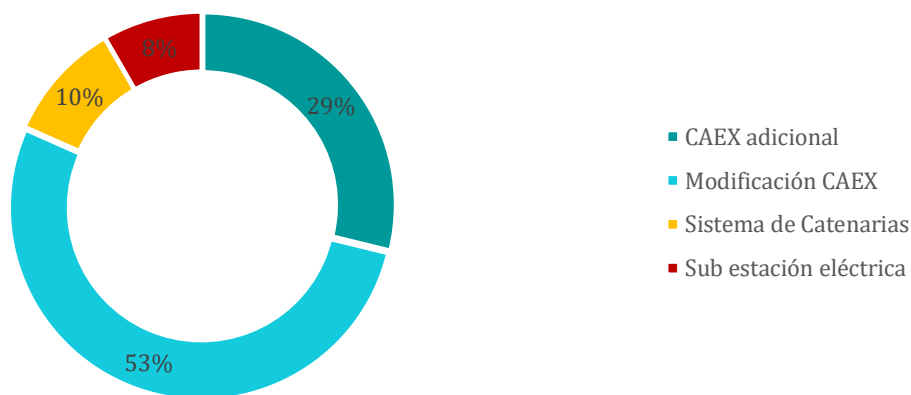


Gráfico 12. Distribución total del CAPEX en el primer escenario tecnológico.

También en anexos está la **Tabla A14** y **Tabla A15** que especifican los costos operacionales en cada período, asociados al caso base y al primer escenario tecnológico respectivamente. En el **Gráfico 13** se precisa la distribución porcentual de los costos totales de operación según los atributos que lo componen.

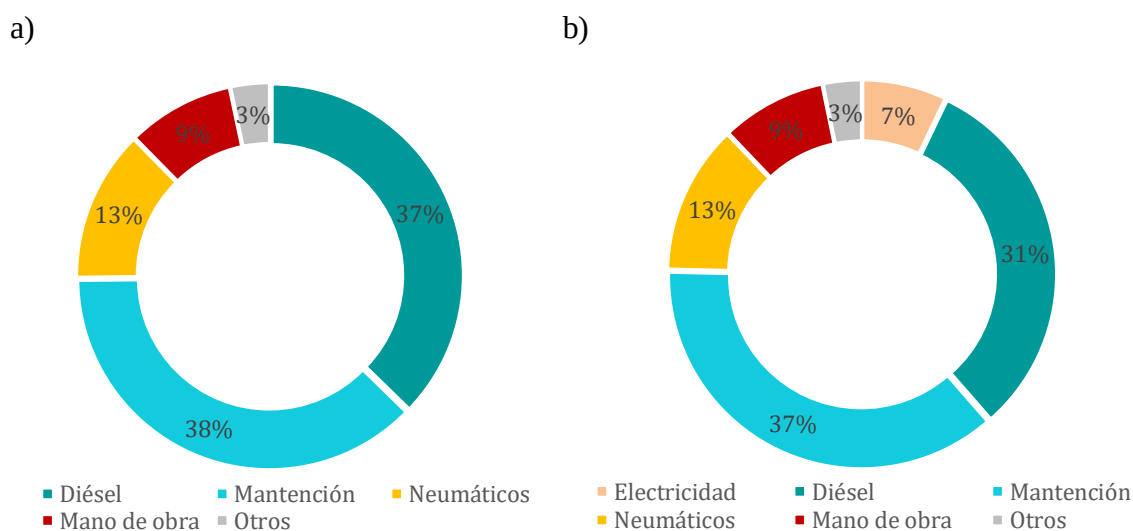


Gráfico 13. Distribución del OPEX en a) el caso base y b) el primer escenario tecnológico.

Al comparar los distintos atributos que componen los gastos operacionales, se obtiene un ahorro de 16,4 [MUS\$] del escenario trole híbrido con respecto al caso base, distribuidos según indica el **Gráfico 14**. En cuanto al detalle del ahorro en cada período se muestran en la **Tabla A16**.

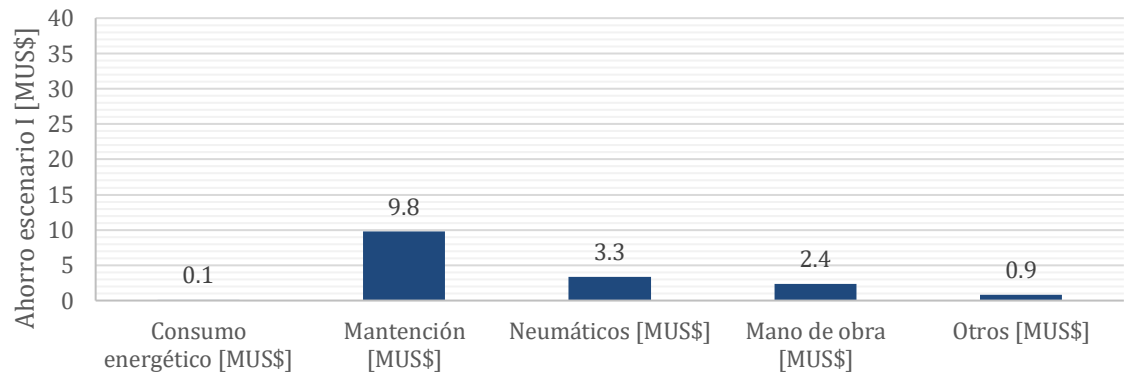


Gráfico 14. Ahorro en OPEX del escenario I al compararlo con el caso base.

Los ahorros obtenidos en el gráfico anterior se relacionan directamente con las 91.795 horas horómetro menos entre el escenario trole y el caso base para cumplir con el plan minero desde el 2022 al 2041. Esta diferencia de horas se debe a la menor cantidad de CAEX que se necesitan por período en el primer escenario tecnológico para cumplir la producción proyectada por Minera Antucoya.

Ya que la diferencia relativa entre los precios de diésel y energía eléctrica es una de las variables relevantes para la evaluación del sistema trole, se presenta en el **Gráfico 15** la comparación de los costos asociados a los consumos energéticos entre el primer escenario tecnológico y el caso base.

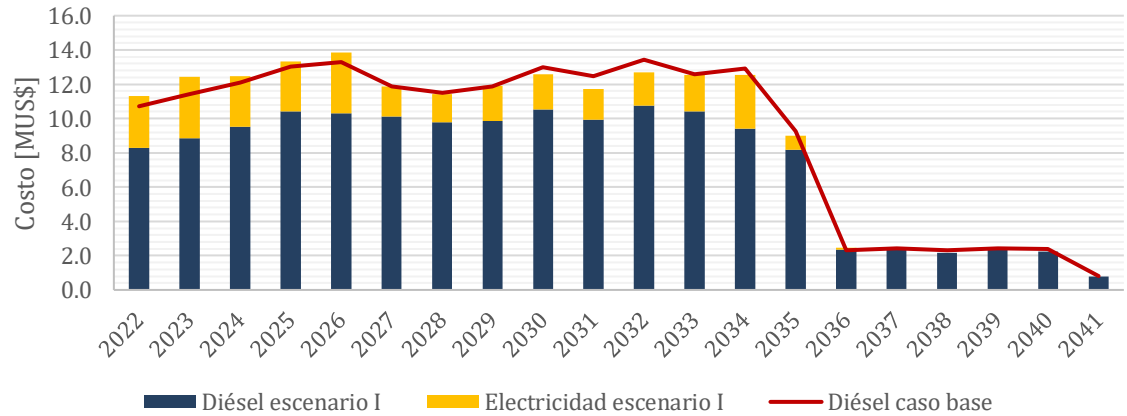


Gráfico 15. Comparación de costos asociados a los consumos energéticos entre el escenario I y el caso base.

En el gráfico anterior queda en evidencia que existe un ahorro en costos asociados al consumo de diésel debido a no utilizar el motor de combustión interna en el trayecto de subida cargado, sin embargo, al agregarle los costos vinculados a la energía eléctrica utilizada por el CAEX trole cuando se conecta a la red de catenarias, no se observan grandes diferencias. En concreto, entre 2022 y 2041 existe un ahorro de 59.926 [US\$] al comparar el consumo energético del primer escenario tecnológico con el caso base. Cabe mencionar que esta diferencia ocurre con los precios proyectados a largo plazo por Minera Antucoya, más adelante en el análisis de sensibilidad económica se evaluará cómo se comportan los costos energéticos al variar los precios del diésel y energía eléctrica.

Con la información de los gastos de capital y operación en cada período del caso base y del escenario trole híbrido, se calcula el VAC con una tasa de interés del 8%, cuyos resultados se presentan en la en la **Tabla 21**.

Tabla 21. CAPEX, OPEX y VAC por período para el caso base y escenario trole híbrido.

Período	Caso base Antucoya				Escenario I			
	CAPEX [MUS\$]	OPEX [MUS\$]	TOTAL [MUS\$]	VAC [MUS\$]	CAPEX [MUS\$]	OPEX [MUS\$]	TOTAL [MUS\$]	VAC [MUS\$]
<i>Inversión</i>					12,0		12,0	12,0
2022	5,2	28,9	34,1	31,5		28,6	28,6	26,5
2023		30,8	30,8	26,4	0,3	31,3	31,6	27,1
2024		32,6	32,6	25,9		31,8	31,8	25,2
2025	5,2	35,1	40,3	29,6	5,7	34,1	39,7	29,2
2026		35,6	35,6	24,2		35,0	35,0	23,8
2027		31,8	31,8	20,0		30,8	30,8	19,4
2028		30,8	30,8	18,0		29,6	29,6	17,3
2029		31,8	31,8	17,2		31,2	31,2	16,8
2030		34,8	34,8	17,4		33,0	33,0	16,5
2031		33,4	33,4	15,5		30,8	30,8	14,2
2032		36,0	36,0	15,4		33,4	33,4	14,3
2033		33,7	33,7	13,4		32,9	32,9	13,1
2034		34,6	34,6	12,7		32,5	32,5	12,0
2035		24,8	24,8	8,4		23,9	23,9	8,1
2036		6,2	6,2	2,0		6,6	6,6	2,1
2037		6,5	6,5	1,9		6,4	6,4	1,9
2038		6,1	6,1	1,7		5,8	5,8	1,6
2039		6,5	6,5	1,6		6,3	6,3	1,6
2040		6,4	6,4	1,5		6,0	6,0	1,4
2041		2,2	2,2	0,5		2,1	2,1	0,5

<i>TOTAL</i>	10,4	488,3	498,7	284,7	18,0	471,9	489,9	284,5
--------------	------	-------	-------	-------	------	-------	-------	-------

Al comparar el valor actual de costos se evidencia un ahorro de 146.609 [US\$] en el escenario I con respecto del caso base. Este resultado representa que la inversión y el desarrollo del escenario trole híbrido, es apenas compensada por:

- Utilizar en la mayoría de los períodos una menor cantidad de camiones, necesitando un máximo de 19 camiones para ejecutar el plan minero, es decir uno menos que el proyectado por Minera Antucoya.
- Ahorrar 59.926 [US\$] en la propulsión de los CAEX trole. Este valor es bajo si se compara con el nivel de inversión, y más aún cuando estos dependen de los costos relativos de energía eléctrica y diésel, que es uno de los factos claves al momento de determinar rentabilidades positivas en la tecnología trole.
- Las 91.795 horas horómetro menos entre el escenario trole y el caso base desde el 2022 al 2041, que conllevan a un ahorro de 7,9 [MUS\$] en costos operacionales con la tasa de interés aplicada.

El ahorro por período comparando el VAC del caso base con el escenario trole y el ahorro acumulado para determinar el año en que se retorna la inversión se muestran en la **Tabla 22**.

Tabla 22. Ahorro por período y acumulado del primer escenario tecnológico con respecto al caso base.

Período	VAC caso base [MUS\$]	VAC Escenario trole [MUS\$]	Ahorro [MUS\$]	Ahorro acumulado [MUS\$]
Inversión		12,00	−12,00	−12,00
2022	31,54	26,52	5,02	−6,98
2023	26,39	27,09	−0,69	−7,68
2024	25,86	25,21	0,65	−7,03
2025	29,59	29,22	0,38	−6,65
2026	24,20	23,84	0,36	−6,29
2027	20,03	19,38	0,64	−5,65
2028	17,98	17,29	0,69	−4,96
2029	17,16	16,84	0,32	−4,64
2030	17,41	16,50	0,91	−3,73
2031	15,46	14,25	1,21	−2,52
2032	15,42	14,31	1,11	−1,41
2033	13,39	13,05	0,34	−1,07

2034	12,71	11,97	0,74	-0,33
2035	8,43	8,12	0,31	-0,02
2036	1,97	2,07	-0,10	-0,12
2037	1,90	1,87	0,03	-0,09
2038	1,66	1,57	0,09	0,01
2039	1,63	1,58	0,04	0,05
2040	1,47	1,38	0,09	0,14
2041	0,46	0,45	0,01	0,15

Con el apoyo de la tabla anterior se calcula que el retorno de la inversión de 12 [MUS\$] se produce a los 16,9 años de iniciado el proyecto, es decir en el período 2038.

5.2.4 Sensibilidad económica

Los resultados de comparar los costos a través del VAC que existen entre la tecnología trole híbrida y el caso base al fluctuar los precios proyectados por Minera Antucoya de energía eléctrica y diésel se muestran en el **Gráfico 16** y sus valores se detallan en el **Anexo G**. En el centro del eje derecho del gráfico se indica el precio de diésel proyectado, hacia arriba representa un aumento en el precio proyectado hasta llegar a un 28% y hacia abajo una disminución del valor hasta alcanzar una reducción del 28%. La misma lógica se mantiene en el eje inferior, pero con el precio de la energía eléctrica.

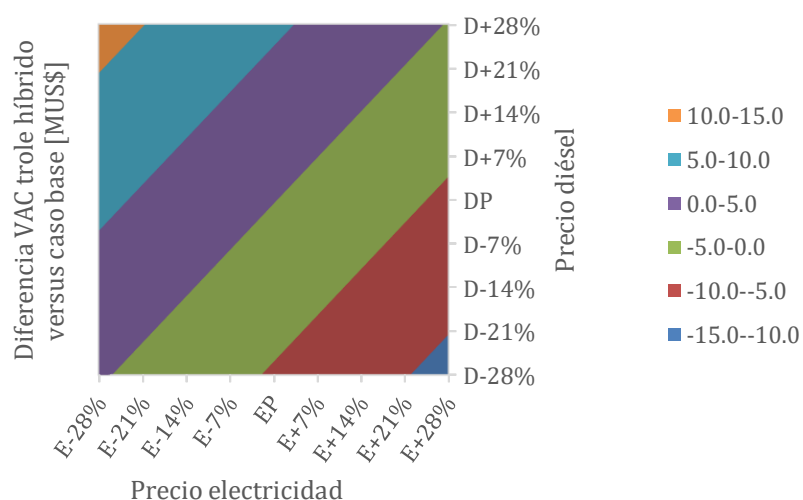


Gráfico 16. Diferencia de VAC entre el caso base y el escenario I en función de los precios de diésel y la electricidad.

Según lo esperado, los resultados indican que la condición más favorable se desarrollaría cuando se incrementa la diferencia relativa entre los insumos energéticos, es decir en el caso que el precio del diésel aumenta un 28% y el precio de la electricidad disminuye en un 28%. Por el contrario, el escenario más adverso ocurriría si el precio del diésel disminuye en un 28% y el precio de la electricidad aumenta en el mismo porcentaje. En concreto la diferencia al comparar el valor actual de los costos entre el escenario trole híbrido y el caso base se encuentra entre 11,6 [MUS\$] y –11,3 [MUS\$].

En la **Tabla 23** se presenta la diferencia que existe al comparar el gasto total de diésel del caso base con el costo asociado al consumo de diésel y energía eléctrica del escenario trole híbrido en función de la variación de los precios proyectados de estos insumos.

Tabla 23. Diferencia de consumo energético entre el caso base y el escenario I en función de los precios de energía eléctrica y diésel.

Diferencia consumo energético [MUS\$]	E-28%	E-21%	E-14%	E-7%	EP	E+7%	E+14%	E+21%	E+28%
D-28%	0,0	-2,3	-4,6	-7,0	-9,3	-11,7	-14,0	-16,3	-18,7
D-21%	2,4	0,0	-2,3	-4,6	-7,0	-9,3	-11,7	-14,0	-16,3
D-14%	4,7	2,4	0,1	-2,3	-4,6	-7,0	-9,3	-11,7	-14,0
D-7%	7,1	4,7	2,4	0,1	-2,3	-4,6	-7,0	-9,3	-11,6
DP	9,4	7,1	4,7	2,4	0,1	-2,3	-4,6	-7,0	-9,3
D+7%	11,8	9,4	7,1	4,7	2,4	0,1	-2,3	-4,6	-7,0
D+14%	14,1	11,8	9,4	7,1	4,7	2,4	0,1	-2,3	-4,6
D+21%	16,5	14,1	11,8	9,4	7,1	4,8	2,4	0,1	-2,3
D+28%	18,8	16,5	14,1	11,8	9,4	7,1	4,8	2,4	0,1

En el **Gráfico 17** se indican los resultados del VAC al fluctuar el costo de mantención del sistema trole híbrido entre un 75% y un 125% del costo de mantenimiento del caso base.

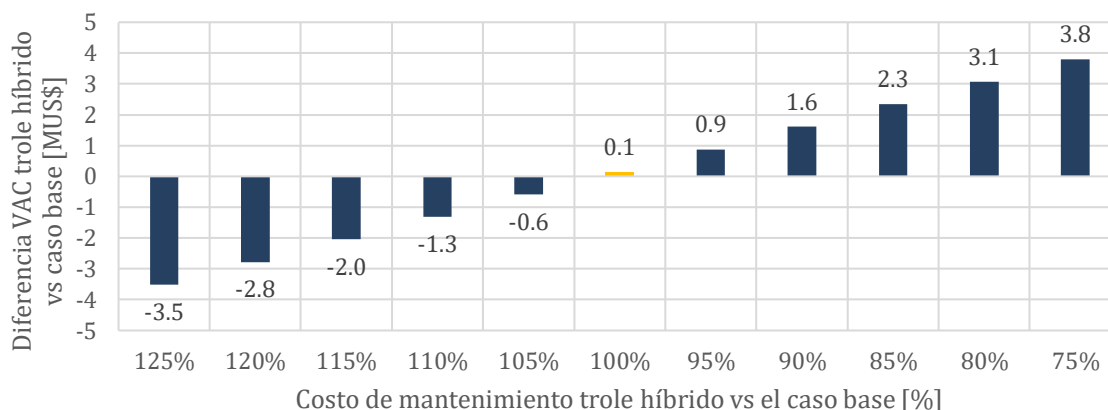


Gráfico 17. Diferencia del VAC entre el caso base y el escenario I en función del costo de mantenimiento.

En el gráfico anterior se observa que, si el costo de mantenimiento del escenario trole híbrido fuera un 100% del costo de mantención del caso base, naturalmente se obtiene el VAC obtenido en la evaluación económica de este escenario, es decir 146.609 [US\$]. También se muestra la tendencia que si el costo de mantenimiento trole es mayor del 105%, se generan pérdidas económicas al implementar esta nueva tecnología, específicamente esto empieza a ocurrir cuando el costo alcanza un 101% con respecto a la mantención del caso base. Además se advierte que si respecto al costo de mantención considerado en la evaluación económica, este disminuye un 5%, existe una diferencia de 730.647 [US\$], es decir el ahorro entre el escenario trole y el caso base se incrementa un 498%. Este valor representa lo influyente que es el costo de mantención para determinar si es factible desarrollar este proyecto, lo cual se evidencia también en el **Gráfico 13** que muestra la distribución de los costos operacionales.

5.3 Emisiones de carbono

Con la información del consumo de diésel del caso base y el escenario trole híbrido, se utiliza la **Ecuación 25** para determinar las emisiones de gases de efecto invernadero.

En total en el caso base se consumen 325.934 [m^3] de diésel y en el primer escenario tecnológico 265.940 [m^3], lo que equivale a emitir 977.476 [ton] y 797.554 [ton] de

carbono equivalente respectivamente. Por lo tanto, utilizar la asistencia de trole reduce la huella de carbono en 179.922 [ton CO_{2eq}], es decir bajan las emisiones en un 18%.

En el **Gráfico 18** se muestran las emisiones de carbono por período de cada caso. En él es posible observar que existe una reducción evidente en emisiones hasta el 2035. Luego las diferencias son más pequeñas, ya que en 2036 se reduce sólo en un 3% el consumo de diésel y desde el 2037 hasta 2041 no se utiliza la red de catenarias.

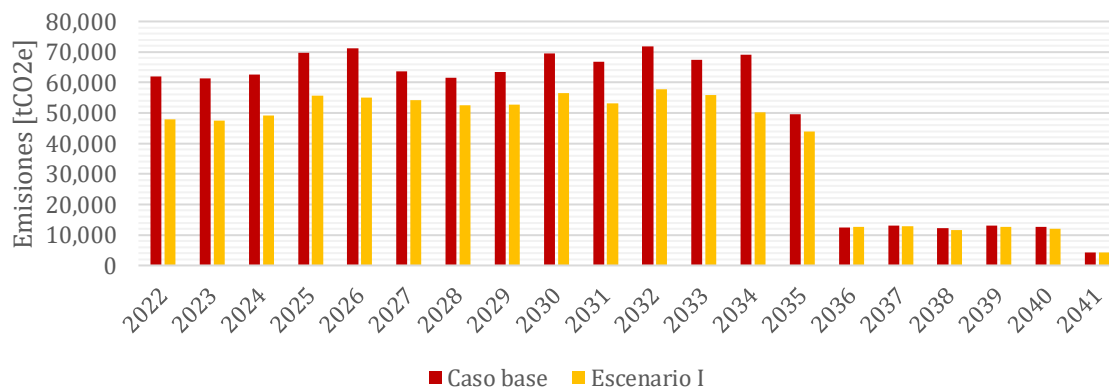


Gráfico 18. Emisiones GEI por período del caso base y el primer escenario tecnológico.

6 Conclusiones y recomendaciones

6.1 Conclusiones generales

Motivado por contribuir a la reducción de gases de efecto invernadero asociado a la minería en Chile y aportar con nuevas opciones de transporte a Antofagasta Minerals que puedan ser consideradas para cumplir con sus exigencias internas y externas, se indaga en opciones tecnológicas disponibles en el mercado.

Se escoge a los camiones de extracción como equipo de interés para evaluar las distintas opciones tecnológicas ya que según los consumos de diésel 2019 de Antofagasta Minerals, 219.348 [m^3] equivalente a 67% lo consumen estos equipos. Por lo que se considera imprescindible para la empresa alguna ruta que involucre la transformación de la propulsión de los CAEX para cumplir con su meta de carbono neutralidad al 2050.

De la revisión de opciones tecnológicas destaca el hidrógeno y la asistencia de trole. En cuanto al hidrógeno, corresponde a un vector energético con múltiples aplicaciones, una de ellas en transporte, y que debido a la posibilidad de producirse a partir de fuentes renovables, se posiciona como una de las grandes opciones para transformarse en el combustible del futuro. En particular existen tres mecanismos principales para utilizar el hidrógeno como fuente de energía, los cuales son: ser quemado directamente en motores de combustión, emplearse como mezcla con combustibles convencionales (diésel y gas natural) y en celdas de combustible.

La empresa canadiense Dynacert ofrece inyectar en CAEX hasta un 15% en volumen de hidrógeno a través de su producto denominado Hydragen. Sin embargo, debido al estudio expuesto en la revisión bibliográfica se pierde el interés de esta tecnología como una opción a evaluar en la memoria. Ya que si bien sus resultados revelan una reducción de las emisiones de dióxido de carbono a medida que aumenta el porcentaje de hidrógeno en la combustión, también se indica una reducción en la potencia del motor y un incremento de las emisiones tipo NO_x .

En cuanto a las celdas de combustible, son los dispositivos más eficaces energéticamente para extraer energía de combustibles, alcanzando un 60% de eficiencia e inclusive más con cogeneración, mientras que un motor de combustión interna usualmente

genera electricidad a eficiencias entre 33% – 35%. Otra de las ventajas que destacan esta tecnología es que no genera emisiones de gases de efecto invernadero, debido a su diseño es altamente escalable, no tiene piezas móviles y su tiempo de repostaje es similar al diésel. Si bien las celdas de combustible no necesitan incorporar un generador eléctrico, por lo que se reduce el tamaño y cantidad de componentes para la propulsión, necesitan el apoyo de baterías y/o supercondensadores que poseen mayor densidad de potencia para aquellos tramos operacionales del equipo móvil con cambios repentinos en el requerimiento energético. Sin embargo, la incorporación de un mix energético como este, otorga la oportunidad de establecer una dinámica de freno regenerativo, en que se aprovecha esa energía almacenándola en los supercondensadores.

En lo que respecta a CAEX aún no existe un modelo comercial disponible, pero si existe el desarrollo de un prototipo entre Anglo American y Engie, dónde modifican un camión de extracción convencional con tanques de hidrógeno y baterías.

La asistencia de trole en CAEX es una tecnología ampliamente probada, principalmente en minas de África y Estados Unidos, con un proveedor como Siemens con más de 40 años de experiencia. Además desde principios del 2020 otras empresas como Caterpillar e Hitachi han puesto sus productos en el mercado para algunos de sus camiones, en respuesta del creciente interés de esta tecnología.

El sistema trole involucra un alto costo de inversión, sin embargo se puede ver compensado por los beneficios que otorga. Entre ellos, el aumento de la productividad de los camiones por ciclo, la disminución de los costos de operación y mantenimiento asociados al CAEX y también la reducción de la huella de carbono por el menor consumo de diésel.

6.2 Conclusiones específicas

En base a las opciones tecnológicas se plantean tres escenarios que se estudian en las condiciones operacionales de Minera Antucoya. En el primero, los CAEX utilizan la tecnología trole en el tramo de subida cargado y en los demás el sistema convencional de propulsión mediante un motor de combustión interna (ICE). En el segundo, los CAEX utilizan la tecnología trole en el mismo tramo que el caso anterior, pero se reemplaza el ICE

por supercondensadores y un banco de baterías. Y en el tercero, los CAEX disponen de un mix de tecnologías que incluye celdas de combustibles, baterías y supercondensadores.

En conclusión para el primer escenario tecnológico, se observa que con la instalación de un sistema trole que estaría operativo desde el 2022 al 2036 y que involucra una inversión de 12 [MUS\$] que incluye la modificación total de la flota de camiones, un sistema de catenarias en la rampa de acceso y una subestación eléctrica, permite cumplir el movimiento mina con una flota de camiones menor en la mayoría de los períodos en comparación a lo proyectado por Minera Antucoya, alcanzando un máximo de 19 CAEX, es decir uno menos que en el caso base. Esto es la consecuencia de un incremento en la productividad de los CAEX al aumentar su velocidad un 22% de 12,5 [km/h] a 15,3 [km/h] en el trayecto de subida cargado, obteniendo como resultado un aumento de productividad promedio de 253 [kton] por período y camión.

Producto del sistema trole existe una reducción promedio en el consumo de diésel de un 15% entre el 2022 al 2036. En total disminuye el consumo en 59.994 [m³] de combustible en comparación al caso base, lo que se traduce en bajar la huella de carbono en un 18%, equivalente a 179.922 [ton CO_{2eq}]. De igual forma, por el uso de una menor cantidad de CAEX en comparación al caso base, se genera un ahorro de 16,4 [MUS\$] en gastos operacionales que incluye el consumo energético, mantención, neumáticos, mano de obra y otros. En particular 9,8 [MUS\$] del ahorro corresponden a gastos de mantención, esto a pesar de mantener los costos del caso base para el mantenimiento de los CAEX y los componentes del sistema trole. En cuanto al gasto en consumo energético del primer escenario tecnológico es 59.926 [US\$] más económico que el caso base, es decir el ahorro en diésel es apenas compensado al incluir los costos de consumo eléctrico.

Con la inversión, los gastos de capital y operacionales mencionados se compara el valor actual de costos del primer escenario tecnológico con el caso base y se obtiene un ahorro de 146.669 [US\$], obteniéndose el retorno de la inversión a los 16,9 años de iniciado el proyecto. En conclusión el ahorro es muy bajo en comparación a la inversión de 12 [MUS\$] y la cantidad de años para el retorno de la inversión confirma el riesgo de la implementación de este escenario. El análisis de sensibilidad económica demuestra lo determinante que pueden ser los precios de los insumos energéticos y el costo de mantenimiento del sistema

trole en el ahorro del escenario tecnológico, por lo que entre más robustos sean estos valores más exacto será el ahorro obtenido.

En concreto, entre mayor sea el precio de diésel y menor el de electricidad, más conveniente será implementar CAEX con sistema trole. Según los rangos de precios evaluados, el máximo ahorro es de 11,6 [MUS\$] cuando el combustible sube un 28% con respecto a lo proyectado y la electricidad baja un 28%. Por otro lado si el precio del diésel baja un 28% y la electricidad sube en el mismo porcentaje, el escenario trole híbrido sería 11,3 [MUS\$] más costoso que el caso base. Referente al mantenimiento, si el costo disminuye tan sólo un 5% respecto a lo considerado para la evaluación económica, el ahorro se incrementa en 583.978 [US\$].

Respecto al segundo y tercer escenario tecnológico se concluye que no son factibles de implementar bajo los requerimientos energéticos de Minera Antucoya. A pesar de utilizar una batería y celda de combustible de alta capacidad energética, se necesitan una cantidad de ellas imposible de considerar debido a el peso y volumen que agregan al CAEX. En particular para el escenario II se necesitarían 136 baterías de 99 [kWh] para tener una autonomía de un turno, lo que equivale a 73 [ton] y 49 [m³]. Mientras que para el escenario III se requerirían 84 baterías y 247 celdas de combustibles, lo que en total se traduce en equipar a los camiones con un peso y volumen adicional de 114 [ton] y 155[m³] respectivamente.

6.3 Recomendaciones

El proceso de electrificación del sector minero es inevitable debido al endurecimiento de los estándares de emisión y al eventual agotamiento de los combustibles fósiles. Por lo que se recomienda dar seguimiento a las opciones de electrificación, que van desde bajos niveles de hibridación del tren motriz hasta una transformación completa del tren motriz utilizando celdas de combustible de hidrógeno. El seguimiento es relevante porque estas nuevas variantes tecnológicas van a requerir un mayor consumo eléctrico y es clave asegurar bajos precios de la energía eléctrica en los contratos para obtener ganancias favorables. También debe existir una gestión del cambio en la empresa oportuno, ya que una transformación de esta magnitud necesita una capacitación del personal.

Los resultados de emplear un escenario trole híbrido no generan los excedentes esperados en Minera Antucoya, pero a pesar de esto se recomienda tener en consideración la tecnología trole para el resto de las compañías mineras de Antofagasta Minerals o bien para futuros proyectos. Sobre todo si existen condiciones favorables como contratos con precios de electricidad más bajos y rampas de acceso con mayor pendiente y extensión, ya que esto reduciría costos operacionales, incrementaría la productividad y el ahorro de diésel. De evaluar otros casos, debido a ser factores importantes en el resultado, se recomienda realizar una estimación más robusta del consumo de diésel, considerando las velocidades en cada segundo del ciclo de transporte, y también realizar cotizaciones con proveedores de esta tecnología para obtener una mayor exactitud de los costos de inversión y mantenimiento asociados al sistema trole.

También se recomienda evaluar el escenario CAEX trole eléctrico en las otras compañías mineras ya que esta tecnología es muy variable según el requerimiento energético del ciclo de transporte. Y podrían existir condiciones que favorezcan el almacenamiento de energía desde los frenos regenerativos, por ejemplo, en el caso que el CAEX baje cargado si el área mina está a mayor altitud que la zona de descarga. Esta situación reduciría la energía requerida por las baterías, por lo que el camión podría operar con una cantidad más razonable de ellas. O bien en el mejor de los casos si la energía regenerada es mayor que la consumida por el CAEX cuando conduce vacío cuesta arriba, no existiría necesidad de una conexión a la red eléctrica, lo que bajaría sustancialmente los costos de operación.

Finalmente, se recomienda definir el rol de la empresa, en particular si pretenden liderar este cambio a través del financiamiento de prototipos o más bien prefieren comprar el producto cuando esté disponible en el mercado. Esto aplica sobre todo para la tecnología de celdas de combustibles en CAEX que es prometedora pero aún requiere probablemente años de desarrollo para adaptarse a las condiciones de trabajo de la gran minería.

7 Anexos

Anexo A : Consumo de diésel por equipos en Antofagasta Minerals

A continuación, se indica en el Gráfico A1, Gráfico A2, Gráfico A3 y Gráfico A4 los consumos de diésel en m^3 durante el 2019 desglosados por equipo en Minera Los Pelambres, Minera Centinela, Minera Zaldívar y Minera Antucoya respectivamente.

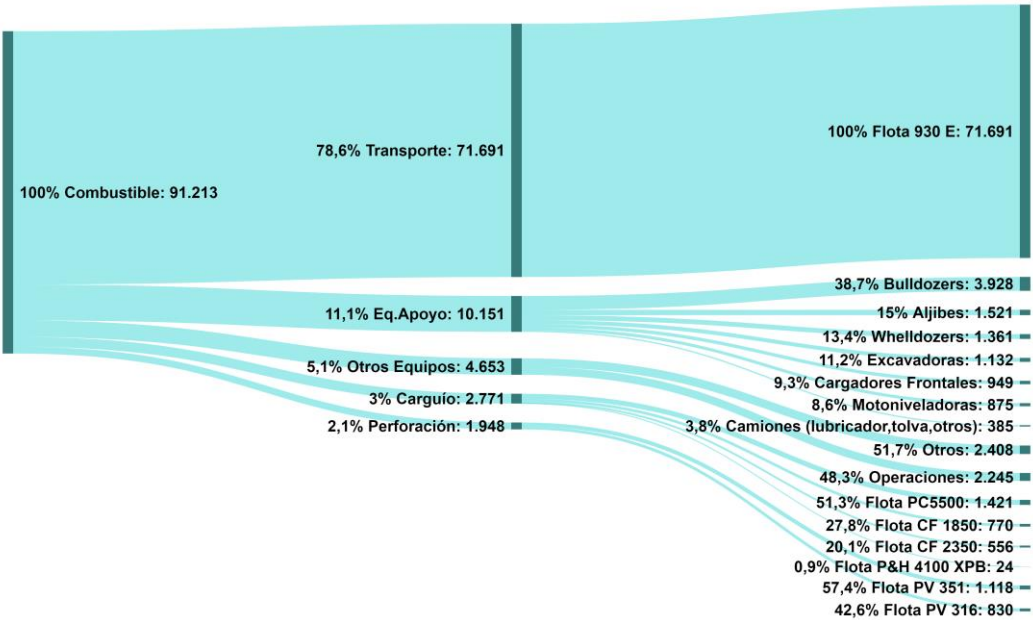


Gráfico A1. Desglose consumo de combustible MLP 2019.

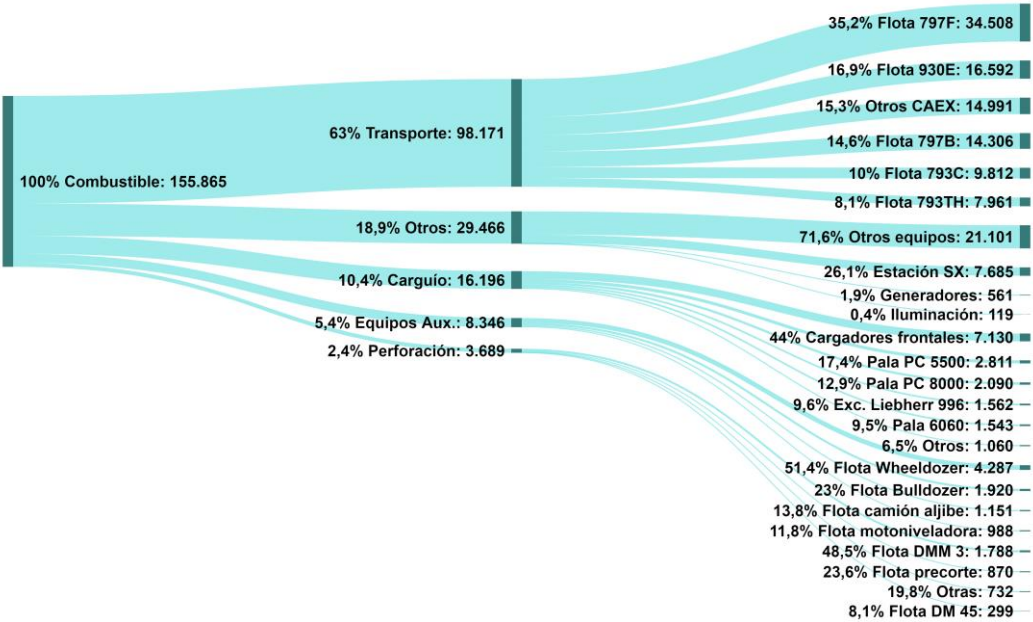


Gráfico A2. Desglose consumo de combustible CEN 2019.

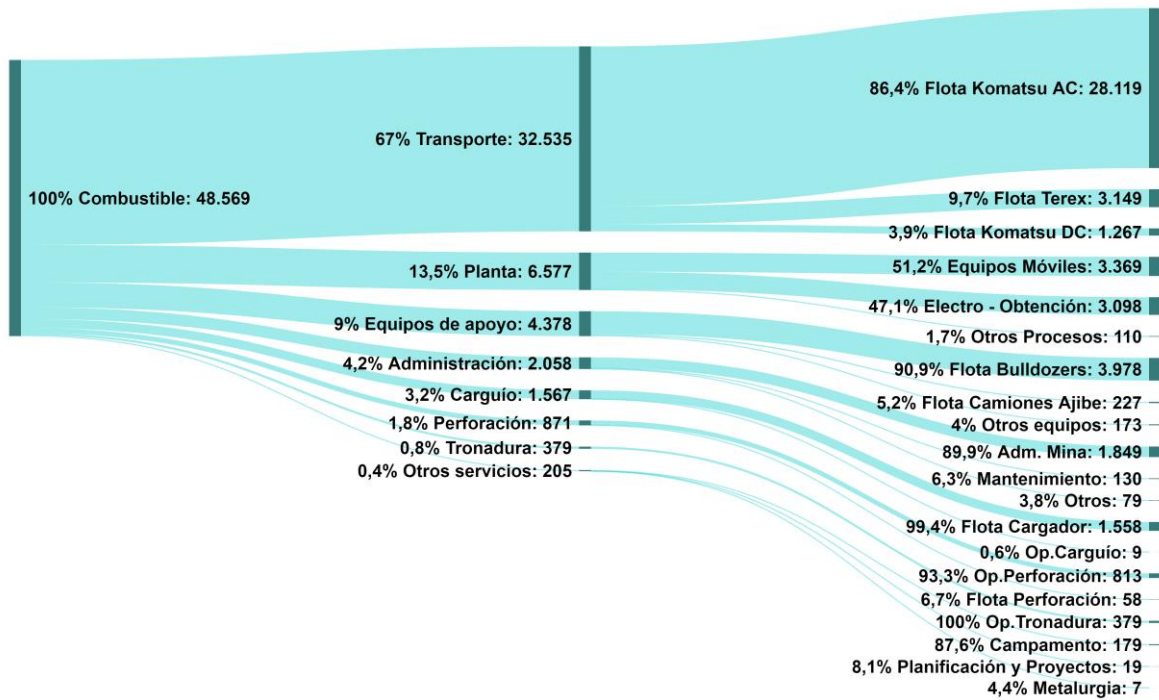


Gráfico A3. Desglose consumo de combustible CMZ 2019.

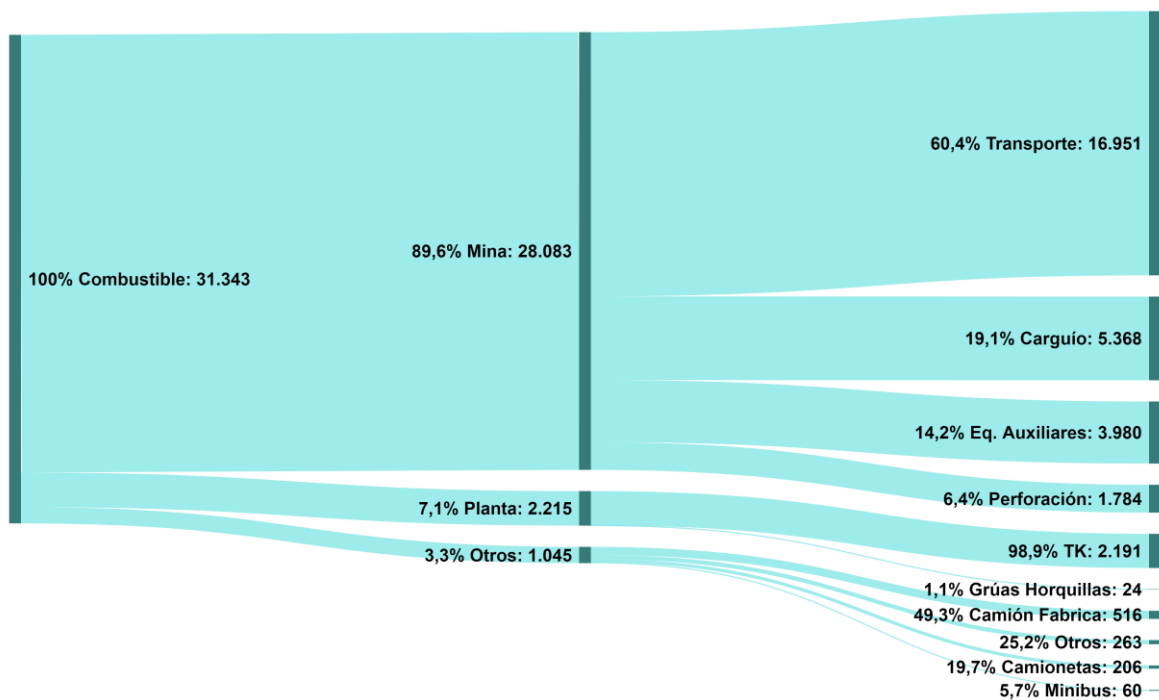


Gráfico A4. Desglose consumo de combustible ANT 2019.

Anexo B : Tipos de celdas de combustible de hidrógeno

La **Figura A1** muestra las características de los principales tipos de celdas de combustible de hidrógeno (Fúnez y Reyes, 2019).

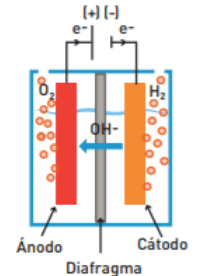
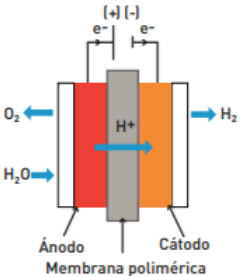
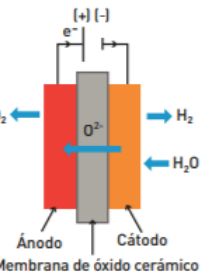
	ELECTRÓLISIS ALCALINA	ELECTRÓLISIS PEM	ELECTRÓLISIS SOEC
Temperatura (°C)	60 - 85	40 - 80	800 - 1000
Presión (bar)	< 30	< 35	1 - 5
Consumo energético. (kWh/Nm ³ de H ₂)	4.3 - 5.0	4.2 - 4.7	3.2 - 3.7
Costo (€/kW)	1000 - 1500	1500 - 2000	Prototipos
Eficiencia global	60 - 70 %	70 - 80 %	85 - 95 %
Vida útil (horas)	> 100000	10000 - 50000	En investigación
Ventajas	Tecnología bien probada y desarrollada comercialmente. Es el tipo de electrólisis de mayor durabilidad y menor costo	Electrolito sólido. Alta presión de los gases de salida. Puede trabajar a elevadas densidades de corriente	Electrolito sólido. Alta presión de los gases de salida. Bajo consumo de electricidad. Menor exigencia en la calidad del agua.
Inconvenientes	Electrolito líquido corrosivo. Baja presión de los gases de salida y necesario una etapa de purificación posterior del H ₂	Elevados costos de los catalizadores y de las membranas. Gran exigencia en el agua de alimentación	Limitada vida debido a los ciclos térmicos. Limitaciones en las aplicaciones debido a las temperaturas de operación
Esquema			

Figura A1: Características de los tipos de celdas de combustibles de Hidrógeno

Las celdas de combustible alcalinas tienen aplicaciones de transporte, militares, espaciales y de energía de respaldo. Las celdas tipo PEM se utilizan también en transporte y vehículos especiales, generación distribuida, energía portable y de respaldo. Mientras que las celdas de óxido sólido, debido a su alta temperatura de operación, permite procesos de cogeneración, por lo que se utilizan exclusivamente para aplicaciones estacionarias, ya sea en empresas eléctricas, generación distribuida y potencia auxiliar (Fuel cell technology office, 2016).

Anexo C : Faenas con sistema de asistencia de trole

- Mina Palabora (1980 – 2001)

Un estudio de factibilidad realizado en 1979 confirmó los aspectos prácticos de la instalación y operación del sistema trole en la Mina Palabora. De acuerdo con las recomendaciones del estudio se adoptó un enfoque en tres fases.

La fase 1 fue un programa de factibilidad técnica y operativa del sistema, para lo cual se construyó un sistema de catenarias de 720 metros de longitud en una rampa con pendiente de 8% que tiene como destino uno de los botaderos. Se suministró energía eléctrica a las líneas aéreas a través de una subestación de tracción con una salida continua de 5.000 [kW] a 1.200 [V] DC. Esta subestación se diseñó para el suministro de electricidad de forma simultánea de 3 camiones subiendo cargado. El sistema resultó ser funcional para la fase 1, y se recomendó la instalación del sistema trole en la fase 2 y fase 3. Se modificaron 75 camiones de 170 toneladas en troles y se instalaron 2,7 [km] de línea a lo largo de rampas seleccionadas del pit (Hutnyak Consulting, n.d.).

La Mina Palabora funcionó bajo el sistema trole hasta que la mina a cielo abierto alcanzó su límite económico el año 2002, dando paso a la actual mina subterránea.

- Barrick Goldstrike

En 1996, la mina Goldstrike tenía un movimiento mina total aproximado de 410 [ktpd], lo cual requería una flota de 75 camiones de 190 toneladas de capacidad para cumplir con las labores de transporte. Los costos de operar y mantener la flota de camiones constituían gran parte de los costos operacionales de la mina.

Para reducir sus costos, Barrick realizó numerosos estudios de factibilidad de trole y en 1993 dio el visto bueno para proceder con la instalación del sistema.

Las catenarias y subestaciones fueron suministradas por Siemens, y tenían un diseño de servicio pesado completo para catenarias. Así, en octubre de 1994, ya se habían instalado 4,7 [km] de catenarias, y se encontraban funcionando en conjunto con 50 camiones Komatsu 685E que fueron modificados al sistema trole. Barrick continuó expandiendo el sistema trole, llegando a tener, en su peak de producción, una flota de 74 camiones y 7,2 kilómetros de catenarias (Hutnyak Consulting, n.d.). Los camiones aumentaron su velocidad

al conectarse a la red de 13 [km/h] a 23,6 [km/h] en pendientes de 8%, lo que representa un aumento del 80% en la velocidad.

Finalmente, Goldstrike no siguió la misma suerte de Palabora. El año 2001 se desmanteló el sistema trole, debido a los grandes cambios que se dieron en el plan minero.

- Lumwana Mining Company

El proyecto de cobre Lumwana, ubicado en la provincia noroeste de Zambia, a unos 300 [km] al oeste del tradicional cinturón de cobre de Zambia, inicia sus operaciones en 2008 con la intención de extraer más de 400 [Mton] de mineral durante los primeros 20 años de operación, produciendo un promedio de 169.000 [ton/año] de cobre metálico contenido en concentrado durante los primeros seis años de su vida útil de 37 años.

Lumwana establece un sistema de trole para su flota de 27 camiones de extracción, con el cual pretende ahorrar al menos 650 [MUSD], esto se basó en un precio del petróleo de 70 [USD/barril] . Como compañía esperan impactos iniciales bajos, pero que aumentarán progresivamente a medida que el pozo se profundice y los vertederos se vuelvan más altos (Ruffini, n.d.).

Actualmente Barrick Gold, el dueño de Lumwana Mine se encuentra con las operaciones detenidas y preparando su venta, debido al incremento de las regalías en Zambia de un 6 a 20% (Minería en Línea, 2019).

Anexo D : Resultados de la estimación de flota

En la **Tabla A1** se señalan los parámetros y tiempo de carguío de las cuatro palas y el cargador frontal utilizado en Minera Antucoya.

Tabla A1. Parámetros de carguío de los equipos de Minera Antucoya.

Equipo de carguío	Pala 1 y 2		Pala 3		Pala 4		Cargador Frontal	
Parámetros	Roca	Grava	Roca	Grava	Roca	Grava	Roca	Grava
Tiempo por pase [min]	0,8	1,4	0,7	0,8	0,6	0,8	0,9	1,1
Capacidad balde [y^3]	73	73	42	42	38	38	42	42
Factor Llenado [%]	91%	91%	79%	79%	74%	74%	79%	78%
Cap. nominal balde [ton]	105,3	105,3	60,6	60,6	54,8	54,8	60,6	60,6
Capacidad balde [ton]	95,3	95,3	47,7	47,6	40,3	40,4	47,7	47,5
Número de pases [#]	3,0	3,0	6,0	6,0	7,0	7,0	6,0	6,0
Tiempo de Carguío [min]	2,5	4,1	3,9	4,5	4,2	5,3	5,3	6,3

Con la proyección porcentual de roca y grava cargada por período se obtiene los tiempos de carguío de cada equipo indicados en la **Tabla A2**. También se muestra el tiempo de carguío ponderado por período según la estimación de material cargado por equipo.

Tabla A2. Tiempos de carguío de las palas y el cargador frontal.

Período	Pala 1 y 2	Pala 3	Pala 4	Cargador Frontal	Tiempo ponderado [min]
2022 Q1	2,6	4,3	3,9	5,4	3,2
2022 Q2	2,7	4,4	4,0	5,5	3,3
2022 Q3	2,7	4,4	4,0	5,5	3,3
2022 Q4	3,0	4,6	4,1	5,7	3,6
2023 H1	2,6	4,3	4,0	5,4	3,3
2023 H2	2,5	4,2	3,9	5,3	3,1
2024 H1	2,7	4,4	4,0	5,5	3,4
2024 H2	2,6	4,3	4,0	5,4	3,3
2025	2,5	4,2	3,9	5,3	3,4
2026	2,6	4,3	3,9	5,4	3,4
2027	2,6	4,3	3,9	5,4	3,3
2028	2,5	4,2	3,9	5,3	3,3
2029	2,5	4,2	3,9	5,3	3,3

2030	2,5	4,2	3,9	5,3	3,3
2031	2,5	4,2	3,9	5,3	3,3
2032	2,7	4,3	4,0	5,4	3,4
2033	2,6	4,2	3,9	5,4	3,3
2034	2,5	4,2	3,9	5,3	3,3
2035	2,5			5,3	2,9
2036	2,5				2,5
2037	2,5				2,5
2038	2,5				2,5
2039	2,5				2,5
2040	2,5				2,5
2041	2,5				2,5

Las distancias en los segmentos horizontales, subida y bajada entre cada fase activa por período y su punto de descarga (chancador, botadero y stockpile) calculados con la **Ecuación 9** se muestran en la **Tabla A3**.

Tabla A3. Distancias por período en los distintos tramos de transporte hacia los puntos de descarga.

Período	Dist. ida (Mina-C) [m]			Dist. ida (Mina-B) [m]			Dist. ida (Mina - S) [m]		
	Horiz.	Subida	Bajada	Horiz.	Subida	Bajada	Horiz.	Subida	Bajada
2022	1.516	1.086	104	1.033	890	20	1.711	1.156	193
2023	2.027	1.089	237	943	1.298	44	1.830	1.340	162
2024	2.257	1.115	579	1.162	815	100	2.393	1.053	691
2025	2.752	481	598	896	1.173	54	2.529	718	532
2026	1.272	1.443	86	1.645	859	219	1.421	1.219	103
2027	1.992	645	375	1.554	383	179	1.674	715	92
2028	1.768	826	96	1.697	308	86	2.017	542	107
2029	1.321	986	0	1.468	614	89	1.559	996	1
2030	2.078	1.190	463	1.539	347	169	2.198	1.230	441
2031	2.499	479	736	1.016	818	24	2.389	665	469
2032	2.711	704	706	1.317	661	172	2.187	1.029	504
2033	2.798	509	546	1.088	982	20	2.610	752	335
2034	1.851	1.526	186	1.560	1.105	91	2.288	1.359	258
2035	3.019	409	723	1.795	594	587	2.964	623	741
2036	2.142	562	527	1.302	758	291	2.509	607	549

En la tabla anterior las distancias entre la mina y el chancador, botadero o stockpile se informan hasta el período 2036 ya que a partir de ese año al 2041 se mueve mineral desde

el stockpile a la planta. En la **Tabla A4** se muestran las distancias ponderadas de ida y vuelta por período calculadas utilizando la **Ecuación 10**.

Tabla A4. Distancias ponderadas en el tramo horizontal, subida y bajada por período.

Período	Distancia ponderada ida [m]			Distancia ponderada vuelta [m]		
	Horizontal	Subida	Bajada	Horizontal	Subida	Bajada
2022	1.365	1.023	90	1.365	90	1.023
2023	1.545	1.227	143	1.545	143	1.227
2024	1.788	968	384	1.788	384	968
2025	1.726	883	297	1.726	297	883
2026	1.521	1.054	174	1.521	174	1.054
2027	1.730	538	231	1.730	231	538
2028	1.732	501	90	1.732	90	501
2029	1.427	748	57	1.427	57	748
2030	1.818	763	309	1.818	309	763
2031	1.645	683	315	1.645	315	683
2032	1.939	724	410	1.939	410	724
2033	1.762	807	218	1.762	218	807
2034	1.700	1.279	134	1.700	134	1.279
2035	2.749	495	698	2.749	698	495
2036	831	99	129	831	129	99
2037	535	0	97	535	97	0
2038	371	0	86	371	86	0
2039	452	0	141	452	141	0
2040	419	0	118	419	118	0
2041	446	0	136	446	136	0

A partir de los tiempos de ciclo por período indicados en la **Tabla A5** se calcula la flota de camiones señalada en la **Tabla A6**, la cual se compara con el caso base proyectado por Minera Antucoya para validar la metodología.

Tabla A5. Tiempo de ciclo por período.

Período	Ida	Vuelta	Acuatamiento y descarga	Carguío	Total
2022 Q1	7,8	4,5	3,4	3,2	18,9
2022 Q2	7,8	4,5	3,3	3,3	18,9
2022 Q3	7,8	4,5	3,2	3,3	18,8
2022 Q4	7,8	4,5	2,7	3,6	18,6
2023 H1	9,3	5,3	3,2	3,3	21,0

2023 H2	9,3	5,3	3,3	3,1	21,0
2024 H1	9,1	5,7	2,2	3,4	20,4
2024 H2	9,1	5,7	2,3	3,3	20,4
2025	8,3	5,3	3,4	3,4	20,4
2026	8,5	5,0	3,5	3,4	20,3
2027	6,5	4,5	3,6	3,3	18,0
2028	6,1	4,2	3,8	3,3	17,3
2029	6,6	4,0	4,1	3,3	18,0
2030	8,0	5,3	3,3	3,3	19,8
2031	7,2	4,8	3,2	3,3	18,5
2032	8,2	5,6	2,7	3,4	20,0
2033	7,9	5,0	3,7	3,3	20,0
2034	9,8	5,6	2,8	3,3	21,5
2035	9,4	7,2	3,0	2,9	22,5
2036	2,4	1,9	3,0	2,5	9,8
2037	1,3	1,1	5,0	2,5	9,9
2038	0,9	0,8	5,0	2,5	9,2
2039	1,2	1,1	5,0	2,5	9,8
2040	1,1	1,0	5,0	2,5	9,5
2041	1,2	1,1	5,0	2,5	9,7

Tabla A6. Flota de camiones para validar la metodología con el caso base de Minera Antucoya.

Período	Días	Mov. Mina [kton]	TC [min]	Prod. CAEX [ton/h]	DM [%]	UEBD [%]	Prod. CAEX [ton/período]	N° CAEX
2022 Q1	90	19.324	18,9	918	86%	62%	1.055.049	19
2022 Q2	91	20.221	18,9	920	86%	66%	1.131.607	18
2022 Q3	92	20.463	18,8	928	86%	70%	1.218.577	17
2022 Q4	92	21.076	18,6	936	86%	71%	1.261.184	17
2023 H1	181	39.803	21,0	828	86%	70%	2.137.489	19
2023 H2	184	39.803	21,0	828	86%	70%	2.175.017	19
2024 H1	182	41.591	20,4	852	85%	73%	2.315.885	18
2024 H2	184	41.591	20,4	852	85%	73%	2.342.408	18
2025	365	89.693	20,4	854	86%	73%	4.699.110	20
2026	365	91.904	20,3	856	83%	73%	4.531.961	21
2027	365	88.740	18,0	965	83%	63%	4.446.769	20
2028	366	88.412	17,3	1005	84%	60%	4.465.970	20
2029	365	91.975	18,0	966	83%	63%	4.452.797	20
2030	365	89.072	19,8	877	84%	70%	4.489.072	20
2031	365	87.808	18,5	939	84%	66%	4.578.252	20
2032	366	89.574	20,0	872	85%	71%	4.632.370	20
2033	365	88.149	20,0	871	85%	70%	4.512.702	20
2034	365	82.604	21,5	810	85%	73%	4.376.341	19

2035	365	56.128	22,5	773	84%	69%	3.957.326	15
2036	366	33.428	9,8	1777	84%	61%	8.003.240	5
2037	365	32.000	9,9	1761	85%	61%	7.943.080	5
2038	365	32.000	9,2	1888	84%	58%	8.093.856	4
2039	365	32.000	9,8	1784	84%	61%	7.978.110	5
2040	366	32.000	9,5	1826	84%	60%	8.020.356	4
2041	365	10.232	9,7	1792	84%	53%	7.026.419	2

Tabla A7. Tiempo de ciclo por periodo de los CAEX con sistema trole.

Período	Ida	vuelta	Acuatamiento y descarga	Carguío	Total
2022 Q1	6,9	4,5	3,4	3,2	18,0
2022 Q2	6,9	4,5	3,3	3,3	18,0
2022 Q3	6,9	4,5	3,2	3,3	17,8
2022 Q4	6,9	4,5	2,7	3,6	17,7
2023 H1	8,2	5,3	3,2	3,3	19,9
2023 H2	8,2	5,3	3,3	3,1	19,9
2024 H1	8,2	5,7	2,2	3,4	19,6
2024 H2	8,2	5,7	2,3	3,3	19,6
2025	7,6	5,3	3,4	3,4	19,6
2026	7,6	5,0	3,5	3,4	19,4
2027	6,1	4,5	3,6	3,3	17,6
2028	5,6	4,2	3,8	3,3	16,9
2029	5,9	4,0	4,1	3,3	17,4
2030	7,3	5,3	3,3	3,3	19,2
2031	6,6	4,8	3,2	3,3	17,9
2032	7,6	5,6	2,7	3,4	19,3
2033	7,2	5,0	3,7	3,3	19,3
2034	8,7	5,6	2,8	3,3	20,4
2035	8,9	7,2	3,0	2,9	22,1
2036	2,3	1,9	3,0	2,5	9,7
2037	1,3	1,1	5,0	2,5	9,9
2038	0,9	0,8	5,0	2,5	9,2
2039	1,2	1,1	5,0	2,5	9,8
2040	1,1	1,0	5,0	2,5	9,5
2041	1,2	1,1	5,0	2,5	9,7

Tabla A8. Flota de camiones con sistema trole.

Período	Días	Mov. Mina [kton]	Prod. CAEX [ton/h]	DM [%]	UEBD [%]	Prod. CAEX [ton]	N° CAEX
2022 Q1	90	19.324	965	86%	60%	1.073.530	18
2022 Q2	91	20.221	966	86%	62%	1.123.399	18

2022 Q3	92	20.463	975	86%	69%	1.278.912	16
2022 Q4	92	21.076	984	86%	71%	1.317.265	16
2023 H1	181	39.803	873	86%	68%	2.211.301	18
2023 H2	184	39.803	874	86%	67%	2.211.301	18
2024 H1	182	41.591	889	85%	70%	2.310.618	18
2024 H2	184	41.591	889	85%	69%	2.310.618	18
2025	365	89.693	888	86%	71%	4.720.666	19
2026	365	91.904	897	83%	74%	4.830.484	19
2027	365	88.740	991	83%	65%	4.670.518	19
2028	366	88.412	1.032	84%	61%	4.653.261	19
2029	365	91.975	1.003	83%	66%	4.840.804	19
2030	365	89.072	908	84%	70%	4.688.001	19
2031	365	87.808	971	84%	65%	4.621.461	19
2032	366	89.574	901	85%	70%	4.714.406	19
2033	365	88.149	903	85%	69%	4.639.425	19
2034	365	82.604	855	85%	72%	4.589.120	18
2035	365	56.128	789	84%	69%	4.009.145	14
2036	366	33.428	1.793	84%	50%	6.685.695	5
2037	365	32.000	1.761	85%	49%	6.400.000	5
2038	365	32.000	1.888	84%	57%	8.000.000	4
2039	365	32.000	1.784	84%	49%	6.400.000	5
2040	366	32.000	1.826	84%	60%	8.000.000	4
2041	365	10.232	1.792	84%	39%	5.116.000	2

Tabla A9. Diferencia de producción de un CAEX por período comparando la tecnología trole con el caso base.

Período	Prod. CAEX trole [kton]	Prod. CAEX CB [kton]	Dif. trole vs CB [kton]
2022	4.903	4.704	199
2023	4.548	4.414	134
2024	4.863	4.577	285
2025	4.887	4.592	295
2026	4.750	4.484	266
2027	4.567	4.331	236
2028	4.584	4.316	267
2029	4.623	4.495	128
2030	4.647	4.342	305
2031	4.733	4.281	452
2032	4.786	4.366	420
2033	4.680	4.513	167
2034	4.620	4.286	334
2035	4.036	3.877	159
2036	8.567	8.549	18

Anexo E : Resultados de la estimación de consumo energético

Tabla A10. Consumos energéticos por período en un ciclo de trabajo de un CAEX en el caso base.

Período	Energía por ciclo [kWh]				Consumo Combustible por ciclo [L]			
	Subiendo	Horizontal	Bajando	Total	Subiendo	Horizontal	Bajando	Total
2022 Q1	148	144	87	379	35	34	21	90
2022 Q2	148	144	87	379	35	34	21	90
2022 Q3	148	144	87	379	35	34	21	90
2022 Q4	148	144	87	379	35	34	21	90
2023 H1	179	163	107	450	43	39	25	107
2023 H2	179	163	107	450	43	39	25	107
2024 H1	158	189	108	455	38	45	26	108
2024 H2	158	189	108	455	38	45	26	108
2025	141	182	94	417	34	43	22	99
2026	157	161	96	414	37	38	23	99
2027	89	183	62	333	21	44	15	79
2028	75	183	47	305	18	44	11	73
2029	108	151	63	321	26	36	15	76
2030	125	192	86	403	30	46	20	96
2031	114	174	80	368	27	41	19	88
2032	125	205	92	422	30	49	22	101
2033	125	186	81	393	30	44	19	94
2034	186	180	110	476	44	43	26	113
2035	110	291	100	501	26	69	24	119
2036	21	88	19	128	5	21	5	31
2037	6	57	9	71	1	13	2	17
2038	5	39	8	52	1	9	2	12
2039	8	48	12	69	2	11	3	16
2040	7	44	10	62	2	11	2	15
2041	8	47	12	67	2	11	3	16

Tabla A11. Consumos energéticos por período en el caso base y con tecnología trole.

Período	Caso base		Tecnología trole		
	Nº ciclos	Consumo diésel método 1 [m³]	Nº ciclos	Consumo electricidad [MWh]	Consumo diésel método 1 [m³]
2022	279.598	25.213	279.598	32.708	15.939
2023	274.506	29.404	274.506	38.528	15.799
2024	286.835	31.093	286.835	31.774	16.386
2025	309.285	30.738	309.285	31.256	18.568
2026	316.910	31.275	316.910	38.199	18.385
2027	305.999	24.284	305.999	18.824	18.064

2028	304.869	22.129	304.869	17.490	17.487
2029	317.156	24.258	317.156	27.152	17.577
2030	307.145	29.466	307.145	26.810	18.827
2031	302.785	26.542	302.785	23.647	17.718
2032	308.875	31.061	308.875	25.601	19.227
2033	303.962	28.449	303.962	28.059	18.599
2034	284.842	32.305	284.842	41.688	16.776
2035	193.545	23.083	193.545	10.956	14.617
2036	115.271	3.519	115.271	1.301	4.217
2037	110.345	1.863	110.345	0	4.267
2038	110.345	1.365	110.345	0	3.872
2039	110.345	1.804	110.345	0	4.222
2040	110.345	1.621	110.345	0	3.983
2041	35.283	565	35.283	0	1.410

Tabla A12. Estimación consumo diésel con el método 2 para el caso base y con tecnología trole.

Período	Caso Base		Sistema trole		
	Hh [hrs]	Consumo diésel método 2 [m ³]	H [hrs]	Hh* [hrs]	Consumo diésel método 2 [m ³]
2022	102.583	20.630	97.905	79.256	15.939
2023	109.336	20.418	106.571	84.603	15.799
2024	115.690	20.859	108.999	90.883	16.386
2025	124.602	23.268	117.254	99.433	18.568
2026	124.748	23.710	118.511	96.730	18.385
2027	111.513	21.195	105.776	95.043	18.064
2028	108.142	20.554	101.977	92.004	17.487
2029	111.436	21.180	107.960	92.479	17.577
2030	122.084	23.204	114.339	99.052	18.827
2031	117.106	22.258	106.705	93.222	17.718
2032	126.182	23.983	115.757	101.160	19.227
2033	118.315	22.488	113.853	97.855	18.599
2034	121.271	23.049	112.032	88.263	16.776
2035	86.927	16.522	83.150	76.903	14.617
2036	21.896	4.162	22.929	22.187	4.217
2037	22.831	4.339	22.448	22.448	4.267
2038	21.571	4.100	20.369	20.369	3.872
2039	22.792	4.332	22.214	22.214	4.222
2040	22.297	4.238	20.957	20.957	3.983
2041	7.599	1.444	7.420	7.420	1.410

Anexo F : Resultados de la estimación económica

Tabla A13. Componentes del CAPEX del caso base y escenario trole híbrido por período.

Periodo	Caso base	Asistencia de trole				
	CAEX adicional [MUS\$]	CAEX adicional [MUS\$]	Modificación CAEX [MUS\$]	Trayecto de catenaria [km]	Catenaria [MUS\$]	Inversión SE [MUS\$]
2022 Q1			9,0	1,0	1,5	2,0
2022 Q2				1,0		
2022 Q3				1,0		
2022 Q4	5,2			1,0		
2023 H1				1,2	0,3	
2023 H2				1,2		
2024 H1				1,2		
2024 H2				1,2		
2025	5,2	5,2	0,5	1,2		
2026				1,2		
2027				1,2		
2028				1,2		
2029				1,2		
2030				1,2		
2031				1,2		
2032				1,2		
2033				1,2		
2034				1,2		
2035				1,2		
2036				1,2		
2037				1,2		
2038				1,2		
2039				1,2		
2040				1,2		
2041				1,2		

Tabla A14. Componentes del OPEX del caso base por período.

Periodo	Diésel [MUS\$]	Mantención [MUS\$]	Neumáticos [MUS\$]	Mano de obra [MUS\$]	Otros [MUS\$]	Total OPEX
2022 Q1	2,4	2,5	0,8	0,6	0,2	6,6
2022 Q2	2,6	2,6	0,9	0,6	0,2	7,0
2022 Q3	2,7	2,8	1,0	0,6	0,2	7,4
2022 Q4	3,0	3,0	1,0	0,7	0,3	8,0
2023 H1	5,7	5,8	2,0	1,3	0,5	15,4

2023 H2	5,7	5,8	2,0	1,3	0,5	15,4
2024 H1	6,0	6,2	2,1	1,4	0,6	16,3
2024 H2	6,1	6,2	2,1	1,4	0,6	16,3
2025	13,0	13,3	4,5	3,0	1,2	35,1
2026	13,3	13,3	4,5	3,3	1,2	35,6
2027	11,9	11,9	4,1	2,9	1,0	31,8
2028	11,5	11,5	3,9	2,8	1,0	30,8
2029	11,9	11,9	4,1	2,9	1,0	31,8
2030	13,0	13,0	4,4	3,2	1,1	34,8
2031	12,5	12,5	4,3	3,1	1,1	33,4
2032	13,4	13,4	4,6	3,3	1,2	36,0
2033	12,6	12,6	4,3	3,1	1,1	33,7
2034	12,9	12,9	4,4	3,2	1,1	34,6
2035	9,3	9,3	3,2	2,3	0,8	24,8
2036	2,3	2,3	0,8	0,6	0,2	6,2
2037	2,4	2,4	0,8	0,6	0,2	6,5
2038	2,3	2,3	0,8	0,6	0,2	6,1
2039	2,4	2,4	0,8	0,6	0,2	6,5
2040	2,4	2,4	0,8	0,6	0,2	6,4
2041	0,8	0,8	0,3	0,2	0,1	2,2

Tabla A15. Componentes del OPEX del escenario trole híbrido por período.

Periodo	Costo electricidad [MUS\$]	Diésel [MUS\$]	Mantenimiento total [MUS\$]	Neumáticos [MUS\$]	Mano de obra [MUS\$]	Otros [MUS\$]	Total OPEX [MUS\$]
2022 Q1	0,7	2,0	2,5	0,9	0,6	0,2	7,0
2022 Q2	0,8	2,1	2,6	0,9	0,6	0,2	7,2
2022 Q3	0,8	2,1	2,6	0,9	0,6	0,2	7,2
2022 Q4	0,8	2,1	2,7	0,9	0,6	0,2	7,3
2023 H1	1,8	4,4	5,7	1,9	1,3	0,5	15,6
2023 H2	1,8	4,4	5,7	1,9	1,3	0,5	15,7
2024 H1	1,5	4,7	5,8	2,0	1,3	0,5	15,9
2024 H2	1,5	4,8	5,8	2,0	1,3	0,5	15,9
2025	2,9	10,4	12,5	4,3	2,8	1,1	34,1
2026	3,6	10,3	12,6	4,3	3,1	1,1	35,0
2027	1,8	10,1	11,3	3,8	2,8	1,0	30,8
2028	1,6	9,8	10,9	3,7	2,7	1,0	29,6
2029	2,1	9,8	11,5	3,9	2,8	1,0	31,2
2030	2,0	10,5	12,2	4,2	3,0	1,1	33,0
2031	1,8	9,9	11,4	3,9	2,8	1,0	30,8
2032	1,9	10,8	12,3	4,2	3,0	1,1	33,4
2033	2,1	10,4	12,1	4,1	3,0	1,1	32,9

2034	3,1	9,4	11,9	4,1	2,9	1,0	32,5
2035	0,8	8,2	8,9	3,0	2,2	0,8	23,9
2036	0,1	2,4	2,4	0,8	0,6	0,2	6,6
2037	0	2,4	2,4	0,8	0,6	0,2	6,4
2038	0	2,2	2,2	0,7	0,5	0,2	5,8
2039	0	2,4	2,4	0,8	0,6	0,2	6,3
2040	0	2,2	2,2	0,8	0,6	0,2	6,0
2041	0	0,8	0,8	0,3	0,2	0,1	2,1

Tabla A16. Ahorro por período del OPEX entre el primer escenario tecnológico y el caso base.

Período	Consumo energético [MUS\$]	Mantenición [MUS\$]	Neumáticos [MUS\$]	Mano de obra [MUS\$]	Otros [MUS\$]
2022	−0,6	0,5	0,2	0,1	0,0
2023	−1,0	0,3	0,1	0,1	0,0
2024	−0,4	0,7	0,2	0,2	0,1
2025	−0,3	0,8	0,3	0,2	0,1
2026	−0,6	0,7	0,2	0,2	0,1
2027	0,0	0,6	0,2	0,2	0,1
2028	0,1	0,7	0,2	0,2	0,1
2029	0,0	0,4	0,1	0,1	0,0
2030	0,4	0,8	0,3	0,2	0,1
2031	0,8	1,1	0,4	0,3	0,1
2032	0,7	1,1	0,4	0,3	0,1
2033	0,1	0,5	0,2	0,1	0,0
2034	0,4	1,0	0,3	0,2	0,1
2035	0,2	0,4	0,1	0,1	0,0
2036	−0,1	−0,1	0,0	0,0	0,0
2037	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2038	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0
2039	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0
2040	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0
2041	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total	0,1	9,8	3,3	2,4	0,9

Anexo G : Resultados de la sensibilidad económica

Tabla A17. Diferencia de VAC entre el caso base y el Escenario I al fluctuar los precios de energía eléctrica y diésel.

VAC trole híbrido vs caso base [MUS\$]	E-28%	E-21%	E-14%	E-7%	EP	E+7%	E+14%	E+21%	E+28%
D-28%	0,5	-1,0	-2,5	-3,9	-5,4	-6,9	-8,3	-9,8	-11,3
D-21%	1,8	0,4	-1,1	-2,6	-4,0	-5,5	-7,0	-8,4	-9,9
D-14%	3,2	1,8	0,3	-1,2	-2,6	-4,1	-5,6	-7,0	-8,5
D-7%	4,6	3,2	1,7	0,2	-1,2	-2,7	-4,2	-5,6	-7,1
DP	6,0	4,5	3,1	1,6	0,1	-1,3	-2,8	-4,3	-5,7
D+7%	7,4	5,9	4,5	3,0	1,5	0,1	-1,4	-2,9	-4,3
D+14%	8,8	7,3	5,9	4,4	2,9	1,5	0,0	-1,5	-2,9
D+21%	10,2	8,7	7,2	5,8	4,3	2,8	1,4	-0,1	-1,6
D+28%	11,6	10,1	8,6	7,2	5,7	4,2	2,8	1,3	-0,2

8 Referencias

- Alaswad, A., Palumbo, A., Dassisti, M., & Olabi, A. G. (2016). Fuel Cell Technologies, Applications, and State of the Art. A Reference Guide. In *Reference Module in Materials Science and Materials Engineering*. Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/b978-0-12-803581-8.04009-1>
- Alta Ley. (2019). *En 2021 se espera que esté operativo el primer camión minero que funciona con hidrógeno*. Alta Ley. <https://corporacionaltaley.cl/primer-camion-minero-con-hidrogeno/>
- Antofagasta Minerals. (2019a). Reporte avance del Convenio de cooperación entre Ministerio de Energía y Consejo Minero.
- Antofagasta Minerals. (2019b). Manual del Sistema de Gestión de la Energía en compañías del Grupo AMSA.
- Asociación Chilena de Hidrógeno. (2020). *Diagrama de producción de hidrógeno*. <https://www.h2chile.cl/produccion-del-h2>
- Bloomberg New Energy Finance. (2020). *Hydrogen Economy Outlook*. 12.
- Brodkorb, A. (2014). Truck Trolley System. *Siemens AG*.
- Chan, C. C. (2007). The state of the art of electric, hybrid, and fuel cell vehicles. *Proceedings of the IEEE*, 95(4), 704–718. <https://doi.org/10.1109/JPROC.2007.892489>
- Consejo Minero. (2019). Posición y compromiso del sector minero chileno en el contexto de la COP 25. *Sociedad Nacional de Minería*, 1–3. <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>
- Cruzat, J. V., & Valenzuela, M. (2018). Modeling and Evaluation of Benefits of Trolley Assist System for Mining Trucks. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 54(4), 3971–3981. <https://doi.org/10.1109/TIA.2018.2823261>
- Fishedick, M., Karin, A., Pastowski, A., & Schüwer, D. (2017). The energy of the future. *Maritime by Holland*, 63(4), 60–62. <https://doi.org/10.13140/RG.2.2.31848.57604>
- Fuel cell technology office. (2016). *Comparison of Fuel Cell Technologies*. <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/comparison-fuel-cell-technologies>
- Fúnez, C., & Reyes, L. (2019). El hidrógeno como vector energético. In *Dyna (Bilbao)* (Vol. 79, Issue 3).

- García Bernal, N. (2019). *Políticas para la Eficiencia Energética*.
- García, G. (2014). *Infografía de Hyundai para explicar la pila de combustible*. Movilidad Eléctrica. <https://movilidadelectrica.com/infografia-de-hyundai-para-explicar-la-pila-de-combustible/>
- Hutnyak Consulting. (n.d.). *Trolley History*. Retrieved August 11, 2020, from <http://hutnyak.com/Trolley/trolleyhistory.html#PMC>
- Karagöz, Y., Sandalci, T., Yüksek, L., Dalkılıç, A. S., & Wongwises, S. (2016). Effect of hydrogen-diesel dual-fuel usage on performance, emissions and diesel combustion in diesel engines. *Advances in Mechanical Engineering*, 8(8), 1–13. <https://doi.org/10.1177/1687814016664458>
- Komatsu. (2013). *Specifications & Application Handbook*. April, 13–15.
- Minería Chilena. (2019). *Engie y Anglo American desarrollarán primer camión minero impulsado por hidrógeno*. Minería Chilena. <https://www.mch.cl/2019/10/15/engie-y-anglo-american-desarrollaran-primer-camion-minero-impulsado-por-hidrogeno/>
- Minería Chilena. (2020). *Sistema Trolley Assist de Caterpillar, listo para su comercialización*. <https://www.mch.cl/2020/02/17/sistema-trolley-assist-de-caterpillar-listo-para-su-comercializacion/>
- Minería en Línea. (2019). *Barrick Gold está preparando venta de mina de cobre de Zambia*. <https://mineriaenlinea.com/2019/05/barrick-gold-esta-preparando-venta-de-mina-de-cobre-de-zambia-fuentes/>
- Mining Technology. (2019). *DynaCERT gana un pedido de una empresa minera para la tecnología HydraGEN*. Mining Technology. <https://www.mining-technology.com/news/dynacert-mining-hydragen-technology/>
- Pearson, L. F. (2015). Fuel Cells. *The Organization of the Energy Industry*. https://doi.org/10.1007/978-1-349-04829-8_3
- Ruffini, A. (n.d.). *Lumwana Commences Production*. Retrieved August 12, 2020, from <http://www.womp-int.com/story/2008vol6/story024.htm>
- Sampietro, J. L., Puig, V., & Costa-Castelló, R. (2019). Optimal sizing of storage elements for a vehicle based on fuel cells, supercapacitors, and batteries. *Energies*, 12(5), 1–27. <https://doi.org/10.3390/en12050925>
- Siemens. (2018). *eHighway SoCal - Report SoCal*.

Siemens. (2019). *SIMINE Haul Truck*.

Thounthong, P., Chunkag, V., Sethakul, P., Davat, B., & Hinaje, M. (2009). Comparative study of fuel-cell vehicle hybridization with battery or supercapacitor storage device. *IEEE Transactions on Vehicular Technology*, 58(8), 3892–3904. <https://doi.org/10.1109/TVT.2009.2028571>

Vallejo, F. (2019). *El vehículo eléctrico más grande del mundo se recarga a sí mismo, así es la eDumper de 111 toneladas*. Revista VEC. <https://www.vehiculoselectricos.co/edumper/>

Vásquez, R., Salinas, F., & GIZ. (2018). *Tecnologías del Hidrógeno y perspectivas para Chile*.

Williams, C. (2020). *DynaCERT dice que la nueva tecnología puede reducir las emisiones de diésel* - The Northern Miner. The Northern Miner. <https://www.northernminer.com/technology/dynacert-says-new-technology-can-lower-diesel-emissions/1003815307/>