

UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA
VALPARAÍSO – CHILE



“ANÁLISIS TECNOLÓGICO DEL SECTOR ENERGÉTICO
Y RECOMENDACIONES PARA ACELERAR LA
TRANSICIÓN ENERGÉTICA CARBONO NEUTRAL BAJO
LA APLICACIÓN DE INSTRUMENTOS DE PRECIO AL
CARBONO”

BENJAMÍN PATRICIO CARVAJAL PONCE

MEMORIA DE TITULACIÓN PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL MECÁNICO

PROFESOR GUÍA: DR. ING. MAURICIO OSSES
PROFESOR CORREFERENTE: MG. ING. FRANCISCO DALL’ORSO

AGOSTO – 2021

Agradecimientos

Al cierre de este tan nutritivo proceso quisiera agradecerle profundamente a mi familia quienes fueron y han sido mi pilar fundamental en mi desarrollo personal y profesional, promoviendo mis sueños de construir una sociedad más sostenible, justa y limpia, entregándome las alas suficientes para poder volar y soñar. En primer lugar, mencionar el apoyo más puro y sincero de mi madre quien siempre estuvo presente para los momentos más complejos y necesarios y amo en lo más profundo de mi ser, luego a mi padre quien con su empatía y alma sana me transmitía su sabiduría y años de experiencia. Por último, a mis amados hermanos Nicolás, Fiorella y Danilo, quienes son parte tan pura de mí y admiro profundamente.

Asimismo, agradecer y reconocer a tantas personas quienes me acompañaron durante estos largos años, como también a quienes se sumaron en última instancia y fueron crucial. A mis grandes amigos de Universidad con quienes jamás olvidaré las largas horas de estudio, donde el compañerismo fue fundamental en las horas de madrugada. A Cata quien fue una compañera y pilar fundamental en el desarrollo de esta memoria, acompañándome con infinita empatía durante las largas horas de estudio. A la rama de natación, promoción y el centro de alumnos quienes me entregaron amistad, horas de risas y buenos momentos que marcaron mi vida estudiantil.

A Mauricio quien en mis últimos años se desempeñó como un gran mentor, tanto en lo profesional como en lo personal. Al Ministerio de Energía, especialmente a Francisco, quien me permitió sumergirme y enmarcar esta memoria en algo tan importante como una Estrategia de Instrumentos Económicos para la Transición Energética en Chile, y al equipo de GLZ quienes confiaron en mí.

Por último, a mis proyectos sociales, tanto a Espacio Mejor que por años me dejó crecer y formarme como una persona correcta para el mundo, como al proyecto que hasta hoy en día entrego mi más profunda pasión y sentido de propósito, Uno Punto Cinco. Espero que esta memoria sea el inicio de un gran camino profesional hacia la acción climática y transición energética en Chile, Latinoamérica y el mundo.

Infinitas gracias y que sea el gran comienzo.

Benjamín Carvajal Ponce

Resumen

El sector energético de Chile se caracteriza por ser el mayor emisor de gases de efecto invernadero (GEI) del país, siendo responsable del 77,4% de las emisiones de CO₂eq para el año 2018. Bajo este escenario este sector cuenta con diversos retos y oportunidades de reducir su dependencia de los combustibles fósiles mediante el desarrollo de tecnologías con energéticos bajos en emisiones de carbono. Los instrumentos económicos, como el precio al carbono, constituyen mecanismos efectivos para apoyar el cumplimiento de los compromisos nacionales en la reducción de emisiones de GEI, permitiendo internalizar los costos sociales-ambientales, y acelerar justamente el recambio tecnológico necesario en el sector de la energía y así lograr las cero emisiones netas del Acuerdo de París. En esta línea, el presente estudio tiene como objetivo analizar el sector energético de Chile, identificando las tecnologías y/o procesos intensivos en emisiones de carbono, y los instrumentos de precio al carbono que permitan acelerar una transición energética compatible con el escenario de carbono neutralidad al 2050.

Para ello, este informe aborda un análisis técnico y económico para 10 tecnologías, en el cual se identifica la actual brecha de costes entre la alternativa convencional y la alternativa limpia, y a partir del potencial de mitigación se calcularon los diferentes valores de precio al carbono (USD/tCO₂) que permitirían acelerar la competitividad de las tecnologías limpias. Finalmente, con los resultados obtenidos se proponen diferentes instrumentos económicos que permitirían adelantar la transferencia tecnológica. Los resultados de precio al carbono necesario para rentabilizar la transferencia tecnológica varían significativamente a lo largo del tiempo para diversas tecnologías. Para plasmar estos resultados se consideran modificaciones a diferentes instrumentos económicos agrupados en tres escenarios: actual, moderado y ambicioso. En particular estos instrumentos económicos son: el Impuesto Específico a la Gasolina aumentando de 6 a 8 UTM/m³ en 2030; Impuesto específico al Diésel aumentando de 1,5 hasta llegar a 8 UTM/m³ en 2035; Impuesto específico al Queroseno de no verse gravado en la actualidad, a alcanzar 8 UTM/m³ en 2035; Impuesto Verde a las Fuentes Fijas de 5 USD/tCO₂ actuales a aumentar en un escenario moderado hasta 35 USD/tCO₂ en 2030 manteniéndose constante hasta 2050 y en un escenario ambicioso alcanzar los 50 USD/tCO₂ para 2030 aumentando hasta 100 USD/tCO₂ para 2050; Impuesto Verde Aguas Arriba de no gravarse en la actualidad a alcanzar hasta los 35 USD/tCO₂ en 2035 en un escenario moderado, y alcanzar los 50 USD/tCO₂ en 2030 para alcanzar los 100 USD/tCO₂ en 2050 para un escenario ambicioso. Estos diferentes valores cuentan como base para aumentar hasta alcanzar al promedio de impuestos de la OCDE, el precio social del carbono definido por el Ministerio de Desarrollo Social de 32,5 USD/tCO₂, y a los valores de precio al carbono en línea a los objetivos del Acuerdo de París según la CPLC.

Se distinguen tres grupos de transferencias tecnológicas que tienen comportamientos similares: en primer lugar, las que naturalmente se rentabilizan entre 2021 y 2025 que corresponde al vehículo liviano particular, el camión de alto tonelaje (CAEX) y el consumo residencial gas natural. La aplicación de los diferentes escenarios de instrumentos económicos tiene un bajo impacto en su competitividad con un adelanto de aproximadamente de 1 año. En segundo lugar, se encuentran aquellas tecnologías que

alcanzan su rentabilidad entre 2025 y 2035 que corresponde al camión de carga, bus de larga autonomía, buque portacontenedor, donde la aplicación de instrumentos económicos tiene un impacto medio, adelantando la competitividad entre 1 a 7 años. En tercer lugar, aquellas tecnologías menos maduras en el mercado que alcanzan su competitividad entre 2035 y 2050, que corresponde a la aviación nacional, calor industrial del cemento y la siderurgia. En este grupo de tecnologías, la aplicación de los escenarios de instrumentos económicos adelanta la competitividad entre 12 a 20 años.

Por otra parte, se contrarrestan los resultados con los estándares internacionales donde un precio al carbono de alrededor de 36 USD/tCO₂ (recomendado por la OCDE) o incluso 50 USD/tCO₂ (recomendado por la *Carbon Pricing Leadership Coalition* para los objetivos del Acuerdo de París) no lograría avances significativos en la competitividad entre 2021 y 2025, sin embargo, podría generar impactos más notables entre 2025 y 2035, acelerando la adopción de tecnologías limpias en algunos casos hasta 20 años.

Por otro lado, se recomiendan modificaciones en regulaciones vigentes tales como Ley N°20.780, Artículo 3 (Impuesto Verde a las Fuentes Móviles) y Artículo 8 (Impuesto Verde a las Fuentes Fijas) y la Ley N°19.765, Artículo 2 sobre la recuperación del impuesto para empresas de transporte; que permitirían y complementarían acelerar la competitividad de las tecnologías limpias analizadas en esta memoria.

Abstract

The energy sector in Chile is characterised by being the largest emitter of greenhouse gases (GHG) in the country, being responsible for 77.4% of CO₂eq emissions in 2018. Under this scenario, the sector faces several challenges and opportunities to reduce its dependence on fossil fuels through the development of low-carbon energy technologies. Economic mechanisms, such as carbon pricing, are effective tools to support the fulfilment of national commitments to reduce GHG emissions, allowing the internalisation of social and environmental costs, and accelerate the necessary technological change in the energy sector to achieve the net zero emissions of the Paris Agreement. Along these lines, this study aims to analyse Chile's energy sector, identifying carbon-intensive technologies and/or processes, and carbon pricing instruments to accelerate an energy transition consistent with the carbon neutrality scenario by 2050.

For this purpose, this report addresses a technical and economic analysis for 10 technologies, in which the current cost gap between the conventional alternative and the clean alternative is identified, and based on the mitigation potential, the different carbon price values (USD/tCO₂) were calculated that would allow accelerating the competitiveness of clean technologies. Finally, with the results obtained, different economic instruments are proposed that would allow technology transfer to be advanced. The results of the carbon price necessary to achieve a cost-effective technology transfer vary significantly over time for different technologies. In order to reflect these results, modifications to different economic instruments are considered, grouped into three scenarios: present, moderate and ambitious. In particular the economic instruments are: Gasoline Tax increasing from 6 to 8 UTM/m³ in 2030; Diesel Tax increasing from 1.5 to reach 8 UTM/m³ in 2035; Kerosene Tax from not being charged at present, to reach 8 UTM/m³ in 2035; Green Tax on Stationary Sources from currently 5 USD/tCO₂ to increase in a moderate scenario to 35 USD/tCO₂ in 2030 remaining constant until 2050 and in an ambitious scenario to reach 50 USD/tCO₂ by 2030 increasing to 100 USD/tCO₂ by 2050; Green Upstream Tax from currently not taxed to reach up to 35 USD/tCO₂ in 2035 in a moderate scenario, and to reach 50 USD/tCO₂ in 2030 to reach 100 USD/tCO₂ in 2050 for an ambitious scenario. These different values count as lower to increase to reach the OECD average tax rate, the social carbon price defined by the Ministry of Social Development of 32.5 USD/tCO₂, and the carbon price values in line with the Paris Agreement targets according to the CPLC.

Three groups of technology transfers with similar behaviour can be distinguished: firstly, those that are naturally profitable between 2021 and 2025, corresponding to the private light-duty vehicle, the heavy-duty truck (CAEX) and residential natural gas consumption. The application of the different scenarios of economic instruments has a low impact on their competitiveness with an advance of approximately 1 year. In second place, there are those technologies that reach their profitability between 2025 and 2035, corresponding to the cargo truck, long-range bus and container ship, where the application of economic instruments has a medium impact, advancing competitiveness by 1 to 7 years. Thirdly, those technologies that are less mature in the market and reach their competitiveness between 2035 and 2050, corresponding to domestic aviation, industrial heat from cement and iron and steel. In this group of technologies, the application of the economic instrument scenarios brings forward competitiveness by 12 to 20 years.

On the other hand, the results are counterbalanced by international standards where a carbon price of around 36 USD/tCO₂ (recommended by the OECD) or even 50 USD/tCO₂ (recommended by the Carbon Pricing Leadership Coalition for the Paris Agreement targets) would not achieve significant advances in competitiveness between 2021 and 2025, however, it could generate more notable impacts between 2025 and 2035, accelerating the adoption of clean technologies in some cases by up to 20 years.

On the other hand, modifications to existing regulations such as Law N°20.780, Article 3 (Green Tax on Mobile Sources) and Article 8 (Green Tax on Fixed Sources) and Law N°19.765, Article 2 on the recovery of the tax for transport companies are recommended, which would allow and complement the acceleration of the competitiveness of the clean technologies analysed in this report.

Tabla de Contenidos

TABLA DE CONTENIDOS.....	7
TABLAS.....	8
ACRÓNIMOS.....	11
CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN.....	13
1.1 CONTEXTO	13
1.2 OBJETIVOS	14
CAPÍTULO 2: ESTADO DEL ARTE	15
2.1 INSTRUMENTOS ECONÓMICOS DE PRECIO AL CARBONO EN CHILE	15
2.2 INSTRUMENTOS ECONÓMICOS DE PRECIO AL CARBONO EN UN CONTEXTO INTERNACIONAL	20
CAPÍTULO 3: METODOLOGÍA DE INVESTIGACIÓN	23
CAPÍTULO 4: DIAGNÓSTICO DE SUBSECTORES INTENSIVOS EN CARBONOS DEL SECTOR ENERGÉTICO.....	26
4.1 ANÁLISIS DE EMISIONES DEL SECTOR ENERGÉTICO.....	26
4.2 IDENTIFICACIÓN DE TECNOLOGÍAS Y/O PROCESOS DE SECTORES INTENSIVOS EN EMISIONES Y SU ALTERNATIVA BAJA EN CARBONO	30
CAPÍTULO 5: ANÁLISIS TÉCNICO DE TRANSFERENCIAS TECNOLÓGICAS	34
5.1 VEHÍCULO PARTICULAR LIVIANO.....	34
5.2 BUS DE LARGA AUTONOMÍA.....	38
5.3 CAMIÓN DE ALTO TONELAJE EN MINERÍA DE RAJO	40
5.4 CAMIÓN DE CARGA PESADA	45
5.5 TRANSPORTE AÉREO.....	47
5.6 BUQUE PORTACONTENEDORES.....	49
5.7 CONSUMO RESIDENCIAL DE GAS NATURAL	52
5.8 CALOR INDUSTRIAL CEMENTERO.....	55
5.9 CALOR INDUSTRIAL SIDERÚRGICO	57
5.10 GENERACIÓN ELÉCTRICA	63
CAPÍTULO 6: ANÁLISIS ECONÓMICO Y MODELACIÓN DE ESCENARIOS DE INSTRUMENTOS ECONÓMICOS	68
6.1 VEHÍCULO PARTICULAR LIVIANO.....	68
6.2 BUS DE LARGA AUTONOMÍA.....	75
6.3 CAMIÓN DE ALTO TONELAJE EN MINERÍA DE RAJO	81
6.4 CAMIÓN DE CARGA PESADA	86
6.5 TRANSPORTE AÉREO.....	90
6.6 BUQUE PORTACONTENEDORES.....	95
6.7 CONSUMO RESIDENCIAL DE GAS NATURAL	98
6.8 CALOR INDUSTRIAL CEMENTERO	100
6.9 CALOR INDUSTRIAL SIDERÚRGICO.....	104
6.10 GENERACIÓN ELÉCTRICA	108
CAPÍTULO 7: CONCLUSIONES	110
7.1 RECOMENDACIONES FINALES	110
7.2 CONCLUSIONES GENERALES	114
REFERENCIAS.....	116
ANEXOS.....	123

Tablas

Tabla 1: Componente base y variable correspondiente al Impuesto Específico a los Combustibles	16
Tabla 2: Composición de costos de combustibles para precio público en RM (4 abril de 2021)	16
Tabla 3: Factor de emisión de combustibles.....	17
Tabla 4: Costo social de contaminación per cápita asociado a cada contaminante local medido en USD/ton-persona.....	19
Tabla 5: Impuesto al carbono en países OCDE	21
Tabla 6: Impuesto al carbono a emisiones provenientes de transporte en ruta.....	22
Tabla 7: Categorías y subcategorías con participación mayor a 0,50% de la generación de emisiones de CO ₂ del sector energía.....	29
Tabla 8: Proyectos identificados para el estudio con su respectiva participación en las emisiones y mención dentro de los compromisos y objetivos del país.....	32
Tabla 9: Composición de la flota de vehículos livianos del sector de transporte según energético	35
Tabla 10: Promedio de distancia recorrida anualmente y generación de emisiones de CO ₂ y NO _x	35
Tabla 11: Componentes técnicas de vehículos	36
Tabla 12: Componentes técnicas vehículo eléctrico Hyundai Ioniq.....	37
Tabla 13: Consumo de energético por modelo de vehículo para una demanda de 15.000 kilómetros anuales	37
Tabla 14: Componentes técnicas de bus interurbano con motor de combustión a diésel.....	39
Tabla 15: Componentes técnicas para bus interurbano con celda de combustible a hidrógeno. 40	
Tabla 16: Componentes técnicas para CAEX con combustión por diésel.....	43
Tabla 17: Componentes técnicas para CAEX con combustión dual 60% H ₂ y 40% Diésel.....	44
Tabla 18: Componentes técnicas consideradas para las estimaciones de costos	46
Tabla 19: Consumo mínimo de combustible estimado para un vuelo de 2 horas realizado para un Airbus A320.....	49
Tabla 20: Distribución de consumos de gas anual para un hogar en Chile en kWh/año	54
Tabla 21: Demanda de energéticos y consideraciones técnicas.....	54
Tabla 22: Composición de emisiones de CO ₂ para los diferentes procesos de la ruta integrada y semi integrada	59
Tabla 23: Demanda energética para producir una tonelada de arrabio en la configuración BF-BOF.....	61

Tabla 24: Demanda energética para producir una tonelada de acero fundido en la configuración DRI/EAF a partir de hidrógeno verde.....	62
Tabla 25: Consumo de energéticos para una tonelada de acero según la configuración de producción.....	62
Tabla 26: Factor de emisión defecto para la combustión estacionaria de las industrias energéticas.....	66
Tabla 27: Componentes financieras de un vehículo	68
Tabla 28: Costos de inversión y operación para automóvil modelo Chevrolet Sail.....	69
Tabla 29: Costos de inversión y operación para automóvil modelo Mazda 3	69
Tabla 30: Costos de inversión y operación para automóvil modelo Hyundai Ioniq.....	70
Tabla 31: Generación de emisiones para modelos de automóviles con motor a combustión interna	72
Tabla 32: Escenarios de precio al carbono en USD/tCO ₂	74
Tabla 33: Costos de inversión y operación para autobús interurbano con motor de combustión a diésel	76
Tabla 34: Costos de inversión y operación para autobús interurbano con celda de combustible a hidrógeno	77
Tabla 35: Potencial de reducción de emisiones CO ₂ para el caso de estudio de autobuses interurbano	78
Tabla 36: Escenarios de precio al carbono en USD/tCO ₂	80
Tabla 37: Costos de operación para CAEX a combustión de diésel.....	81
Tabla 38: Costos de inversión y operación para CAEX a combustión dual hidrógeno-diésel ..	82
Tabla 39: Potencial reducción de emisiones de CO ₂	84
Tabla 40: Escenarios de precio al carbono en USD/tCO ₂	85
Tabla 41: Potencial de reducción de emisiones.	88
Tabla 42: Escenarios de precio al carbono en USD/tCO ₂	89
Tabla 43: Consumo mínimo de combustible estimado para un vuelo de 2 horas realizado para un Airbus A320.....	92
Tabla 44: Escenarios de precio al carbono en USD/tCO ₂	93
Tabla 45: Componentes técnicas para un vuelo Santiago-Calama.	95
Tabla 46: Costos de un pasaje Santiago - Calama en USD para el año 2035 según los diferentes escenarios.....	95
Tabla 47: Componentes técnicas para un portacontenedor HFO.....	96
Tabla 48: Escenarios de instrumentos de precio al carbono en USD/tCO ₂	97
Tabla 49: Escenarios de precio al carbono en USD/tCO ₂	103
Tabla 50: Escenarios de precio al carbono en USD/tCO ₂	107
Tabla 51: Precio al carbono entre 2021 y 2050 para las tecnologías analizadas	111
Tabla 52: Resumen de escenarios de instrumentos económicos	112

Tabla 53: Recomendaciones regulatorias para acelerar la competitividad de tecnologías bajas en carbono	113
--	-----

Acrónimos

Abreviación	Definición
BEB	Bus eléctrico de batería
BEV	Vehículo eléctrico de batería
BF	Alto horno
BNE	Balance Nacional de Energía
BOF	Alto horno de oxígeno básico
BUR	Reporte bienal de actualización sobre cambio climático
CAEX	Camión de extracción de alto tonelaje
CBT	Carbon Border Tax
CCD	Climb. Cruise and descent
CEPAL	Comisión Económica para América Latina y el Caribe
CNE	Comisión Nacional de Energía
CO₂	Dióxido de carbono
CO₂eq	Dióxido de carbono equivalente
CORFO	Corporación de Fomento de la Producción
CPLC	Carbon Pricing Leadership Coalition
CSP	Concentración solar de potencia
DRI	Hierro de reducción directa
EAF	Horno de arco eléctrico
EGD	European Green Deal
FC	Celda de combustible
FCB	Buses de celda de combustible
FV	Fotovoltaico
GEI	Gas(es) de efecto invernadero
GIZ	Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH
GLP	Gas licuado de petróleo
GN	Gas natural
GNL	Gas natural licuado
H₂	Hidrógeno
H₂ ICE	Hidrógeno para motor de combustión interna
H₂V	Hidrógeno Verde
HDT	Camión de carga pesada
HFO	Combustible de alta carga
ICE	Motor de combustión interna
IEC	Impuesto Específico a los Combustibles
INE	Instituto Nacional de Estadísticas
LCOE	Costo nivelado de energía

LCOH	Costo nivelado del hidrógeno
LCV	Camión de servicio ligero
LTO	Landing and take-off
MDT	Camión de servicio mediano
MEN	Ministerio de Energía de Chile
MEPC	Mecanismo de Estabilización de los Precios de Venta de los Combustibles
MMA	Ministerio del Medio Ambiente de Chile
MP	Material Particulado
NDC	Contribución Determinada a Nivel Nacional
OCDE	Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos
OMI	Organización Marítima Internacional
PCI	Poder calorífico inferior
PCS	Poder calorífico superior
PE	Punto de equilibrio
SEN	Sistema eléctrico nacional
TCO	Costos totales de propiedad
UE	Unión Europea
UNFCCC	Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático - United Nations Framework Convention on Climate Change
USD	Dólares estadounidenses
UTM	Unidad tributaria mensual

Capítulo 1: Introducción

1.1 Contexto

El sector energético de Chile se caracteriza por ser el mayor emisor de gases de efecto invernadero (GEI) del país, siendo responsable del 77,4% de las emisiones de CO₂eq para el año 2018. Las emisiones de este sector han incrementado en un 159% desde 1990, siendo causada por el aumento sostenido del consumo energético del país, incluyendo el consumo de carbón y gas natural para la generación eléctrica; y el consumo de combustibles para el transporte terrestre (Ministerio del Medio Ambiente, 2020).

En abril de 2020 Chile publicó la actualización de su Contribución Determinada a Nivel Nacional (NDC, por sus siglas en inglés) en la cual manifestó su compromiso de alcanzar la carbono neutralidad de emisiones de CO₂eq al año 2050¹. Para alcanzar esta meta se establecen diversas medidas de mitigación, las que para el año 2050 buscarán lograr una reducción total de 65 MtCO₂eq, correspondiente al 50% de las emisiones del país. Estas medidas son agrupadas dentro los siguientes ámbitos: retiro y/o reconversión de centrales a carbón (13%), edificación sostenible (17%), electromovilidad (17%), industria sostenible (25%) hidrógeno verde (21%), y eficiencia energética (7%)².

Bajo este escenario el sector de energía cuenta con diversos retos y oportunidades de reducir su dependencia de los combustibles fósiles mediante el desarrollo de tecnologías con energéticos bajos, o dentro de lo posible neutrales, en emisiones de carbono. A pesar que los costos de las tecnologías que hacen uso de las energías renovables no convencionales han ido a la baja, aún son diversos los procesos productivos en base a combustibles fósiles que continúan siendo técnica y económicamente competitivas en el mercado.

Los instrumentos económicos, entre ellos, los que fijan un precio al carbono, constituyen mecanismos efectivos para apoyar el cumplimiento de los compromisos nacionales en la reducción de emisiones de GEI, permitiendo no tan solo acelerar el recambio tecnológico, sino también internalizar los costos sociales y ambientales, junto con enviar señales políticas y económicas claras al mercado con el objetivo de estimular el desarrollo bajo en carbono de manera costo-efectiva.

¹ El compromiso de carbono neutralidad 2050 si bien es comunicado en la actualización de la NDC, de manera jurídica está establecido dentro del Proyecto de Ley Marco de Cambio Climático, que a la fecha se encuentra en discusión en el Congreso Nacional desde enero de 2020 (Senado de la República de Chile, 2020).

² Además de las medidas de mitigación del sector energía, para el escenario de carbono neutralidad al 2050 se considera que el otro 50% de las emisiones mitigadas (65 MtCO₂eq), corresponden a estimaciones de absorción realizadas por los bosques.

En resumen, los instrumentos económicos podrían dar paso a un adelanto en la competitividad de las tecnologías baja en carbono. En esta línea, el presente estudio tiene como objetivo analizar el sector energético de Chile, identificando las tecnologías y/o procesos intensivos en emisiones de carbono, y los instrumentos de precio al carbono que permitan acelerar una transición energética compatible con el escenario de carbono neutralidad al 2050.

1.2 Objetivos

El desarrollo del presente estudio se enmarca en el siguiente objetivo general y objetivos específicos.

1.2.1 Objetivo general

Identificar y analizar diversas tecnologías intensivas en emisiones de CO₂ y su alternativa baja en carbono, pertenecientes al sector energético, a través de un estudio técnico y económico para posteriormente utilizar diversos escenarios de instrumentos de precio al carbono que permitan acelerar la competitividad de las tecnologías limpias.

1.2.2 Objetivos específicos

1. Identificar el uso de 10 tecnologías contaminantes dentro del sector energético y posteriormente selección de las que serán analizadas en base al levantamiento de información.
2. Identificar 10 tecnologías limpias que sean alternativas a las contaminantes y que cumplan la misma función.
3. Estimar, bajo un análisis de emisiones y económico a nivel de perfil, el valor monetario de la tonelada de dióxido de carbono que permita adelantar la competitividad de las tecnologías limpias.
4. Aplicar como variantes al análisis del punto anterior diferentes instrumentos económicos de precio al carbono.

Capítulo 2: Estado del arte

2.1 Instrumentos económicos de precio al carbono en Chile

Para enmarcar el concepto “instrumentos económicos” este se define como aquellas medidas cuyo fin es aplicar incentivos (o desincentivos) que permitan un cambio de comportamiento en el marco de las problemáticas ambientales y sociales (CEPAL, 2006). En sí, la actividad económica se ha visto caracterizada por no incluir la totalidad de los costos de consumo o producción que estos generan desligándose de las externalidades negativas³, haciendo uso de precios generalmente bajos en relación con los reales costos. A partir de ello, los instrumentos económicos, entre sus funciones, permiten corregir este diferencial de costos responsabilizando a los productores y/o consumidores del daño que estos generan para disminuir su consumo; y acelerar la transición tecnológica que de paso a una economía menos nociva para la sociedad y el medio ambiente. En el año 2017, el Ministerio de Desarrollo Social publicó el informe “Estimación del Precio Social del CO₂” el cual calcula el valor monetario que más se acercaría a reflejar las externalidades negativas de emitir una tonelada de dióxido de carbono en el presente y futuro. Este valor alcanza un monto de 32,5 USD/tCO₂ con un rango de sensibilidad entre 20,2 y 43,2 USD/tCO₂ (Ministerio de Desarrollo Social, 2017).

Chile cuenta con algunos instrumentos económicos los cuales se dividen en dos principales categorías: impuesto específico a los combustibles e impuestos verdes.

2.1.1 Impuesto Específico a los Combustibles

El Impuesto Específico a los Combustibles (en adelante también IEC) se dispone bajo la Ley N° 18.502, promulgada en 1986, que establece un impuesto específico a la primera venta o importación de combustibles⁴. Estos impuestos constan de una componente base y una componente variable (Tabla 1). Esta última se determina para cada uno de los combustibles según la Ley N°20.493, a través del Mecanismo de Estabilización de los Precios de Venta de los Combustibles (MEPCO), componente integrada por impuestos y créditos fiscales que incrementan o rebajan la componente base según el precio de venta internacional.

³ Las externalidades negativas corresponden a los daños e impactos externos que ocasiona determinada actividad económica afectando al bienestar común.

⁴ Si bien su promulgación proviene desde 1986, en la actualidad este impuesto ha sufrido más de 10 modificaciones, principalmente cambiando el valor del impuesto tanto en sus componentes fijas, como en aquellas variables.

Tabla 1: Componente base y variable correspondiente al Impuesto Específico a los Combustibles

Energético	Unidad	Componente base	Componente variable (MEPCO) ⁵	Precio al carbono (USD/tCO ₂) ⁶
Gasolina 93	UTM/m ³	6,0	-0,0798	180
Gasolina 97	UTM/m ³	6,0	-0,1264	180
Diésel	UTM/m ³	1,5	-0,3016	38
Gas licuado de petróleo	UTM/m ³	1,4	--	61
Gas natural comprimido	UTM/ 1.000m ³	1,93	--	7

Fuente: Biblioteca del Congreso Nacional de Chile, 2018.

Este gravamen cuenta con sectores que resultan estar exentos del impuesto, o bien, beneficiarios de la devolución o recuperación del impuesto (para más información revisar Anexo 7). Dentro de las exenciones las que más destacan son las dirigidas para aquellas empresas de transporte de carga que cuentan con una devolución entre un 31% y 80% de la componente base del Impuesto Específico, porcentaje que varía según el tamaño de la empresa (a menor tamaño mayor exención).

Tabla 2: Composición de costos de combustibles para precio público en RM (4 abril de 2021)

Ítem	Gasolina 93		Diésel		Queroseno	
Precio en refinería	\$ 407	50,6%	\$ 368	63,9%	\$ 379	60,7%
Margen bruto comercialización	\$ 57	7,1%	\$ 63	10,9%	\$ 157	25,1%
IVA	\$ 88	11,0%	\$ 82	14,2%	\$ 102	16,3%
Impuesto Especifico	\$ 252	31,3%	\$ 63	10,9%	-	-
FEPP	-	-	-	-	- \$ 13	-2,1%
Precio publico promedio mensual RM	\$ 805	100,0%	\$ 576	100,0%	\$625	100,0%

Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2021.

Dentro de los precios de combustibles a nivel de consumo final, el IEC representa cerca del 31% del precio de la gasolina (\$252 aproximadamente), mientras que para el diésel este significa el 10,9% del precio (\$63 aproximadamente) (Tabla 2).

⁵ Valores MEPCO para la semana 24 al 31 de diciembre de 2020. Estos componentes varían semanalmente y son entregados por el Servicio de Impuestos Internos

⁶ Cálculos de propia elaboración considerando el promedio USD y UTM para el mes de julio de 2021 según el Servicio de Impuestos Internos; y considerando los factores de emisión según las directrices del IPCC. Valores que se mantienen dentro de un margen similar a los cálculos realizados por la OCDE en 2019 en el Reporte "Taxing Energy Use 2019", los cuales se estiman en 42 USD/tCO₂ para la gasolina y 198USD/tCO₂ para el diésel (OCDE, 2019).

El impuesto al diésel, además de poseer una tasa de impuesto 4 veces menor que la gasolina y una mayor cantidad de beneficiarios exentos del gravamen, este resulta ser el más contaminante en emisiones de carbono de los cuatro combustibles afectos (18% más contaminante que la gasolina) (Tabla 3). En consecuencia, la aplicación al impuesto representaría una anomalía desde la perspectiva ambiental.

Tabla 3: Factor de emisión de combustibles.

Combustible	Unidad	Factor de emisión
Bencina	tCO ₂ /lt	0,00231
Diésel	tCO ₂ /lt	0,00273
Keroseno	tCO ₂ /lt	0,00255
GLP	tCO ₂ /lt	0,00159

Fuente: IPCC, 2006.

2.1.2 Impuesto Verde

La modificación al código tributario introducida por la Ley N°20.780, publicada en el Diario Oficial el 29 de septiembre de 2014 estableció la existencia de dos tipos de impuestos. El primero de ellos conocido como Impuesto Verde a las Fuentes Móviles y el segundo como Impuesto Verde a las Fuentes Fijas.

2.1.2.1 Impuesto Verde a las Fuentes Móviles

Bajo el artículo 3° de la Ley 20.780 se establece el impuesto a los vehículos motorizados nuevos, livianos y medianos el cual se paga una única vez y se encuentra determinado según la Ecuación 3.

$$I = \left[\frac{35}{R} + 120 \cdot E_{\text{Nox}} \right] \cdot 0,00000006 \cdot P \quad (1)$$

Donde:

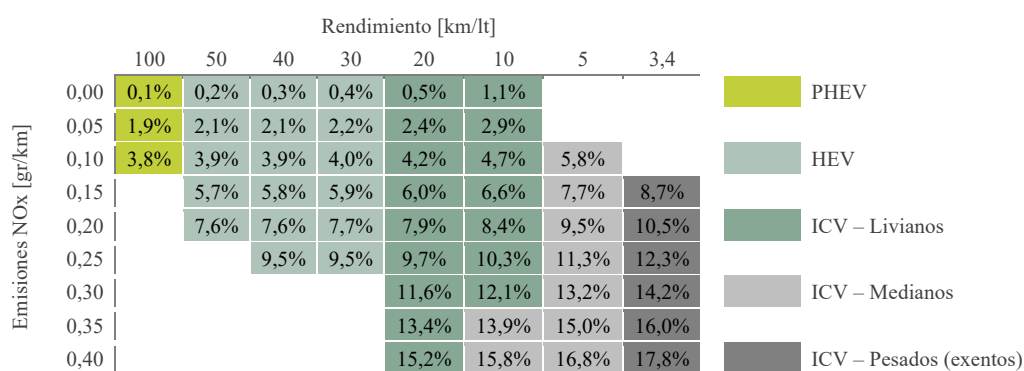
- I : valor del impuesto en UTM.
- R : rendimiento urbano en km/lt.
- E_{Nox} : emisiones de Nox en gr/km.
- P : precio del vehículo en pesos chilenos.

Las exenciones establecidas en general están dirigidas a vehículos prestadores de servicio tales como el transporte de pasajeros (transporte público y privado, incluidos los prestadores de taxi en cualquiera de sus modalidades), transporte de carga (camionetas, furgones y camionetas), vehículos de propulsión eléctrica (no así los vehículos híbridos), vehículo para transporte fuera de carretera y vehículos especiales

tales como tractores, carretillas, vehículos casa rodante autopropulsados, coches celulares, coches ambulancias, coches mortuorios, entre otros casos particulares establecidos en el Art. 3 de la Ley 20.780.

A partir del gráfico 3 es posible identificar que aquellos vehículos con mayores emisiones de NOx y menor rendimiento (por tanto, mayor emisión de CO₂) el impuesto representaría un mayor porcentaje con respecto al costo del vehículo. Sin embargo, un grupo no menor de ellas se encuentran exentas al pago del impuesto, principalmente por estar dirigidos al transporte de carga y transporte de pasajeros.

Gráfico 1: Porcentaje del costo del vehículo correspondiente al Impuesto Verde



Fuente: Ministerio de Energía, 2021.

2.1.2.2 Impuesto Verde a las Fuentes Fijas

La primera implementación del Impuesto Verde a las Fuentes Fijas del año 2014 estableció la existencia de un impuesto anual a beneficio fiscal aguas abajo⁷ que grava las emisiones al aire de contaminantes globales -dióxido de carbono (CO₂)-, y contaminantes locales -material particulado (MP), óxidos de nitrógeno (Nox) y dióxido de azufre (SO₂)- las cuales sean producidas por establecimientos cuyas fuentes fijas, conformadas por calderas o turbinas, individualmente o en su conjunto sumen una potencia térmica mayor o igual a 50 MW. Posteriormente, en 2020 bajo la modernización tributaria por la Ley N°21.210 se modifica el umbral de afectación del impuesto para aquellas fuentes que a partir de procesos de combustión estén sobre el umbral de 25.000 tCO₂/año o 100 tMP/año. Adicional a ello, se habilita el uso de compensaciones para ser utilizadas como crédito al impuesto. Modificaciones que entrarán en operación a partir del año 2023. Este impuesto anual es calculado según la Ecuación 4.

$$I = E_{CO_2} \cdot T_{CO_2} + 0,1 \cdot \sum_{ij} E_{ij} \cdot CSC_{ij} \cdot P_j \cdot C_{ij} \quad (2)$$

⁷ El impuesto aguas abajo corresponde a aquellas cargas tributarias que son aplicadas sobre las fuentes de emisión de manera uniforme y en forma específica. Por otro lado, el impuesto aguas arriba establece el impuesto al carbono directamente en los combustibles fósiles, el cual se puede aplicar indistintamente de algún criterio de emisión, industria o consumo.

Donde:

- I : impuesto anual en USD.
- E_{CO_2} : cantidad de emisiones anuales de CO_2 medido en toneladas.
- T_{CO_2} : impuesto por tonelada de CO_2 medido en USD/ton.
- E_{ij} : cantidad de emisiones anuales del contaminante “i” en la comuna “j” medido en toneladas.
- CSC_{ij} : costo social de contaminación per cápita asociado a cada contaminante local “i” emitido en la comuna “j” medido en USD/ton-persona (Tabla 4).
- P_j : población de la comuna “j”.
- C_{ij} : coeficiente de calidad del aire en la comuna “j” para el contaminante “i”.

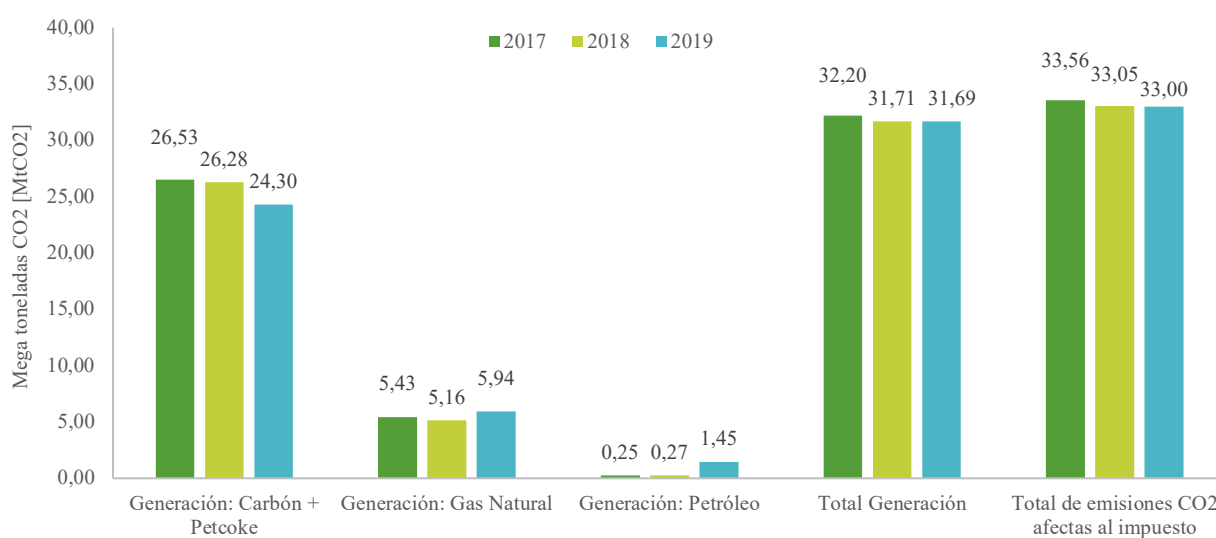
La tasa impositiva para las emisiones de CO_2 está fijado en un valor de 5 USD/t CO_2 , mientras que para los contaminantes locales esta se encuentra fijada según los valores de la Tabla 4.

Tabla 4: Costo social de contaminación per cápita asociado a cada contaminante local medido en USD/ton-persona.

Contaminante local	Tasa [USD/t-persona]
Material Particulado (MP)	0,9
Dióxido de azufre (SO_2)	0,01
Óxidos de nitrógeno (Nox)	0,025

Fuente: Ministerio del Medio Ambiente, 2014.

Gráfico 2: Emisiones de CO_2 afectas a impuesto verde a fuentes fijas



Fuente: Ministerio del Medio Ambiente, 2021.

Si el establecimiento se encuentra dentro de una comuna que a su vez forme parte de una zona declarada saturada o latente conforme a lo establecido en la Ley N°19.300, se aplicará un factor adicional

(C_{ij}) consistente con el coeficiente de calidad del aire. En caso de ser una zona saturada este factor será igual a 1,2 mientras que para una zona latente corresponderá a un coeficiente igual a 1,1. Caso contrario, este factor se debe asumir igual a 1,0. Por otro lado, la población de cada comuna estará determinada anualmente de acuerdo con la proyección oficial del Instituto Nacional de Estadísticas (INE).

Desde el año 2017, el 96% de las emisiones cubiertas por el impuesto verde provenían del sector de generación eléctrica, donde un 77% correspondía a plantas de combustión de carbón para la generación eléctrica, no obstante, han sido estas mismas fuentes emisoras las que han reducido sus emisiones en un 8% para el 2019 con respecto al 2017, caso que no ocurre con las emisiones provenientes de la combustión de gas natural y diésel. En una perspectiva general, las emisiones de CO₂ afectas al impuesto se han visto reducidas en un 1,67% en los 3 primeros años de aplicación.

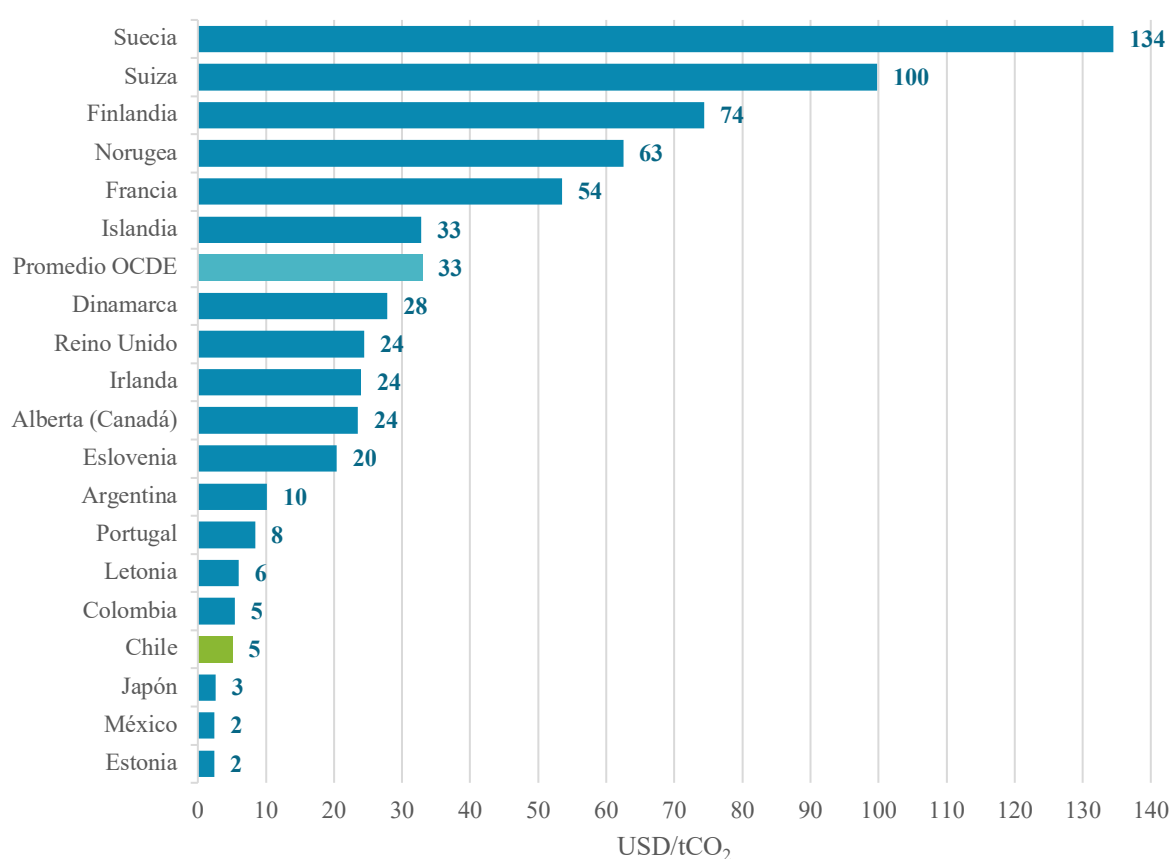
2.1.3 Impuesto Verde Aguas Arriba

En la actualidad Chile no cuenta con la aplicación de un impuesto a los combustibles aguas arriba y que tenga enfoque ambiental, es decir, un impuesto a los diferentes combustibles que sea aplicado según su factor de emisión permitiendo internalizar los costos ambientales y/o sociales de su consumo. La aplicación de un gravamen de estas características cuenta con varias oportunidades, entre ellas, internalizar correctamente los impactos de la operación de un vehículo, incluir emisiones de fuentes fijas que no están cubiertas por el actual impuesto verde y gravar los combustibles por contenido de carbono e impacto ambiental.

2.2 Instrumentos económicos de precio al carbono en un contexto internacional

En el contexto internacional los impuestos verdes y el impuesto específico a los combustibles resultan ser considerablemente menor al comparar estándares internacionales. Al comprar el impuesto verde a fuentes fijas con el impuesto explícito a las emisiones relacionadas al sector energético es posible comparar con el caso de la OCDE. Este organismo establece un mínimo referencial el cual alcanza los 36 USD/tCO₂, y el promedio OCDE, que alcanza los 33 USD/tCO₂ (OCDE, 2019).

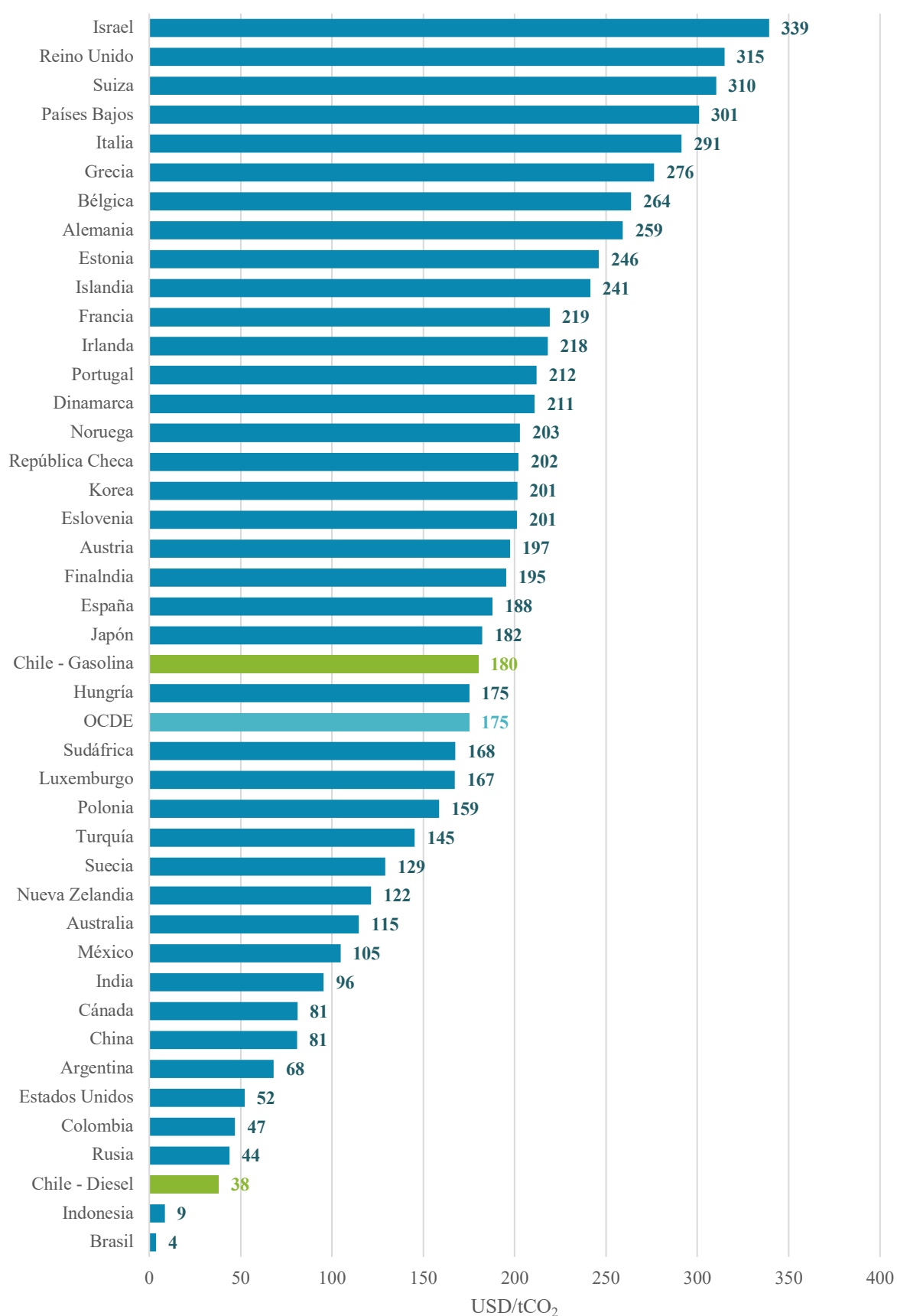
Tabla 5: Impuesto al carbono en países OCDE



Fuente: OCDE, 2019.

En el caso de los impuestos a los combustibles consumidos en carretera, es decir, aquellos dirigidos en el transporte de ruta, el caso es diverso. Dentro de los análisis realizados por la OCDE, Chile se posiciona dentro del promedio con el gravamen aplicado a la gasolina, con valores de la UTM y USD a julio de 2021 alcanza a 180 USD/tCO₂, sin embargo, en el caso del gravamen aplicado al diésel el caso es diverso, estando muy por debajo del promedio OCDE, alcanzando netamente los 38 USD/tCO₂ (OCDE, 2019). Incluso, para el diesel Chile se ubica entre los tres países con menor proporción de impuestos en el precio final (Ciedess, 2021).

Tabla 6: Impuesto al carbono a emisiones provenientes de transporte en ruta



Fuente: OCDE, 2019

Capítulo 3: Metodología de investigación

El siguiente estudio propone un análisis técnico-económico de 10 transiciones tecnológicas que son seleccionadas bajo una valorización cuantitativa según el potencial de reducción de emisiones de dióxido de carbono del sector energía, y una cualitativa para proyectos que vayan en línea al uso y desarrollo de la industria de hidrógeno verde en Chile. Con este análisis se apunta a explorar valores de precio al carbono que rentabilizan las tecnologías bajas en carbono en un rango temporal de mediano y largo plazo. Luego, con los resultados obtenidos se busca aportar a la discusión nacional en el marco de los instrumentos económicos y de precio al carbono, como catalizadores de la transición tecnológica del sector de energía. Para lograr estos resultados, es que se lleva a cabo este estudio bajo una metodología prospectiva.

La metodología prospectiva se caracteriza por analizar y anticipar posibles futuros para un mediano y largo plazo, identificando tendencias emergentes y diseñando estrategias para abordar próximos desafíos y aprovechar las oportunidades. Este tipo de metodología se basa en el análisis de escenarios y la construcción de modelos que consideran una variedad de posibles resultados en función de diferentes variables y factores clave; lo cual incluye identificación de tendencias, construcción de escenarios, modelaciones, análisis de impacto, y por último, conclusiones o recomendaciones. La aplicación de un estudio prospectivo permite evaluar posibles futuros y proveer información relevante para la toma de decisiones, las cuales desempeñan un importante rol al momento de la creación de políticas públicas, no obstante, es clave considerar que un estudio de este tipo cuenta con desventajas importantes, tales como el nivel de incertidumbre sobre los escenarios futuros, el uso de sesgos y suposiciones, limitaciones de datos y no garantiza resultados ni decisiones correctas.

Realizado el estado del arte, el cual entrega un diagnóstico de los instrumentos económicos de precio al carbono que afectan a cada industria y/o tecnología del sector de la energía, es posible identificar los mecanismos económicos que podrían catalizar la transición de una tecnología intensiva en emisiones al uso de tecnologías limpias⁸. Posteriormente se aplica la metodología prospectiva.

⁸ Se identifican como aquellas tecnologías intensivas en carbono o tradicionales del sector energético a toda aplicación tecnológica, conjunto de técnicas o proceso energético que conlleva una emisión significativa de gases de efecto invernadero. Estas tecnologías se caracterizan predominantemente por su dependencia de los combustibles fósiles, su limitada eficiencia energética, su impacto medioambiental negativo y su mayor madurez en el mercado debido a su antigüedad. Por otra parte, se identifican como tecnologías limpias del sector energético a las alternativas que no solo apuntan a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero proporcionando un servicio igual, o bien, idéntico. Estas tecnologías se centran en disminuir o eliminar el uso de combustibles fósiles, optimizar la eficiencia energética, conservar recursos y aprovechar fuentes renovables de energía. A diferencia de las tecnologías

Para la aplicación de esta metodología en la presente memoria, es que divide el desarrollo investigativo en cinco grandes etapas:

1. **Análisis de emisiones del sector energético:** En una primera etapa se identifican los subsectores industriales junto al tipo de combustible asociado que cuentan con una mayor participación en las emisiones de CO₂ dentro del sector de la energía a nivel nacional. Para este diagnóstico se utiliza como fuente de información el Balance Nacional de Energía (BNE) publicado por el Ministerio de Energía, en su última versión al momento de realizar este informe correspondiente al año 2019. A partir de los consumos energéticos en Teracalorías, se calcula las emisiones de dióxido de carbono vinculadas a cada sector.
2. **Análisis técnico y selección de 10 transferencias tecnologías a estudiar** (objetivo específico 1⁹ y 2¹⁰): Identificados los principales subsectores emisores de CO₂, se analizan las tecnologías y/o procesos industriales energéticamente intensivos que generan una mayor emisión de dióxido de carbono. A partir de este análisis se seleccionan 10 transferencias tecnológicas que permitirían una reducción de emisiones de carbono, considerando los siguientes criterios:
 - a. Generación de emisiones de dióxido de carbono dentro del sector de la energía en Chile.
 - b. Tecnologías analizadas en estudios previos realizados por el proyecto Mercado Global del Carbono de GIZ y la Unidad de Cambio Climático del Ministerio de Energía, en conjunto con el sector privado.
 - c. Medidas de mitigación del escenario de carbono neutralidad publicado en la actualización de la NDC por el Ministerio del Medio Ambiente en abril de 2020.
 - d. Aplicaciones industriales y tecnológicas asociadas a la producción y consumo de hidrógeno verde mencionadas en la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde publicada por el Ministerio de Energía en noviembre de 2020.
 - e. Revisión de literatura, con análisis para un contexto nacional e internacional sobre inyección de nuevas tecnologías bajas o neutrales en emisiones.
3. **Análisis económico** (objetivo específico 3¹¹): A partir de las 10 transiciones tecnológicas seleccionadas, se realiza un análisis económico de cada una de ellas. Para ello, y sujeto a la

tradicionales, las tecnologías limpias incorporan innovaciones y avances tecnológicos recientes que los posiciona como tecnologías emergentes en el mercado.

⁹ Identificar el uso de 10 tecnologías contaminantes dentro del sector energético y posteriormente selección de las que serán analizadas en base al levantamiento de información.

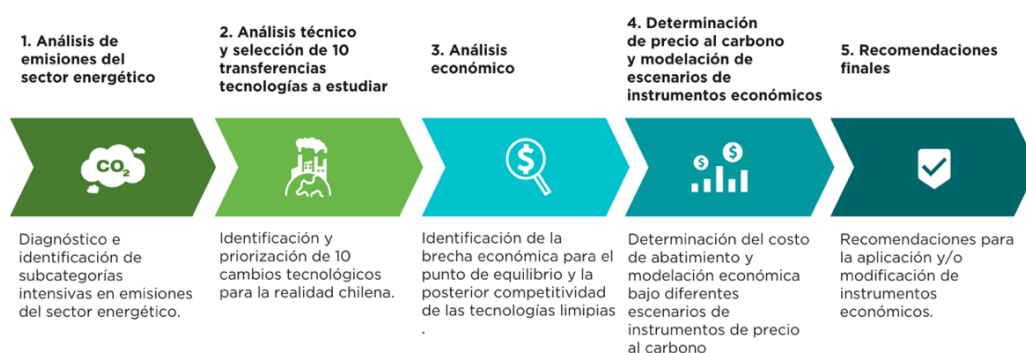
¹⁰ Identificar 10 tecnologías limpias que sean alternativas a las contaminantes y que cumplan la misma función.

¹¹ Estimar, bajo un análisis de emisiones y económico a nivel de perfil, el valor monetario de la tonelada de dióxido de carbono que permita adelantar la competitividad de las tecnologías limpias.

información a la que se tuvo acceso, se contemplan proyecciones de costos, tanto de CAPEX y OPEX, no obstante, considerando que en algunas tecnologías existe un acceso a la información más limitada y detallada sobre las proyecciones de costos de inversión y operación, son utilizadas de las proyecciones de los costos de uso, TCO¹², según entidades internacionales. Como resultado se obtiene la brecha económica entre ambas tecnologías a lo largo del periodo de evaluación.

4. **Determinación de precio al carbono y modelación de escenarios de instrumentos económicos** (objetivo específico 4¹³): A partir del potencial de reducción de emisiones y la brecha de costos totales para la transferencia tecnológica (según las componentes y el periodo de cálculo considerado) es estimado el precio al carbono en USD/tCO₂, también llamado costo de abatimiento, que permitiría acelerar la competitividad económica de la tecnología baja en carbono. Considerando que la brecha de costos totales varía en el tiempo, y en ocasiones también el potencial de reducción de emisiones (por ejemplo, en el caso del consumo de electricidad a partir del sistema eléctrico chileno determinado por el factor de emisiones), es que se obtienen distintos valores de precio al carbono hasta llegar al punto de equilibrio entre ambas tecnologías. Bajo el uso de diferentes escenarios aplicando uno o más instrumentos económicos de precio al carbono, es que se modelan las proyecciones para identificar el punto de equilibrio económico entre la tecnología intensiva en emisiones y la tecnología limpia, permitiendo identificar qué impacto tendría la aplicación de diferentes instrumentos económicos en la adopción de las diferentes transferencias tecnológicas.
5. **Recomendaciones finales:** Finalmente, se realizan recomendaciones para la aplicación y/o modificación de instrumentos económicos, como por ejemplo un valor de precio al carbono que efectivamente podrían acelerar el recambio tecnológico bajo en emisiones.

Figura 1: Resumen de la metodología



Fuente: Elaboración propia

¹² Las proyecciones de Costes de Uso, o también llamadas Costo Total de la Propiedad (TCO, Total Cost of Ownership) corresponde a un análisis que permite determinar los costos totales directos e indirectos en los cual se incurren, considerando componentes como costos de inversión, operación, mantenimiento, entre otros.

¹³ Aplicar como variantes al análisis del punto anterior diferentes instrumentos económicos de precio al carbono.

Capítulo 4: Diagnóstico de subsectores intensivos en carbono del sector energético

4.1 Análisis de emisiones del sector energético

Con el fin de identificar las tecnologías intensivas en carbono pertenecientes al sector de la energía, se requiere de precisar su magnitud y participación dentro del consumo energético del país. Para realizar este diagnóstico se utiliza como fuente de información la matriz de consumos sectoriales del Balance Nacional de Energía¹⁴ (BNE) correspondiente al año 2019, publicado por el Ministerio de Energía.

El BNE es una herramienta que permite conocer la realidad del país en materia energética ya que, de manera integrada y comparativa, presenta los diferentes flujos de energía, desde la producción hasta los consumos ocurridos en el transcurso del año. Por otro lado, la información contenida en el BNE facilita identificar la dinámica de la oferta y demanda de energía en el contexto económico de Chile y de manera segregada por industria, regiones y tipos de energéticos (Ministerio de Energía, 2020).

Las unidades en la cual es publicado el BNE es en Teracalorías (Tcal), metros cúbicos (m³), toneladas (ton) y gigavatios hora (GWh). El detalle de este balance se desglosa en 38 industrias las cuales se agrupan en 7 categorías, detallados en el Anexo 1.

Para identificar las emisiones generadas por el consumo de energéticos es necesario realizar la transformación de unidades de Teracalorías a Terajoules (TJ) y de poder calorífico superior (PCS) a poder calorífico inferior (PCI). Para esta transformación se hace uso de la Ecuación (3).

$$TJ_i = Tcal_i \times \text{Factor } PCI_i \times \text{Factor de conversión } \frac{TJ}{Tcal} \quad (3)$$

Donde:

- TJ_i : consumo del combustible i expresado en Terajoules.
- $Tcal_i$: consumo del combustible i expreado en Teracalorías.
- Factor PCI_i : factor que convierte el PCS en PCI_i para el combustible (Tabla 3)
- Factor de conversión $TJ/Tcal$: 4,1868 (IPCC, 2006)

¹⁴ La matriz de consumos se encuentra disponible dentro del ítem A (balance calórico) del Balance Nacional de Energía 2019 publicado en la plataforma Energía Abierta por el Ministerio de Energía.

Los valores del factor PCI son obtenidos a partir del informe “Directrices del IPCC” del año 2006 donde se menciona que para el carbón y el petróleo, el VCN (valor calorífico neto equivalente a PCI) es alrededor de un 5 por ciento menos que el VCB (Valor calorífico bruto equivalente a PCS). Para la mayoría de las formas de gas natural y manufacturado, el VCN es alrededor de 10 por ciento menos (IPCC, 2006). Esto según lo publicado por el Informe del Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero de Chile serie 1990-2013 del Ministerio del Medio Ambiente.

Al mismo tiempo, una vez obtenido el consumo en Terajoules, en conjunto con el factor de emisiones de cada energético es posible obtener las emisiones de dióxido de carbono que estos generan bajo la Ecuación (4).

$$t_{ij} = TJ_j \times FE_{ij} \quad (4)$$

Donde:

- t_{ij} : toneladas de emisiones de gases de efecto invernadero i generado por el consumo del combustible j .
- TJ_j : consumo del combustible j .
- FE_{ij} : factor de emisión del GEI i generado por el consumo del combustible j .

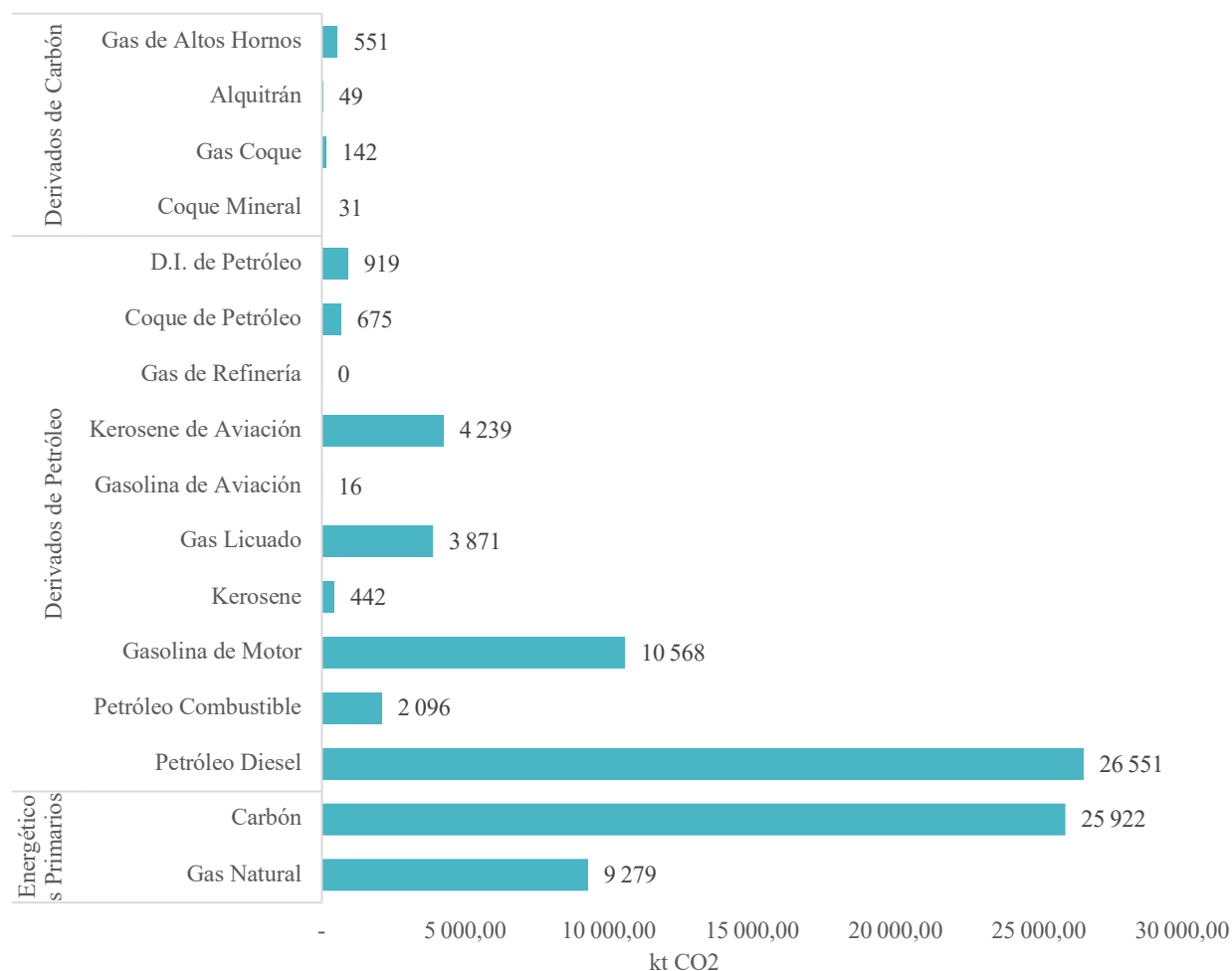
En el caso del consumo por electricidad, se considera un poder calorífico inferior de 0,95 y un factor de emisión de 112,67 tCO₂/TJ, valor promedio para el año 2019 para el Sistema Eléctrico Nacional (en adelante también SEN) según la plataforma Energía Abierta. Si bien el SEN no es el único sistema eléctrico en el país, en este se encuentra el 99,28% de la capacidad instalada del país¹⁵ (Comisión Nacional de Energía, 2021).

Calculado el consumo energético en unidades de Terajoules de cada industria y el tipo de combustible, es posible identificar las emisiones de CO₂ que estos generan y su participación respectiva en el total del sector energético. Previamente, y como parte del análisis, es destacable analizar a qué tipo de combustible se deben principalmente estas emisiones, valores que son ilustrados en el Gráfico 3. A vista general es posible identificar que las emisiones de CO₂ producto del consumo final de combustibles se concentran principalmente en carbón, petróleo diésel, gasolina de motor, kerosene de aviación, gas licuado de petróleo y petróleo de combustible.

¹⁵ La capacidad instalada de generación del sistema eléctrico del país a la fecha de este análisis alcanzaba los 25.973 MW, el cual está compuesto por 25.786 MW del Sistema Eléctrico Nacional (99,28%), 8MW del Sistema Mediano de Los Lagos (0,03%), 64 MW del Sistema Mediano de Aysén (0,25%), 8 MW del Sistema Mediano de la Isla de Pascua (0,03%) y 107 MW del Sistema Mediano de Magallanes (0,41%).

La generación de electricidad es una de las mayores fuentes de emisiones de CO₂, debido a la considerable participación combustibles fósiles dentro de la matriz energética. En el Gráfico 2 es posible identificar que para el año 2019, por concepto de generación eléctrica, el carbón llegó a una producir 20.398,7 GWh, el gas natural 11.709,2 GWh y el petróleo diésel 290,7 GWh, representando al 36,69%, 18,53% y 0,38% de la generación anual respectivamente, siendo en su totalidad los fósiles responsables del 55,60% de la generación eléctrica (Coordinador Eléctrico Nacional, 2021).

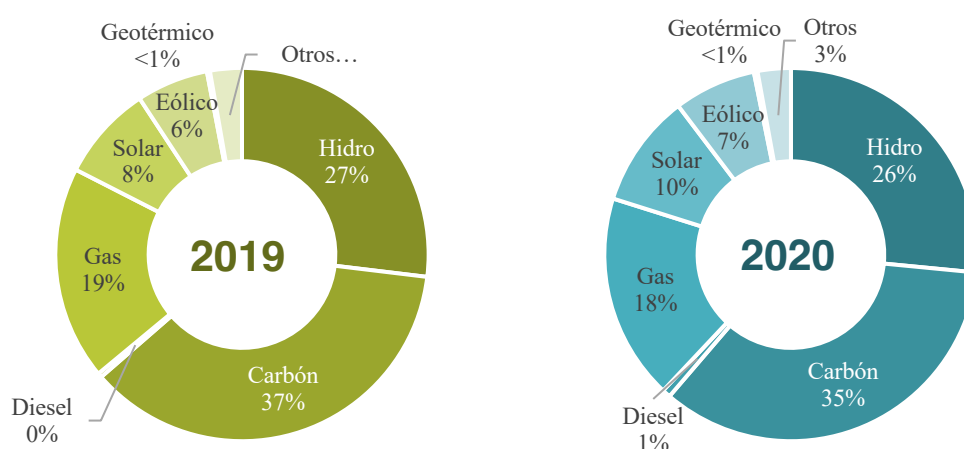
Gráfico 3: Emisiones de dióxido de carbono generadas por el sector energía, según combustible en ktCO₂



Fuente: Elaboración propia según BNE 2019.

Por otro lado, en la Tabla 7 es posible identificar que el consumo de combustible petróleo diésel se ve marcado mayormente por el transporte terrestre y el consumo de la minería de cobre, mientras que para la gasolina de motor principalmente por el transporte terrestre. Considerando que el consumo de electricidad es transversal a todas las subcategorías y de ella se desprende el mayor porcentaje de emisiones, debido a su alto consumo de carbón y gas natural como es mencionado anteriormente, estas se agruparán en una subcategoría llamada “generación de electricidad”.

Gráfico 4: Generación de electricidad para el servicio eléctrico nacional (SEN) durante el año 2019 por fuente de energía.



Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional, 2021.

En la Tabla 7 se detallan las emisiones de CO₂ de las distintas subcategorías de la industria con sus respectivos energéticos. A pesar de existir una amplia variedad y diversidad de usos, las emisiones se concentran en categorías donde su participación es mayor (para mayor detalle revisar Anexo 4).

Tabla 7: Categorías y subcategorías con participación mayor a 0,50% de la generación de emisiones de CO₂ del sector energía

Nº	Categoría de la industria	Subcategoría de la industria	Energético	Emisiones de CO ₂ [kt CO ₂]	Participación del total de emisiones
1	Centro de Transformación ¹⁶	Generación de electricidad	Electricidad	29.947,25	35,28%
2	Transporte	Terrestre	Petróleo Diésel	15.044,74	17,27%
3	Transporte	Terrestre	Gasolina de motor	10.553,71	12,43%
4	Industrial y Minero	Minería Cobre	Petróleo Diésel	5.180,65	6,10%
5	Transporte	Aéreo	Querosene de Aviación	4.105,45	4,84%
6	Comercial, Público y Residencial	Residencial	Gas Licuado	2.525,19	2,97%
7	Industrial y Minero	Industrias Varias	Petróleo Diésel	1.361,66	1,60%
8	Comercial, Público y Residencial	Comercial	Petróleo Diésel	1.178,59	1,39%
9	Comercial, Público y Residencial	Residencial	Gas Natural	1.176,27	1,39%
10	Industrial y Minero	Minas Varias	Petróleo Diésel	1.065,23	1,25%
11	Industrial y Minero	Industrias Varias	Gas Natural	892,11	1,05%
12	Transporte	Marítimo	Petróleo Combustible	801,19	0,94%

¹⁶ La categoría Centro de Transformación corresponde a aquella que hace uso de diferentes productos energéticos (no presentes en la naturaleza como tales) que son producidos por energías primarias o secundarias con la finalidad de hacerlas más aptas a los requerimientos del consumo.

13	Industrial y Minero	Papel y Celulosa	Petróleo Combustible	625,16	0,74%
14	Consumo no energético	Consumo no energético	Derivado de Petróleo	598,86	0,71%
15	Transporte	Marítimo	Petróleo Diésel	570,67	0,67%
16	Industrial y Minero	Cemento	Coque de Petróleo	570,08	0,67%
17	Industrial y Minero	Construcción	Petróleo Diésel	546,41	0,64%
18	Comercial, Público y Residencial	Comercial	Gas Licuado	505,67	0,60%
19	Industrial y Minero	Pesca	Petróleo Diésel	491,77	0,58%
20	Consumo Propio	Refinería y Extracción de Petróleo y Gas Natural	Gas Natural	424,97	0,50%
Total emisiones sector energía con participación mayor a 0,50%				76.198,78	91,62%
21	Usos e industrias varias menores a 0,50%			8.682,69	8,38%
Total emisiones sector energía				84.881,47	100,00%

Fuente: Elaboración propia según Balance Nacional de Energía 2019.

4.2 Identificación de tecnologías y/o procesos de sectores intensivos en emisiones y su alternativa baja en carbono

Una vez desglosada la contribución a las emisiones de carbono de cada subsector, los cuales conjuntamente conforman la totalidad de la huella de carbono en el sector de la energía, es factible discernir las áreas cruciales para la descarbonización de esta industria. La metodología empleada en este estudio es del tipo se basa en un análisis técnico-económico que efectúa una comparativa entre dos tipos de tecnologías para un mismo servicio: tecnologías intensivas en carbono o tradicionales, y la contraparte, tecnologías limpias.

Con el objetivo de realizar un análisis en línea a los esfuerzos previos que se han llevado a cabo en conjunto con las diferentes industrias, es que se realiza un levantamiento de información considerando los siguientes criterios:

- Trabajos previos realizados por el proyecto Mercado Global del Carbono de GIZ y la Unidad de Cambio Climático del Ministerio de Energía, en conjunto con el sector privado.
- Medidas de mitigación del escenario de carbono neutralidad publicado en la actualización de la NDC por el Ministerio del Medio Ambiente en abril de 2020.
- Aplicaciones prioritarias de hidrógeno verde mencionadas en la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde publicada por el Ministerio de Energía en noviembre de 2020.
- Procesos y tecnologías intensivas en emisiones de cada industria, realizado bajo un levantamiento de información interno.

A partir de un levantamiento de información interno y el análisis de emisiones anteriormente realizado, se identificaron 10 transiciones tecnológicas que, según la realidad chilena y su intensidad en emisiones de carbono, podrían ser factibles de ejecutar antes de 2050 (Tabla 8).

Tabla 8: Proyectos identificados para el estudio con su respectiva participación en las emisiones y mención dentro de los compromisos y objetivos del país

Categoría de la industria	Subcategoría de la industria	Energético(s)	Emisiones de CO ₂ [tCO ₂]	Participación del total de emisiones del sector energía	Aplicación	Tecnología intensiva en emisiones ¹⁷	Tecnología alternativa de reemplazo ⁵	Meta Carbono Neutralidad 2050 y/o mención en Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde
Transporte	Transporte Terrestre	Petróleo diésel y gasolina de motor	25.598.443,65	29,70%	Vehículos livianos particulares y colectivos	Vehículos livianos con motor de combustión interna con consumo de gasolina y diésel	Vehículos livianos eléctricos a batería (BEV)	Carbono neutralidad 2050 (Electromovilidad): 100% de taxis eléctricos 58% de vehículos particulares eléctricos 58% de vehículos comerciales eléctricos. Estrategia Hidrógeno Verde: sin mención.
		Petróleo diésel y gasolina de motor	25.598.443,65	29,70%	Camiones pesados de ruta	Transporte de carga (>5 ton) a nivel nacional a diésel.	Transporte de carga (>5 ton) a nivel nacional con celda de combustible a hidrógeno verde.	Carbono neutralidad 2050 (Hidrógeno verde): Reemplazo de diésel por hidrógeno verde en vehículos de carga a nivel nacional. Participación de hidrógeno en 85% del transporte con capacidad >5 ton. Estrategia Hidrógeno Verde: aplicación en etapa I con inicio de piloto en 2025.
		Petróleo diésel y gasolina de motor	25.598.443,65	29,70%	Buses de larga autonomía	Buses de larga autonomía a combustión de diésel.	Buses de larga autonomía con celdas de combustible a hidrógeno verde.	Carbono neutralidad 2050: Sin compromiso anunciado. Estrategia Hidrógeno Verde: aplicación en etapa I con inicio de piloto en 2025.
	Transporte Marítimo	Petróleo diésel	801.187,89	0,94%	Transporte marítimo de carga	Transporte marítimo de carga a diésel.	Transporte marítimo de carga a amoniaco verde.	Carbono neutralidad 2050 (Hidrógeno Verde): 71% de transporte de carga impulsado con hidrógeno verde. Estrategia Hidrógeno Verde: primeras aplicaciones posterior a etapa III con proyección +2033
	Transporte Aéreo	Querosene de aviación	4.105.447,45	4,84%	Aviación	Aviación con uso de querosene de aviación.	Aviones con combustible sintético.	Carbono neutralidad 2050: Sin compromiso. Estrategia Hidrógeno Verde: primeras aplicaciones posterior a etapa III con proyección +2033

¹⁷ Procesos y tecnologías identificadas según levantamiento de información interno.

Comercial, Público y Residencial	Consumo de gas residencial	Gas licuado de petróleo y Gas natural	3.701.461,56	4,36%	Agua caliente sanitaria (ACS) a nivel residencial	Consumo de gas natural a través de gasoductos	Uso de hidrógeno verde (7-20%) a través de gasoductos	Carbono neutralidad 2050 (Hidrógeno verde): Hidrógeno verde en la matriz de gas transportada por gasoductos para uso térmico residencial con participación de un 7%. Estrategia Hidrógeno Verde: aplicación prioritaria en etapa I con inicio de piloto antes de 2025.
Industrial y Minero	Minería de Cobre	Petróleo diésel	5.180.653,61	6,10%	Transporte interno de Mina rajo	Camiones de extracción de alto tonelaje (CAEX) a combustión de diésel.	Camiones de extracción de alto tonelaje (CAEX) con combustión dual diésel-hidrógeno (H2ICE, hydrogen-fueled internal combustion engines)	Carbono neutralidad 2050 (Hidrógeno Verde): Reemplazo de diésel por hidrógeno verde en usos motrices de industria y minería. Participación de hidrógeno en 37% minería rajo abierto. Estrategia Hidrógeno Verde: aplicación en etapa I con inicio de piloto en 2025.
	Cemento	Coque de petróleo	570.084,12	0,67%	Energético para calor industrial	Consumo de coque de carbón como combustible en hornos rotatorios de clínker.	Inyección de hidrógeno verde como combustible en hornos de clínker (sin biomasa).	Carbono neutralidad 2050 (Industria Sostenible): Se proyecta un 90% de electrificación en los usos motrices Estrategia Hidrógeno Verde: mencionada como industria con uso potencial de hidrógeno verde pero sin especificación de la etapa en la que se desarrollará.
Centro de Transformación	Siderurgia	Coque mineral	1.090.129,21	1,28%	Energético para calor industrial	Consumo de carbón como combustible para alto horno (BF-BOF).	Producción de acero mediante reducción directa de hierro a partir de hidrógeno verde (DRI-EAF).	Carbono neutralidad 2050 (Industria Sostenible): Se proyecta un 90% de electrificación en los usos motrices. Estrategia Hidrógeno Verde: mencionada como industria con uso potencial de hidrógeno verde pero sin especificación de la etapa en la que se desarrollará.
	Generación eléctrica	Carbón y gas natural	29.947.248,74	35,28%	Termoeléctricas a carbón y gas natural	Centrales termoeléctricas a carbón	Parques eólicos, y solares fotovoltaicos (FV).	Carbono neutralidad 2050 (Retiro de Centrales): Retiro del 100% de centrales a carbón al 2040. Estrategia Hidrógeno Verde: sin mención.

Fuente: Elaboración propia en base a Ministerio de Energía, 2020

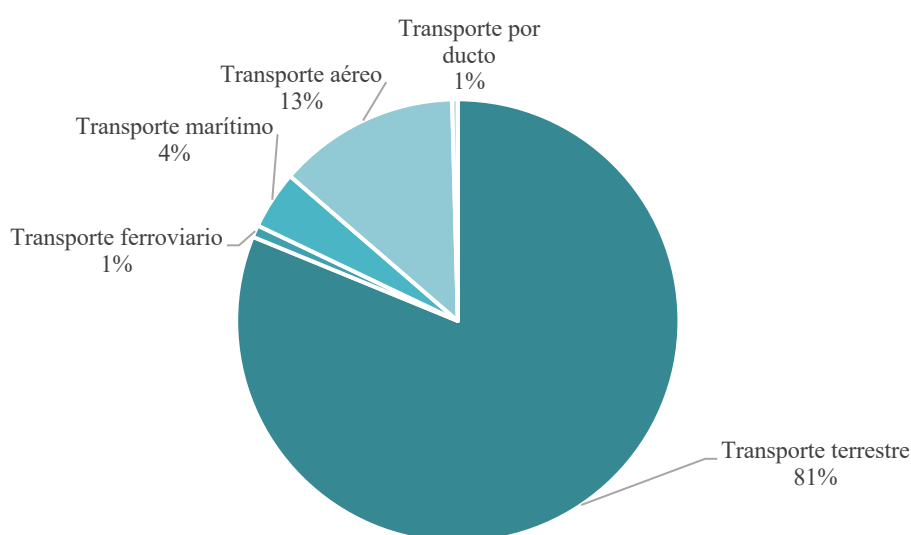
Capítulo 5: Análisis técnico de transferencias tecnológicas

5.1 Vehículo particular liviano

1.2.2 Contexto

El sector del transporte es la segunda industria que concentra el mayor consumo de energía a nivel nacional, con un 36,58% del sector energético total para el año 2019. Dentro de este, el transporte terrestre es el que representa una mayor participación con un 29,71% del gasto energético del país, equivalente al 81,21% del total del sector de transporte, tal como se visualiza en el Gráfico 5 (Ministerio de Energía, 2020). El automóvil (incluye el uso particular y colectivo), alcanza una magnitud de 3.815.046 vehículos (Tabla 9), lo cual representa cerca de un 68% del transporte terrestre. El tipo de energético dentro del parque de automóviles varía en 4 categorías: bencinero, diésel, gas natural y eléctrico; no obstante, son los automóviles bencineros que poseen la mayor participación (90,32%), seguido por el diésel (9,43%), gas (0,22%) y eléctricos (0,03%) (Instituto Nacional de Estadísticas, 2019).

Gráfico 5: Distribución del consumo energético del sector de transporte para el año 2019.



Fuente BNE, Ministerio de Energía, 2020.

Para analizar el parque vehicular es fundamental aplicar suposiciones sobre el promedio de kilómetros recorridos anualmente por cada tipo de vehículo (Tabla 10). En el caso de los automóviles

particulares se estima que para la Región Metropolitana la distancia anual recorrida alcanza cerca de los 15.000 km/año, no así para la zona entre las regiones de Valparaíso y la Araucanía donde el promedio llega a los 17.000 km/año. Por otro lado, para los automóviles colectivos que se encuentran compuestos principalmente por automóviles comerciales, taxis y vehículos de alquiler, la media anual a nivel nacional ronda cerca de los 26.000, 45.000 y 41.000 kilómetros respectivamente; lo que evidencia que el consumo de combustibles en esta categoría automóviles es mayor a los particulares (SECTRA, Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones, 2015).

Tabla 9: Composición de la flota de vehículos livianos del sector de transporte según energético

Tipo de transporte	Bencinero	Diésel	Gas	Eléctrico	Total
Automóvil particular	3.378.855	339.390	1.114	1.036	3.720.395
Taxi básico	26.614	3.205	3.437	7	33.263
Automóvil colectivo	40.417	17.078	3.871	22	61.388
Total	3.445.886	359.673	8.422	1.065	3.815.046

Fuente: Instituto Nacional de Estadísticas, 2019

Los kilómetros recorridos anualmente por automóviles colectivos son significativamente mayores que los particulares, sin embargo, estos últimos generan mayores niveles de emisiones de CO₂, representando un 46% versus un 24% del total generado por el transporte terrestre en automóviles colectivos (Tabla 10).

Tabla 10: Promedio de distancia recorrida anualmente y generación de emisiones de CO₂ y NO_x

Tipo de transporte	Promedio anual de kilómetros recorridos[km/año]	Emisiones CO ₂ [tCO ₂]	Participación del total de emisiones de CO ₂ del transporte terrestre	Emisiones NO _x [tNO _x]	Participación del total de emisiones de NO _x del transporte terrestre
Automóvil particular	RM:15.000 Valparaíso y Concepción:17.000	6.240.352	45,83%	13.684	26,56%
Taxi básico	45.000	1.532.728	29,70%	1.633,23	3,17%
Automóvil colectivo	Particular: 24.000 Comercial: 26.000 Alquiler: 41.000	3.290.527	24,17%	13.310,45	25,84%
Total		11.063.607	81,26%	28.628	55,57%

Fuente: SECTRA, Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones, 2015; Ministerio del Medio Ambiente de Chile, 2021.

Por consiguiente, la magnitud del parque de automóviles particulares los convierte en un foco importante para la reducción de emisiones de dióxido de carbono¹⁸. A partir de este escenario, el reemplazo de vehículos de combustión por vehículos eléctricos surge como una alternativa para la

¹⁸ No así ocurre con las emisiones de NO_x, las cuales no están dentro del análisis de este estudio.

mitigación de emisiones de CO₂¹⁹. No obstante, al año 2019 los vehículos eléctricos no superaron el 0,03% del parque de vehículos livianos, aun cuando la meta de carbono neutralidad tiene como objetivo que representen por lo menos un 58%; una participación casi dos mil veces mayor a la del año 2019.

Dentro del parque de vehículos eléctricos livianos (o también llamados EV o BEV, battery electric vehicles) el modelo Hyundai Ioniq es el que contó con una mayor presencia en ruta para el año 2020, con 209 unidades vendidas equivalente al 41% del total de autos eléctricos, superando a los más de 14 modelos disponibles al momento del catastro²⁰. Por otro lado, dentro de la categoría de vehículos con motores combustión interna livianos (desde ahora también MCI), el que alcanzó mayores ventas fue el Chevrolet Sail (Asociación Nacional Automotriz de Chile, 2020). Una alternativa sería realizar un análisis comparativo entre aquellos modelos con mayores ventas para los EV y MCI, correspondiente a los vehículos Chevrolet Sail, y Hyundai Ioniq para identificar las brechas técnica-económicas, sin embargo, el confort y las funciones entregadas por la alternativa eléctrica son mayores a las del modelo Sail²¹. Dado este escenario, se realizan dos modelaciones comparativas considerando los modelos Chevrolet Sail (vehículo más vendido 2019) y All New Mazda 3 (modelo con mayor aproximación al confort del Hyundai Ioniq y el octavo vehículo más vendido en 2019).

1.2.3 Análisis técnico

El análisis técnico contempla el reemplazo de un vehículo a combustión interna por un vehículo eléctrico a batería.

Tabla 11: Componentes técnicas de vehículos

Características técnicas	Unidad	Chevrolet Sail ²²	All New Mazda3 ²³	Hyundai Ioniq ²⁴
Energético	-	Gasolina de motor	Gasolina de motor	Electricidad
País de fabricación	-	China	Japón	Corea

¹⁹ Los vehículos eléctricos también permiten llevar a cero las emisiones de óxido de nitrógeno (NOx) y material particulado (MP) por concepto de combustión; como también la contaminación auditiva debido a su bajo ruido en el funcionamiento. Sin embargo, existen otro tipo de contaminantes que los vehículos eléctricos pueden emitir, como la generación de material particulado de neumáticos y frenos, los cuales no se consideran en este estudio.

²⁰ Catastro de vehículos eléctricos realizado entre enero de 2011 a junio de 2020. Las cifras no incluyen híbridos, ni híbridos plug-in.

²¹ A pesar de que los vehículos con motores de combustión interna es una tecnología lo suficientemente madura y posicionada en el mercado, los valores de los vehículos varían anualmente y por modelo, principalmente debido a las comodidades y funciones que se le han agregado. Por tanto, estos factores no resultan ser menores al momento de comparar dos modelos de vehículos tradicionales.

²² Modelo Chevrolet Sail Sedán NB 1.5L LS (Chevrolet, 2021).

²³ Modelo All-New Mazda3 Sedán V 2.0 7G 6AT (Mazda, 2021).

²⁴ Modelo Hyundai Ioniq EV (Hyundai, 2021).

Cilindrada	cc	1500	1998	1580
Potencia	-	102/6000 cv/rpm	153/6000 cv/rpm	136/100 cv/kW
Motor	-	1.5L	2.0L	N/A
Transmisión	-	Manual	Automática	N/A
Rendimiento urbano	km/lt	11,6	10,5	N/A
Emisiones NOx	gr/km	0,02165	0,00347	N/A
Emisiones CO ₂	gr/km	153	169	N/A
Valor	CLP	8.490.000	17.190.000	25.490.000
Impuesto Verde	UTM	2,86	3,54	N/A

Fuente : SII, 2021; Hyundai, 2021; Chevrolet, 2021; Mazda, 2021.

Tabla 12: Componentes técnicas vehículo eléctrico Hyundai Ioniq

Características técnicas	Unidad	Hyundai Ioniq EV
Motor	kW	88
Rendimiento	kW	8,8
Autonomía	km	311
Capacidad	kWh	38,3
Consumo	kWh/km	13,8/100

Fuente: Hyundai, 2021; Servicio de Impuesto Internos, 2021; Ministerio de Energía, 2021.

Puesto que las proyecciones de precio al 2050 de la gasolina 93, (obtenidas a través del Ministerio de Energía) son aplicables para la Región Metropolitana, se considera un recorrido anual de 15.000 kilómetros para ambas modelaciones técnico-económicas.

Un aspecto técnico que considerar en el análisis es la autonomía de los vehículos eléctricos, no obstante, se estima que la distancia diaria recorrida por un vehículo particular liviano es entre 40 y 60 km (Goldman Sachs, 2015) y que el 95% de los desplazamientos no superan los 200 km (Enel X, 2021); por lo tanto, estos corresponden a recorridos que podrían ser cubiertos diariamente con cargas completas en las baterías de los vehículos eléctricos.

Tabla 13: Consumo de energético por modelo de vehículo para una demanda de 15.000 kilómetros anuales

Modelo	Rendimiento		Consumo anual	
Chevrolet Sail	km/lt	11,6	lt	1.293,1
All New Mazda3	km/lt	10,5	lt	1.428,6
Hyundai Ioniq EV	km/kWh	7,3	kWh	2.054,8

Fuente: Elaboración propia según SII, 2021.

5.2 Bus de larga autonomía

5.2.1 Contexto

Dentro del sector transporte, los buses corresponden al 1,04% de la cantidad de vehículos en ruta, pero debido las relevantes distancias recorridas anualmente en comparación a los vehículos livianos particulares, se estima que éstos serían responsables de una cantidad de emisiones de CO₂ no menor (SECTRA, Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones, 2015). Frente a una baja participación en la cantidad de vehículos, pero considerables emisiones de dióxido de carbono debido a su bajo rendimiento (en promedio entre 2 a 4 km/lt) y largas distancias recorridas anualmente (en promedio entre 180.000 y 210.000 km/año), la implementación de buses interurbanos a hidrógeno representaría una relevante oportunidad en la mitigación de CO₂ del transporte terrestre²⁵. Según resultados del estudio “Estrategia para el desarrollo del mercado de hidrógeno verde en Chile, se estima que para el año 2030-2035 el mercado de buses y camiones a hidrógeno, con una penetración del 10%, podría llegar a una demanda sobre las 38.000 toneladas de hidrógeno anuales, significando un 12% del mercado nacional” (Comité Solar e Innovación Energética, 2019).

La mayor densidad energética del hidrógeno convierte a los buses a celda de combustible (fuel-cell bus o FCB por sus siglas en inglés) en una tecnología adecuada para aplicaciones que presenten una alta demanda operacional, es decir, que requieran transportar mayor número de pasajeros, cargas más pesadas y/o viajes diarios de larga distancia de manera continua, como es el caso de los buses interurbanos con distancia diaria mayor a 400 km. No así ocurre con buses urbanos de corto alcance con distancias diarias menores a 400 km, en cuales la adaptación más rentable para el reemplazo de la alternativa convencional son los buses eléctricos a batería (battery electric bus o BEB por sus siglas en inglés) (Hydrogen Council, 2020). Como resultado de ello, los FCB resultan ser una tecnología adecuada para la transición energética en buses y camiones de larga distancia, permitiendo independizarse del consumo de diésel.

A nivel global, los autobuses a celda de combustible son una realidad para varios países con proyectos piloto y operativos que han sido desplegados desde hace más de una década. Tres casos destacados son los desarrollados en el Estado de California en EE.UU. y Costa Rica. El primero de ellos se llevó a cabo en los condados de Alameda y Contra Costa, del Estado de California en Estados Unidos,

²⁵ La implementación de autobuses a hidrógeno verde cuenta con un potencial, más importante aún, en la mitigación de contaminantes locales, como lo son las emisiones de NOx, donde estos son responsables cerca del 32% de las emisiones de óxido de nitrógeno del sector transporte.

lugar en el que desde el año 2006 ha sido desplegado un programa público que tiene por objeto incentivar la tecnología FCB. Estos autobuses de aproximadamente 12 metros de longitud están equipados con un motor de 120 kW y una capacidad de almacenamiento de 40 kg H₂ que le entrega una autonomía de 350-390 km por caga completa de combustible²⁶. Hasta mediados de 2019, la flota de autobuses alcanzaba las 20 unidades. Dentro del mismo Estado, en Santa Bárbara durante inicios de 2020, comenzó la operación de buses de celda de combustible a hidrógeno como parte del transporte público OCTA²⁷, donde fue construida la estación de recarga de hidrógeno para transporte público más grande del país. Estos autobuses, fabricados por la compañía New Flyer, alcanzan una longitud de hasta los 18 metros y cuentan con una capacidad de almacenamiento que varía entre los 37 y 60 kg de H₂, otorgándole una autonomía de hasta 500 km por carga completa de combustible (OCTA, 2021).

Por otro lado, en la ciudad de Guanacaste, Costa Rica, desde 2017 circula el bus eléctrico de hidrógeno Nyuti, construido en Bélgica por la Compañía Ad Astra Rocket, el cual cuenta con una capacidad de 35 pasajeros sentados y una carga de 38 kg de H₂ que le permite una autonomía de 338 km (AC Transit, 2021). Por consiguiente, se analizará de manera técnica y económica la adquisición de un autobús con celda de combustible a hidrógeno frente a un diésel.

5.2.2 Análisis técnico

Para el caso de estudio se consideraron dos tecnologías de autobuses: motor de combustión interna a diésel y motor de celda de combustible a hidrógeno. Como parámetro transversal se considera un recorrido diario de 600 km para 350 días al año, que permite destinar 15 días a la mantención y revisión técnica del autobús. Lo que implica una distancia anual de 210.000 km.

Dado que en la zona central del país existe una mayor concentración de buses se estiman los costos de producción de hidrógeno verde para esta región del país.

Tabla 14: Componentes técnicas de bus interurbano con motor de combustión a diésel

Componente	Unidad	Valor
Rendimiento	km/lit	4
Poder calorífico diésel	kWh/lit	10,30
Eficiencia de motor diésel	%	30%
Consumo diario de diésel	lit/día	150
Consumo anual de diésel	lit/año	52.500

²⁶ En promedio, cada carga de combustible toma un tiempo cercano a los 7 minutos.

²⁷ Autoridad de Transporte del Condado de Orange (Orange County Transportation Authority, OCTA) es el organismo público de planificación de transporte y proveedor de servicios de transporte masivo para el Condado de Orange, California en Estados Unidos.

Consumo de energía anual	kWh/año	540.750
Energía útil anual	kWh/año	162.225

Fuente: Comité Solar e Innovación Energética de Corfo, 2020; IPCC, 2006.

Con un rendimiento de 4 km/lt el consumo anual alcanza a los 52.500 litros de diésel, lo que en términos de energía significa un consumo de 540.750 kWh/año (Tabla 14). En el caso del FCB, el consumo de hidrógeno se compone de tal manera que bajo los mismos requerimientos de distancia se requerirán de 14,7 toneladas de hidrógeno anuales, tal como lo muestra la Tabla 15. Para este análisis se considera un FCB con capacidad de almacenamiento de 30 kg de hidrógeno, con tiempo de recarga completa entre 5 a 7 minutos que le entrega una autonomía superior a 450 km con consumos del orden de 7 kg de hidrógeno cada 100 km (Comité Solar e Innovación Energética de Corfo, 2020).

Tabla 15: Componentes técnicas para bus interurbano con celda de combustible a hidrógeno.

Componente	Unidad	Valor
Rendimiento	km/kg	14,29
Poder calorífico del hidrógeno	kWh/kg	33,381
Eficiencia del sistema a hidrógeno	%	40%
Consumo diario de hidrógeno	kg/día	42
Consumo anual de hidrógeno	kg/año	14.700
Consumo de energía anual	kWh/año	490.701
Energía útil anual	kWh/año	196.280

Fuente: Comité Solar e Innovación Energética de Corfo, 2020

5.3 Camión de alto tonelaje en Minería de Rajo

5.3.1 Contexto

El sector de la minería en Chile representa un 16,45% del consumo energético a nivel nacional, pero es la minería del cobre la que presenta una mayor preponderancia dentro del sector, con un 13,74% del consumo total energético del país, equivalente a más del 80% del total del sector minero (Ministerio de Energía, 2020). Dentro de la minería del cobre, los combustibles representan el 47,64% del consumo energético y dentro de éstos, el petróleo diésel corresponde a un 89,63% del total. Respecto a este tipo de minería, el Gráfico 6 permite visualizar el desglose de los consumos energéticos específicos de cada proceso, en el cual es posible identificar que el proceso más energo-intensivo corresponde al uso en las minas de rajo abierto, específicamente en el transporte, donde es utilizado principalmente el combustible diésel.

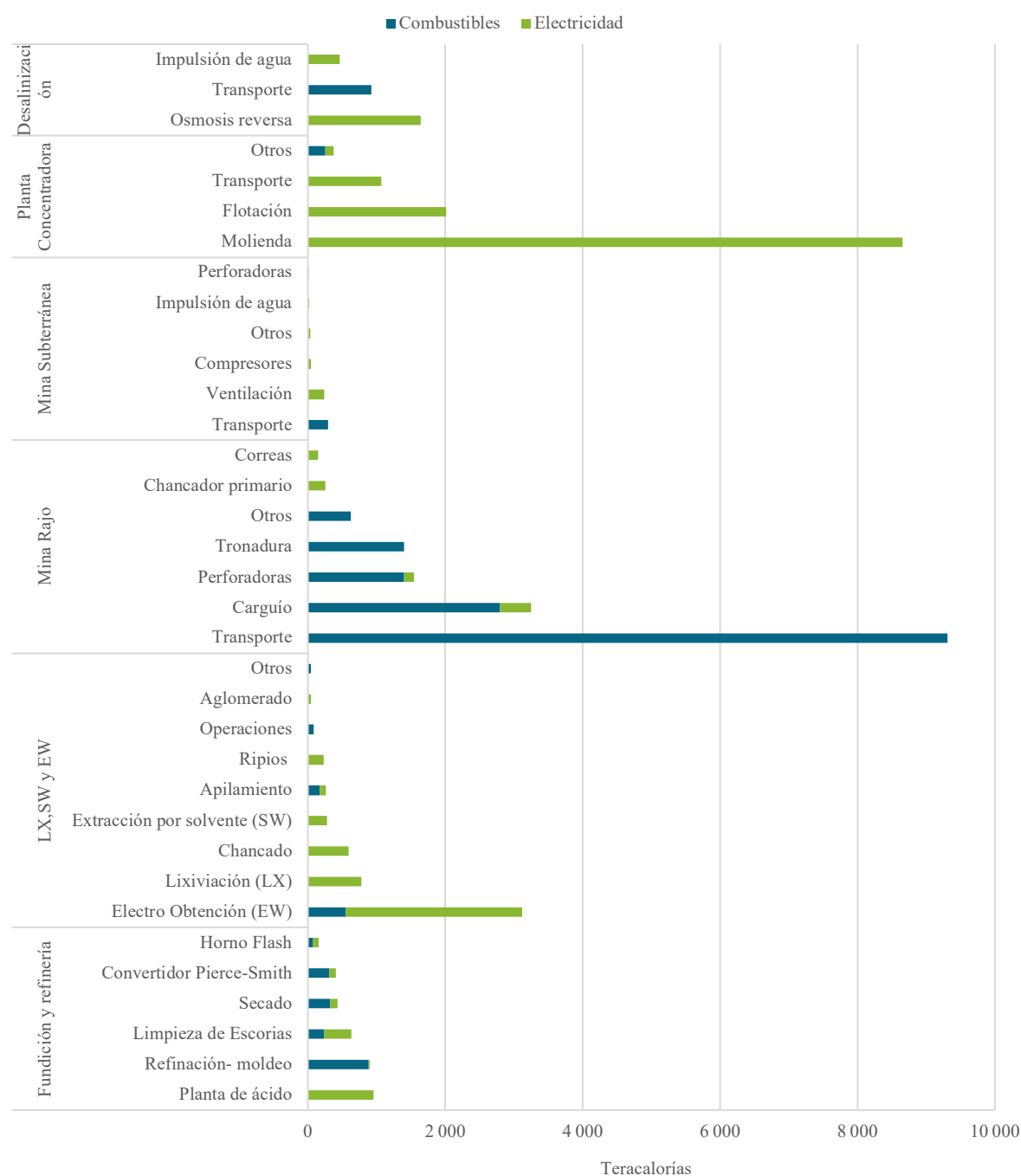
El elevado consumo de diésel entrega un importante potencial en la mitigación de emisiones, principalmente en el consumo de transporte de mina de rajo. En este sentido, en los últimos años se han elaborado diferentes investigaciones que permitan llevar a cabo la penetración de hidrógeno verde en los camiones de extracción de alto tonelaje (también conocidos como CAEX), como un reemplazo del diésel para lograr una reducción de emisiones.

Se identificaron dos iniciativas a nivel nacional que buscan impulsar el uso del hidrógeno dentro del transporte por CAEX en la minería. Una de ellas es un consorcio liderado por Alset Ingeniería y cofinanciado por Corfo llamado “Dual Fuel Hydrogen-diésel combustión system for Mining Haul Trucks” el cual tiene por objetivo desarrollar CAEX reacondicionados para operar con combustión interna dual con mezcla de hidrógeno-diésel (H2ICE, por sus siglas en inglés) para camiones mineros con rango de potencia entre 900 a 3.000 kW (Corfo, Noviembre 2017) . Su objetivo es apuntar a una tasa del 60% de sustitución del diésel por hidrógeno (Comité Solar e Innovación Energética de Corfo, 2020). Se pronostica que durante el 2022 se tendrían los primeros prototipos de camiones mineros dual para ser utilizados en condiciones reales de una faena minera (Minería Chilena, 2020; Reporte Minero, 2020)

Por otro lado, un consorcio liderado por la Universidad Técnica Federico Santa María en conjunto con el Centro Nacional del Hidrógeno de España, las compañías Ballard Power Systems y Linde, las mineras Codelco y Collahuasi, entre otras instituciones de carácter internacional, se encuentran desarrollando aplicaciones de celdas de combustibles con uso de hidrógeno verde para equipos de minería subterránea. Esta tecnología permitiría un desplazamiento parcial del combustible, bajo un funcionamiento dual entre diésel e hidrógeno, o total reemplazo de los motores de combustión de los CAEX por celdas de combustibles. Aunque optimistas anuncios pronostican los primeros prototipos desde 2022, no se tiene certeza de ello debido a la falta de maduración y avances en las investigaciones y aplicación de las celdas de combustible (Minería Chilena, 2020).

Tanto los CAEX de combustión dual (H2ICE) como los de celda de combustible (FC) deberían alcanzar el punto de equilibrio con los camiones diésel convencionales antes de 2030. No obstante, se espera que los camiones H2ICE alcancen el punto de equilibrio antes que los FC, ya que sólo necesitan pequeños ajustes en comparación con los motores diésel convencionales, con un costo de inversión previsto como máximo del 10-20% por encima del CAPEX de los camiones a motor diésel (Hydrogen Council, 2020).

Gráfico 6: Desglose de consumos por subproceso y combustible en el año 2019 para la minería de cobre



Fuente: Consumos y emisiones del sector minero en Chile (Ministerio de Energía, 2021).

5.3.2 Análisis técnico

Para este estudio se considera un CAEX a rajo abierto de 300 toneladas con 6.200 horas de funcionamiento por año para un periodo de evaluación de 10 años. Debido a las altas demandas de potencia (cerca de los 2 MW) convierten al CAEX en una aplicación atractiva para los motores de

combustión interna de hidrógeno (dual), ya que los camiones a pila de combustible con elevado requisito de potencia continúan sin ser ampliamente desarrollados.

A partir de ello, se analiza el reemplazo del consumo de diésel en un CAEX con reacondicionamiento mediante el agregado de celdas de combustible para una posterior combustión interna dual que permita una mezcla diésel-hidrógeno en una proporción de hasta 40% diésel y 60% hidrógeno. Considerando como premisa que este tipo de tecnología se encuentra en desarrollo y se estima que se podría llegar a una sustitución entre el 40% y 70% del consumo de diésel con hidrógeno²⁸, es que por estudios previos de factibilidad realizados por CORFO se evalúa un CAEX con reemplazo del 60% de diésel por hidrógeno verde.

Teniendo en cuenta la alta radiación de las zonas en las cuales se encuentran ubicadas gran parte de las mineras de cobre en el país, para satisfacer la demanda de hidrógeno se considera una producción in-situ con una planta solar fotovoltaica off-grid, un electrolizador y una estación de compresión para la recarga de los camiones.

La tecnología dual, se basa en el reacondicionamiento de motores de combustión tanto nuevos como existentes para que operen de manera híbrida con una mezcla de diésel-hidrógeno, cuya eficiencia resulta ser la misma que la de los motores tradicionales. Por lo tanto, la demanda energética (kWh) atribuida al H₂ debe ser equivalente a la del diésel. En este punto, las principales ventajas de la tecnología dual por sobre el motor eléctrico con celdas de combustible son:

- Reutilización de camiones existentes, lo que significa menores costos y tiempos de implementación.
- Para camiones nuevos, las modificaciones del sistema motriz son mínimas.
- Confiabilidad del sistema, garantizando el continuo funcionamiento en base a diésel para casos en que el suministro de H₂ sea interrumpido.
- Permite operar en camiones mineros con requerimientos de alta potencia, a diferencia del motor eléctrico con pilas de combustible, en las cuales existen limitaciones de equipos para desplazamiento de gran tonelaje.

Tabla 16: Componentes técnicas para CAEX con combustión por diésel

CAEX con combustión por diésel	Unidad	Valor
Potencia	HP	2.500
Consumo de diésel diario	lts/día	3.300
Consumo de diésel anual ²⁹	lts/año	1.204.500
Eficiencia motor diésel	%	30

²⁸ La tasa de sustitución de reemplazo de diésel por hidrógeno depende del tipo de camión y motor seleccionado.

²⁹ Se considera un funcionamiento de 365 días del año.

Poder calorífico diésel	kWh/litro	10,30
Consumo energético diario	kWh/día	33.900
Consumo energético anual	kWh/año	12.406.350

Fuente: Comité Solar e Innovación Energética de Corfo, 2020.

Tal como lo especifica la Tabla 17, con un consumo diario de 3.300 litros de diésel, anualmente este alcanzaría a los 1.204.500 litros de diésel, lo equivalente a 12.406 MWh. Conociendo los consumos es posible identificar la demanda de hidrógeno con un reemplazo del 60% como se detalla en la Tabla 17.

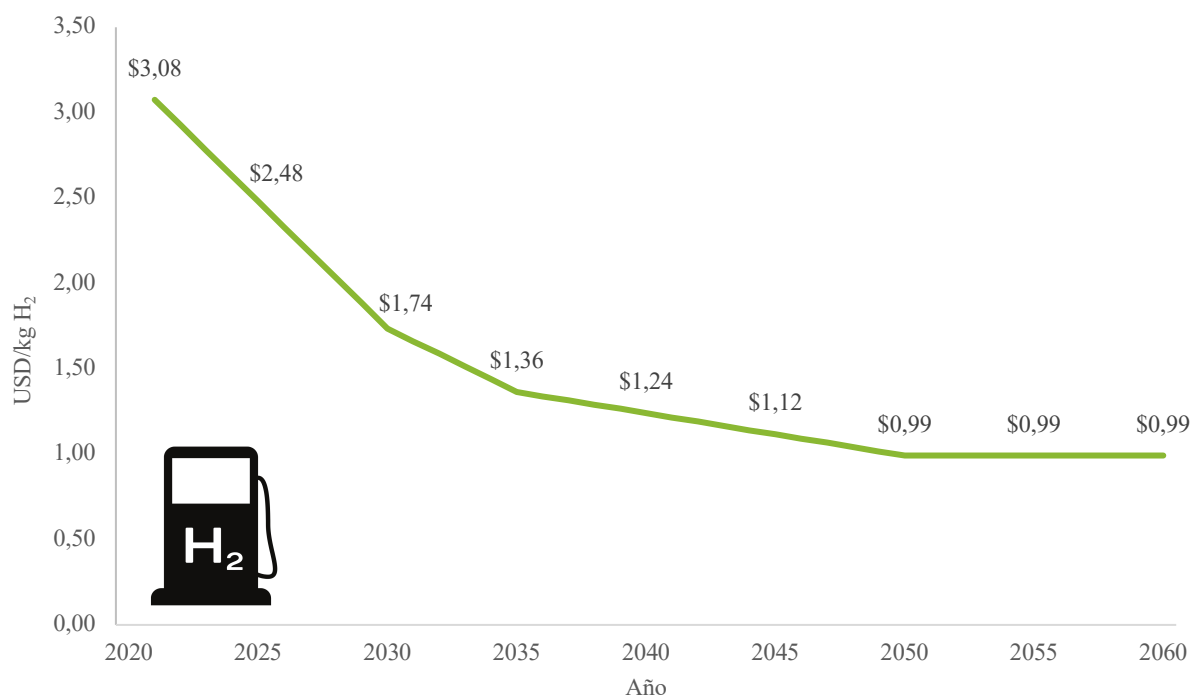
Tabla 17: Componentes técnicas para CAEX con combustión dual 60% H₂ y 40% Diésel

CAEX a combustión dual 60%H ₂ -40%D	Unidad	Valor
Consumo de diésel anual con 60% de reemplazo	lts/año	481.800
Consumo energético anual en diésel	kWh/año	4.962.540
Consumo de diésel anual a reemplazar	lts/año	722.700
Energía útil a reemplazar	kWh/año	2.233.143
Poder calorífico hidrógeno	kWh/kg	33,381
Eficiencia sistema hidrógeno	%	30%
Consumo energético anual en hidrógeno	kWh/año	7.443.810
Consumo de hidrógeno anual	kg/año	222.995

Fuente: Comité Solar e Innovación Energética de Corfo, 2020.

Por lo tanto, para lograr suplir un 60% de consumo anual de diésel de un CAEX se requerirán de 223 toneladas de hidrógeno. A fin de estimar el costo de producción de hidrógeno se considera una producción in-situ a partir una planta solar fotovoltaica ubicada en el norte de Chile, con un costo nivelado de hidrógeno que incluye la electrólisis, compresión y almacenamiento (Gráfico 7).

Gráfico 7: Costo nivelado de hidrógeno (LCOH) para la zona norte de Chile con producción, compresión y almacenamiento incluido



Fuente: McKinsey & Company, 2020; Ministerio de Energía, 2021.

5.4 Camión de carga pesada

5.4.1 Contexto

Dentro del transporte, los camiones de carga corresponden a un sector con una importante participación emisiones de dióxido de carbono debido a su bajo rendimiento, que en promedio ronda entre 1,5 a 3 km/lt, y las largas distancias recorridas anualmente con cifras con un orden de magnitud cercano a los 200.000 km anuales (Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones, 2011) (Chile Transporte, 2019).

Los camiones se pueden dividir en 3 segmentos: camiones ligeros de 7,5 toneladas con una autonomía requerida de 300 km (light commercial vehicles o LCV por sus siglas en inglés), camiones de servicio mediano de 13 toneladas con un alcance requerido de 500 km (medium duty-truck o MDT por sus siglas en inglés) y camiones de carga pesada de 22,5 toneladas con una autonomía requerida de 600 km (heavy duty-truck o HDT, por sus siglas en inglés).

Bajo este escenario, tal cual como ocurre en los buses interurbanos de larga autonomía, las celdas de combustible (FC) resultan ser alternativas más viables para descarbonizar esta área del transporte,

pues los camiones FC están mejor posicionados que los de batería eléctrica (BE) para cubrir demandas de larga distancia y transporte de alta carga, ya que para equipar un HDT con baterías se requieren equipos entre 600 a 960 kWh, las que resultan ser altamente costosas, pesadas y reducen la carga útil del camión. En una primera etapa, los costos de los camiones de carga a celdas de combustible de hidrógeno serán elevados, pero si se aplican los correctos incentivos, subvenciones u otro tipo de compensaciones se podría lograr acelerar la curva de aprendizaje de estos vehículos permitiendo alcanzar una competitividad relevante durante la próxima década.

Para este caso se considera el análisis técnico-económico de un camión de carga pesada con su alternativa convencional a diésel y uno con celda de combustible a hidrógeno verde.

5.4.2 Análisis técnico

En esencia, la pila o celda de combustible es el “motor” del vehículo, pero que no quema el hidrógeno como un motor de combustión interna a diésel, sino que convierte electroquímicamente el hidrógeno en electricidad y agua, para que posteriormente, la electricidad circule a través de convertidores/inversores de corriente eléctrica para finalmente llegar al motor eléctrico.

En términos de autonomía, dependiendo de la capacidad de almacenamiento de hidrógeno, se estima que un camión de este tipo podría tardar alrededor de 10 minutos para una recarga completa, la cual le entregaría una autonomía del orden de los 750 km (Ministerio de Energía, 2020).

Dentro del análisis técnico se considera una carga total estimada de 45 toneladas, de las cuales 15 toneladas corresponden al tren motriz, es decir, al camión, y 30 toneladas a la carga transportada según estimaciones en base a un promedio de carga general transportada a nivel nacional (Álvarez Mendoza, 2021). El periodo de evaluación para este análisis es de 7 años, lo correspondiente a la vida útil de un camión de estas características según el SII (Servicio de Impuestos Internos, 2003).

En relación a la distancia anual recorrida, ésta se estimará en 190.000 km, cifra que corresponde al promedio de camiones para carga general, los cuales representan el 47% de las operaciones de camiones anuales³⁰ (Chile Transporte, 2019). Y, por último, con respecto al rendimiento éste se estima en 2,0 km por litro de diésel (Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones, 2011).

Tabla 18: Componentes técnicas consideradas para las estimaciones de costos

³⁰ La operación anual de camiones se compone de un 47% para carga general, 25% cargas peligrosas, 13% distribución urbana, 9% minería y 7% forestal (Chile Transporte, 2019).

Componentes técnicas camión	Unidad	Valor
Distancia anual recorrida	km/año	190.000
Rendimiento	km/lt	2,0
Consumo anual de diésel	lt/año	95.000
Carga total del camión	ton	45

Fuente: Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones, 2011.

De manera adicional, un importante punto técnico en beneficio a los HDT a celda de combustible es su eficiencia energética en comparación a aquellos camiones impulsados por motores de combustión interna, ya que cuentan con el beneficio adicional de recuperar energía al frenar o conducir cuesta abajo.

5.5 Transporte aéreo

5.5.1 Contexto

El transporte aéreo en ruta nacional se caracteriza por hacer uso principalmente de queroseno de aviación, el cual corresponde al 98,74% del consumo energético anual (Ministerio de Energía, 2020). Según estimaciones realizadas para el año 2015, en un universo de 389.572 movimientos nacionales en los 49 aeródromos/aeropuertos principales del país, las naves con mayor participación en la cantidad de vuelos corresponden a los modelos de la compañía Airbus A320 con un 29%, A319 con un 13% y el A321 con el 4,5%, mientras que los modelos de pistón de la empresa Cessna los modelos C172 y C150 cuentan con una participación de movimientos del 12% y 4% respectivamente. En términos de emisiones de CO₂, las aeronaves más contaminantes en vuelos nacionales fueron las de motor jet con un 84,9% de las emisiones, los cuales se desglosan principalmente en el modelo A320 con un 44,87% de las emisiones, A319 el 16,59%, A321 el 8,87%, B763 el 7,62%, B788 4,80% y el modelo B738 el 2,15%; mientras que los motores a pistón representaron tan solo el 15,1% de las emisiones de CO₂ a nivel nacional.

El queroseno de aviación es un combustible ideal para los aviones, al ser un energético extremadamente ligero, requiriendo poco volumen para almacenar esa energía. Son estas cualidades del queroseno las que han vuelto compleja la electrificación de un avión. Para vuelos de corta distancia en aviones pequeños (hasta 20 pasajeros), el hidrógeno y las pilas de combustible son una opción viable, sin embargo, la mayoría de las emisiones en la aviación nacional provienen de aviones de mayor tamaño, como lo es el modelo A320.

Para las grandes aeronaves utilizadas en estas rutas, una de las opciones de descarbonización más factible es el reemplazo del queroseno de fuentes fósiles por bio-queroseno (biocombustibles) o queroseno sintético a partir de hidrógeno³¹. Dado que el bio-queroseno y el queroseno sintético son químicamente similares al queroseno convencional, éstos se podrían almacenar, transportar y utilizar como el queroseno de origen fósil haciendo uso de la infraestructura y aviones existentes, lo cual facilitaría la transición hacia estos combustibles bajo en carbono.

Una componente importante a considerar es que para lograr que el queroseno sintético sea verdaderamente neutro en carbono, es necesario que el carbono se obtenga de una fuente cero carbono neto. Esto puede ser a partir de la extracción de carbono directamente de la atmósfera mediante la captura directa de aire, no obstante, un gran obstáculo de esta práctica es su alto costo en comparación, por ejemplo, con la captura de carbono emitido a partir de un proceso industrial. En este último caso, un proceso industrial del cual se podría obtener carbono a menor costo es mediante una planta de gasificación de biomasa a través de un sistema CCS (carbon capture and storage) o de la descarbonatación de la piedra caliza en la industria del cemento. Sin embargo, a diferencia de la captura de CO₂ atmosférico, si se utiliza carbono a partir de un proceso industrial para producir combustible sintético, finalmente se trata de una reutilización del carbono y, aunque reduce las emisiones totales, no es un método neutro en CO₂, ya que acabaría liberando a la atmósfera el carbono emitido por el proceso industrial, aumentando las concentraciones de dióxido de carbono en el aire.

A nivel nacional se proyecta que una captura de CO₂ de un proceso industrial sea una aplicación que se pueda desarrollar con anterioridad a la captura directa de aire debido a las proyecciones de costos y madurez de la tecnología. No obstante, debido a la falta de información respecto a la generación de emisiones por parte de los combustibles sintéticos, no se podría estimar las toneladas de CO₂ durante un vuelo. En consecuencia, para este caso se realiza un análisis comparativo entre el uso de combustible queroseno de origen fósil y queroseno sintético a partir de la captura de CO₂ atmosférico.

5.5.2 Análisis técnico

Para este caso, el análisis comparativo es realizado según los costos incurridos en el consumo de combustible durante un vuelo, y no así según la vida útil de un avión, ya que los cálculos de vida útil varían considerablemente según una amplia gama de factores como lo son las condiciones climáticas en las cuales circula, las horas de vuelo, carga sometida, entre otras variables.

Por tanto, se analiza técnica y económicamente los costos en combustible para un vuelo Santiago-Calama el cual tiene una duración promedio de 2 horas y 4 minutos. Se considera esta ruta, ya que es

³¹ El queroseno sintético es un combustible líquido derivado de una mezcla de hidrógeno y monóxido de carbono, para lo cual se necesitan hidrógeno y una materia prima de carbono, que se puede obtener mediante la captura de CO₂ en el aire o de un proceso industrial.

la trayectoria nacional que más tráfico genera, transportando más de 1 millón 800 mil pasajeros en el año 2018, lo equivalente al 13,4% del total de pasajeros de rutas nacionales (Junta de Aeronáutica Civil, 2008)

En términos de consumo de combustible, un avión cuenta con dos ciclos de consumo. El primero de ellos corresponde al ciclo LTO (landing and take-off) que corresponde al ciclo aéreo de despegue y aterrizaje, y un segundo ciclo denominado CCD (climb, cruise and descent) que corresponde al de mayor duración y consumo al incluir el modo crucero junto al ascenso y descenso del avión.

Para un modelo de avión A320 de la compañía Airbus se estima un consumo mínimo de combustible de 816 kg de queroseno por ciclo LTO. Por otro lado, se promedia que para una trayectoria de 2 horas de vuelo el ciclo LTO correspondería al 13% del consumo total de combustible. Por ende, se podría estimar que para un vuelo del tipo Santiago-Calama (incluyendo el ciclo LTO y CCD) su consumo alcanzaría por lo menos a los 6.278 kg de queroseno³² (C. Bustamante, 2018).

Tabla 19: Consumo mínimo de combustible estimado para un vuelo de 2 horas realizado para un Airbus A320

Ítem	Unidad	Valor
Consumo fuel LTO (13% total)	kg fuel/LTO	816
Consumo fuel CCD	kg fuel/CCD	5.462
Consumo mínimo de combustible para un vuelo de 2 horas	kg fuel/vuelo 2h	6.278

Fuente: C. Bustamante, 2018.

Para determinar los costos de los energéticos se consideran los costes total de propiedad (TCO) expresados en dólares por litro³³ (McKinsey & Company, 2020).

5.6 Buque portacontenedores

5.6.1 Contexto

En la actualidad, el transporte marítimo emite anualmente cerca del 2,5% de las emisiones mundiales de CO₂, lo equivalente a 940 millones toneladas de dióxido de carbono (Organización Marítima Internacional, 2017). La Organización Marítima Internacional (OMI) se ha comprometido en

³² El consumo de combustible para un vuelo resulta ser sensible según la cantidad de carga transportada, por lo tanto, esta cifra podría variar caso a caso para una misma trayectoria y modelo de avión.

³³ Para la conversión de unidades de kg a litros para el queroseno, se considera un factor de transformación de 1,224 litros por kg.

reducir las emisiones de GEI en al menos un 50% para 2050 con respecto al 2008, y para lograr estas metas la entidad manifiesta que proseguirá el desarrollo y suministro de combustibles bajos en emisiones de carbono, o sin combustibles fósiles, y así incluso aspirar a una descarbonización aún mayor para mitad del siglo.

En la actualidad existen varias vías para lograr la descarbonización de este sector, que incluyen reemplazar los combustibles de búnker por gas natural líquido (GNL), amoníaco líquido, combustibles sintéticos a partir del hidrógeno, o incluso, el uso de celdas de combustibles para embarcaciones más pequeñas. En el caso del GNL, a pesar de ser un combustible menos intensivo en carbono en comparación al diésel marítimo, éste no ofrece una combustión cero emisiones, no así, podría ser utilizado como un mecanismo de transición hasta que las nuevas tecnologías que utilicen combustibles basados en hidrógeno verde se encuentren más desarrolladas y competitivas.

Cabe destacar que las tecnologías bajas en carbono, mediante el uso de combustibles sintéticos, aún se encuentran en desarrollo, algo similar a lo que ocurre con el transporte aéreo pero con la amplia diferencia que la tecnología de embarcaciones con combustibles cero emisiones se encuentran un paso más adelante con proyecciones de funcionamiento entre finales de esta década y principios de la próxima.

Debido a la composición y dinamismo de la economía chilena, el sector marítimo resulta ser una industria altamente relevante para el país movilizand o en 2015 más de 114 millones de toneladas de comercio exterior, correspondiendo un 44% importación y un 66% a exportación (Ministerio de Transporte y Telecomunicaciones, 2015). Al mismo tiempo el país cuenta con un alto potencial en el desarrollo de un transporte marítimo bajo en carbono, debido a su ventaja en la generación de hidrógeno verde a un bajo costo comparado con índices mundiales, permitiendo producir a partir del hidrógeno verde, combustibles como el amoníaco y metanol, los cuales pueden emplearse en los motores de barcos existentes con una adaptación mínima³⁴. Considerando este escenario se estima que la llegada de las primeras embarcaciones marítimas a partir de hidrógeno, amoníaco y/o metanol verde, se podrían aplicar a una mayor escala antes del término de esta década, más aún considerando que ya existen algunas fechas estimativas de las primeras embarcaciones con bajas emisiones en aguas internacionales³⁵.

Dentro del contexto nacional, existe una amplia variedad de buques que arriban en puertos del territorio nacional, las cuales se categorizan principalmente por el tipo de carga que transportan, alguna

³⁴ Se estima que Chile podría atraer inversiones de hasta 90 mil millones de dólares si sus embarcaciones reemplazaran los combustibles fósiles por energéticos cero emisiones como el amoníaco e hidrógeno (Environmental Defense Fund, 2019).

³⁵ El Instituto alemán Fraunhofer, mediante el proyecto “Viking Energy” proyecta llevar a aguas internacionales el primer buque en base a amoníaco verde en 2030 (Mundo Marítimo, 2021).

de las embarcaciones más presentes son los portacontenedores, granaleros, carga rodada, pasajeros, petroleros, carga general, carga refrigerada, pesqueros, entre otros.

Para el año 2015 la embarcación que representó la mayor cantidad de movimientos portuarios a nivel nacional fue el de carga general, sobrepasando los 3.500 movimientos (18% del total). A éste le siguen los tipos wellboat³⁶, portacontenedor y petrolero, con un 12% 10% y 9% del total de movimientos respectivamente. La presente distribución responde principalmente a las necesidades de los distintos sectores de la economía en Chile y a los tipos de productos que se transportan desde y hacia el país por medio marítimo. En términos de emisiones de CO₂, varias de las embarcaciones se repiten, pero con leves cambios en su participación. Los portacontenedores y granaleros cuentan con un 16% de la participación en las emisiones de CO₂, seguido de las naves tipo wellboat, carga general y petrolero con un 13%, 12% y 11% respectivamente (Pino Riquelme, 2017).

El impacto que un tipo de nave u otro tenga sobre las emisiones responde a la envergadura y la exigencia operativa a la que se someten ciertos tipos de naves, lo cual explica que una embarcación del tipo portacontenedor tienda a tener un mayor nivel de emisiones que una del tipo carga general. Bajo este escenario es posible determinar que las categorías que lideran en términos de movimientos, y generación de emisiones, son las de tipo portacontenedores, granaleros, pesquero, carga general y petrolero.

5.6.2 Análisis técnico

El transporte marítimo de larga distancia que implica, por ejemplo los grandes buques portacontenedores, es el combustible de amoníaco la opción más viable para lograr la descarbonización del sector. Esta solución suele requerir un motor similar a la tecnología actual, que en general precisa de menos modificaciones que una pila de combustible. Aunque el uso de hidrógeno líquido también es posible en teoría, su densidad energética relativamente baja, de 2,4 kWh/lit comparada con los 3,5 kWh/lit del amoníaco, lo hace energéticamente menos atractivo. Complementario a ello, el hidrógeno líquido requiere temperaturas extremadamente bajas para mantenerse en estado líquido, con cifras que alcanzan los -252,8°C frente a los -33,6°C del amoníaco (Hydrogen Council, 2020).

Por estas razones, el amoníaco es una alternativa más atractiva para reemplazar al diésel utilizado por las embarcaciones. Inclusive, cabe destacar que la conversión de hidrógeno en amoníaco es un proceso bien establecido en el sector y de bajo costo, por tanto el amoníaco sería una alternativa fuertemente competitiva si se utilizara directamente³⁷. Para este caso de estudio se considera un

³⁶ Este tipo de nave, wellboat, es un tipo de embarcación pesquera que tiene como particularidad la recepción y transporte de peces vivos dentro de ellas.

³⁷ La reconversión del amoníaco a hidrógeno aún resulta ser un proceso costoso y con altos requerimientos energéticos, no obstante, el amoníaco como combustible para barcos podría ser factible, ya que el amoníaco puede

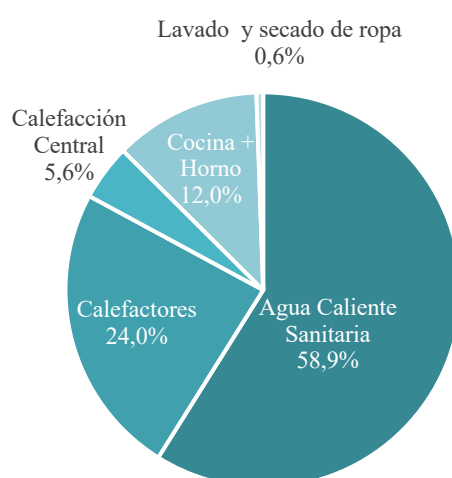
portacontenedor de 67 MW con capacidad de transporte entre 13.000 a 15.000 TEU³⁸, una distancia recorrida de 135.478 km/año y un consumo anual de 25.000 toneladas de combustible.

5.7 Consumo residencial de gas natural

5.7.1 Contexto

El 31,4% de la energía utilizada en los hogares corresponde al consumo de gas (incluyendo gas natural y gas licuado), superado tan solo por la leña, la cual alcanza al 39,6% de participación. El consumo de gas se caracteriza por estar focalizado en cinco usos principales: agua caliente sanitaria (ACS), calefactores, cocina y horno, calefacción central, lavado y secado de ropa, como lo figura el Gráfico 8 (Ministerio de Energía, 2019).

Gráfico 8: Consumo residencial de gas licuado y gas natural según usos



Fuente: Ministerio de Energía, 2019.

Si bien una vía para lograr la descarbonización de estas aplicaciones es la electrificación de servicios (calefacción eléctrica, termos eléctrico de agua sanitaria, entre otros), éstos cuentan con

utilizarse directamente como combustible y a nivel marítimo la manipulación de este combustible lleva trayectoria en el mercado.

³⁸ TEU corresponde a una unidad medida expresada en contenedores de 20 pies que en sistema internacional equivale a 6,1 metros de largo (2,44 metros de ancho y 2,59 metros de alto). Un contenedor de estas características cuenta con una capacidad útil de 32,6 m³ (IContainers, 2021).

diversos desafíos para realmente apuntar a una solución baja o neutra en carbono. Por un lado se encuentra la necesidad de realizar recambios en la infraestructura de los hogares existentes, que en ocasiones pueden significar costos no menores para el presupuesto de un hogar promedio en Chile; mientras que un segundo desafío tiene relación a la participación de las energías limpias dentro del sistema eléctrico que permitan un consumo de electricidad con bajos factores de emisión.

En este contexto, el hidrógeno gaseoso se ha presentado como una alternativa baja en carbono en el consumo de gas natural residencial, ya que se ha estudiado que es posible lograr diversos niveles de inyección de hidrógeno haciendo uso en gran medida de la misma red de infraestructura, tuberías e incluso de hasta las propias calderas.

La inyección de una tasa de hidrógeno dentro de las redes de gas natural (en adelante también GN) podría significar diversos beneficios competitivos en comparación a otras alternativas de descarbonización, como lo son las bombas de calor. En primer lugar, la capacidad del hidrógeno para aprovechar la red de gas natural garantiza que no se pierda el valor de los activos de gasoductos existentes y, en segundo lugar, un mayor consumo podría reducir los costos de implementación. Incluso se estima que estos costos podrían caer aún más si otros usuarios industriales y estaciones de servicio se conectan a la misma red. Por consiguiente, en la siguiente modelación se analizará la competitividad de la inyección de hidrógeno dentro de las redes de gas natural existentes.

5.7.2 Análisis técnico

Dentro de las necesidades técnicas para poder inyectar H_2 dentro de las redes, es determinar la tasa de sustitución del hidrógeno por gas natural, la cual puede variar según el sector y los usos finales que éste tendría. En términos de seguridad, se ha anunciado que es posible lograr mezclar hidrógeno en tasas cercanas al 20% sin la necesidad de realizar modificaciones importantes en los gaseoductos o electrodomésticos, lo que implica que los costos de inversión sean relativamente mínimos; no así ocurre si el destino final está dirigido para el sector industrial, donde las maquinarias tendrían una capacidad menor de utilizar una mezcla H_2 -GN (Hydrogen Council, 2020).

Por tanto, cabe considerar que el porcentaje de sustitución estará determinado por los usos finales que se les dé, la capacidad de presión de los gaseoductos y la calidad del acero de éstos, dado que el hidrógeno resulta ser un energético liviano el cual debe ser comprimido a mayores presiones para aumentar su peso específico. Por tanto, a mayor porcentaje de hidrógeno será necesario un mayor esfuerzo en el reforzamiento del sistema de redes para lograr niveles que permitan tolerar presiones más altas (Comité Solar e Innovación Energética de Corfo, 2020).

Tabla 20: Distribución de consumos de gas anual para un hogar en Chile en kWh/año

Ítem	Gas Natural [kWh/año]	Gas Licuado de Petróleo [kWh/año]	Total (GN+GLP) [kWh/año]
Agua Caliente Sanitaria	502	992	1494
Calefactores	229	379	608
Calefacción Central	87	29	116
Cocina + Horno	68	236	304
Lavado y secado de ropa	6	8	14
Total	892	1644	2536

Fuente: Informe final de usos de la energía de los hogares en Chile, Ministerio de Energía, 2018.

A consecuencia de ello, se considera utilizar una tasa de sustitución del 10% para el consumo anual promedio de gas natural de un hogar en Chile, que alcanza a un total de 892 kWh según Tabla 20, lo que implicaría reemplazar anualmente 9,24 m³ de GN. Para calcular la cantidad de hidrógeno que permitiría abastecer la misma energía por unidad de volumen gaseoso es relevante tomar en cuenta la presión de inyección a las redes de gas, no obstante, considerando una presión de 9,5 bar³⁹ el peso específico del hidrógeno resulta de 0,77 kg/m³, prácticamente equivalente a los 0,75 kg/m³ del gas natural. Por tanto, en términos físicos bajo un peso específico similar es posible determinar la demanda de hidrógeno a partir de la misma energía en kWh a abastecer. En definitiva, para inyectar un 10% de hidrógeno al interior de las redes de gas natural se requerirán de 2,68 kg de H₂ anuales (Tabla 21).

Tabla 21: Demanda de energéticos y consideraciones técnicas

Ítem	Unidad	Valor
Poder calorífico de gas natural	kWh/m ³	9,652
Demanda energética de gas natural	kWh/año	892
Demanda de gas natural	m ³ /año	92,416
Gas natural por reemplazar	m ³ /año	9,24
Demanda energética de gas natural por reemplazar	kWh/año	89,2
Poder calorífico del hidrógeno	kWh/kg	33,330
Demanda de hidrógeno	kg/año	2,68

Fuente: Elaboración propia.

Para determinar los costos de producción de hidrógeno y no haciendo caso omiso de los usos finales de gas natural, es que se estima conveniente emplazar geográficamente una aplicación como

³⁹ La Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) establece mediante una norma técnica una presurización entre 9 a 10 bares al interior de las cañerías urbanas de gas.

ésta en la zona centro-sur del país, debido a la mayor demanda de gas natural en comparación al resto de las zonas del país (excluyendo la Región de Magallanes) (Ministerio de Energía , 2019).

5.8 Calor industrial Cementero

5.8.1 Contexto

La gran mayoría de las emisiones de GEI de la industria a nivel global, cerca del 90%, corresponde a CO₂ y la mitad de éstas provienen de la fabricación de cuatro productos básicos industriales: acero, cemento, etileno y amoníaco (McKinsey & Company , 2018). Del mismo modo, dentro de la huella de carbono de una construcción el cemento toma un rol protagonista, puesto que en el marco las emisiones de CO₂ de una construcción completa considerando el acero, equipamiento sanitario, sistema eléctrico, entre otras, el 40% corresponde al concreto. Y de manera análoga, entre el 80% y 90% de las emisiones del concreto están relacionadas con la producción misma de cemento (Habert, y otros, 2020).

Las emisiones de carbono del cemento se desglosan principalmente en dos procesos: los gases liberados de la cocción de piedra caliza, proceso denominado descarbonatación, y una segunda, que tiene relación a la quema de carbón dentro de los hornos rotatorios para la generación de calor de alto grado.

El primero de ellos, y el más intensivo en emisiones, corresponde a la descarbonatación de la piedra caliza, responsable en promedio del 60% de las emisiones. La generación de CO₂ de este proceso se le atribuye a una emisión propia del proceso químico del cual no existen medidas gruesas que permitan la reducción de emisiones.

En segunda instancia, el proceso causante del 40% restante⁴⁰ corresponde a la quema de combustible en los hornos rotarios, etapa donde se alcanzan temperaturas de hasta 2000°C para garantizar que las materias primas alcancen a temperaturas de material de 1450°C, calor necesario para la producción el clínker, material básico del cemento. Si bien, se han explorado el uso de diversos combustibles alternativos, como el uso de aceites residuales⁴¹, lodos de plantas de tratamientos de aguas servidas, biomasa en general, entre otros; la combustión de coque de carbón continúa siendo el

⁴⁰ El porcentaje en distribución de las emisiones directas de CO₂ entre la descarbonatación de la piedra caliza y la combustión de coque en hornos rotatorios para la producción de clínker puede variar sustancialmente dependiendo de factores como el porcentaje de clínker y la tasa de co-procesamiento. El caso general en Chile, calculado por el Instituto del Cemento y Hormigón en Chile, se mantiene con proporciones cercanas a los 400 kg de CO₂ por tonelada de cemento para la descarbonatación y 210 kg CO₂ por tonelada de cemento para la combustión de coque y combustibles alternativos en los hornos rotatorios (Instituto del Cemento y del Hormigón en Chile, 2019).

⁴¹ En la planta de Cementos Biobío en Antofagasta se registra un 40% de reemplazo de los combustibles fósiles por aceites residuales a partir de la industria minera.

combustible más utilizado debido a su bajo costo y alto poder calorífico para proveer las altas temperaturas demandadas al interior de los hornos rotatorios.

Según la Hoja de Ruta del Instituto de Cemento y Hormigón en Chile, para el año 2014 la huella de carbono de cada tonelada de cemento alcanzaba a valores cercanos a los 637 kg de CO₂, y se estimaba que para el año 2030 bajo diversas medidas de mitigación se podría lograr reducciones cercanas a 46 kg de CO₂ por tonelada de cemento, de las cuales mayoritariamente correspondía al uso de combustibles alternativos de reemplazo a los combustibles fósiles (31 kg de CO₂). Si bien para la generación de calor industrial de alto grado, la biomasa y el uso de diversos combustibles alternativos resultan ser una opción para reducir las emisiones de carbono, en varias ocasiones el marco regulatorio dificulta fundamentalmente su aplicación. Como consecuencia, últimamente la industria del cemento se encuentra explorando hacer uso del hidrógeno para abastecer la demanda térmica al interior de los hornos, pero con bajas emisiones de carbono.

Gráfico 9: Potencial de reducción de emisiones medido en kg de CO₂ por tonelada de cemento para el periodo 2014-2030

Categoría	Medida	Potencial de reducción [kgCO ₂ /tCemento]
Combustibles Alternativos	Combustibles alternativos (incluye biomasa), reemplazando los combustibles fósiles convencionales	31
Eficiencia eléctrica	Operación de planta de cemento optimizada con energía renovable	7
Eficiencia térmica	Mejorar en la capacidad de cocción de mezcla de materias primas	5
Eficiencia térmica	Enfriador de clínker de tecnología eficiente	4
Factor clínker	Reducción adicional del contenido de clínker en el cemento mediante el uso de ceniza volante	3
Factor clínker	Reducción adicional del contenido de clínker en el cemento mediante el uso de puzolanas naturales	-9
Factor clínker	Reducción adicional del contenido de clínker en el cemento mediante el uso de otros materiales	5
Potencial de reducción de emisiones (2014-2030)		46

Fuente: Hoja de Ruta, Instituto de Cemento y Hormigón en Chile, 2019.

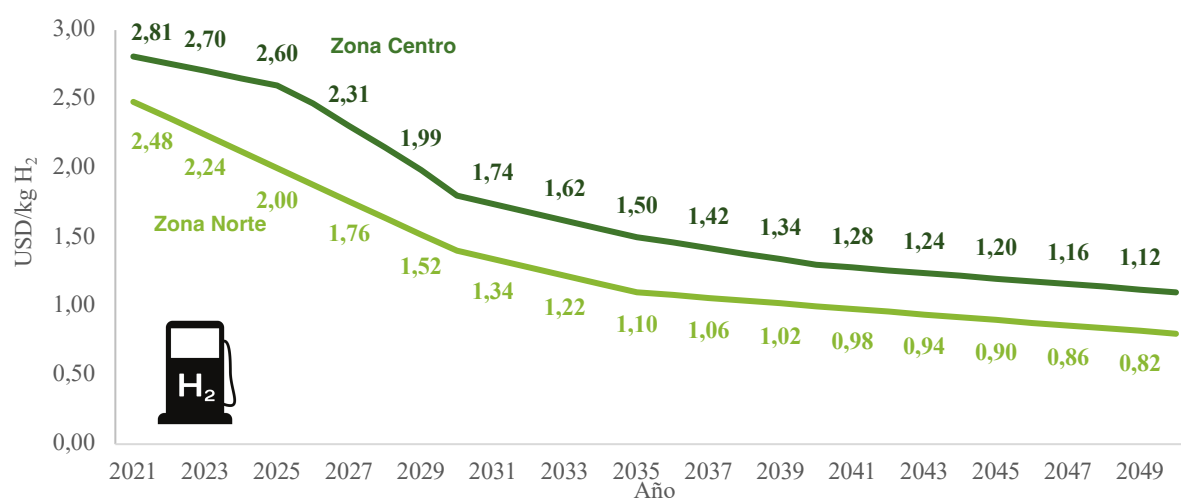
A nivel global son los proyectos Hanson en el Reino Unido y la planta cementera de la compañía Cemex, ubicada en Rüdersdorf, Alemania, parte de las iniciativas que se encuentran estudiando el uso de hidrógeno como sustituto parcial del coque y gas natural en el sistema de combustión de horno. Publicaciones del proyecto Hanson realizadas a mediados de 2019 concluían que el elevado calor de la llama de hidrógeno en un quemador por sí solo no podría ser adecuado para la formación de clínker, no obstante, sí resultaba factible bajo una mezcla de hidrógeno y biomasa para solventar las limitaciones caloríficas de los hornos rotatorios (Global Cement, 2020). Por consiguiente, se analiza el uso de hidrógeno como uno de los sustitutos del combustible coque de carbón al interior de los hornos rotatorios para la producción de clínker, como una solución para avanzar en la descarbonización de la industria del cemento.

5.8.2 Análisis técnico

Considerando una huella de carbono de 210 kg CO₂ por tonelada de cemento generada en su totalidad por la combustión de coque metalúrgico (sin presencia de co-procesamiento de combustibles alternativos) se permite concluir que en base al factor de emisión del coque metalúrgico este equivalente a 3,62 kgCO₂ por kg de coque, y es posible estimar que el consumo de coque alcanza a valores cercanos a los 57,9 kg/tCemento (IPCC, 2006). Tomando en cuenta que el hidrógeno debe abastecer la misma la demanda energética dentro de los hornos rotatorios, el consumo estimado de hidrógeno para una tonelada de cemento alcanzaría los 12,3 kg H₂⁴².

Como ha sido mencionado en los ejercicios anteriores, los costos de producción de hidrógeno verde varían según la zona geográfica y su potencial de ERNC, como la solar y/o eólica. Por tanto, considerando la diversidad de las plantas cementeras a nivel nacional, los costos asociados en hidrógeno se estiman para la zona norte y centro del país. No así ocurre con el coque metalúrgico el cual se estima constante en 110 USD por tonelada (Ministerio de Energía, 2021).

Gráfico 10: Costo nivelado del hidrógeno verde considerando producción y almacenamiento para la zona norte y centro del país



Fuente: Ministerio de Energía, 2021.

5.9 Calor industrial Siderúrgico

⁴² Se considera una eficiencia térmica de 30% para el coque de carbón y 40% para el hidrógeno.

5.9.1 Contexto

Tal como fue mencionado en el punto anterior, la producción del acero⁴³ resulta ser una de las cuatro industrias más intensivas en emisiones a nivel global. En 2018 cada tonelada de acero producida emitió cerca de 1,85 toneladas de CO₂, que para la producción total de acero significó el 8% de las emisiones de CO₂ globales (World Steel Association, 2020). Si bien a nivel nacional esta industria representa el 1,7% de las emisiones nacionales de GEI, la siderurgia resulta ser un sector indentificado como de alto riesgo para la transición a una economía bajo en carbono, principalmente por pertenecer a una industria cuya intensidad de emisiones respecto a la contribución al PIB es alto respecto del nivel de intercambio comercial en relación a otros competidores internacionales (GIZ, 2020)

El acero se produce a través de dos rutas principales: el proceso integrado y el proceso semi-integrado. Por un lado, el proceso integrado de alto horno y horno de oxígeno básico (BF-BOF, por sus siglas en inglés) resulta ser el más intensivo en emisiones y es el que ha dominado el proceso de fabricación de hierro desde la década de 1980, y que en la actualidad representa el 70,7% de la producción del acero virgen en el mundo (World Steel, 2021). La generación por BF-BOF es un proceso impulsado por la reducción de mineral de hierro que utiliza una reacción química entre el óxido de hierro (Fe₂O₃) y el monóxido de carbono (CO), tal como lo muestra la Ecuación 5. El CO de la reacción es obtenido al calentar el combustible de coque en un alto horno⁴⁴ (llegando a temperaturas cercanas a los 1200°C⁴⁵) para producir el material básico del acero llamado arrabio o metal caliente. Posteriormente, el hierro se convierte en acero al interior del BOF para luego llegar al proceso de laminado y ser moldeado según las diferentes necesidades (bobina, placa, secciones o barras).



Por otra parte, el proceso semi-integrado corresponde al uso de hornos de arco eléctrico (EAF) para la transformación de chatarra en nuevas piezas de acero, ruta por la cual se produce el 28,9% del acero en el mundo (World Steel, 2021). Este segundo proceso, al utilizar acero reciclado no depende de la transformación química, como ocurre en el proceso anterior, sino que requiere de la disponibilidad de chatarra de acero y una alta intensidad eléctrica para fundir el acero reciclado al interior de los EAF

⁴³ El acero es una aleación de hierro y carbono que contiene menos del 2% de carbono y 1% de manganeso y pequeñas cantidades de silicio, fósforo, azufre y oxígeno. La obtención del hierro se logra mediante la separación del oxígeno y otras impurezas del mineral de hierro (en el caso de la magnetita su fórmula química es igual a Fe₃O₃). Posteriormente, cuando el hierro se combina con carbono, acero reciclado y pequeñas cantidades de otros elementos, se convierte en acero (World Steel Association, 2021).

⁴⁴ El coque es un producto de carbono duro, poroso y casi puro que se obtiene al calentar carbón en ausencia de aire (en hornos de coque) (Fuel Cell & Hydrogen Energy Association, 2019).

⁴⁵ El exceso de calor producido permite a las acerías utilizar hasta un 20% a 30% de chatarra de acero como materia prima, lo que aumenta la producción de acero sin un aumento correspondiente en el uso de carbón (McKinsey & Company, 2020).

(GIZ, 2020). Por consiguiente, este proceso cuenta con una generación de emisiones sustantivamente menor que el proceso integrado, y a pesar de ser utilizado en una menor proporción, es una tecnología de rápido crecimiento que compite con el BF-BOF (Berry Metal Company, 2018). En términos de procesos, los hornos de arco eléctrico (EAF) se alimentan con chatarra ferrosa para fabricar acero reciclado, o bien con hierro de reducción directa⁴⁶ (DRI, por sus siglas en inglés) en el caso de producir acero virgen. Ahora bien, es importante destacar que el acero producido en un EAF a partir de chatarra ferrosa tiende a ser de menor calidad que el producido por acero virgen, principalmente porque se retienen los contaminantes presentes en la chatarra, como lo son el cobre y el zinc. Adicional a ello, ocurre que la pureza y calidad del acero para reciclar ha ido disminuyendo, por lo que se ha vuelto indispensable el uso de hierro virgen para diluir los elementos residuales y aumentar la calidad del producto final.

En consecuencia, la producción del acero es posible bajo diferentes procesos, sea integrado o semi-integrado, y tanto la intensidad como el origen de las emisiones son diferentes para cada proceso (Tabla 22), resultando el más intensivo de ellos el proceso integrado, principalmente por la necesidad de utilizar coque de carbón en los altos hornos.

Tabla 22: Composición de emisiones de CO₂ para los diferentes procesos de la ruta integrada y semi integrada

Proceso	Emisiones totales directas de CO ₂ [tCO ₂ /ton acero]	
	Proceso Integrado	Proceso Semi-integrado
Planta de coque (coquería)	0,824	-
Alto horno	1,099	-
Convertidor al oxígeno (BF)	0,202	-
Horno eléctrico de arco (EAF)	-	0,240
Laminación	0,09	0,09
Total	2,215	0,33

Fuente: GIZ, 2020.

En consecuencia, el desafío resulta ser mayor aún para el proceso integrado considerando su intensidad de emisiones y participación mayoritaria en la producción de acero. A partir de ello, se han analizado diversas innovaciones tecnológicas para reducir las emisiones. Aquellas que han tomado más relevancia son tres principalmente: la captura y almacenamiento de carbono en proceso BF, la electrodeposición⁴⁷ y en último lugar, la reducción directa del hierro a partir de H₂ (DRI H₂). No obstante, bajo un análisis técnico-económico es la reducción directa a partir del hidrógeno, o gas natural,

⁴⁶ El DRI es un mineral de hierro que se reduce a hierro haciendo uso de gas de síntesis, proveniente generalmente del gas natural, para llegar a temperaturas por debajo del punto de fusión del acero.

⁴⁷ Electrólisis de mineral de hierro a baja y alta temperatura.

las que presentan mayor potencial de descarbonización⁴⁸ (Marzinkowski, Fischedick, Winzer, & Weigel, 2014).

La reducción directa del hierro en una configuración DRI/EAF, que haga uso de del hidrógeno para separar el oxígeno del mineral de hierro (Ecuación (6), y de las ERNC para el suministro eléctrico del EAF, se considera la ruta con mayor potencial de descarbonización en la producción de acero, permitiendo una reducción de emisiones de CO₂ con tasas cercanas al 95% en comparación a los altos hornos convencionales⁴⁹ (SALCOS, 2021; MDPI, 2017). La ruta DRI-EAF es un proceso de producción posicionado en el mercado, a través del proceso semi-integrado que actualmente se aplica en algunas compañías, haciendo uso de gas natural como reductor. No obstante, como es mencionado anteriormente, una componente relevante de este proceso es la disponibilidad de chatarra de acero, que en ocasiones no se logra tener del todo garantizado⁵⁰. Ahora bien, un amplio beneficio del proceso DRI-EAF es la viabilidad que tiene para ser implementado tanto en nuevas instalaciones de acero, como en las ya existentes.

En la reducción directa por H₂, el mineral de hierro se reduce con la ayuda de éste. El hidrógeno reacciona con el oxígeno de mineral de hierro (óxido de hierro) directamente en estado sólido y lo convierte en hierro casi puro (Ecuación (6)). El amplio beneficio, es que en lugar de CO₂, el subproducto de esta tecnología es vapor de agua (H₂O), que a su vez se puede reutilizar en el proceso. Finalmente, el material obtenido se funde con la chatarra de acero en un horno de arco eléctrico en proporciones que varían según la calidad requerida del acero y el nivel de contaminantes en la chatarra utilizada.



Algunos ejemplos en los cuales es posible identificar la pronta aplicación de esta tecnología baja en carbono es en la compañía Thyssenkrupp, la cual proyecta instalar su primera planta de DRI para 2025, produciendo en un inicio 400 mil toneladas anuales de acero mediante el uso del hidrógeno (o

⁴⁸La descarbonización de la matriz eléctrica no tiene grandes efectos en la mitigación de un proceso integrado, e incluso tomando en cuenta la ruta establecida de la transición energética al 2050, este impactaría en pasar de 2,3 tCO₂/tAcero a 2,18 tCO₂/tAcero; ya que para este proceso gran parte de las emisiones ocurren en la transformación del hierro en acero (GIZ, 2020).

⁴⁹ Para utilizar hidrógeno como agente reductor del hierro se necesitan pequeñas cantidades de gas natural en la combustión, que provocan emisiones cercanas a los 4 kg de CO₂ por tonelada de acero bruto. Para una descarbonización total, estas emisiones tendrían que ser abatidas o compensadas (McKinsey & Company, 2020).

⁵⁰ La mayoría de los productos del acero permanecen en uso durante décadas antes de ser reciclados. Esto sumado a la creciente demanda de acero a nivel global Se considera que el reciclaje de chatarra podría disminuir las emisiones, pero solo en el caso en que la chatarra reciclada sea utilizada por una industria de fabricación de acero local. En caso contrario, una chatarra exportada aumentaría su costo y la huella de carbono.

gas natural) para llegar a 2030 con 3 millones de toneladas y posteriormente apuntar al reemplazo total de sus altos hornos para 2050 (ACERA, 2021).

5.9.2 Análisis técnico

Para esta modelación se considera el reemplazo de un proceso integrado BF-BOF por un proceso semi-integrado DRI-EAF haciendo uso de hidrógeno verde. Al evaluar dos rutas distintas de producción se vuelve necesario especificar los consumos energéticos de cada uno. En primer lugar, para una ruta BF-BOF la reducción del oxígeno y hierro se logra generalmente mediante el uso de coque y polvo de carbón. Los agentes reductores de coque y carbón reaccionan con el oxígeno para producir principalmente monóxido de carbono (CO) y calor. El CO reduce el mineral de hierro metálico, produciendo arrabio y como subproducto CO₂ (Ecuación (5)). Adicional a ello, dentro del proceso se generan gases con alto poder calorífico que comúnmente son utilizados para la recuperación de energía a través de una turbina y para calentar el oxígeno que se utiliza al interior de los BOF. En términos de consumo, para producir una tonelada de arrabio se estima un consumo de 360 kg coque metalúrgico⁵¹. La generación de emisiones de CO₂ que incluye la producción de coque, la reducción al interior de los BF y BOF, alcanzan a los 1099 kgCO₂ por tonelada de arrabio⁵².

Tabla 23: Demanda energética para producir una tonelada de arrabio en la configuración BF-BOF

Combustible	Demanda de energía [GJ]
Coque de carbón	10,303
Polvo de carbón	4,67
Gas Natural ⁵³	0,213
Total	2,395

Fuente: Otto, y otros, 2017.

Por otro lado, en una ruta DRI/EAF se producen briquetas de hierro de reducción directa a partir de la reducción de mineral de hierro e hidrógeno (agente reductor). Para lograr este producto en primer lugar se aplica un proceso de secado a temperaturas cercanas a los 850°C mediante la combustión de gas natural. Posterior a ello, se genera la reducción del material mediante el uso de hidrógeno produciendo hierro macizo en forma de briquetas y vapor de agua como subproducto (Ecuación (6)). Luego, las briquetas son mezcladas junto con la chatarra de acero al interior de los hornos eléctricos

⁵¹ Se estima que 450 kg de coque metalúrgico se pueden obtener a partir de 720 kg carbón coquizable. Para ello, el coque se produce calentando durante varias horas carbón de coque a temperaturas que rondan entre los 1.000 a 1.200°C, expulsando los diferentes compuestos volátiles y niveles de humedad (CAF, 2018).

⁵² En ambos procesos no se incluyen las emisiones de CO₂ a partir del laminado de acero.

⁵³ Por necesidades técnicas el proceso demanda de la combustión de gas natural al interior de las estufas de calor.

produciendo acero líquido, en lugar del arrabio generado en los BF⁵⁴. Para el consumo de hidrógeno y electricidad (Tabla 24) se considera un factor de emisión igual a cero, asumiendo su producción a partir de ERNC, en consecuencia, la huella de carbono sería generada por el consumo de gas natural, alcanzando a 314,7 kg CO₂. Para una mayor reducción de emisiones, y en reemplazo del gas natural, es factible el uso de metano sintético generado a partir del hidrógeno verde, medida que reduciría las emisiones de carbono a 94 kg CO₂.

Tabla 24: Demanda energética para producir una tonelada de acero fundido en la configuración DRI/EAF a partir de hidrógeno verde

Energético	Demanda de energía [GJ]
Hidrógeno	9,97
Electricidad	3,91
Gas Natural	5,62
Total	19,5

Fuente: Otto, y otros, 2017.

Para estimar los costos asociados a la demanda energética se consideran los consumos detallados en la Tabla 25. Para este caso no se consideran gastos por concepto de energía, asumiendo la factibilidad de generación eléctrica in-situ mediante una planta solar FV.

Tabla 25: Consumo de energéticos para una tonelada de acero según la configuración de producción

Energético	Unidad	BF-BOF	DRI-EAF H2
Carbón	Kg	9,97	0,00
Gas Natural	m ³	0,07	0,19
Hidrógeno Verde	Kg	0,00	58,17

Fuente: Elaboración propia en base a Otto, y otros, 2017.

Para la producción de hidrógeno verde, se consideran aquellos estimados para la zona centro del país, por tanto, los costos son los mismos proyectados en el Gráfico 10.

⁵⁴ En ocasiones, y según las proporciones mezcladas de briquetas de hierro y chatarra de acero, por razones metalúrgicas se puede requerir agregar carbón al interior del EAF. Esto particularmente cuando las briquetas de hierro al interior del EAF tiene una participación superior al 40% (Otto, y otros, 2017).

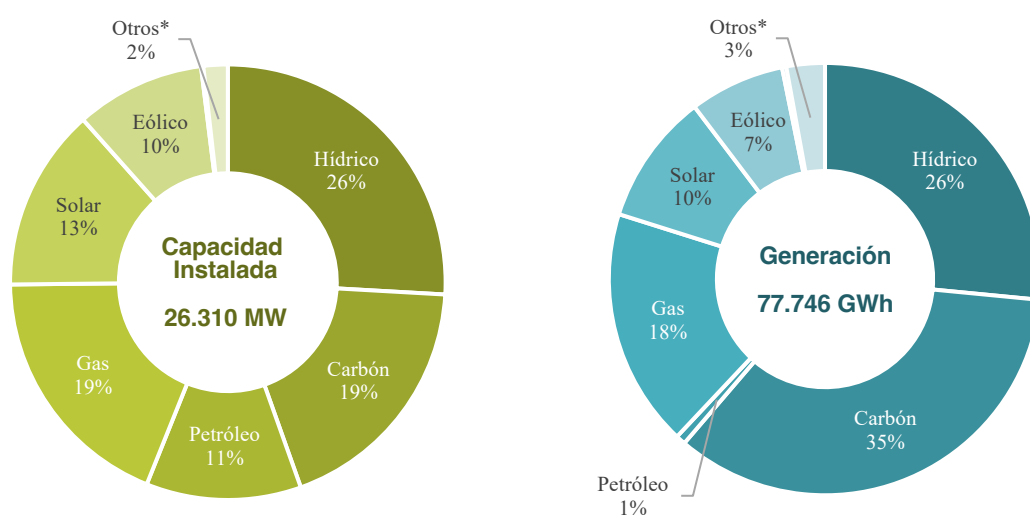
5.10 Generación Eléctrica

5.10.1 Contexto

La generación eléctrica representa el sector más intensivo en emisiones de CO₂ en el país con el 29% de las emisiones totales nacionales, debido a la quema de combustible, principalmente de carbón y gas natural (Ministerio del Medio Ambiente, 2020). En particular, las emisiones asociadas a la generación eléctrica se consideran exclusivamente aquéllas emitidas durante la operación de las centrales de generación (emisiones directas), por lo tanto las centrales termoeléctricas de carbón, gas y petróleo.

A diciembre de 2020, la capacidad instalada de generación eléctrica a nivel nacional ascendía a un total de 26.310 MW, mientras que la generación eléctrica llegó a un total de 77.746 GWh. Del total de generación, cerca del 55% corresponde a electricidad a partir de combustibles fósiles, principalmente de carbón, que a pesar de representar un 19% de la capacidad instalada (5.523 MW) en términos de generación significó un 35% del total.

Gráfico 11: Capacidad instalada y generación eléctrica del Sistema Eléctrico Nacional para 2020



Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional, 2021.

A nivel de CO₂, el carbón representó más del 73% de las emisiones para 2019, debido a su mayor participación en la generación de electricidad y su alto factor de emisión en comparación al diésel y el gas natural. Frente a esta situación y con miras a avanzar en una descarbonización del país, en junio de 2019 el Gobierno de Chile en conjunto a las empresas propietarias de unidades generadoras de carbón en el sistema eléctrico, presentaron un plan de retiro y/o reconversión total de las centrales a carbón

para el año 2040, de origen voluntario y carácter vinculante para las 28 centrales termoeléctricas del país presentes a esa fecha. Este plan se divide en dos fases, una primera que se comprende entre 2019 a 2024 y una segunda entre 2025 y 2040.

Con una actualización a julio de 2021 del plan de retiro de centrales a carbón, en una de primera fase se le daría cierre a un total de 18 unidades de las cuales 3 de ellas se reconvertirían para hacer uso de otros combustibles⁵⁵. En total, las 18 centrales sumarían 3.558 MW, equivalente al 64,4% de la capacidad instalada inicial. Para una segunda fase, entre 2025 y 2040 se les daría el cierre de las 10 unidades a carbón restantes, no obstante, considerando que a junio de 2019 eran 8 las unidades de carbón las que serían retiradas en una primera fase y en la actualidad esa cifra alcanza a las 18 unidades, existe la posibilidad que el calendario de retiro de centrales siga cambiando, más aún bajo la creciente presión social a las que éstas están sometidas desde diferentes sectores de la sociedad.

5.10.2 Análisis técnico

Las centrales termoeléctricas a carbón poseen calderas para accionar una turbina a vapor acoplada a un generador eléctrico. Generalmente las calderas hacen uso de carbón bituminoso como combustible principal, o en ocasiones, puede ser mezclado con carbón sub-bituminoso. La selección en el uso tipo de carbón a combustionar tiene impacto en el rendimiento de la central debido a los distintos poderes caloríficos.

El mercado eléctrico está conformado por un mercado físico (o spot) y un mercado financiero. Debido a la naturaleza de este análisis, el enfoque estará en el primero de ellos. El mercado físico responde al balance entre la oferta, (asociado a inyecciones de energía a la red) y la demanda (asociado a los retiro de energía en la red). La inyección por parte de las empresas generadoras a la red del sistema eléctrico es administrado por el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) mediante criterios técnicos-económicos, los cuales son clasificados por orden de mérito, priorizando aquellas con menores costos operacionales variables.

Según la normativa actual que rige el mercado eléctrico, las empresas generadoras deben declarar sus costos variables al Coordinador Eléctrico Nacional para que éste pueda así determinar el despacho óptimo de electricidad. Los costos variables deben reflejar aquellos costos que pueden presentar una variación según la generación de cada central. Dentro de éstos es posible distinguir aquellos costos variables de origen de combustibles y no combustibles, los que deben recoger diferentes componentes

⁵⁵ De las 3 unidades que serán reconvertidas en diciembre de 2024, dos de ellas correspondientes a la Termoeléctrica Andina (177 MW) y la Termoeléctrica Hornitos (178 MW) se reconvertirían para hacer uso de biomasa como combustible. La tercera termoeléctrica que sería reconvertida corresponde a la Infraestructura Energética de Mejillones (IEM1) con 375 MW de capacidad instalada, que a partir de diciembre de 2024 comenzaría a combustionar gas natural.

y criterios según las características de cada tecnología. Los costos variables combustibles cuentan con una relación directa según la producción de electricidad, que en casos de las centrales térmicas convencionales corresponde al consumo de carbón, gas natural o diésel. Por otro lado, dentro de los costos variables no combustible, se consideran costos asociados al nivel de generación de la central y que no corresponden al propio combustible, como lo son por ejemplo agua, aceite, filtros, entre otros (CNE, 2019). Como fórmula general, para determinar los costos variables por generación se puede considerar la Ecuación 7⁵⁶.

$$CE_i = (C_i^{comb} \times C^{esp} + CVnC) \times E_i \quad (7)$$

Donde,

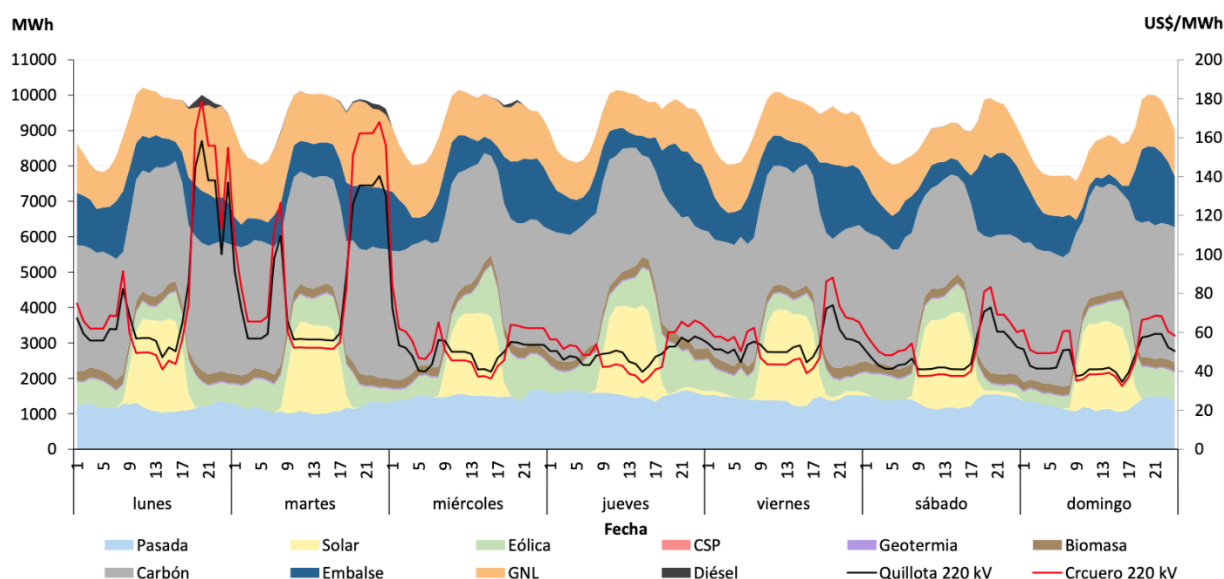
- CE_i : costos variables por generación de energía en el periodo i-ésimo.
- C_i^{comb} : costo de combustible en el periodo i-ésimo.
- C^{esp} : consumo específico de la unidad generadora.
- $CVnC$: costo variable no-combustible de la unidad generadora.
- E_i : energía generada en el periodo i-ésimo.

Mediante el costo variable de las generadoras, el Coordinador Eléctrico Nacional puede determinar el Costo Marginal de cada generación eléctrica⁵⁷. Dentro de la matriz eléctrica, las tecnologías fósiles (carbón, gas natural y diésel) se caracterizan por contar con costos marginales más altos debido a los costos incurridos en combustible, que en el caso de las ERNC obtiene costos marginales más bajos.

Gráfico 12: Operación real del Sistema Eléctrico Nacional durante el 7 al 13 de junio de 2021

⁵⁶ La fórmula consta de un tratamiento genérico para las unidades generadoras, debido a que se pueden levantar diferentes particularidades en cada término de la fórmula según el tipo de insumo y la tecnología de generación.

⁵⁷ El costo marginal es el precio de transacción tanto en la inyección como en el retiro de energía del sistema eléctrico. Este valoriza las transferencias de energía entre las empresas generadoras y su unidad de cálculo es en dólares por MegaWatt por hora (USD/MWh). Si bien el costo variable es una componente para determinar el costo marginal, para calcular estas cifras se consideran las Normativas DFL4 y DS291/2007, políticas de operación, operación real de centrales generadoras y líneas de transmisión, las condiciones especiales de operación y las limitaciones en las instalaciones (Coordinador Eléctrico Nacional, 2017).



Fuente: Valgesta Nueva Energía, 2021

A modo de ejemplo, en el Gráfico 12 es posible identificar la operación real dentro del SEN durante toda una semana en el mes de junio (específicamente entre el 07 al 13 de junio de 2021) donde las diferentes tecnologías son ordenadas por tipos de tecnología según los costos marginales de inyección (oferta) y junto a ello, las curvas de color negro y rojo corresponden a los costos marginales de retiro (demanda) en dos nodos del SEN (Quillota y Crucero). La variabilidad de los costos marginales de retiro, que tiene relación a la demanda eléctrica, permite identificar las tecnologías que son despachadas en momentos específicos, tal fue el caso para el día lunes 7 de junio entre las 17 y 21 horas donde la demanda llega excepcionalmente a tal punto que el costo marginal de despacho incluye la generación eléctrica de la totalidad tecnológica, llegando a incluir las termoeléctricas a diésel. Sin embargo, dentro de un rango normal es posible identificar que el retiro de energía está compuesto principalmente por las tecnologías hidráulica de pasada, solar, eólica, CSP, geotérmica, biomasa y carbón.

Tabla 26: Factor de emisión defecto para la combustión estacionaria de las industrias energéticas

Combustible	Factor de emisión [tCO ₂ /TJ]
Carbón mineral	94,6
Petróleo diésel	74,1
Gas Natural	56,1

Fuente: IPCC, 2006.

Considerando que la generación a partir de carbón resulta ser más contaminante por unidad de energía dentro del universo de tecnologías fósiles⁵⁸, se buscaría desplazar éstas por la generación solar FV y eólica; debido a su alto potencial en el país.

⁵⁸ Las ERNC se consideran tecnologías con factor de emisión igual a cero.

Capítulo 6: Análisis económico y modelación de escenarios de instrumentos económicos

6.1 Vehículo particular liviano

6.1.1 Análisis económico

Para el análisis económico se contempla de manera transversal un periodo de cálculo de 8 años, con el objeto de evitar el recambio de batería de un vehículo eléctrico que para un recorrido anual de 15.000 km ocurriría aproximadamente posterior al octavo año y con costos que varían entre el 5% y 15% del costo del vehículo (IEA, 2021). La modelación económica formada por el CAPEX incluye el costo del vehículo, impuesto verde y cargador. Asimismo, la proyección del OPEX se constituye a partir de las componentes de mantención, permiso de circulación, revisión técnica y el consumo de combustible o electricidad.

Dentro de la modelación, los costos de los vehículos Chevrolet Sail y All New Mazda 3 se consideran constante en el periodo 2021-2050 debido a la madurez tecnológica con la que estos cuentan, no así ocurre con el costo del vehículo eléctrico el cual va disminuyendo en el tiempo. Las proyecciones de valores de un BEV están estrechamente relacionadas con los costos de la batería, ya que es esta componente la que representar alrededor del 30% del coste total de un vehículo eléctrico.

Tabla 27: Componentes financieras de un vehículo

Modelo	Unidad	Chevrolet Sail	All New Mazda 3	Hyundai Ioniq
Costo de vehículo	USD	\$ 11.630	\$23.548	\$33.987 - \$20.096 ⁵⁹
Permiso de circulación ⁶⁰	USD/año	\$1.034	\$ 1.773	\$4.102
Revisión técnica	USD/año	\$ 20,82	\$ 20,82	\$ 20,62

⁵⁹ Los costos de un Hyundai Ioniq para el año 2021 alcanza a los \$25.490.000 pesos chilenos (USD 33.987), y se proyecta según los costos de batería, que al 2027 no supere los \$15.000.000 pesos chilenos aproximadamente (USD 20.096) (IEA, 2021; Hyundai, 2021).

⁶⁰ Costos acumulados estimados de permiso de circulación acumulado para 8 años según costos de permisos de circulación anteriores (Autofact, 2020).

Mantenimiento	USD/10.000 km	\$ 207,43	\$ 207,43	\$ 58,90
Cargador + instalación ⁶¹	USD	No Aplica	No Aplica	\$ 684,93

Fuente: Elaboración propia en base a Ministerio de Energía, 2021; Chevrolet, 2021; Hyundai, 2021, IEA, 2021.

Para este análisis se consideran valores constantes en las componentes de mantención y revisión técnica, no así con el permiso de circulación anual, ya que es un costo que varía según el modelo y los años de antigüedad del vehículo. Por consiguiente, los costos son proyectados según valores pagados para cada modelo durante el periodo 2016-2020 (Autofact, 2020).

Tabla 28: Costos de inversión y operación para automóvil modelo Chevrolet Sail

Automóvil Chevrolet Sail	2021		2030		2050	
Ítem	USD	% del costo total	USD	% del costo total	USD	% del costo total
CAPEX						
Costo vehículo	\$ 11.630	40,6%	\$ 11.630	36,9%	\$ 11.630	34,3%
Impuesto Verde	\$ 203	0,7%	\$ 203	0,6%	\$ 203	0,6%
Costos totales de operación (en 8 años)						
Permiso de circulación	\$ 1.063	3,7%	\$ 1.063	3,4%	\$ 1.063	3,1%
Mantención	\$ 2.489	8,7%	\$ 2.489	7,9%	\$ 2.489	7,3%
Revisión Técnica	\$ 167	0,6%	\$ 167	0,5%	\$ 167	0,5%
Gasolina (refinería + distribución)	\$ 7.065	24,6%	\$ 8.594	27,3%	\$ 9.869	29,1%
Gasolina (IVA)	\$ 1.342	4,7%	\$ 1.633	5,2%	\$ 1.875	5,5%
Gasolina (Impuesto Específico)	\$ 4.707	16,4%	\$ 5.726	18,2%	\$ 6.576	19,4%
Total	\$ 28.666	100,0%	\$ 31.504	100,0%	\$ 33.872	100,0%

Fuente: Elaboración propia en base a Ministerio de Energía, 2021.

Tabla 29: Costos de inversión y operación para automóvil modelo Mazda 3

Automóvil Mazda 3	2021		2030		2050	
Ítem	USD	% del costo total	USD	% del costo total	USD	% del costo total
CAPEX						
Costo vehículo	\$ 23.548	55,0%	\$ 23.548	51,3%	\$ 23.548	48,5%
Impuesto Verde	\$ 274	0,6%	\$ 274	0,6%	\$ 274	0,6%
Costos acumulados de operación (en 8 años)						
Permiso de circulación	\$ 1.822	4,3%	\$ 1.822	4,0%	\$ 1.822	3,8%
Mantención	\$ 2.489	5,8%	\$ 2.489	5,4%	\$ 2.489	5,1%
Revisión Técnica	\$ 167	0,4%	\$ 167	0,4%	\$ 167	0,3%
Gasolina (refinería + distribución)	\$ 7.805	18,2%	\$ 9.494	20,7%	\$ 10.903	22,5%
Gasolina (IVA)	\$ 1.483	3,5%	\$ 1.804	3,9%	\$ 2.072	4,3%
Gasolina (Impuesto Específico)	\$ 5.200	12,2%	\$ 6.326	13,8%	\$ 7.265	15,0%
Total	\$ 42.788	100,0%	\$ 45.924	100,0%	\$ 48.540	100,0%

⁶¹ Para esta modelación se considera la instalación de un sistema de carga a nivel residencial.

Fuente: Elaboración propia.

En términos de impuestos, entre los dos tributos desglosados es posible identificar que el Impuesto Verde para ambos casos representa cerca del 0,6% de los costos totales durante los 8 años de evaluación, siendo un gasto que bajo una mirada económica podría no ser influyente en la compra. No así ocurre con el impuesto específico al combustible, el cual durante el periodo total de evaluación se ubica como el tercer ítem con mayor participación, con cifras que oscilan entre el 12% y 19% para ambos modelos de vehículos. Así, los costos totales entre 2021 y 2050 reflejan un constante aumento debido, principalmente, al precio de la gasolina el cual se proyecta al alza de manera sostenida.

Tabla 30: Costos de inversión y operación para automóvil modelo Hyundai Ioniq

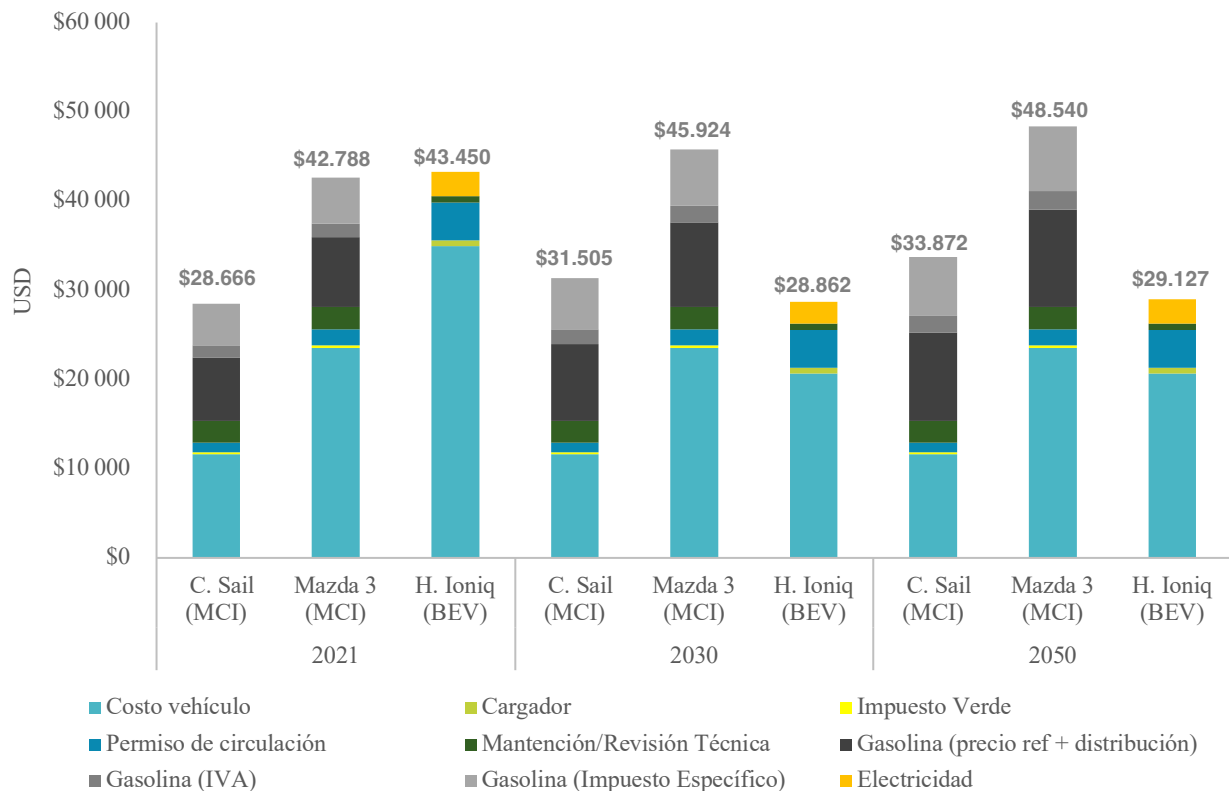
Automóvil Hyundai Ioniq	2021		2030		2050	
Ítem	USD	% del costo total	USD	% del costo total	USD	% del costo total
CAPEX						
Costo vehículo	\$ 34.918	80,4%	\$20.646	71,5%	\$20.646	70,9%
Cargador	\$685	1,6%	\$ 685	2,4%	\$685	2,4%
Impuesto Verde	\$ 0	0,0%	\$ 0	0,0%	\$ 0	0,0%
Costos acumulados de operación (en 8 años)						
Permiso de circulación	\$ 4.215	9,7%	\$ 4.215	14,6%	\$ 4.215	14,5%
Mantenimiento	\$ 707	1,6%	\$ 707	2,4%	\$ 707	2,4%
Revisión Técnica	\$ 165	0,4%	\$ 165	0,6%	\$ 165	0,6%
Electricidad	\$ 2.760	6,4%	\$ 2.444	8,5%	\$ 2.709	9,3%
Total	\$ 43.449	100,0%	\$ 28.861	100,0%	\$ 29.126	100,0%

Fuente: Elaboración propia.

En el caso de vehículo eléctrico y a partir de la Tabla 30, el costo de un Hyundai Ioniq representa un porcentaje significativamente mayor, sobrepasando el 80% para 2021 y un 70% para 2050; seguido por los costos en el permiso de circulación. Debido a los bajos costos de electricidad este ítem resulta ser menos influyentes en el total, con una participación del 6% y 9% para el año 2021 y 2050 respectivamente, no obstante, resulta relevante destacar que entre 2021 y 2030 existe una reducción en los costos de electricidad y posterior a ello un leve aumento; variaciones que, si bien no significan grandes cambios en la matriz de gastos, responden a las proyecciones de tarifas de electricidad del Ministerio de Energía. En relación con los costes totales para un periodo de evaluación de 8 años, en el EV los costos totales disminuyen hasta el año 2030 (Gráfico 14) influidos esencialmente por la reducción en el precio del vehículo, para luego mantenerse dentro de un margen constante.

Finalmente, graficando los costos comparativos (Gráfico 13) la matriz de gastos para 2021, 2030 y 2050 resultan de la tal manera que para 2030 la alternativa más económica resultará ser un EV, diferencia que se acentúa para el año 2050.

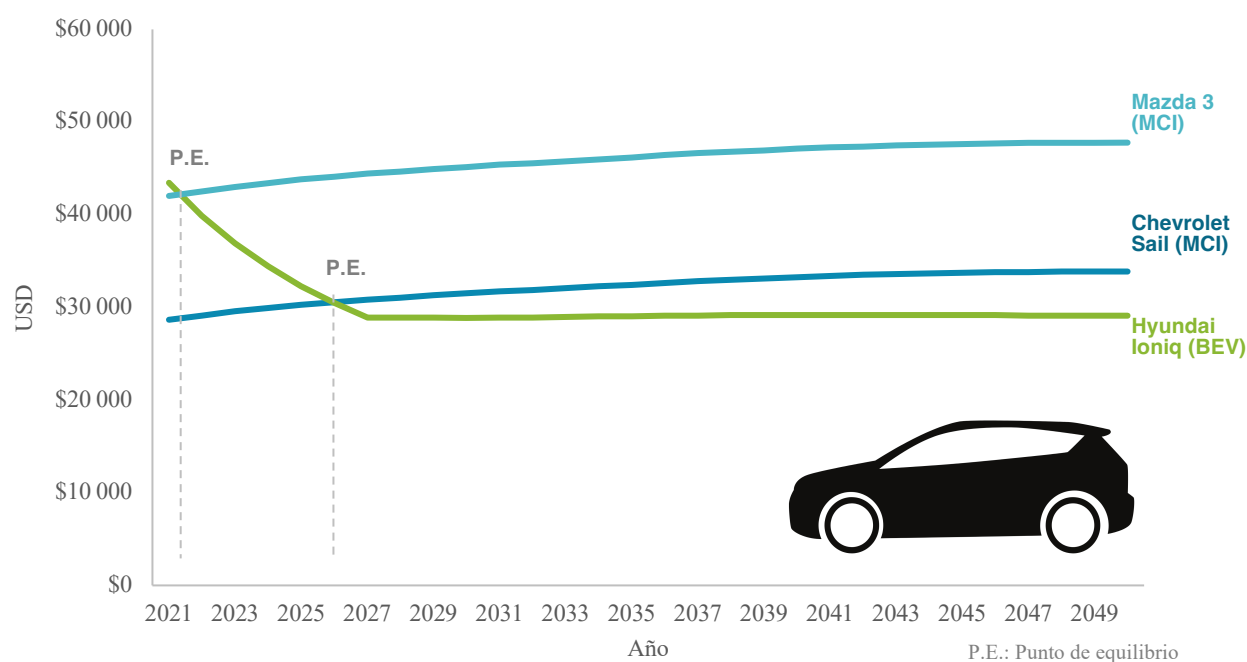
Gráfico 13: Costo total comparativo en USD para el ciclo de vida de 10 años para el caso de estudio vehículo liviano sedán



Fuente: Elaboración propia.

La proyección de estos valores de manera continua en un periodo de tiempo entre 2021 y 2050 permite encontrar el punto de equilibrio exacto entre ambos costos totales en el periodo de evaluación (Gráfico 14). En el análisis comparativo entre el vehículo convencional Mazda 3 y el vehículo eléctrico Hyundai Ioniq el punto de equilibrio ocurre para el año 2022 puesto que la alternativa convencional resulta tener un mayor costo y un rendimiento levemente menor en comparación al Chevrolet Sail, lo que permite una anticipada competitividad del vehículo eléctrico. El segundo punto de equilibrio ocurre el año 2026, momento en el que los costos para el periodo de evaluación entre el Chevrolet Sail y Hyundai Ioniq llegan esencialmente a los mismos. Esto significa que, a partir del año 2022, los autos eléctricos ya serían una alternativa competitiva considerando los dos modelos analizados, no obstante, son aquellas opciones de vehículo convencionales con mayores comodidades, y por tanto un mayor costo, las cuales tendrán costos que son competitivos con los EV. Por tanto, se espera que a medida que el mercado vehicular cuente con una cartera más amplia de modelos de EV, con opciones más económicas y versiones más simples, la competitividad del vehículo eléctrico frente al convencional se podría adelantar.

Gráfico 14: Costo total del ciclo de vida según año de adquisición y modelo del vehículo liviano tipo sedán



Fuente: Elaboración propia.

6.1.2 Precio al carbono

Para calcular los valores de precio al carbono que permitirían rentabilizar la adquisición del modelo eléctrico frente al de combustión interna es necesario identificar el potencial de reducción de emisiones de CO₂ como resultado del ahorro en el consumo de gasolina. La huella de carbono depende del modelo de cada vehículo, las cuales rondan en ordenes de magnitud cercanas (Tabla 31).

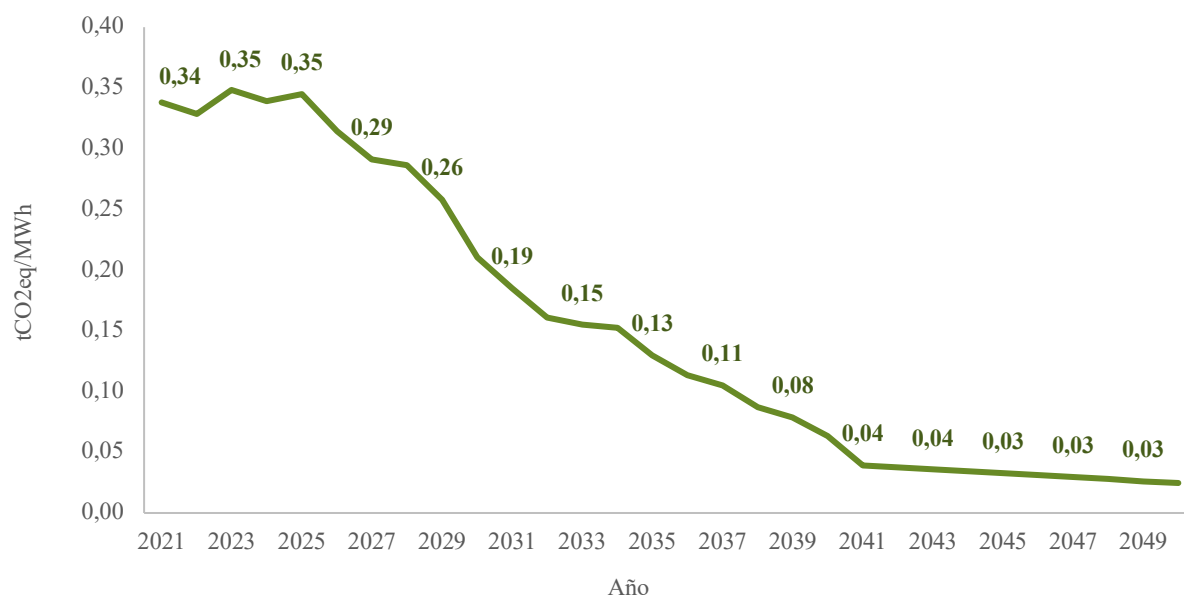
Tabla 31: Generación de emisiones para modelos de automóviles con motor a combustión interna

Emisiones CO ₂	Unidad	Chevrolet Sail	Mazda 3
Factor de emisión del vehículo	gr/km	153	169
Distancia recorrida al año	Km/año	15.000	15.000
Emisiones CO ₂	tCO ₂ /año	2,295	2,535

Fuente: Elaboración propia según SII, 2020.

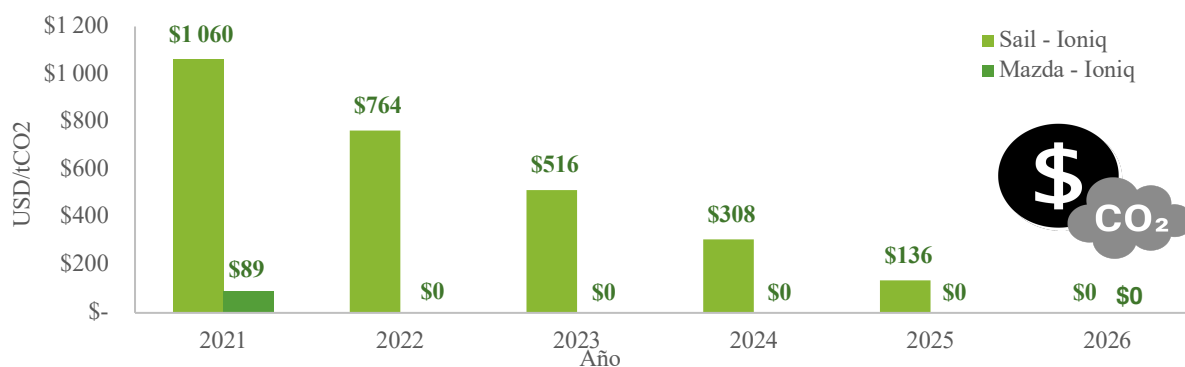
No obstante, considerando el actual escenario del SEN no es posible asumir que el consumo de electricidad sea cero emisiones. En la actualidad, el acceso a electricidad generada in-situ con ERNC no es una práctica común, como podría ser la generación de electricidad a través de paneles solares FV en el techo de una propiedad residencial. Bajo este escenario se calcula el factor de emisión del sistema eléctrico nacional según las proyecciones de generación y emisiones, publicadas por la Planificación Energética de Largo Plazo (Ministerio de Energía, 2021).

Gráfico 15: Factor de emisión del sistema eléctrico nacional (SEN) según escenario E con hidrología seca



Fuente: Planificación Energética de Largo Plazo (Ministerio de Energía, 2021).

Gráfico 16: Precio al carbono que rentabiliza la adquisición de un automóvil eléctrico frente a uno a de combustión interna según modelos de comparación



Fuente: Elaboración propia.

Calculadas las emisiones por consumo de energético de los diferentes modelos de vehículos convencionales y eléctrico, es posible identificar los valores de precio al carbono que acelerarían la rentabilización de los vehículos eléctricos. Estos varían entre 1.060 USD/tCO₂ y 89 USD/tCO₂. Los motivos de la amplia distorsión de los resultados se deben a las brechas de costos para el recambio tecnológico, que resultan ser significativamente mayor en comparación con su reducción de emisiones.

6.1.3 Modelación de instrumentos económicos alternativos

En la actualidad, la adquisición y uso de vehículos convencionales abarca 2 principales tipos de impuestos (sin considerar el IVA): Impuesto Verde a las Fuentes Móviles y el Impuesto Específico a los Combustibles. Según los índices económicos mencionados en la Tabla 28 y Tabla 29 la aplicación del actual impuesto verde representa menos del 1% de los costos totales en los 8 años de uso, por tanto, en este informe considera que, si bien el vigente gravamen representa un reducido porcentaje en la matriz de costos totales, aumentar los factores de su cálculo (Ecuación 3) permitiría generar mayores diferencias entre los vehículos convencionales según sus índices de contaminación. Estos cambios, sin tener importantes efectos en los costos totales, podrían entregar relevantes señales al consumidor final al momento de adquirir un vehículo convencional, considerando que cada vez se vuelve más frecuente que los consumidores exijan mayores estándares ambientales al momento de tomar una decisión. Para este caso, el presente informe no abarca propuestas de cambios en los factores de cálculo del impuesto verde a las fuentes móviles, considerando que este debe tener un análisis específico y de mayor profundidad.

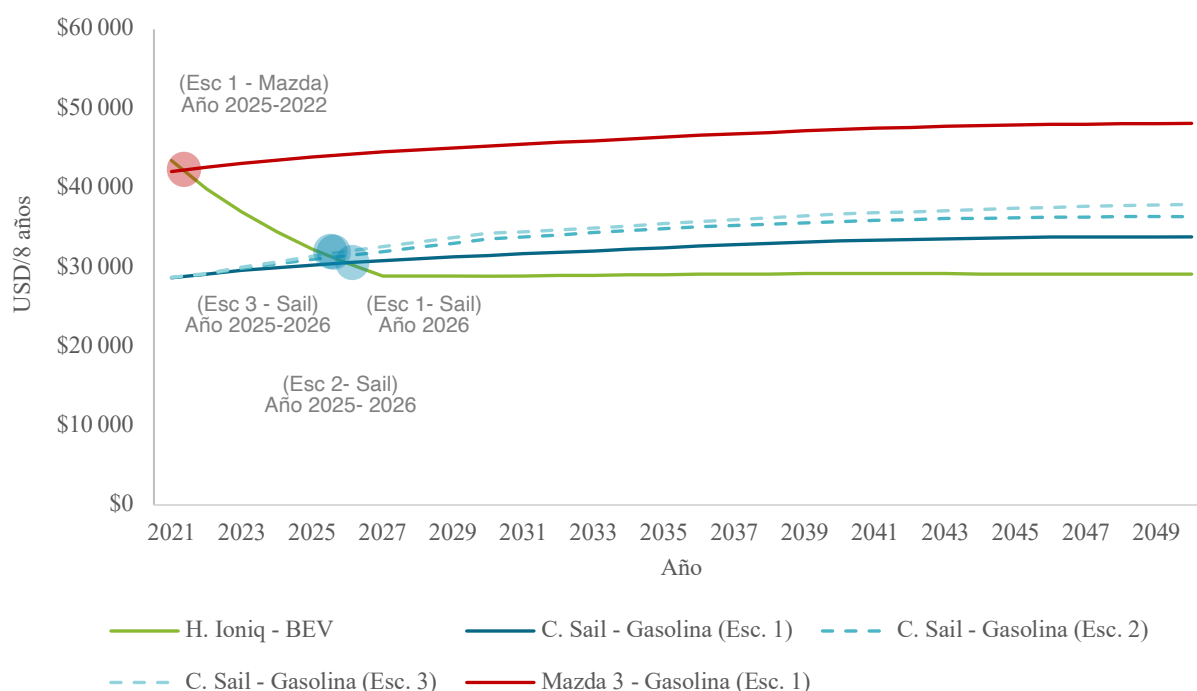
Por otro lado, el impuesto específico a la gasolina, según los índices económicos mencionados en la Tabla 28 y la Tabla 29, representan una participación entre el 12% y 20% de los costos totales, por ende, cuenta con un mayor potencial en el desincentivo de las alternativas convencionales. Adicional a ello, este sector no cuenta con un impuesto a los combustibles aguas arriba y con enfoque ambiental. Por consiguiente, en la Tabla 32 se establecen distintos escenarios de impuestos de manera de identificar los cambios que estos podrían generar en los costos totales. El escenario 1 corresponde al escenario base con el actual gravamen a los combustibles. El escenario 2 incluye un impuesto específico a los combustibles a niveles promedio de la OCDE para el año 2030 y un impuesto verde aguas arriba que aumenta hasta alcanzar a niveles del precio social al carbono en Chile (Ministerio de Desarrollo Social, 2017).

Tabla 32: Escenarios de precio al carbono en USD/tCO₂

Tipo de escenario	Instrumento económico	Unidad	Año						
			2021	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Escenario 1: impuestos actuales	Impuesto Verde aguas arriba	USD/tCO ₂	0	0	0	0	0	0	0
	Impuesto Específico	UTM/m ³	6	6	6	6	6	6	6
Escenario 2: precio social del carbono y niveles OCDE	Impuesto Verde aguas arriba	USD/tCO ₂	0	2	10	35	35	35	35
	Impuesto Específico	UTM/m ³	6	6	8	8	8	8	8
Escenario 3: en línea al Acuerdo de París y niveles OCDE	Impuesto Verde aguas arriba	USD/tCO ₂	0	5	50	50	75	75	100
	Impuesto Específico	UTM/m ³	6	6	8	8	8	8	8

Fuente: Elaboración propia en base a Ministerio de Desarrollo Social, 2017 y CPLC, 2017.

Gráfico 17: Punto de equilibrio entre los costos de totales para un vehículo liviano según tipo de motor y escenarios de precio al carbono



Fuente: Elaboración propia.

Al observar el Gráfico 17, se permite concluir que los escenarios propuestos no permitirían adelantar considerablemente el punto de equilibrio entre los costos del vehículo eléctrico Hyundai Ioniq frente al vehículo convencional Chevrolet Sail, pero sí permiten aumentar la brecha de costos posterior al punto de equilibrio, beneficiando al vehículo eléctrico. Considerando que la adopción de una tecnología limpia no solo está determinada por su competitividad económica, aumentar la brecha de costos podría permitir una más rápida adopción de la adquisición de los vehículos eléctricos una vez alcanzado el punto de equilibrio, es decir, que la tasa de cambio de vehículos sea mayor con alguna de las propuestas de instrumento económico, versus que no sea aplicada ninguna.

6.2 Bus de larga autonomía

6.2.1 Análisis económico

Al momento de ser realizado este estudio no existían iniciativas concretas que hayan sido anunciadas de manera pública y que promovieran de manera directa en el corto plazo esta tecnología

en el país, y si bien no es una industria que aún se esté desarrollando en el contexto nacional, sí está presente en otros países.

Para estimar el costo de un bus a hidrógeno fueron consideradas estimaciones de la publicación “Study on strategies for joint procurement of fuel cell buses” (Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking, 2018), costos que disminuyen a medida que ésta se posiciona en el mercado. No así ocurre con el costo del autobús con motor de combustión interna a diésel el cual se estima constante en US\$200.000 durante el periodo de tiempo del análisis, ya que es una tecnología lo suficientemente madura y posicionada en el mercado.

Debido a la falta de información sobre costos de permiso de circulación, mantenimiento y revisión técnica de los FCB, éstos no se consideran dentro del análisis económico. Aun así, es importante destacar, que tal como se explicitó para la simulación anterior, el mantenimiento para los vehículos eléctricos a batería suele ser menor que para buses de combustión interna, ya que los primeros cuentan con una cantidad de piezas mecánicas sustantivamente menor que los de combustión, lo que de cierta medida beneficiaría a los FCB al tener un costo de operación menor. Considerando los parámetros técnicos de la Tabla 14 y la Tabla 15 los costos estimados de ambas tecnologías se desglosan en la Tabla 33 y Tabla 34⁶².

Tabla 33: Costos de inversión y operación para autobús interurbano con motor de combustión a diésel

Bus a diésel (MCI)	2021		2030		2050	
Ítem	USD	% del costo total	USD	% del costo total	USD	% del costo total
CAPEX						
Costo autobús interurbano	\$ 200.000	32,6%	\$ 200.000	27,6%	\$ 200.000	24,5%
Costos de acumulados para 10 años						
Diésel (refinería + distribución)	\$ 357.284	58,2%	\$466.739	64,4%	\$555.469	68,0%
Diésel (Impuesto Específico)	\$ 56.833	9,3%	\$58.386	8,1%	61.991	7,6%
Total	\$ 614.117	100,0%	\$725.125	100,0%	\$817.460	100,0%

Fuente: Elaboración propia en base a Comité Solar e Innovación Energética, 2020, y Ministerio de Energía, 2021.

Las proyecciones permiten identificar que para un bus a diésel los costos en diésel aumentarían en más de un 30% para el año 2050, principalmente por el aumento estimado en los costos de diésel, ítem que representan entre el 58% y 68% de los costos totales en el periodo de cálculo de 10 años. Por otro lado, para un bus a hidrógeno los costos se proyectan a disminuir en casi un 50% para el año 2050. Reducción de costos influenciada tanto por una reducción de costos en el bus, como en el consumo de

⁶² Es relevante destacar que este análisis económico se realiza para un autobús, por lo que no son considerados los costos de la infraestructura de almacenamiento y estación de carga del hidrógeno.

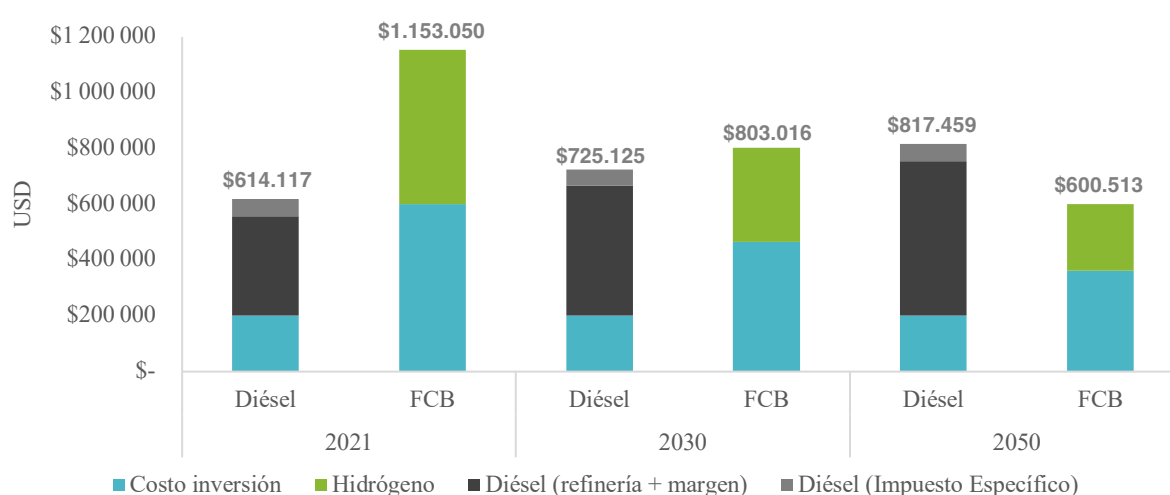
hidrógeno (Gráfico 18). A grandes rasgos, es posible identificar que los costos para la alternativa convencional aumentan significativamente, mientras los FCB disminuyen a una tasa mayor.

Tabla 34: Costos de inversión y operación para autobús interurbano con celda de combustible a hidrógeno

Bus a hidrógeno (FCB)	2021		2030		2050	
Ítem	USD	% del costo total	USD	% del costo total	USD	% del costo total
CAPEX						
Costo autobús interurbano	\$ 600.000	52,0%	\$ 465.798	58,0%	\$ 361.197	60,1%
Costos de acumulados para 10 años						
Hidrógeno	\$553.050	48,0%	\$337.218	42,0%	\$239.316	39,9%
Total	\$1.153.050	100,0%	\$803.016	100,0%	\$ 600.513	100,0%

Fuente: Elaboración propia en base a Comité Solar e Innovación Energética, 2020, y Ministerio de Energía, 2021.

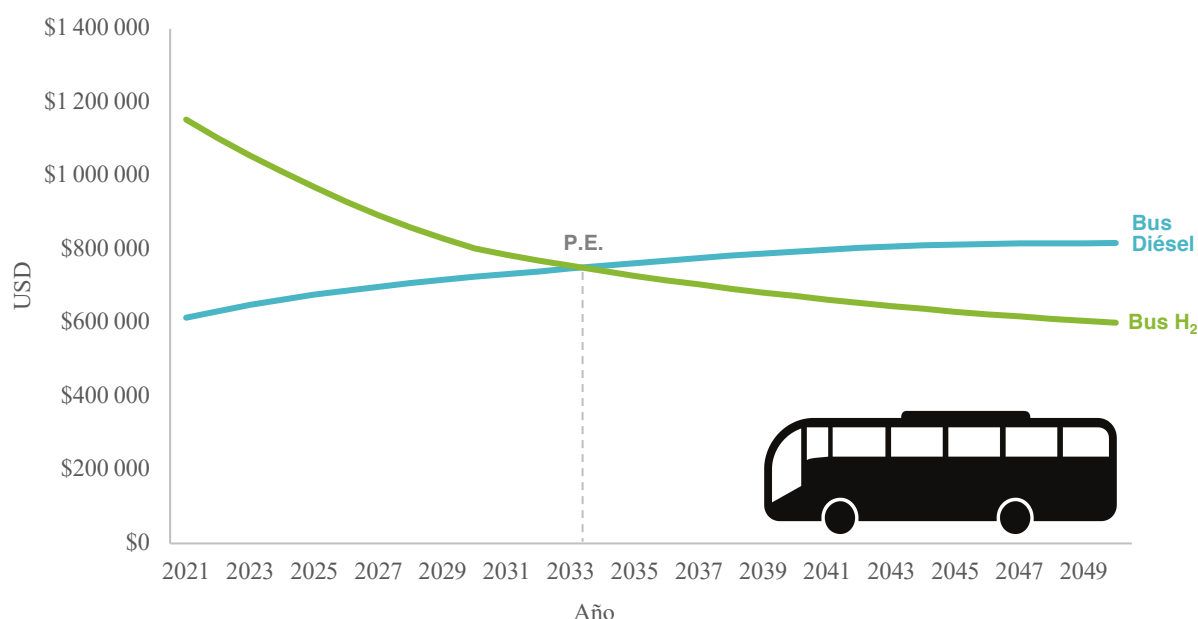
Gráfico 18: Costo total comparativo en USD para autobuses interurbano en un periodo de evaluación de 10 años



Fuente: Elaboración propia en base a Comité Solar e Innovación Energética de Corfo, 2020, y Ministerio de Energía, 2021.

A través de las proyecciones de los costos totales se permite encontrar el punto de equilibrio para el año 2034, es decir, que en este escenario desde el año 2034 la adquisición de un autobús interurbano a celda de combustible a hidrógeno en la zona central del país con una distancia recorrida anual de 210.000 km se vuelve competitiva frente a un autobús con motor de combustión interna a diésel.

Gráfico 19: Costo total en USD del periodo de evaluación según año de adquisición del bus interurbano



Fuente: Elaboración propia según Comité Solar e Innovación Energética de Corfo, 2020.

6.2.2 Precio al carbono

La adquisición de un autobús interurbano con celda de combustible en comparación a uno de motor de combustión a diésel permitirá una reducción de emisiones de CO₂ entorno al consumo de combustible. Con respecto al consumo de hidrógeno, éste se asume como un proceso cero emisiones, bajo la hipótesis en la que es producido en base a ERNC in-situ, o bien mediante un PPA⁶³ que garantice al electrolizador un suministro de electricidad generada con energías cero emisiones.

Tabla 35: Potencial de reducción de emisiones CO₂ para el caso de estudio de autobuses interurbano

Emisiones CO ₂	Unidad	Combustión diésel
Consumo diésel	lt/año	52.500
Factor de emisión	kgCO ₂ /lt diésel	2,746
Potencial reducción de emisiones	tCO ₂ /año	144,16

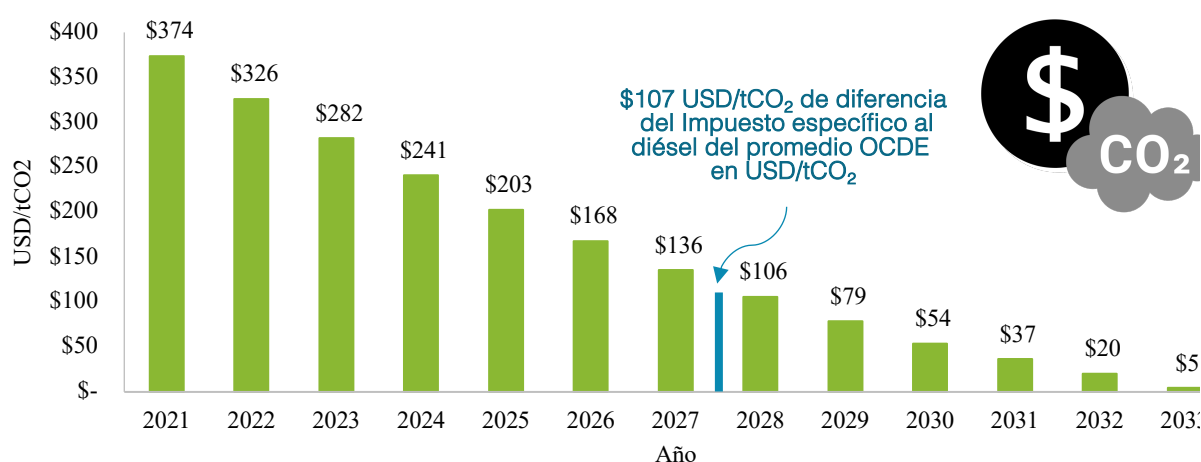
Fuente: Elaboración propia en base a IPCC, 2006.

Con un consumo de 52.500 litros de diésel al año, las emisiones del bus convencional alcanzarían las 144 toneladas de CO₂ anuales. Por tanto, con un potencial de reducción de emisiones constante en

⁶³ Acuerdo de Compra de Energía (PPA, por sus siglas en inglés) corresponde a un contrato de compraventa entre un ente generador y un comprador para adquirir energía durante un periodo de tiempo y precio acordado entre ambas partes.

el periodo 2021-2050 es posible determinar los valores del precio al carbono que rentabilizarían la transferencia tecnológica sin considerar el actual impuesto específico al diésel, ya que no es un impuesto tributario de origen ambiental. Los valores obtenidos inician con desde los 374 USD/tCO₂ hasta llegar los 5 USD/tCO₂ para el año 2033, un año previo de la rentabilización del FCB sin un impuesto al carbono. Para contextualizar los valores obtenidos, en la actualidad el promedio del impuesto específico al diésel de los países OCDE es equivalente a 145 USD/tCO₂, por tanto, mientras que el impuesto específico al diésel en Chile equivale a 38 USD/tCO₂. En consecuencia, aumentar en 107 USD/tCO₂ (aproximadamente 4,2 UTM/m³) el actual impuesto específico al diésel en Chile hasta llegar al promedio OCDE (145 USD/tCO₂ equivalente a 5,7 UTM/m³), permitiría adelantar la competitividad de un bus interurbano en 6 años (2028).

Gráfico 20: Precio al carbono que rentabiliza la adquisición de un bus de larga autonomía a hidrógeno verde frente a uno de combustión interna según modelos de comparación



Fuente: Elaboración propia.

6.2.3 Instrumentos económicos alternativos

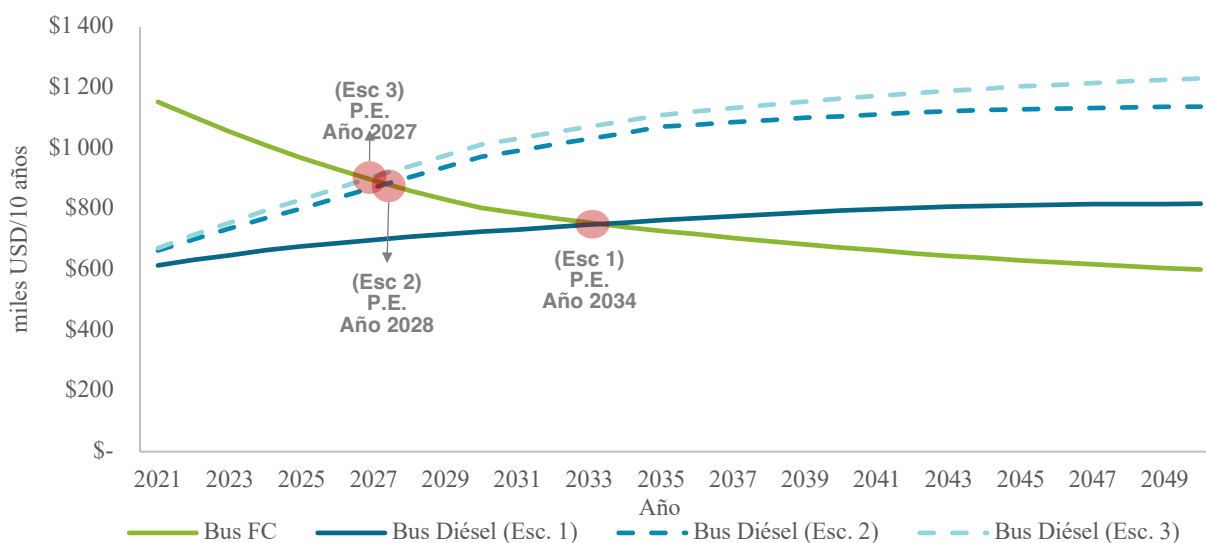
En la actualidad los buses de estas características no cuentan con un impuesto verde a las fuentes móviles, no obstante, sí se encuentran afectados al impuesto específico del diésel, el cual alcanza a 1,5 UTM/m³. Por tanto, se establecen 3 escenarios. En primer lugar, un escenario base con el actual gravamen al diésel. Luego, un escenario 2 con un impuesto verde aguas arriba que aumenta hasta llegar a niveles equivalentes al precio social del carbono y un nivel de impuesto específico que aumenta hasta llegar al año 2035 a los niveles de gravamen de la OCDE. Finalmente, un escenario 3 con supuestos similares al anterior, a diferencia de un mayor impuesto verde aguas arriba en línea a las metas del Acuerdo de París.

Tabla 36: Escenarios de precio al carbono en USD/tCO₂

Tipo de escenario	Instrumento económico	Unidad	Año						
			2021	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Escenario 1: impuestos actuales	Impuesto Verde aguas arriba	USD/tCO ₂	0	0	0	0	0	0	0
	Impuesto Específico	UTM/m ³	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Escenario 2: precio social del carbono e impuesto específico en niveles OCDE	Impuesto Verde aguas arriba	USD/tCO ₂	0	2	10	35	35	35	35
	Impuesto Específico	UTM/m ³	1,5	3	6	8	8	8	8
Escenario 3: precio al carbono en línea al Acuerdo de París e impuesto específico en niveles OCDE	Impuesto Verde aguas arriba	USD/tCO ₂	0	5	50	50	75	75	100
	Impuesto Específico	UTM/m ³	1,5	3	6	8	8	8	8

Fuente: Elaboración propia en base a Ministerio de Desarrollo Social, 2017 y CPLC, 2017.

Gráfico 21: Punto de equilibrio entre los costos de totales para un Bus según tipo de motor y escenarios de precio al carbono



Fuente: Elaboración propia.

Las proyecciones del Gráfico 21 permiten identificar que un aumento sostenido en el impuesto específico del diésel hasta llegar a un nivel OCDE de 8 UTM/m³, además de un impuesto verde aguas arriba equivalente al precio social al carbono, permitiría que la competitividad de un bus a celda de combustible se adelante en 6 años (Escenario 2); mientras que para un aumento de impuesto verde aguas arriba que vaya en línea a las metas del Acuerdo de París permite adelantar la competitividad en 7 años

en relación al escenario actual y 1 año con respecto al Escenario 2. Con dichos resultados, se podría concluir que un aumento en el impuesto específico del diésel resultaría ser un instrumento con mayor determinación en relación con el impuesto verde aguas arriba, desde un punto de vista de adelantar la transferencia tecnológica.

6.3 Camión de alto tonelaje en Minería de Rajo

6.3.1 Análisis económico

En relación al costo del reacondicionamiento del motor del camión, se asume como costo adicional de US\$500 mil dólares, según estudios de estimaciones realizadas por el Comité Solar e Innovación Energética de Corfo, que equivale a un 10% del costo aproximado de un CAEX. Frente a este escenario, para el análisis económico se excluye el costo de un CAEX convencional sin reacondicionamiento, ya que al ser un valor base que aplicaría para ambos casos no sería una componente que influya en los resultados.

Por otro lado, debido a la falta de información encontrada sobre costos de mantenimiento de los CAEX, éstos no se consideran dentro del análisis económico. En relación con los costos para el CAEX a diésel, sólo son considerados los costos por consumo de combustible diésel. Por tanto existe una brecha de información en relación a los casos anteriormente analizados. En cuanto al precio de diésel, éste se obtiene de los valores proyectados en el periodo 2020-2060 para precio de consumidor final, de los cuales son excluidos el monto del IVA y el impuesto específico al combustible al ser un consumo para transporte fuera de ruta (Ministerio de Energía, 2021). Por último, para el análisis se asume un periodo de evaluación de 10 años.

Tabla 37: Costos de operación para CAEX a combustión de diésel

CAEX Diésel	2021		2030		2050	
Ítem	USD	% del costo total	USD	% del costo total	USD	% del costo total
CAPEX						
Diésel (refinería + distribución)	\$8.197.123	100,0%	\$10.708.318	100,0%	\$12.744.035	100,0%
Diésel (IVA)	\$0	0,0%	\$0	0,0%	\$0	0,0%
Diésel (Impuesto Específico)	\$0	0,0%	\$0	0,0%	\$0	0,0%
Total	\$8.197.123	100,0%	\$10.708.318	100,0%	\$12.744.035	100,0%

Fuente: Elaboración propia en base a Ministerio de Energía, 2021.

A partir de la Tabla 37 es posible observar que a medida que avanzan los años el costo de operación en el CAEX a diésel por el consumo de combustible va aumentando, debido a las alzas proyectadas en los costos de diésel. Caso contrario ocurre en los costos del CAEX a combustión dual desglosados en la Tabla 38, con costos que tienden a la baja a causa de la reducción de los costes de inversión en la producción de hidrógeno, el cual considera una planta solar FV, electrolizador, estación de carga y almacenamiento de hidrógeno.

Tabla 38: Costos de inversión y operación para CAEX a combustión dual hidrógeno-diésel

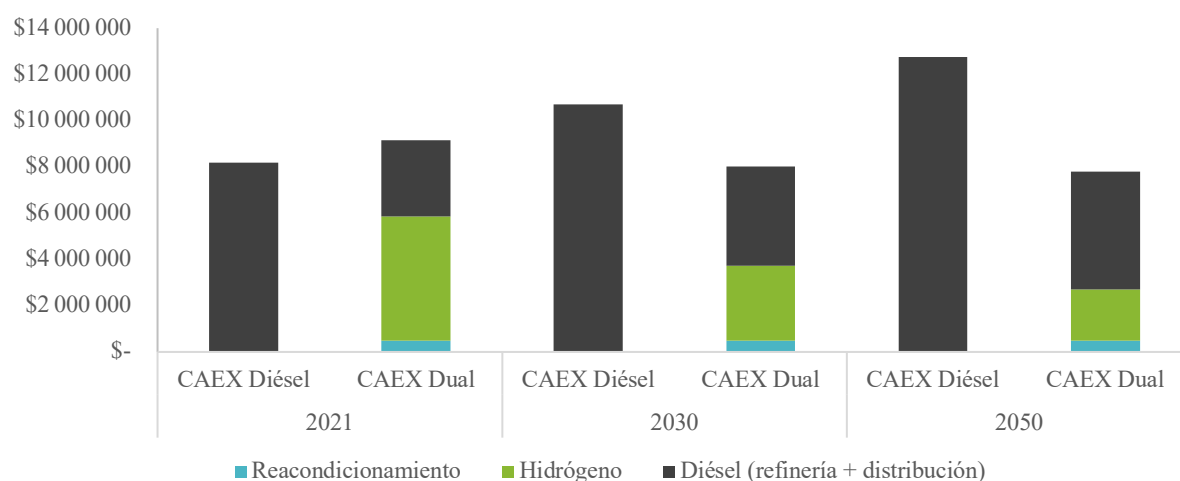
CAEX Dual	2021		2030		2050	
Ítem	USD	% del costo total	USD	% del costo total	USD	% del costo total
CAPEX						
Reacondicionamiento	\$500.000	5,4%	\$500.000	6,2%	\$500.000	6,4%
Costos acumulados para 10 años						
Hidrógeno	\$5.364.378	58,7%	\$3.235.218	40,3%	\$2.212.115	28,3%
Diésel (refinería + distribución)	\$3.278.849	35,9%	\$4.283.327	53,4%	\$5.097.614	65,3%
Diésel (IVA)	\$0	0,0%	\$0	0,0%	\$0	0,0%
Diésel (Impuesto Específico)	\$0	0,0%	\$0	0,0%	\$0	0,0%
Total	\$9.143.227	100,0%	\$8.018.545	100,0%	\$7.809.729	100,0%

Fuente: Elaboración propia en base a Ministerio de Energía, 2021; Comité Solar e Innovación Energética, 2019.

En el caso de la operación del CAEX Dual es posible identificar que en una primera instancia la producción de hidrógeno correspondería a una parte importante de los costos totales para posteriormente disminuir tanto en su valor como en su participación, con cerca de US\$5 millones equivalente al 59% de los costos totales para 2021 frente a los cerca de US\$2 millones equivalente al 28% del total. Caso contrario con lo que ocurre en el consumo de diésel, con un costos en combustible que aumentan en más de un 55% para 2050 con respecto a 2021. A partir de estos resultados es posible concluir que una mayor tasa de sustitución del diésel por H₂V podría significar en el corto plazo costos totales más altos pero que disminuirían considerablemente en los siguientes años. En el Gráfico 22 es posible identificar de manera gráfica la diferencia y composición de costos para 2021, 2030 y 2050 entre ambas tecnologías.

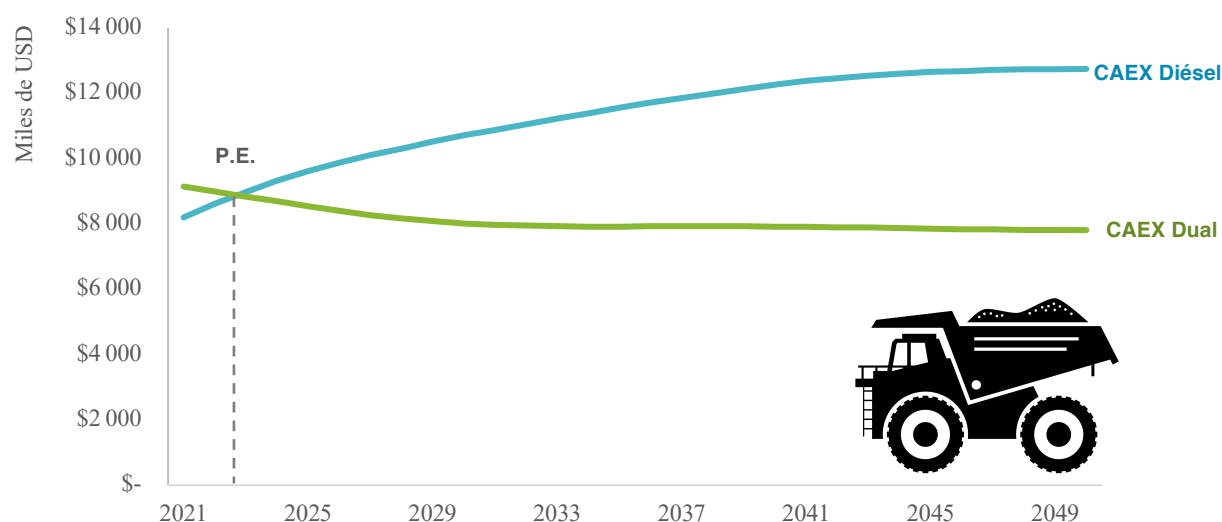
La proyección de estos valores de manera continua en un periodo de tiempo entre 2021 y 2050 permite encontrar el punto de equilibrio entre ambas tecnologías, el cual ocurre en el año 2023. Esto significa que desde el año 2023 se rentabiliza de manera orgánica el reacondicionamiento de un camión de alto tonelaje para Minería de Rajo que se haga uso de un motor de combustión dual con una mezcla de 60% hidrógeno y 40% diésel según los supuestos considerados.

Gráfico 22: Costo total comparativo en USD para el ciclo de vida de 10 años para el caso de estudio CAEX



Fuente: Elaboración propia en base a Ministerio de Energía, 2021.

Gráfico 23: Costo total para el periodo de evaluación según año de adopción tecnológica para CAEX en minería Rajo Abierto



Fuente: Elaboración propia según Comité Solar e Innovación Energética de Corfo, 2020.

6.3.2 Precio al carbono

Para calcular los valores de precio al carbono que permitirían rentabilizar la transferencia tecnológica es necesario identificar el potencial de reducción de emisiones de CO₂. En ese sentido, como resultado del recambio tecnológico se considera la diferencia de consumo de diésel entre ambas alternativas según el factor de emisión del combustible (Tim Simmons, Avolong Limited UK, 2001).

Por otra parte, la producción de hidrógeno se asume como un proceso cero emisiones alimentado por la generación eléctrica de una planta solar fotovoltaica in-situ.

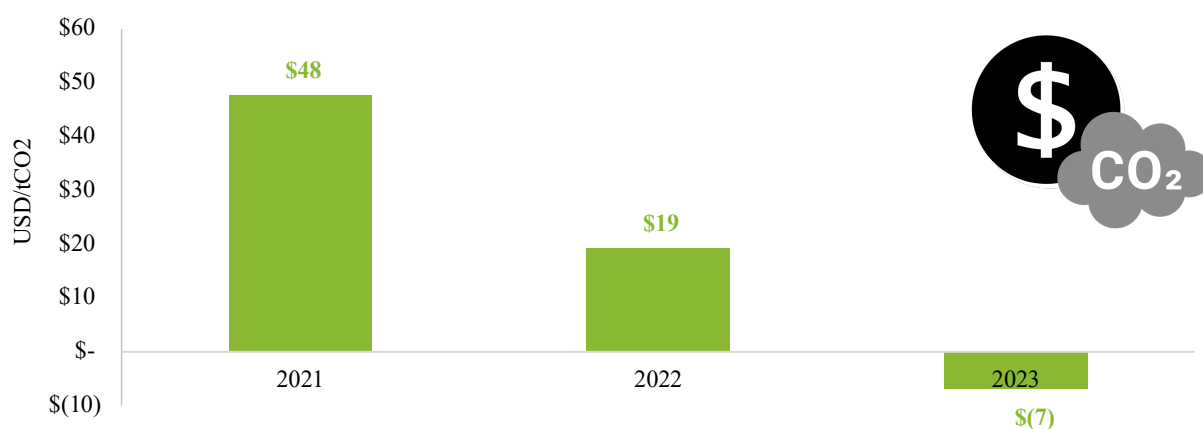
Tabla 39: Potencial reducción de emisiones de CO₂

Emisiones CO ₂	Unidad	Combustión diésel	Combustión dual
Consumo diésel	lt/año	1.204.500	481.800
Factor de emisión	kgCO ₂ /lt diésel	2,746	2,746
Emisiones CO ₂	tCO ₂ /año	3.307,44	1.322,98

Fuente: Elaboración propia según Tim Simmons, Avolong Limited UK, 2001.

Considerando que en ambos casos existe un consumo de diésel, el potencial de reducción de emisiones se determina a partir de la diferencia de emisiones detalladas en la Tabla 39. Por tanto, con un potencial de reducción de emisiones constante en el periodo 2021-2050 de 1.984 tCO₂ anuales por unidad de CAEX tradicional, es posible determinar que los valores de precio al carbono que rentabilizan el recambio tecnológico alcanzan en primera instancia a 48 USD/tCO₂ para 2021 y 19 USD/tCO₂ para 2022, año previo a ser competitivo económicamente sin la aplicación de un impuesto al carbono.

Gráfico 24: Precio al carbono que rentabiliza el recambio tecnológico de CAEX a diésel por CAEX dual.



Fuente: Elaboración propia.

6.3.3 Instrumentos económicos alternativos

La minería chilena en la actualidad cuenta con dos cargas tributarias que son específicas para el sector. En primer lugar, un impuesto específico sobre la actividad minera (también conocido como “Royalty a la Minería”) que afecta a las personas naturales o jurídicas cuyas ventas, durante el año tributario respectivo, supere las 12.000 toneladas métricas de cobre fino. La tasa impositiva es de carácter progresiva con valores que oscilan entre el 0,5% y el 4,5% de las ventas (Biblioteca del

Congreso Nacional de Chile, 2020). En segundo lugar, se establece un pago de concesión de explotación y exploración decretado por el Código de Minería y que grava a las personas naturales o jurídicas según la cantidad de hectáreas en las cuales se realizan extracciones o exploraciones de minerales. Este se paga anualmente y en el caso de explotación equivale a 0,1 UTM por hectárea; mientras que en caso de explotación este alcanza a un quincuagésimo de UTM por hectárea (Martínez, 2020).

Tabla 40: Escenarios de precio al carbono en USD/tCO₂

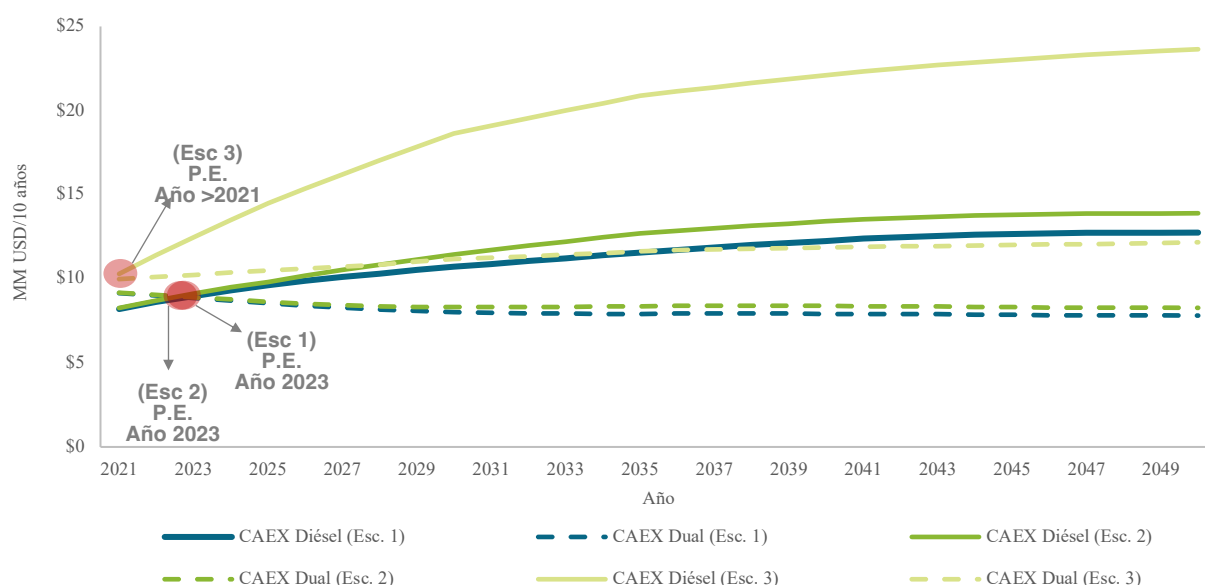
Tipo de escenario	Instrumento económico	Unidad	Año						
			2021	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Escenario 1: impuestos actuales	Impuesto Verde aguas arriba	USD/tCO ₂	0	0	0	0	0	0	0
	Impuesto Específico	UTM/m ³	0	0	0	0	0	0	0
Escenario 2: precio social del carbono y enfoque en tecnología	Impuesto Verde aguas arriba	USD/tCO ₂	0	2	10	35	35	35	35
	Impuesto Específico	UTM/m ³	0	0	0	0	0	0	0
Escenario 3: en línea al Acuerdo de París y niveles OCDE	Impuesto Verde aguas arriba	USD/tCO ₂	0	5	50	50	75	75	100
	Impuesto Específico	UTM/m ³	0	3	6	8	8	8	8

Fuente: Elaboración propia en base a Ministerio de Desarrollo Social, 2017 y CPLC, 2017.

A pesar de contar con dos cargas tributarias específicas, ninguno toma en consideración el principio “el que contamina paga” al no gravar las externalidades negativas (Martínez, 2020). Por tanto, para este caso se establecen 3 escenarios. El escenario 1 considera el estado actual en el cual no existen impuestos que apliquen al consumo de combustible en los CAEX. Un segundo escenario con un impuesto verde aguas arriba al diésel con montos que alcancen al precio social del carbono. Y un tercer escenario que establece un impuesto verde aguas arriba en línea a las metas del Acuerdo de París y un impuesto específico que alcance a los valores OCDE para el 2035.

En este caso particular, como en ambas alternativas se considera un consumo de diésel, en los escenarios 2 y 3 los costos de un CAEX dual se ven aumentados de igual manera, aunque en una proporción menor al CAEX a diésel, debido al diferencial en el consumo de combustible. A partir del Gráfico 25, es posible identificar que para un escenario 2 no existen cambios sustanciales en el adelanto de la competitividad, no obstante, sí generan diferencias relevantes en la brecha de costos a partir del año 2030, que dan mayor incentivo a la transición tecnológica y una mayor adopción post 2023.

Gráfico 25: Punto de equilibrio entre los costos de totales para un CAEX según tipo de combustión y escenarios de precio al carbono



Fuente: Elaboración propia.

Por otro lado, para el escenario 3 la aplicación de un impuesto específico al diésel genera cambios más relevantes aún en las curvas de costos, adelantando el punto de equilibrio entre ambas alternativas para un año posterior al 2021. Paralelamente, posterior a 2021 la brecha de costos entre ambas alternativas se separan significativamente y en beneficio del CAEX dual, aumentando los costos del CAEX a diésel.

6.4 Camión de carga pesada

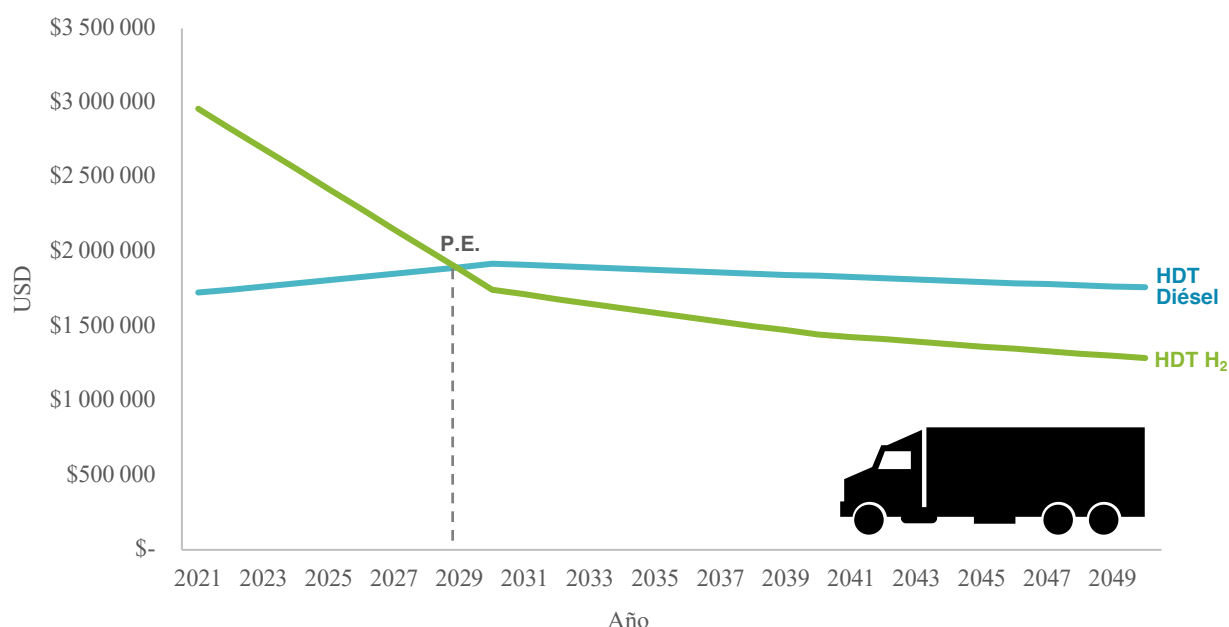
6.4.1 Análisis económico

Dentro de la estructura de costos totales para un HDT a diésel, los costos en combustible corresponden al ítem más importante alcanzando un promedio de 29,25%, seguido de un 21,97% de pagos a conductores, 16,45% de la cuota del camión (pago del activo), un 12,07% en costos administrativos, 6,87% en mantención y un 13,39% en otros gastos menores (Chile Transporte, 2019).

Para calcular los costos totales se consideran las proyecciones de TCO realizadas por McKinsey & Company para un HDT a diésel y a FC. Estimaciones que según las componentes técnicas detalladas en la Tabla 18, la proyección de costos totales para un camión de carga pesada con ambas tecnologías

encuentra el punto de equilibrio a partir del año 2029, por lo que posterior a ello un HDT a celda de combustible resultaría más competitivo que su alternativa convencional a diésel.

Gráfico 26: Costo total para el periodo de evaluación según año de adquisición del camión de carga pesada



Fuente: Elaboración propia según McKinsey & Company, 2020.

La mayor parte de la caída de costos de 2020 a 2030 será el resultado principalmente de la reducción en el costo del combustible de hidrógeno, que representará aproximadamente el 80% de la reducción. A partir de ello es posible encontrar la relación del punto de equilibrio según los precios de compra de hidrógeno en la estación de carga, donde se identifica que el equilibrio entre ambas tecnologías se lograría para aquel momento en las que el costo de hidrógeno en la bomba se encuentre entre 4 y 5 USD/kg (el punto de equilibrio exacto depende principalmente del costo de diésel) (Hydrogen Council, 2020).

6.4.2 Precio al carbono

La adquisición de un camión de carga pesada impulsado por hidrógeno como reemplazo de un HDT a diésel permitirá una reducción de carbono, la cual tiene relación directa con el consumo de combustible. Considerando el hidrógeno como un energético cero emisiones⁶⁴ y las componentes

⁶⁴ Para este caso, al igual a lo que ocurre en la actualidad con el suministro de combustible, el hidrógeno deberá estar disponible mediante estaciones de carga. En consiguiente, para que continúe siendo considerado un

técnicas de la Tabla 18, es posible identificar que el potencial de reducción de emisiones alcanza a 261 de tCO₂/año y 1.826 tCO₂ para los 7 años en los cuales fueron evaluados los costos totales (Gráfico 26).

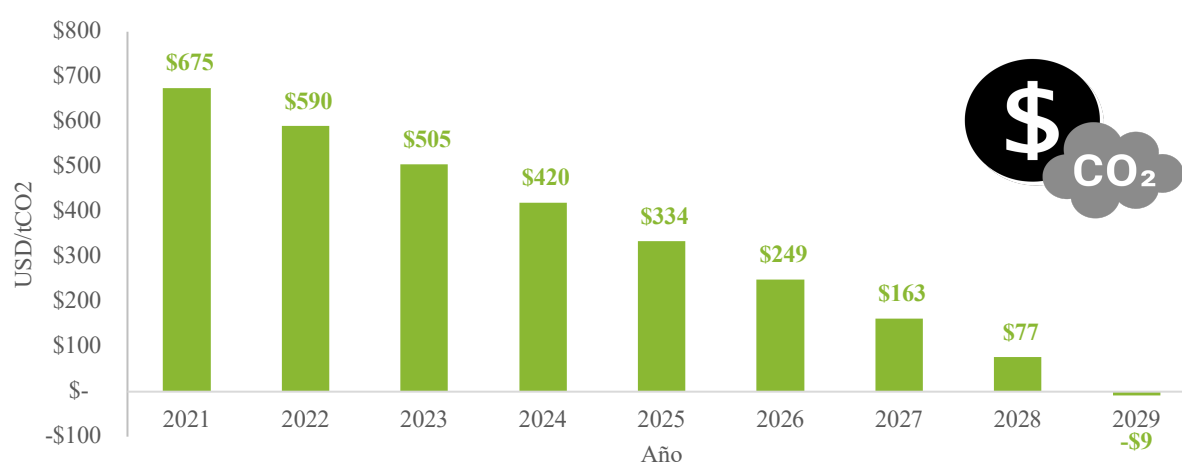
Tabla 41: Potencial de reducción de emisiones.

Ítem	Unidad	Valor
Consumo anual de diésel	lt/año	95.000
Factor de emisión	KgCO ₂ /lt diésel	2,746
Potencial de reducción de emisiones anual	tCO ₂ /año	261
Potencial de reducción de emisiones en 7 años	tCO ₂	1.826

Fuente: Elaboración propia en base a Ministerio de Energía, 2021.

Considerando este constante potencial de reducciones es posible determinar los valores de precio al carbono que permitirían rentabilizar un HDT a celda de combustible frente a su alternativa convencional, años previos a llegar al punto de equilibrio obtenido del Gráfico 26. Para el año 2021 el costo de abatimiento alcanza a los 675 USD/tCO₂ el cual se ve reducido en los siguientes 6 años llegando a los 77 USD/tCO₂, año previo a llegar al punto de equilibrio.

Gráfico 27: Precio al carbono que rentabiliza la adquisición de un camión de carga pesada a hidrógeno verde frente a uno a de combustión interna según modelos de comparación.



Fuente: Elaboración propia.

6.4.3 Instrumentos económicos alternativos

En la actualidad el transporte de carga es un sector que cuenta con exenciones importantes en términos de impuestos. En primer lugar, generalmente cuentan con una exención completa del impuesto verde a las fuentes móviles, ya que son vehículos destinados al transporte de carga con fines

combustible cero emisiones será importante impulsar los esfuerzos necesarios para asegurar la menor cantidad de emisiones de carbono a lo largo de su ruta de producción, desde la electrólisis hasta la recepción en la estación de carga.

comerciales. En segundo lugar, cuentan con un mecanismo de devolución o recuperación del impuesto al diésel que únicamente aplica para camiones con peso igual o superior a 3.860 kg y que transiten en ruta⁶⁵. Según publicaciones realizadas por el Reporte de la OCDE y el Fondo Monetario Internacional (FMI) en el marco de la Comisión Tributaria convocada en octubre de 2020 por el Ministerio de Hacienda, se recomienda por unanimidad eliminar las exenciones del impuesto específico al diésel que beneficia a las empresas de transporte de carga.

Por tanto, para este caso el escenario base (Escenario 1) considera un pago integral del impuesto específico al diésel, sin exención tributaria al sector. A partir de ello, se establecen 3 escenarios adicionales de instrumentos económicos. Un Escenario 2 que mantiene el impuesto específico actual y establece un impuesto aguas arriba a niveles del precio social del carbono. Un Escenario 3 con un impuesto verde aguas arriba idéntico al Escenario 2, con la diferencia de un impuesto específico que alcanza al 2035 valores del promedio OCDE. Por último, un Escenario 4 que establece un impuesto verde aguas arriba con valores en línea a las metas del Acuerdo de París y un impuesto específico que alcanza al valor promedio OCDE.

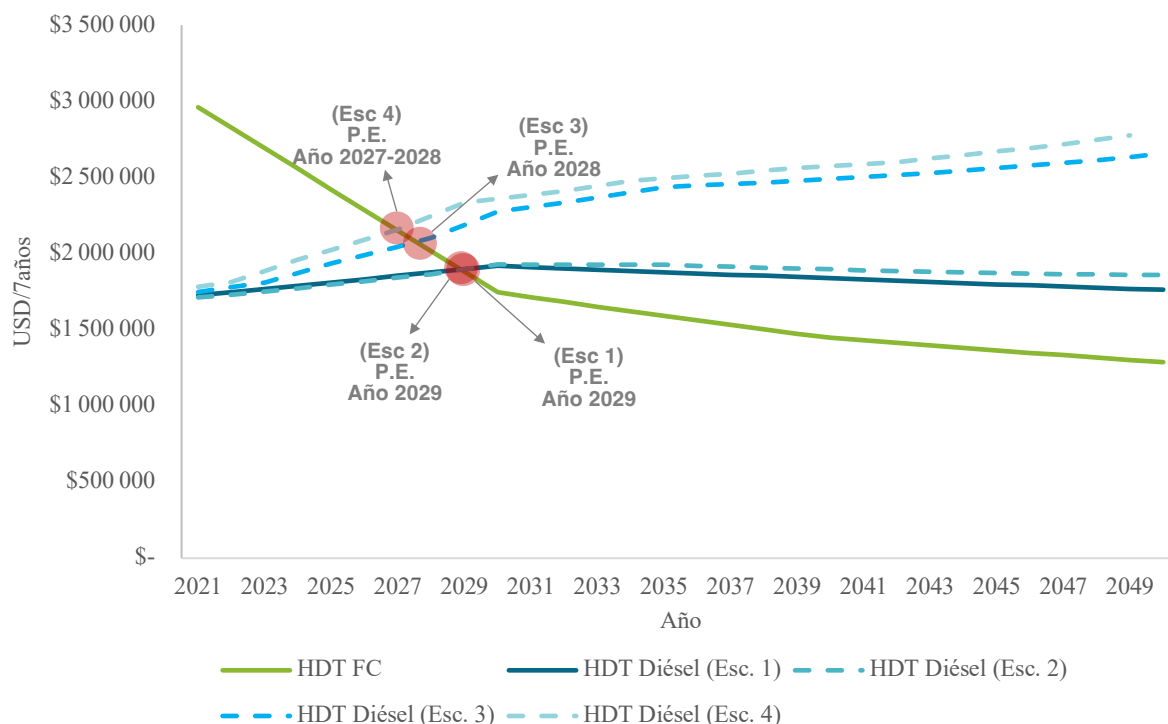
Tabla 42: Escenarios de precio al carbono en USD/tCO₂

Tipo de escenario	Instrumento económico	Unidad	Año						
			2021	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Escenario 1: impuestos actuales	Impuesto Verde aguas arriba	USD/tCO ₂	0	0	0	0	0	0	0
	Impuesto Específico	UTM/m ³	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Escenario 2: precio social del carbono e impuesto específico actual	Impuesto Verde aguas arriba	USD/tCO ₂	0	2	10	35	35	35	35
	Impuesto Específico	UTM/m ³	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Escenario 3: precio social del carbono e impuesto específico en niveles OCDE	Impuesto Verde aguas arriba	USD/tCO ₂	0	2	10	35	35	35	35
	Impuesto Específico	UTM/m ³	1,5	3	6	8	8	8	8
Escenario 4: en línea al Acuerdo de París e impuesto específico en niveles OCDE	Impuesto Verde aguas arriba	USD/tCO ₂	0	5	50	50	75	75	100
	Impuesto Específico	UTM/m ³	1,5	3	6	8	8	8	8

Fuente: Elaboración propia en base a Ministerio de Desarrollo Social, 2017 y CPLC, 2017.

⁶⁵ El porcentaje de recuperación del impuesto específico depende de los ingresos anuales de los contribuyentes. Para ingresos anuales: i) iguales o inferiores a UF 2.400 la recuperación alcanza al 80% de la componente base del impuesto; ii) entre UF 2.400 y UF 6.000: 70% de recuperación; iii) entre UF 6.000 y UF 20.000: 52,5% de recuperación y iv) superiores a UF 20.000: 31% de recuperación (Comisión Tributaria del Ministerio de Hacienda, 2021)

Gráfico 28: Punto de equilibrio entre los costos de totales para un camión convencional (HDT diésel) y celda de combustible (HDT FC) según escenarios de precio al carbono



Fuente: Elaboración propia.

A partir del Gráfico 29 se puede concluir que un Escenario 2 no significaría relevantes diferencias en la competitividad con respecto al escenario actual. No obstante, un Escenario 3 y 4 permitiría adelantar la competitividad de los camiones a celda de combustible entre 1 a 2 años. Además, un cambio significativamente mayor es el que ocurre con la brecha de costos entre ambas tecnologías. Para 2050 el camión de carga a diésel pasa de ser un 37% más costoso que un HDT FC a un 116%. Por tanto, un aumento en el impuesto específico a niveles OCDE y la aplicación de un impuesto verde aguas arriba en línea a las metas del Acuerdo de París además de adelantar la competitividad en 1-2 años, permitiría acelerar adopción de la transferencia tecnológica.

6.5 Transporte aéreo

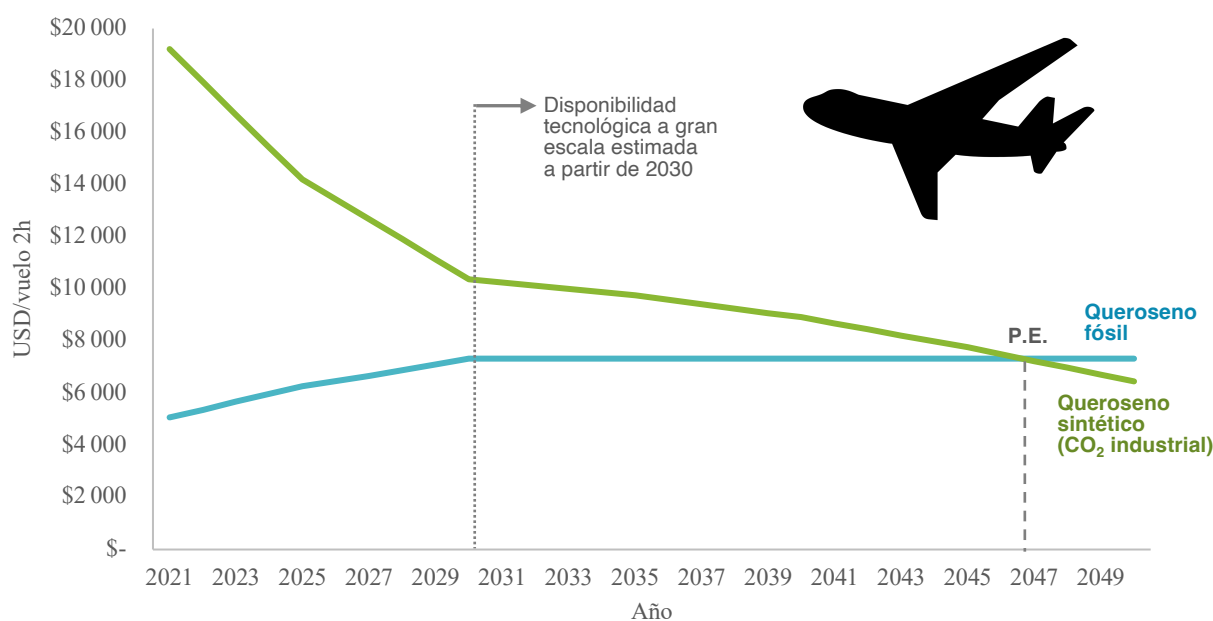
6.5.1 Análisis económico

El uso de queroseno sintético es una práctica que se ha aplicado anteriormente dentro de la industria aérea mediante mezclas a queroseno fósil con proporciones que no superaban el 30% de

combustible sintético debido a los límites técnicos propios del avión (Kalavasta, 2018). Por consiguiente, la industria ha realizado diversos esfuerzos para lograr impulsar vuelos con mayor participación de queroseno sintético con la ambición de lograr una participación del 100%, eliminando la necesidad de utilizar queroseno fósil. Algunas estimaciones apuntan que esta tecnología recién podría estar disponible para inicios de la próxima década (Hydrogen Council, 2021). En consecuencia, para este análisis se considera su posible uso a partir de 2030.

Existen tres factores relevantes que determina el costo del combustible sintético a base de hidrógeno. El primero de ellos, y el más relevante, es el costo de producción de hidrógeno, mientras que el segundo factor es el costo del carbono requerido, y finalmente el tercer elemento con cifras significativas es la propia planta de síntesis de combustible; en los que se estima un potencial de reducción de costos de alrededor del 40% para la propia planta a lo largo de la actual década debido a la ampliación en la capacidad de producción a nivel global (Hydrogen Council, 2021).

Gráfico 29: Costos totales según diferentes energéticos para un vuelo de 2 horas realizado por una Airbus A320



Fuente: Elaboración propia en base a McKinsey & Company, 2020; Ministerio de Energía, 2020.

Con respecto al segundo factor mencionado, se estima que la materia prima de carbono de los procesos industriales basados en combustibles fósiles o biomasa alcanza los 30 USD/tCO₂, mientras que los costos de carbono por medio de captura directa de aire son comparativamente altos, ya que es una tecnología que no se encuentra completamente desarrollada, con estimaciones que alcanzan los 160 USD/tCO₂ (Hydrogen Council, 2021). Sin embargo, se espera que el costo de la captura directa de aire disminuya durante la actual década en aproximadamente un 40%, alcanzando los 90 USD/tCO₂.

La reducción en los costos de hidrógeno verde y la captura de carbono atmosférico resultan ser de las medidas más influyentes en los costos. Dichos factores permitirán que para un vuelo de 2 horas el combustible sintético pueda ser competitivo con el queroseno fósil a partir del año 2047.

6.5.2 Precio al carbono

Para calcular el potencial de reducción de emisiones se considera el queroseno sintético como un combustible cero emisiones, por tanto la reducción se verá directamente influida por el consumo de combustible fósil en los vuelos convencionales. Para este caso y como es desglosado en Tabla 19, para la ruta Santiago-Calama se estima un consumo mínimo de combustible de 6.278 kg de queroseno. Se considera que este consumo es mínimo, debido a una relación entre la demanda de combustible y la carga transportada. Cálculos publicados por Nordisk Aviation estiman que por cada 1.000 kg adicionales al peso del avión se consumen 40 kg de queroseno por hora (Nordisk Aviation, 2021).

Tabla 43: Consumo mínimo de combustible estimado para un vuelo de 2 horas realizado para un Airbus A320

Ítem	Unidad	Valor
Emisiones ciclo LTO	tCO ₂ /LTO	2,57
Emisiones ciclo CCD	tCO ₂ /CCD	17,20
Emisiones por vuelo de 2 horas a partir de queroseno fósil	tCO ₂ /vuelo 2h	19,77

Fuente: Elaboración propia en base a C. Bustamante, 2018.

Gráfico 30: Valores de precio al carbono en dólares por tonelada de CO₂ aplicado para el caso de estudio



Fuente: Elaboración propia.

Por tanto, considerando un factor de emisiones de 3,15 kg de CO₂ por kg de queroseno⁶⁶ las emisiones mínimas generadas para un vuelo de 2 horas realizado por un Airbus A320 se estima en 19,77 tCO₂ (Tabla 43). A partir de ello, y junto a la brecha económica de ambas tecnologías (Gráfico 29), es posible determinar la curva de precio al carbono que permitiría al queroseno sintético lograr competitividad frente a la alternativa fósil.

6.5.3 Instrumentos económicos alternativos

En la actualidad el transporte aéreo nacional no cuenta ningún tipo de impuesto al combustible o de carácter ambiental, un caso que resulta común en el contexto internacional. En este sentido, durante 2019 el Gobierno Holandés frente a la ausencia de impuestos en la industria aeronáutica, presentó un proyecto de ley que establece un gravamen con enfoque ambiental que afecta a los viajes que despeguen en territorio nacional con una tasa impositiva de 7 euros por pasajero; y al transporte de carga aérea con una tasa entre 1,925 y 3,85 euros por tonelada de carga, valores que varían según el peso y niveles de ruido del avión (Government of the Netherlands, 2019).

Para identificar el comportamiento de la competitividad frente a diversos instrumentos económicos, se establecen tres escenarios (Tabla 44). En primer lugar, el Escenario 1 corresponde a la línea base con los impuestos actuales. Luego un Escenario 2 que establece un impuesto verde aguas arriba con niveles del precio social al carbono y un impuesto específico enfocado en la tecnología que identifica la tasa impositiva requerida para adelantar la competitividad del queroseno sintético entre 2030 y 2035. Por último, un Escenario 3 con un impuesto verde aguas arriba en línea a las metas del Acuerdo de París y un impuesto específico al mismo nivel que el promedio OCDE.

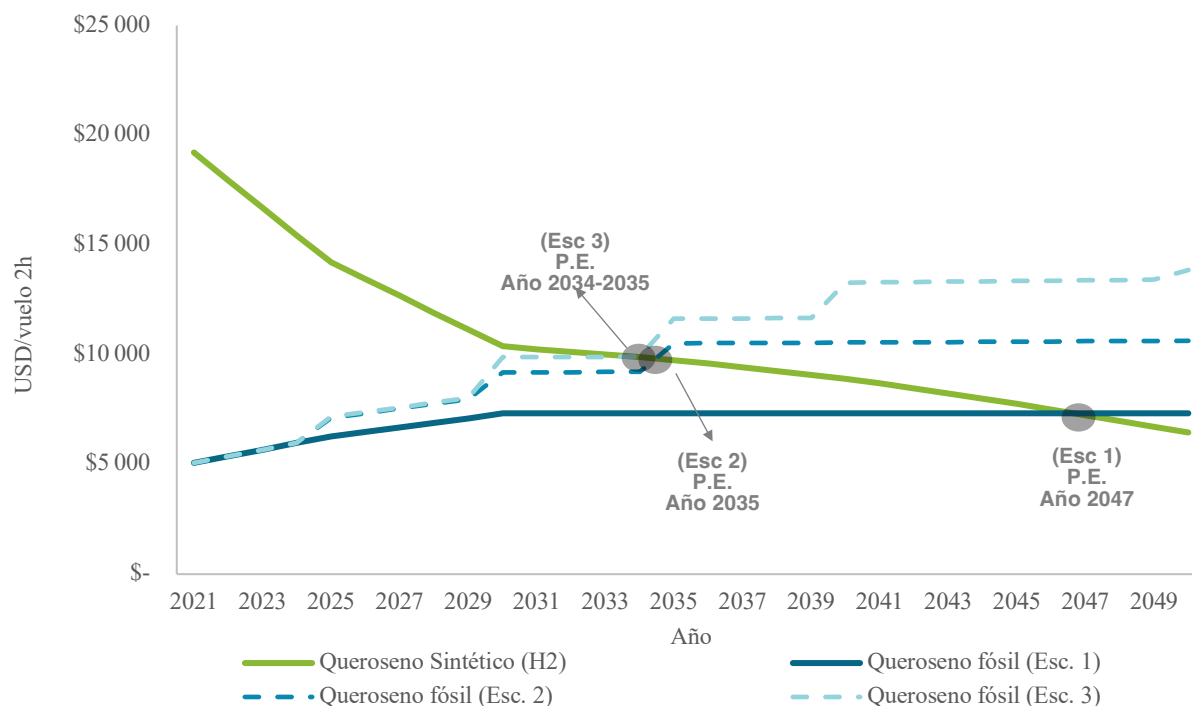
Tabla 44: Escenarios de precio al carbono en USD/tCO₂.

Tipo de escenario	Instrumento económico	Unidad	Año						
			2021	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Escenario 1: impuestos actuales	Impuesto Verde directo	USD/tCO ₂	0	0	0	0	0	0	0
	Impuesto Específico	UTM/m ³	0	0	0	0	0	0	0
Escenario 2: precio social del carbono y enfoque en tecnología	Impuesto Verde directo	USD/tCO ₂	0	2	10	35	35	35	35
	Impuesto Específico	UTM/m ³	0	1,5	3	4,5	4,5	4,5	4,5
Escenario 3: en línea al Acuerdo de París y niveles OCDE	Impuesto Verde directo	USD/tCO ₂	0	5	50	50	75	75	100
	Impuesto Específico	UTM/m ³	0	1,5	3	6	8	8	8

Fuente: Elaboración propia en base a Ministerio de Desarrollo Social, 2017 y CPLC, 2017.

⁶⁶ Lo equivalente a 2,57 kg de CO₂ por litro de queroseno fósil a partir de la proporción de 1,22 litros por kg de queroseno.

Gráfico 31: Punto de equilibrio entre los costos de combustible para un vuelo de dos horas según escenarios de precio al carbono



Fuente: Elaboración propia.

A partir del Gráfico 31 es posible identificar que bastaría de un impuesto específico al queroseno de 4,5 UTM/m³ entre 2030 y 2035 para adelantar en aproximadamente 12 años la competitividad del queroseno sintético, logrando un punto de equilibrio para 2035. Este cambio en el adelanto de la competitividad se debe principalmente a dos razones. En primer lugar, este sector no se encuentra regulado por ningún impuesto a los combustibles, por tanto la aplicación de un impuesto de estas características afectaría fundamentalmente su competitividad. En segundo lugar, resulta ser una actividad intensiva en carbono, por tanto gravar las emisiones también afectaría su competitividad.

Las diferencias entre el Escenario 2 y Escenario 3 no resultan sustanciales hasta el punto de equilibrio, lo que permite concluir que un impuesto verde aguas arriba si bien habilitaría incluir las externalidades negativas de su consumo, no significaría relevantes cambios en la competitividad del queroseno sintético.

En línea al proyecto de ley impulsado por el Gobierno Holandés, una vía de aplicación de estos impuestos sería incluirlos en la tasa de embarque con un gravamen que sea proporcional a la carga de cada pasajero y la distancia entre destinos. Para visualizar el impacto en el precio del pasaje que tendría el Escenario 2 y Escenario 3 en 2035, se considera un vuelo Santiago – Calama para un pasajero de 80 kg más un equipaje de 10 kg. Tomando en cuenta un factor de emisión de 1,986 kgCO₂/ton-km (GOV.UK, 2021) las emisiones de dióxido de carbono alcanzarían a 218 kg de CO₂ por pasajero.

Tabla 45: Componentes técnicas para un vuelo Santiago-Calama.

Ítem	Unidad	Valor
Duración de vuelo	hh:mm	02:04
Distancia Santiago – Calama	km	1239,9
Factor de emisión para un vuelo doméstico	kgCO ₂ /ton-km	1,96073
Carga de pasajero	kg	90
Emisiones por pasajero	tCO ₂ /pasajero	0,218

Fuente: Elaboración propia en base a GOV.UK, 2021; Momondo, 2021.

Por tanto, considerando una estimación de pasaje de 60 USD (Momondo, 2021) para el año 2035 un Escenario 2 significaría un aumento de 58% del costo del pasaje, mientras que para un escenario 3 este alcanzaría a un aumento del 79% (Tabla 46).

En conclusión, considerando que para en 2035 el uso de queroseno sintético lograría ser competitivo con el queroseno fósil bajo un Escenario 2, las compañías aéreas se verían forzadas a migrar a un combustible limpio que les permita ofrecer pasajes de menor costo a sus clientes.

Tabla 46: Costos de un pasaje Santiago - Calama en USD para el año 2035 según los diferentes escenarios

Ítem	Escenario 1	Escenario 2 (35 USD/tCO ₂ + 4,5 UTM/m ³)	Escenario 3 (50 USD/tCO ₂ + 6,0 UTM/m ³)
Valor promedio de pasaje	60,00	60,00	60,00
Impuesto Verde directo	-	7,61	10,88
Impuesto Específico	-	27,41	36,77
Total pasaje con impuestos	60,00	95,02	107,65
Variación según escenario base	0%	+ 58%	+ 79 %

Fuente: Elaboración propia en base a Momondo, 2021.

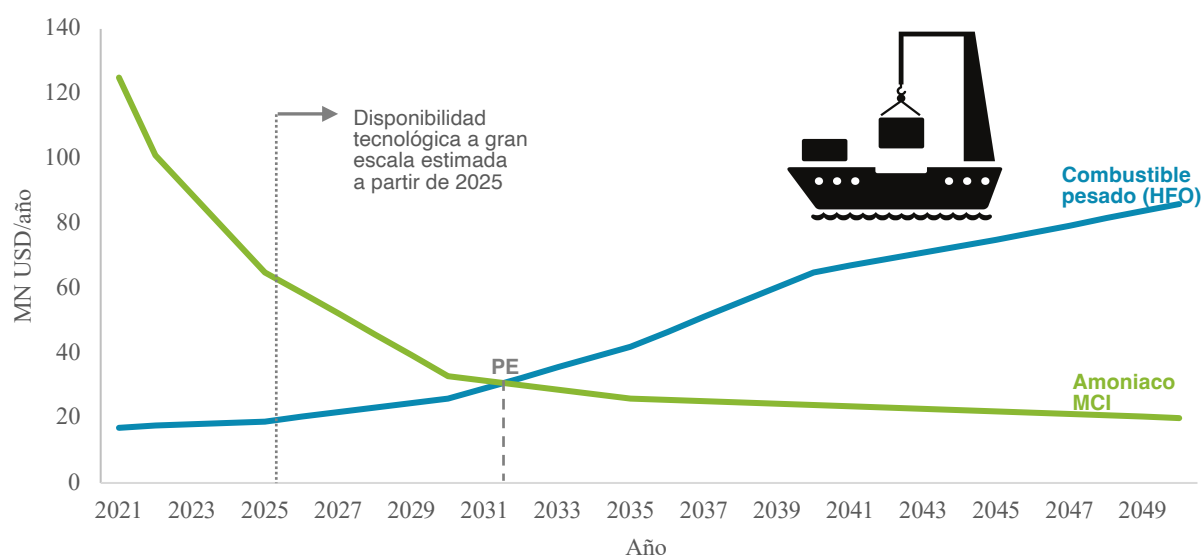
6.6 Buque portacontenedores

6.6.1 Análisis económico

Los costos para ambas tecnologías son calculadas según las proyecciones de TCO para un portacontenedor, realizadas por McKinsey & Company en el año 2020 (Gráfico 32). Debido a la gran

importancia del combustible para el TCO del operador del barco, la mayoría de las reducciones de costos se basan en la reducción de costos del hidrógeno, lo que representa más del 90% de la reducción de costos hasta 2030 (Hydrogen Council, 2020).

Gráfico 32: Costos anuales para un portacontenedor según combustible



Fuente: Elaboración propia en McKinsey & Company, 2020.

A partir de los costes proyectados en el Gráfico 32, el uso de amoniaco verde lograría la competitividad frente al HFO para el año 2032. Posteriormente la brecha de costos resulta significativa en beneficio del amoniaco verde, por tanto se podría esperar una rápida adopción para los años siguientes al 2032.

6.6.2 Precio al Carbono

Considerando una producción de amoniaco a partir de hidrógeno verde, que permitiría asumirlo como combustible carbono neutral, la reducción de emisiones está relacionada con el consumo anual de combustible fósil. Para un consumo diario de 250 toneladas de HFO y 100 días de servicio, las emisiones anuales de CO₂ alcanzarían a las 78.358 toneladas, especificaciones detalladas en la Tabla 47 (Pino Riquelme, 2017).

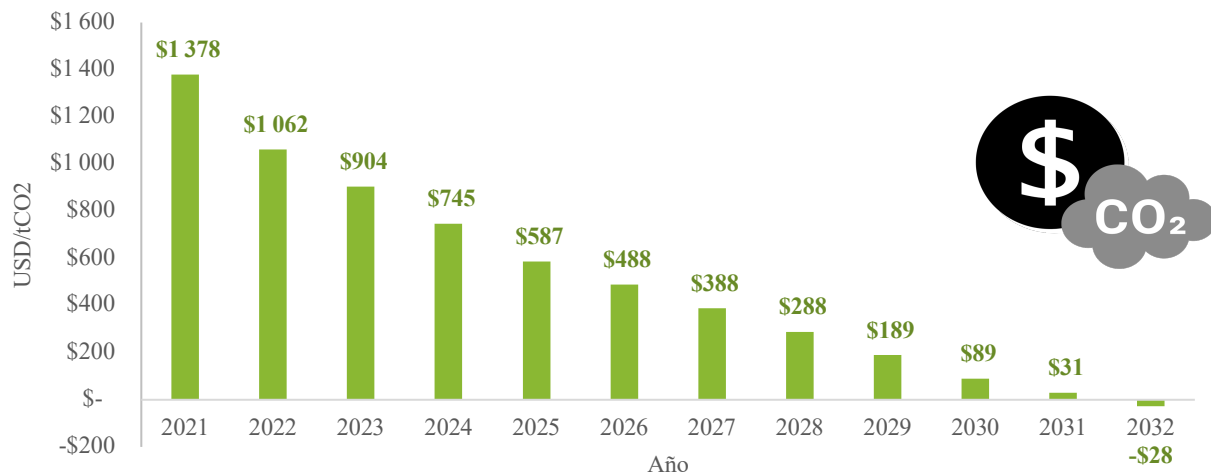
Tabla 47: Componentes técnicas para un portacontenedor HFO.

Ítem	Unidad	Valor
Capacidad de transporte	TEU	13.000 – 15.000
Recorrido anual	km/año	135.478

Consumo diario de combustible	ton HFO/día	250
Factor de emisión	tCO ₂ /kg HFO	0,0031
Emisiones anuales	tCO ₂ /año	78.358,21

Fuente: Elaboración propia en McKinsey & Company, 2020, Pino Riquelme, 2017; IPCC 2006.

Gráfico 33: Precio al carbono que rentabiliza el uso de amoniaco verde frente a HFO en un buque de portacontenedor



Fuente: Elaboración propia en McKinsey & Company, 2020, Pino Riquelme, 2017; IPCC 2006.

A partir de la diferencia de costos anuales para ambas alternativas, junto a las emisiones relacionadas, es posible determinar el precio al carbono que permitiría rentabilizar el uso de amoniaco verde. Con los resultados proyectados en el Gráfico 33, los valores de precio al carbono varían desde 1.378 USD/tCO₂ en 2021 hasta llegar a 31 USD/tCO₂ para 2031.

6.6.3 Modelación de instrumentos económicos

En la actualidad el transporte marítimo no se encuentra sometido a ningún tipo de impuesto que grave el consumo de combustible o emisiones de GEI. Por tanto, se consideran dos escenarios de instrumentos económicos adicionales al actual.

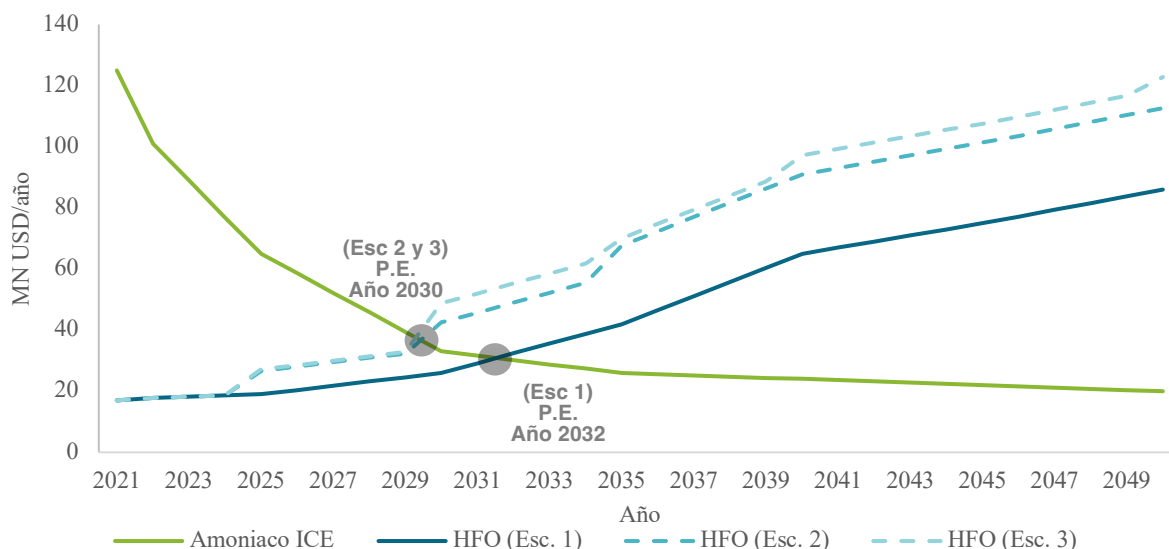
Tabla 48: Escenarios de instrumentos de precio al carbono en USD/tCO₂

Tipo de escenario	Instrumento económico	Unidad	Año						
			2021	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Escenario 1: impuestos actuales	Impuesto Verde directo	USD/tCO ₂	0	0	0	0	0	0	0
	Impuesto Específico	UTM/m ³	0	0	0	0	0	0	0

Escenario 2: precio social del carbono y enfoque en tecnología	Impuesto Verde directo	USD/tCO ₂	0	2	10	35	35	35	35
	Impuesto Específico	UTM/m ³	0	3	6	8	8	8	8
Escenario 3: en línea al Acuerdo de París y niveles OCDE	Impuesto Verde directo	USD/tCO ₂	0	5	50	50	75	75	100
	Impuesto Específico	UTM/m ³	0	3	6	8	8	8	8

Fuente: Elaboración propia.

Gráfico 34: Punto de equilibrio entre los costos de combustible para un portacontenedor según escenarios de precio al carbono.



Fuente: Elaboración propia.

A partir del Gráfico 31 es posible identificar que bastaría de un impuesto específico al diésel de 6 UTM/m³ al 2030 para adelantar en aproximadamente 2 años la competitividad del amoníaco en motores de combustión interna logrando un punto de equilibrio para 2030. Por otro lado, las diferencias entre el escenario 2 y escenario 3 no resultan sustanciales hasta el punto de equilibrio, lo que permite concluir que un impuesto verde aguas arriba si bien permitiría incluir las externalidades negativas de su consumo, no significaría relevantes cambios en la competitividad del queroseno sintético.

6.7 Consumo residencial de gas natural

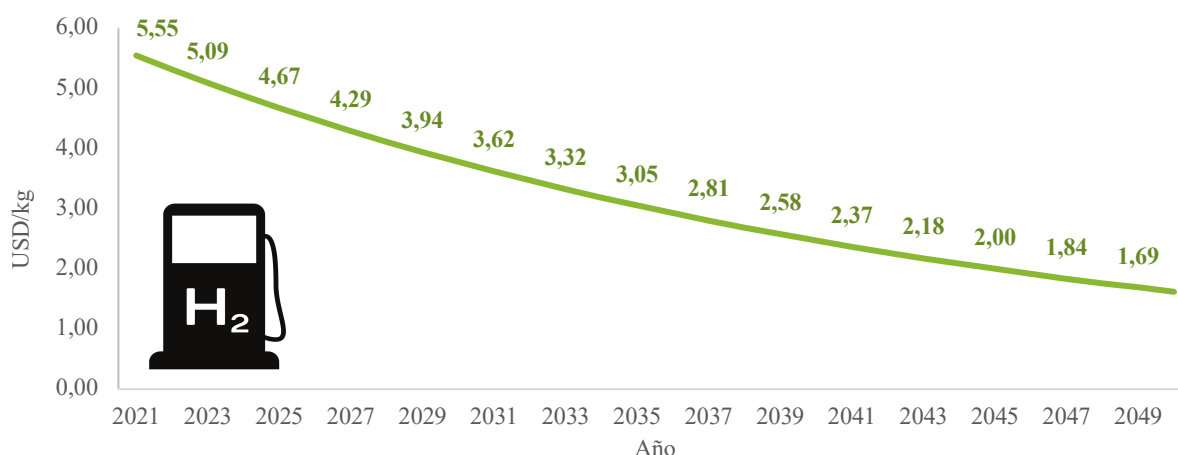
6.7.1 Análisis económico

Tal como fue mencionado anteriormente, una inyección del 10% en las redes de gas natural no requerirán de grandes cambios estructurales al interior de las redes de gas natural, por tanto la competitividad es impulsada en gran parte por la caída de los costos de producción de hidrógeno.

La zona centro-sur cuenta con un potencial de generación de hidrógeno con costos mayores a la zona norte y sur del país, principalmente por la menor disponibilidad de energía solar y eólica. Adicional

a ello, dentro de los costos proyectados del Gráfico 35 se incluye la electrólisis, almacenamiento y transporte, alcanzando a 2030 valores de 3,78 USD/kg y a 2050 un costo de 1,62 USD/kg.

Gráfico 35: Costo nivelado de hidrógeno para la zona centro-sur de Chile considerando producción, almacenamiento, transporte y abastecimiento



Fuente: Elaboración propia según Ministerio de Energía, 2021.

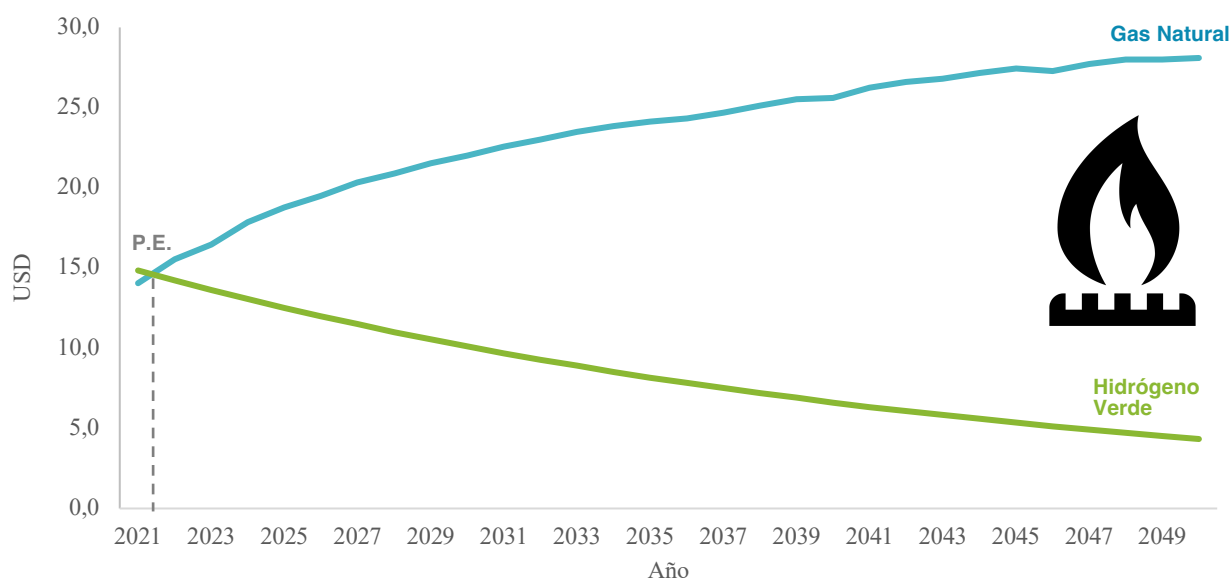
Simultáneamente, considerando las proyecciones de costos de gas natural para el periodo 2020-2050 es posible identificar el punto de equilibrio para un consumo de 9,24 m³ de gas natural y 2,68 kg de hidrógeno cercano al año 2022 (Ministerio de Energía, 2021).

El 12 de mayo de 2021 fue aprobado el primer proyecto de H₂ verde en Chile denominado Haru Oni de la compañía Highly Innovative Fuels (HIF) que se ubicaría en la Región de Magallanes y de la Antártica Chilena⁶⁷, proyecto el cual estima poder entrar en operación en abril de 2022 (Ministerio de Energía, 2021). Por tanto, los aspectos económicos de la inyección de un 10% en redes de gas natural no será una limitante para su aplicación⁶⁸ considerando que la primera planta de hidrógeno verde se entrará en servicio en 2022, en consecuencia, no se requerirá de un precio al carbono para rentabilizar una alternativa baja de carbono, caso contrario, a medida que avanza los años el uso de hidrógeno será cada vez más económico, aumentando la brecha de costos a favor del H₂. Por tanto, considerando que este estudio tiene como objetivo determinar el valor de precio al carbono que permitiría adelantar la transferencia tecnológica baja en CO₂, es que para este caso no se realiza un análisis de precio al carbono.

Gráfico 36: Costo total en USD correspondiente al 10% de consumo de gas natural en un hogar en Chile

⁶⁷ En esta zona geográfica se espera poder producir hidrógeno verde a menores costos que los estimados en el Gráfico 35, debido al alto potencial de la energía solar.

⁶⁸ Si bien el consumo de hidrógeno verde frente al gas natural para abastecer una misma demanda energética puede resultar competitivo, esto no implica que en su totalidad el proyecto resulte rentable, ya que pueden influir otros costos que encarezcan un uso de H₂ como por ejemplo un revestimiento de los gaseoductos de acero para aumentar su seguridad o mayores modificaciones estructurales que permitan la inyección de hidrógeno dentro de la red.



Fuente: Elaboración propia en base a Ministerio de Energía, 2020.

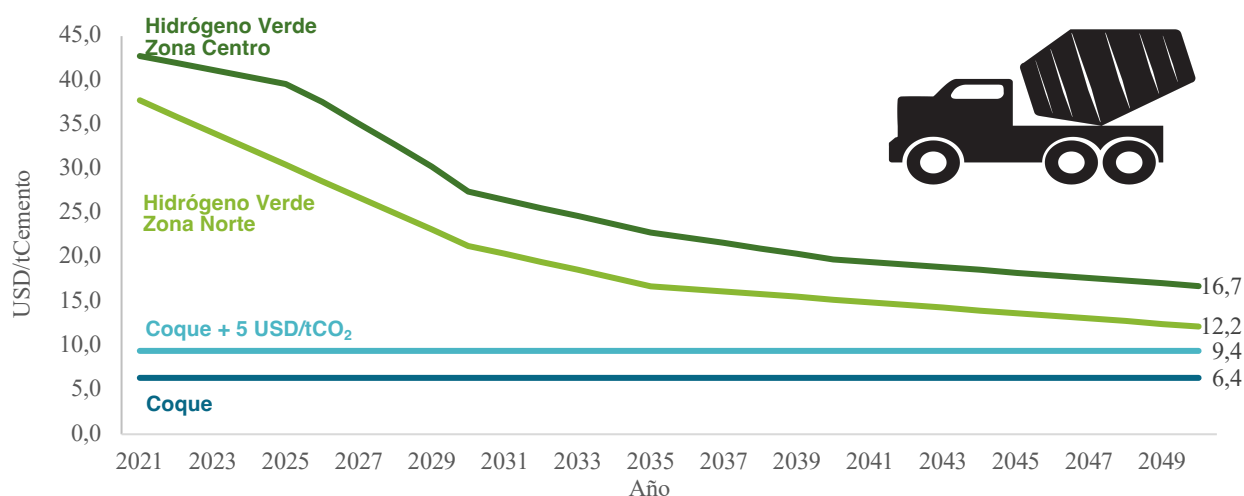
Es importante destacar que estos resultados no indican que en 2022 pueda ser factible su aplicación, puesto que pueden existir otras limitaciones para su uso. En consiguiente, contar con un marco regulatorio y estudios de factibilidad para determinadas zonas geográficas serán fundamental para garantizar la viabilidad un proyecto que incentive el reemplazo de este energético en el sector analizado.

6.8 Calor industrial cementero

6.8.1 Análisis económico

La competitividad del uso del hidrógeno frente a las alternativas convencionales y a otras soluciones bajas en carbono viene determinada principalmente por los costos del combustible fósil (en este caso de la tonalda de coque de carbón) y de la producción de hidrógeno. El análisis económico para ambas aplicaciones se estima para la demanda de cada uno para la producción de una tonelada de cemento, que en el caso de coque corresponde a 57,9 kg y para el hidrógeno 12,3 kg. No obstante, es necesario considerar que bajo la última modernización tributaria, a partir de 2023 se modifica el impuesto verde y el umbral de afectación migra de potencia térmica instalada a emisiones generadas, para aquellas fuentes fijas con emisiones anuales iguales o superiores a 25.000 tCO₂. Por tanto, a partir de ello se añade al análisis económico los valores de precio al carbono actuales que alcanzan a los 5 USD/tCO₂.

Gráfico 37: Costos de energéticos para la producción de una tonelada de cemento.



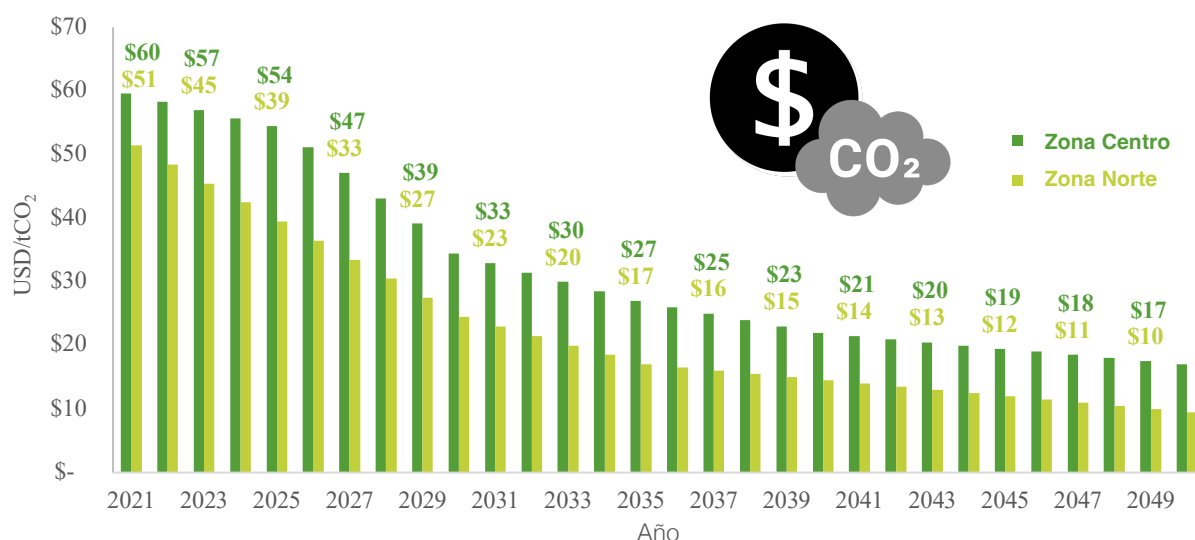
Fuente: Elaboración propia en base a Ministerio de Energía, 2021.

A partir de los costos de los diferentes energéticos proyectados entre 2021 y 2050 (Gráfico 37) es posible identificar que no existe un punto de equilibrio, no obstante, es posible analizar que los costos resultan altamente sensibles al precio al carbono. Por tanto, para lograr una competitividad en el largo plazo y acelerar la descarbonización de la industria del cemento, es necesario una mayor reducción en las proyecciones de costos del hidrógeno, o bien, aplicar un precio al carbono mayor, el cual permita incentivar el uso del H₂ como vector energético para la generación de calor térmico al interior de los hornos rotatorios.

6.8.2 Precio al carbono

Considerando un factor de emisión de 3,62 kgCO₂/kg de coque y uno neutro para el hidrógeno, es posible identificar la curva de los diferentes precios al carbono que permitirían rentabilizar el hidrógeno frente al combustible fósil. Para una producción de hidrógeno en la zona centro el precio al carbono alcanzaría a los 60 USD/tCO₂ para 2021, disminuyendo a 17 USD/tCO₂ al 2050; por otro lado, para una producción de hidrógeno en la zona nortecostos valores resultan ser aproximadamente entre 7 a 13 USD/tCO₂ menores, iniciando con 51 USD/tCO₂ para 2021 y disminuyendo hasta los 10 USD/tCO₂ a 2050. Estos valores no consideran los 5 USD/tCO₂ actuales del impuesto verde.

Gráfico 38: Curva de precio al carbono que permite rentabilizar aplicación de hidrógeno en la industria del cemento



Fuente: Elaboración propia.

Considerando que para 2021 los valores de precio al carbono a nivel internacional varían de tal manera que superan los 100 USD/tCO₂ en países como Suecia, Suiza y Liechtenstein (Banco Mundial, 2021); y recomendaciones de la Carbon Pricing Leadership Coalition (CPLC) manifiestan que para alcanzar las metas establecidas en el Acuerdo de París el precio al carbono deben rondar entre 40 a 80 USD/tCO₂ entre 2020 y 2030, para posteriormente aumentar a un valor que varía entre los 50 y 100 USD/tCO₂ (Carbon Pricing Leadership Coalition, 2017), se podría suponer que el rango de precio al carbono obtenidos en el Gráfico 38 resultan viables en el mediano y largo plazo.

6.8.3 Instrumentos económicos alternativos

La industria de cemento nacional corresponde a un sector de alto riesgo para una transición baja en carbono, principalmente por la significativa competencia internacional. Dicha condición se debe principalmente a dos desventajas particulares: un alto costo de producción debido a la baja calidad de la materia prima, piedra caliza, y precios de importaciones de clínker y cementos relativamente bajos, proveniente desde Asia, específicamente desde China. Situación que en la actualidad generan que las importaciones alcancen el 40% del consumo total de cemento y clínker en Chile (GIZ, 2020).

Por tanto, un precio al carbono que no sea aplicado de igual manera a las importaciones significaría un importante riesgo para la producción de clínker en Chile y al mismo tiempo generando “fugas de carbono”, considerando una mayor huella de carbono por tonelada de cemento producida en Asia.

Para identificar como se comporta la competitividad del uso de hidrógeno al interior de los hornos rotatorios con un costo de producción de H₂V para zona centro de Chile, en la Tabla 49 se establecen 3

escenarios de precio al carbono. Un Escenario 1 que refleje la situación actual con una tasa impositiva de 5 USD/tCO₂, luego un Escenario 2 con una tasa impositiva que alcance a los valores del precio social del carbono, y en último lugar, un Escenario 3 con niveles de precio al carbono en línea a las metas del Acuerdo de París.

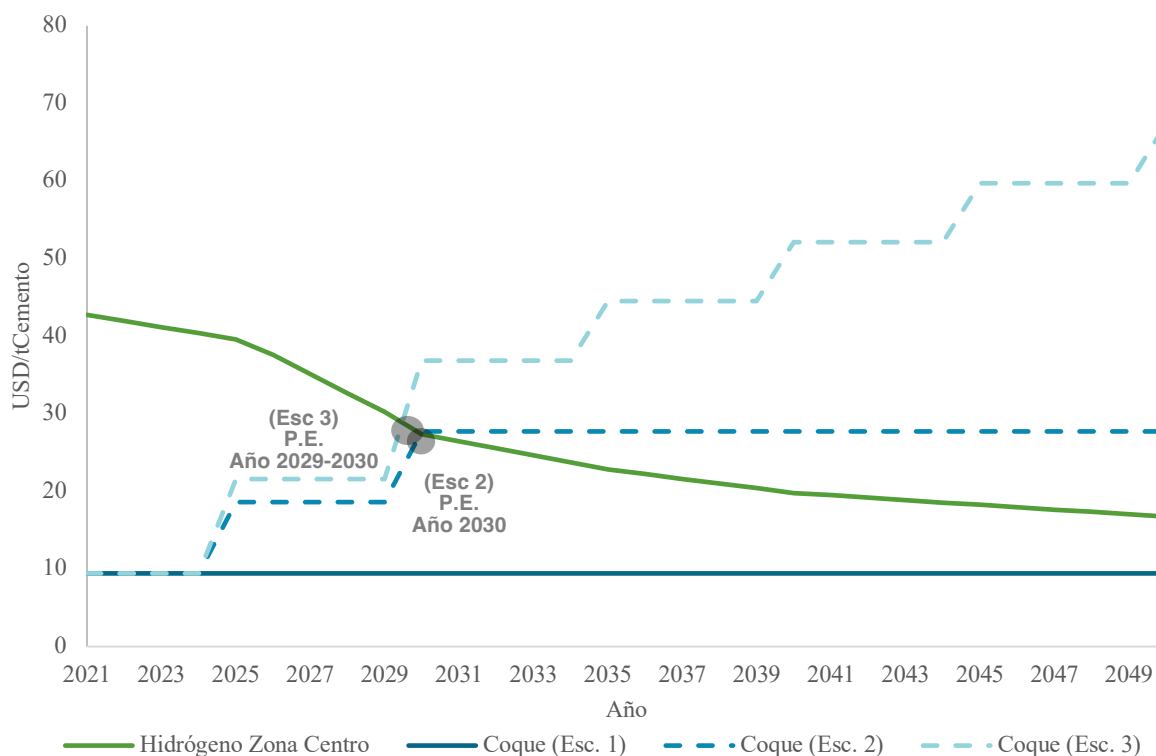
Tabla 49: Escenarios de precio al carbono en USD/tCO₂

Tipo de escenario	Precio al carbono [USD/tCO ₂]						
	2021	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Escenario 1: precio al carbono actual	5	5	5	5	5	5	5
Escenario 2: precio social del carbono	5	20	35	35	35	35	35
Escenario 3: en línea al Acuerdo de París	5	25	50	62,5	75	87,5	100

Fuente: Elaboración propia en base a Ministerio de Desarrollo Social, 2017 y CPLC, 2017.

A pesar de no lograr un punto de equilibrio entre ambas tecnologías con un impuesto al carbono de 5 USD/tCO₂, establecer una tasa impositiva de 35 USD/tCO₂ para 2030 permitiría adelantar en más de 20 años la competitividad del uso hidrógeno verde al interior de los hornos rotatorios. No obstante, un factor relevante a tomar en cuenta, considerando la alta competitividad internacional, es que el punto de equilibrio se lograría para un valor de 27,7 USD/ton-cemento, valor que significaría un aumento sustancial del costo en la producción del cemento poniendo en riesgo la producción de clínker en Chile.

Gráfico 39: Punto de equilibrio entre los costos para una tonelada de cemento según energético y escenarios de precio al carbono



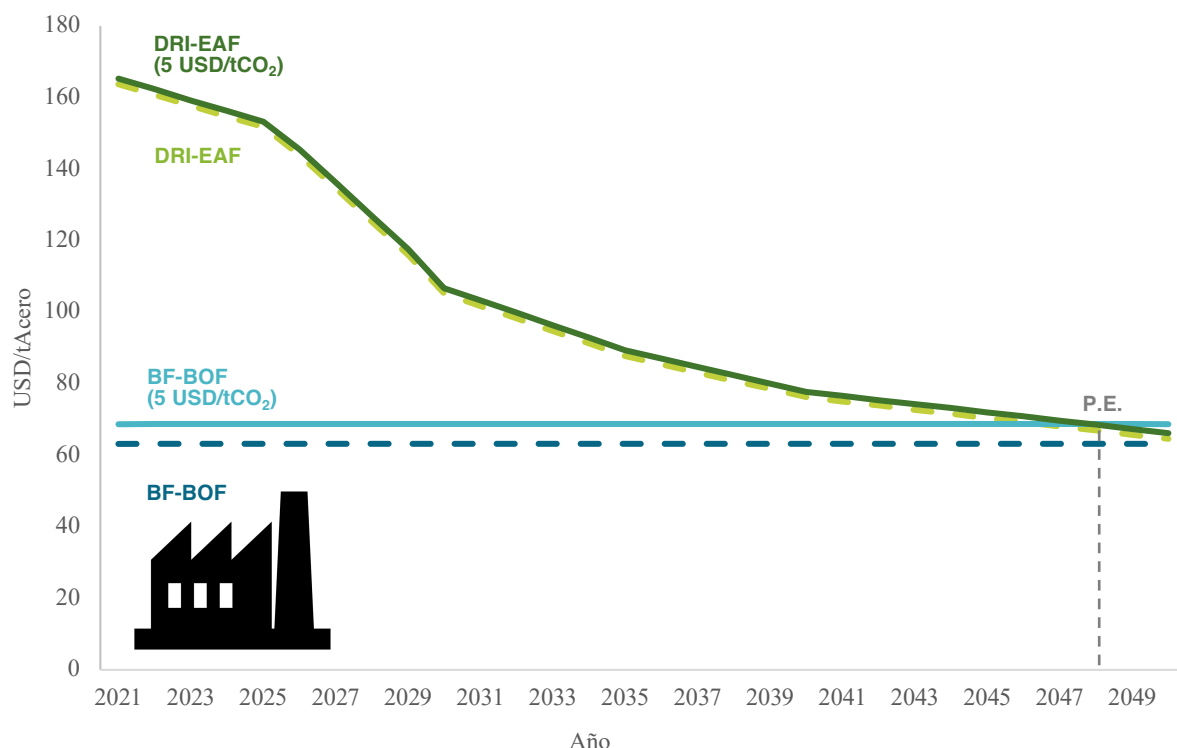
Fuente: Elaboración propia.

6.9 Calor industrial siderúrgico

6.9.1 Análisis económico

A partir del Gráfico 40 posible identificar que a lo largo del periodo evaluado no se lograría llegar a un punto de equilibrio entre ambas tecnologías sin un impuesto al carbono, no obstante, considerando los actuales 5 USD/tCO₂ del impuesto verde es posible llegar a un punto de equilibrio entre los costes de ambas tecnologías para el año 2048. Por consiguiente, la competitividad de la producción de acero a base de hidrógeno frente a los altos hornos convencionales dependerá en gran medida de los costes de producción de hidrógeno, el costo del carbón mineral y el impuesto al carbono al cual estaría sometido esta industria.

Gráfico 40: Costos totales en USD por consumos de energéticos para una tonelada de acero



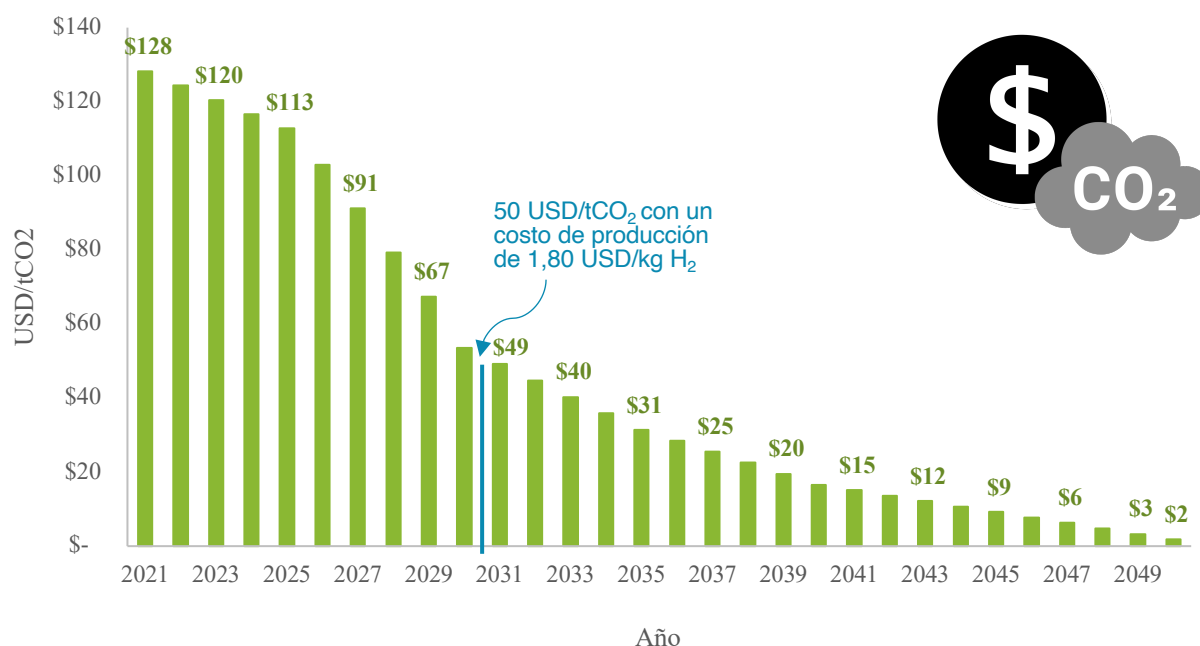
Fuente: Elaboración propia en base a Otto, y otros, 2017.

Por otro lado, un factor importante en el costo total de producción para una ruta DRI-EAF es la chatarra en el horno de arco eléctrico. La disponibilidad y la calidad de esta dependen en gran medida de la zona en la cual se encuentre emplazada la planta siderúrgica. Pues, una menor proporción de chatarra suele traducirse en mayores costos, debido el valor de producción del acero virgen a partir del DRI.

6.9.2 Precio al carbono

Del mismo modo, a través de la brecha de costes entre ambas alternativas y la diferencia de emisiones de CO₂, las cuales corresponden a 1 099 kgCO₂/ton-acero para la ruta BF-BOF y 314 kgCO₂/tAcero para la ruta DRI-EAF con uso de hidrógeno, es posible proyectar la curva de los diferentes precios al carbono que permitirían rentabilizar una configuración DRI-EAF. Para 2021 el precio al carbono que permitiría igualar los costos totales alcanza a los 128 USD/tCO₂, mientras que para 2047-2050 alcanzarían a valores entre 6 a 2 USD/tCO₂ (sin considerar el actual impuesto verde de 5USD/tCO₂).

Gráfico 41: Gráfico 28: Curva de precio al carbono que permite rentabilizar aplicación de hidrógeno en la industria del acero



Fuente: Elaboración propia.

Dado un precio al carbono de 50 USD/tCO₂ por tonelada, la ruta DRI-EAF que haga uso de hidrógeno verde (con costos de 1,80 USD/kg H₂) podría alcanzar el punto de equilibrio con la alternativa convencional para el año 2030-2031.

6.9.3 Instrumentos económicos alternativos

La industria del acero nacional se encuentra enfrentada a una significativa competencia internacional⁶⁹, por lo que una regulación de sus emisiones como, por ejemplo, un alto impuesto al carbono sin una previa planificación, prevención y estimaciones de su impacto, podría afectar su competitividad y subsistencia, e incluso generar “fugas de carbono” poniendo en riesgo la mitigación de emisiones globales (GIZ, 2020). Este escenario, no resulta ser único en Chile y se repite en regiones como Europa que, para evitar estos impactos negativos, se han propuesto la implementación de un Carbon Border Tax (CBT) dentro de la Unión Europea (UE) en el marco de las discusiones del European Green Deal (EGD).

Incluso, estudios revelan que la industria mundial del acero bajo las demandas de un escenario que limita el aumento de temperatura global a 2°C sobre los niveles preindustriales y en los que el precio al carbono aumenta a 100 USD/tCO₂, las empresas siderúrgicas podrían perder el 14% de su valor

⁶⁹ Competencia internacional liderada principalmente por China, productor del 44,5% del acero crudo mundial (World Steel Association, 2021).

potencial, estando imperantemente en riesgo su desarrollo si no logra disminuir su impacto ambiental (McKinsey & Company, 2020).

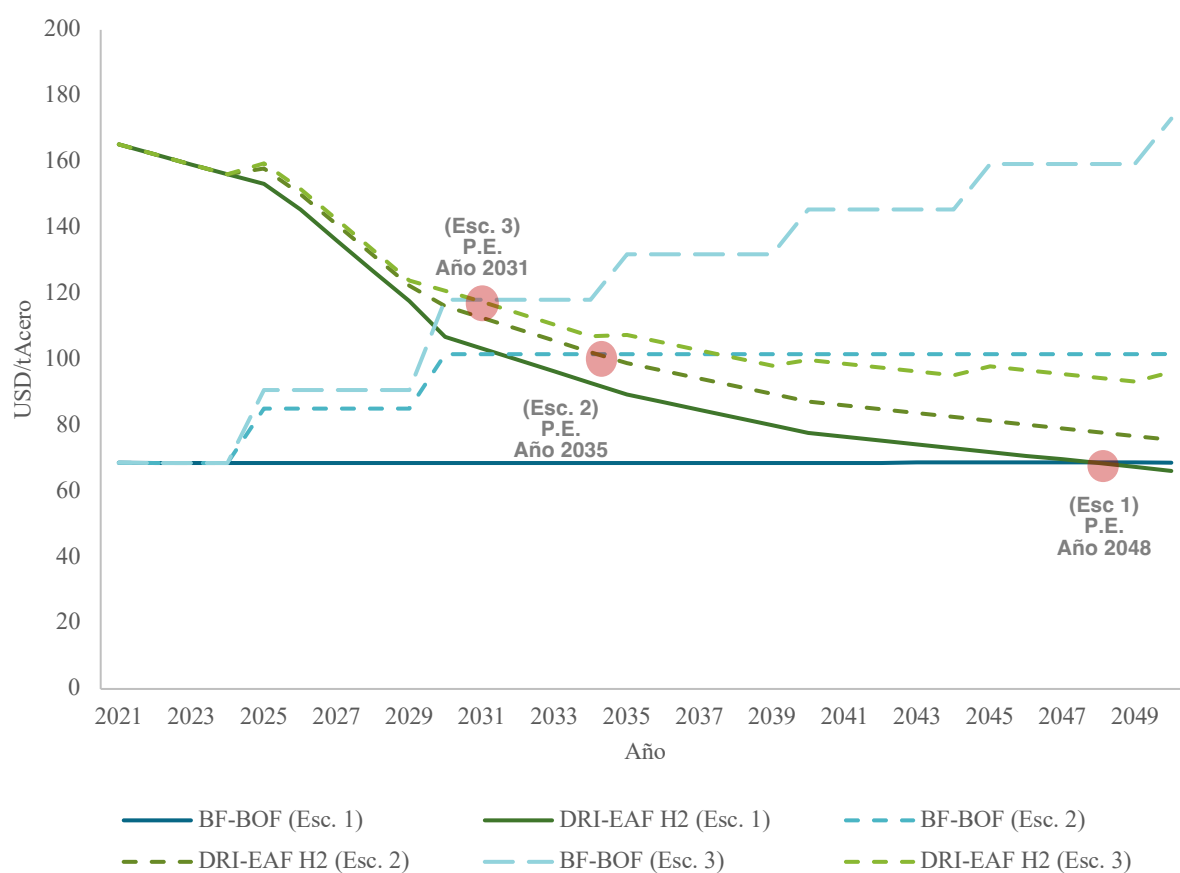
Para identificar el comportamiento de los puntos de equilibrio se establecen los siguientes escenarios detallados en la Tabla 50. Posteriormente los diferentes escenarios son aplicados a los costos totales de cada alternativa (Gráfico 42).

Tabla 50: Escenarios de precio al carbono en USD/tCO₂

Tipo de escenario	Precio al carbono [USD/tCO ₂]						
	2021	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Escenario 1: precio al carbono actual	5	5	5	5	5	5	5
Escenario 2: precio social del carbono	5	20	35	35	35	35	35
Escenario 3: en línea al Acuerdo de París	5	25	50	62,5	75	87,5	100

Fuente: Elaboración propia en base a Ministerio de Desarrollo Social, 2017 y CPLC, 2017.

Gráfico 42: Punto de equilibrio entre los costos para una tonelada de acero según ruta de producción y escenarios de precio al carbono



Fuente: Elaboración propia.

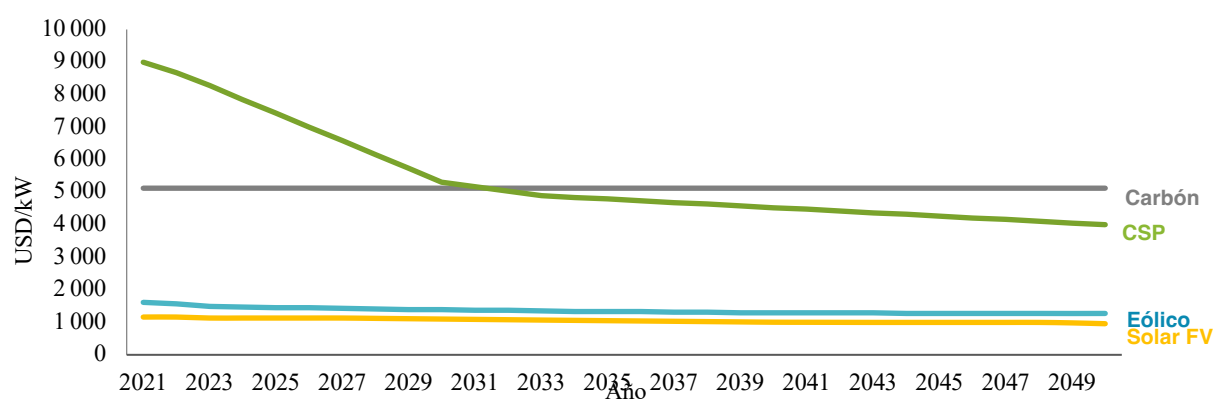
A partir del Gráfico 42 es posible concluir que un precio al carbono en línea al costo social (Escenario 2) adelantaría la competitividad de la alternativa limpia en 13 años, mientras que un precio al carbono en línea al Acuerdo de París (Escenario 3) llegando a 50 USD/tCO₂ permitiría adelantar 17 años la competitividad del hidrógeno en la industria del acero. En conclusión, una mayor claridad sobre el futuro del precio del carbono permitiría a la industria del acero planificar el futuro con mayor confianza, estimulando la inversión en descarbonización.

6.10 Generación eléctrica

6.10.1 Análisis económico

Actualmente las tecnologías eólica y solar FV cuentan con un costo nivelado de energía (LCOE, por sus siglas en inglés) menores que a los de una termoeléctrica a carbón, por lo tanto, el factor económico no resultaría ser una brecha para la adopción de estas tecnologías, no obstante, debido a los altos periodos de vida útil de las termoeléctricas se podría esperar que las existentes puedan continuar en funcionamiento⁷⁰.

Gráfico 43: Costos nivelado de energía (LCOE)



Fuente: Ministerio de Energía, 2020.

⁷⁰ Antes del retiro de la termoeléctrica Ventanas 1 en diciembre de 2020, esta resultó estar más de 50 años en servicio, a pesar de que la vida útil de una termoeléctrica a carbón se estima de 30 años. La extensión en el periodo de servicio se puede extender bajo diferentes remodelaciones y mantención de equipos que cumplan con los estándares de emisión y rendimiento.

6.10.2 Instrumentos económicos alternativos

Según el Artículo 8 de la Ley N°20.780, que establece el Impuesto Verde a las fuentes fijas, se expresa que este gravamen no deberá ser declarado dentro de los costos variables de manera que afecte la determinación del costo marginal instantáneo de energía, por lo que el impuesto no afectaría en la operación del sistema eléctrico, ya que la generación a partir de combustibles fósiles no incorpora el costo del gravamen dentro de sus costos variables declarados para la operación al Coordinador Eléctrico Nacional (Biblioteca del Congreso Nacional de Chile, 2014).

Esta medida desde sus inicios ha sido cuestionada por varios sectores, en diversas instancias y bajo diferentes argumentos (Chile Sustentable, 2019). El primero de ellos, recae en que los impuestos verdes a nivel internacional se utilizan para gravar, y en consecuencia desincentivar los procesos de producción o generación que resulten contaminantes, objetivo que se encontraría distorsionado en este caso bajo la metodología dispuesta en el Artículo 8. En segundo lugar, el impuesto verde a las fuentes fijas es un costo que las centrales deberán incurrir según la generación de cada central, por lo que resulta controversial el hecho de que estos costos no sean incluidos dentro de los costos variables, desplazando así las centrales más contaminantes y priorizando aquéllas menos carbono-intensivas.

En concordancia a lo anteriormente mencionado, una primera propuesta para lograr una reducción relevante de CO₂, mediante el desincentivo de la generación eléctrica a partir de carbón, es modificar el Artículo 8 de la Ley N°20.780, incorporando el valor del impuesto dentro de los costos variables de las centrales térmicas eléctricas, y así permitir interiorizar estos costos dentro del mercado energético spot a través de los costos marginales de despacho.

A partir de esta propuesta, el Ministerio de Energía llevó a cabo una modelación en la que concluye que, al traspasar el valor del impuesto verde al costo marginal con una tasa de 5 USD/tCO₂, se permitiría cumplir con la trayectoria de generación eléctrica a carbón hasta el año 2030 según el escenario de Carbono Neutralidad, no obstante, posterior a ello la tasa impositiva debiese llevar a valores cercanos a 10 USD/tCO₂ en el año 2031, a 20 USD/tCO₂ en el año 2036 y en 2037 alcanzar a valores próximos a los 60 USD/tCO₂ (Ministerio de Energía, 2021).

Capítulo 7: Conclusiones

7.1 Recomendaciones finales

Junto con los diferentes resultados obtenidos en el análisis técnico-económico para cada tecnología, se agrupan los escenarios y se establecen dos categorías de recomendaciones que permitirían acelerar la competitividad de las alternativas bajas en carbono. En primer lugar, una propuesta de instrumentos económicos existentes y no existentes. En segundo lugar, modificaciones regulatorias a los actuales instrumentos que permitan un mayor rendimiento de los escenarios propuestos en el punto anterior

7.1.1 Recomendaciones por tecnología

El análisis técnico y económico dan muestra que el precio al carbono que permite rentabilizar la transferencia tecnológica en los casos analizados varía considerablemente a lo largo del tiempo para cada una de las tecnologías. La comparación de los diferentes precios al carbono dan muestra que la tasa de reducción en el costo de abatimiento difieren ampliamente, como lo es el caso del vehículo particular liviano al comparar dos opciones con las mismas comodidades (confort), el cual inicia con un costo de abatimiento de 1.006 USD/tCO₂ en 2021, luego -184 USD/tCO₂ en 2030 y finalmente de -284 USD/tCO₂ en 2050, teniendo una variación total de 1.290 USD/tCO₂ en los 30 años evaluados, por tanto para tener un impacto realmente notorio en la aceleración de la competitividad económica se requeriría de un precio al carbono bastante elevado entre 2021 y 2027, lo que podría generar importantes impactos negativos en los consumidores. Mientras que, por otro lado, el precio del carbono en la industria del cemento se reduce a una tasa bastante menor variando de 128 USD/tCO₂ en 2021 a 2 USD/tCO₂ en 2050.

A partir de un análisis general sobre los valores de precio al carbono, detallados en la Tabla 51, dan muestra que una aplicación de un instrumento económico de precio al carbono que sea cercano a los 36 USD/tCO₂ que recomienda la OCDE⁷¹, o incluso una tasa de 50 USD/tCO₂ como lo recomienda la *Carbon Pricing Leadership Coalition* para lograr los objetivos del Acuerdo de París, no lograría

⁷¹ La OCDE, en su informe *Taxing Energy Use* del año 2019 utiliza como punto referencial mínimo una tasa de precio al carbono equivalente a 30 EUR/tCO₂, los cuales a pesar de ser poco probable que refleje el daño causado por una tonelada de dióxido de carbono emitida en la actualidad, son mayores al punto de referencia mínimo. (OCDE, 2019). Para obtener este valor en dólares estadounidenses, se calcula con una tasa de cambio de 1,21 USD por euro.

grandes avances en la competitividad entre 2021 y 2025, sin embargo, una aplicación de una tasa de precio al carbono de estas magnitudes podría generar mayores impactos durante 2025 y 2035, posterior a esta fecha mantener instrumentos de precio al carbono que alcancen estos montos permitirían aumentar aún más la brecha económica en pos de las tecnologías limpias, permitiendo aumentar su rapidez de adopción e implementación.

Tabla 51: Precio al carbono entre 2021 y 2050 para las tecnologías analizadas

Tecnología	Costo de abatimiento: Precio al carbono [USD/tCO ₂]						
	2021	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Vehículo particular liviano (confort)	\$ 1.006	\$ 105	\$ -184	\$ -217	\$ -251	\$ -274	\$ -284
Vehículo particular liviano (ventas)	\$ 62	\$ -694	\$ -897	\$ -897	\$ -911	\$ -930	\$ -938
Bus de larga autonomía	\$ 374	\$ 203	\$ 54	\$ -24	\$ -84	\$ -126	\$ -150
Camión de carga pesada	\$ 675	\$ 375	\$ -54	\$ -117	\$ -174	\$ -197	\$ -220
Camión de alto tonelaje (CAEX)	\$ 48	\$ -54	\$ -136	\$ -183	\$ -219	\$ -242	\$ -249
Transporte aéreo	\$ 715	\$ 233	\$ 68	\$ -51	\$ -155	\$ -217	\$ -287
Portacontenedor	\$ 1.378	\$ 587	\$ 89	\$ -204	\$ -523	\$ -676	\$ -842
Calor industrial del cemento	\$ 60	\$ 54	\$ 34	\$ 27	\$ 22	\$ 19	\$ 17
Calor industrial de la siderurgia	\$ 128	\$ 113	\$ 54	\$ 31	\$ 17	\$ 9	\$ 2

Fuente: Elaboración propia.

Por otro lado, es clave considerar el rango por el cual instrumentos económicos de precio al carbono se consideran en la actualidad.

7.1.2 Escenarios de instrumentos económicos

Para este ítem se establecen dos escenarios con modificaciones a los vigentes instrumentos económicos, abarcando los siguientes mecanismos:

- Impuesto específico a los combustibles.
- Impuesto verde aguas arriba.
- Impuesto verde a las fuentes fijas.

El primer escenario denominado “escenario moderado” modifica el impuesto específico a la gasolina y el diésel con valores que aumentan paulatinamente hasta alcanzar al promedio OCDE; crea un impuesto específico al queroseno con valores que permitan adelantar la competitividad del queroseno sintético en la industria aérea para 2035; un impuesto verde aguas arriba que se establece a partir del año 2025 y que aumenta paulatinamente hasta alcanzar al precio social del carbono; y por último, un impuesto verde a las fuentes fijas que de la misma manera aumenta hasta alcanzar al valor del precio social del carbono.

El segundo escenario, denominado “escenario ambicioso” establece las mismas modificaciones al impuesto específico que el escenario anterior para la gasolina y el diésel, con la diferencia de establecer un impuesto específico al queroseno que de igual manera alcance al promedio OCDE. Además, se instaure un impuesto verde aguas arriba desde el año 2025 que aumenta constantemente hasta alcanzar a los valores recomendados por la CPLC para cumplir con los objetivos del Acuerdo de París. Y, por último, se aumenta el impuesto verde a las fuentes fijas con valores que de igual manera alcanzan a las recomendaciones de la CPLC.

Tabla 52: Resumen de escenarios de instrumentos económicos

Instrumento	Unidad	Escenario	Año						
			2021	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Impuesto Específico a la Gasolina	UTM/m ³	Actual	6	6	6	6	6	6	6
		Moderado	6	6	8	8	8	8	8
		Ambicioso	6	6	8	8	8	8	8
Impuesto Específico al Diésel	UTM/m ³	Actual	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
		Moderado	1,5	3	6	8	8	8	8
		Ambicioso	1,5	3	6	8	8	8	8
Impuesto Específico al Queroseno	UTM/m ³	Actual	0	0	0	0	0	0	0
		Moderado	0	3	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
		Ambicioso	0	3	6	8	8	8	8
Impuesto Verde a las Fuentes Fijas	USD/tCO ₂	Actual	5	5	5	5	5	5	5
		Moderado	5	10	35	35	35	35	35
		Ambicioso	5	30	50	50	75	75	100
Impuesto Verde Aguas Arriba	USD/tCO ₂	Actual	0	0	0	0	0	0	0
		Moderado	0	2	10	35	35	35	35
		Ambicioso	0	5	50	50	75	75	100

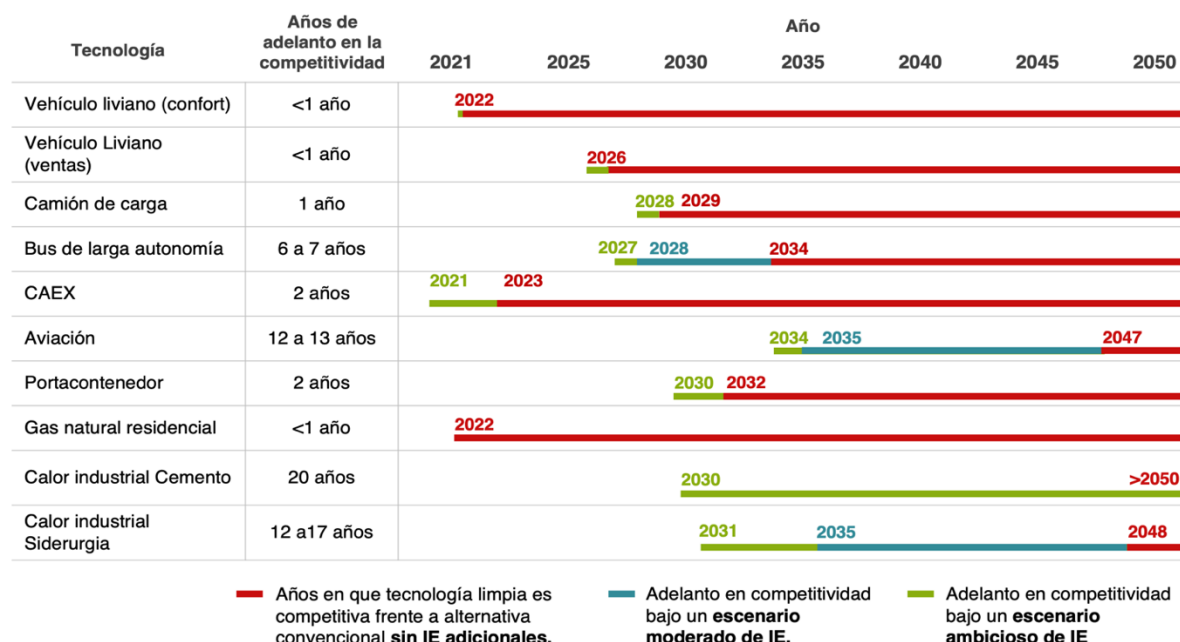
Fuente: Elaboración propia en base a Ministerio de Energía, 2021.

Los resultados obtenidos para estos escenarios se resumen en el Gráfico 44. En términos generales, aquellas tecnologías que logran la competitividad para un escenario actual antes del año 2032, la aplicación de modificaciones en los instrumentos económicos no genera cambios relevantes en los puntos de equilibrio bajo los escenarios propuestos, principalmente debido a que las mayores tasas tributarias se aplican a partir del año 2030. No obstante, modificaciones significativas son las que ocurren con la competitividad posterior a alcanzar el punto de equilibrio (para más detalle revisar del Anexo 9 al Anexo 17). Esta mayor brecha en los costos impulsaría al sector privado y consumidores a una rápida adopción y preferencia por las tecnologías bajas en carbono una vez alcanzado el punto de equilibrio.

Por otro lado, la mayor variabilidad en la competitividad ocurre para aquellas aplicaciones que para un escenario actual alcanzarían un punto de equilibrio de 2047 en adelante, como la aviación

doméstica, la industria del cemento y la siderúrgica. Para estos sectores, un escenario ambicioso podría representar un adelanto de hasta 20 años en beneficio de las aplicaciones del hidrógeno verde.

Gráfico 44: Variación de puntos de competitividad de aplicaciones baja en carbono, según escenario de instrumento económicos



Fuente: Elaboración propia.

7.1.3 Recomendaciones regulatorias

Con el objetivo de lograr una mejora en la aplicación de los actuales instrumentos económicos generando un mayor incentivo (o desincentivo) en beneficio de la transición tecnológica, se establecen las siguientes recomendaciones a las vigentes regulaciones:

Tabla 53: Recomendaciones regulatorias para acelerar la competitividad de tecnologías bajas en carbono

Regulación	Recomendación	Motivos y/o beneficios
Ley N°20.780, Artículo 3: Impuesto verde a las fuentes móviles	Eliminar las exenciones del pago del impuesto verde a fuentes móviles de todo tipo de vehículos, sea dentro como fuera de ruta.	Considerando que el principio del impuesto verde es estimular cambios de vehículos más limpios, no se generarían irregularidades y discriminaciones en el tipo o fines de uso del vehículo, ya que aplicaría para todo tipo de transporte terrestre.
	Aumentar los factores de cálculo del impuesto con el fin de generar una mayor brecha en beneficio de los vehículos menos contaminantes.	Esta medida permitiría aumentar la brecha de costos entre los vehículos según su nivel de contaminación, esperando estimular la compra por aquellos considerados más limpios.

Ley N°20.780, Artículo 8: Impuesto verde a las fuentes fijas	Modificar de tal manera que el impuesto sea considerado en la determinación del costo marginal instantáneo de energía, afectando a la unidad de generación marginal del sistema eléctrico establecido en la Ley General de Servicios Eléctricos.	Esta modificación permitiría en primer lugar que generadores de ERNC que hagan retiro de energía no paguen parte del impuesto verde. En segundo lugar, podría afectar el precio spot del sistema costo marginal de energía para el despacho de unidades en el sistema eléctrico privilegiando a aquellas menos intensivas en carbono, por tanto, desplazando las unidades térmicas de carbón.
Ley N°19.765, Artículo 2: Recuperación del Impuesto para empresas de transporte	Derogar en su totalidad el Artículo 2, revocando las exenciones tributarias del pago del Impuesto Específico al Diésel para las empresas de transporte de carga con peso bruto vehicular igual o superior a 3860 kg.	La eliminación de este beneficio fiscal permitiría incentivar por aquellos con mejor rendimiento en un corto plazo y en el mediano plazo las alternativas cero emisiones. Además, eliminaría las distorsiones en el pago de este impuesto dentro del sector del transporte terrestre a diésel.

Fuente: Elaboración propia.

7.2 Conclusiones generales

El sector de la energía en Chile deberá migrar de forma progresiva hacia el uso de tecnologías y procesos limpios, sin ver comprometida la competitividad de la industria nacional. Una estrategia de instrumentos económicos con los adecuados precios al carbono permitiría plasmar una contundente señal al sector privado y los consumidores para que modifiquen sus patrones de producción y consumo, incentivando la transición tecnológica baja en carbono en incluso 20 años. El hidrógeno verde podría ser clave para mitigar las emisiones de GEI de los diversos sectores de la energía, pero adicional a un significativo incentivo por parte del sector público como ente regulador y político, necesitará de instrumentos económicos que superen el actual impuesto específico a los combustibles y los 5 USD/tCO₂ del impuesto verde.

Por tanto, si en Chile se desea continuar con una acelerada descarbonización del sector de la energía, creciendo en su rol protagónico dentro del hidrógeno verde, deberá focalizar los esfuerzos más allá que sus aplicaciones y reducciones de los costos de producción de H₂V, habilitando el camino al marco regulatorio y los instrumentos económicos como catalizadores de la transición tecnológica. En específico estas necesidades apremian para aquellas aplicaciones de hidrógeno que en el corto-mediano plazo podrían lograr anticipadamente su competitividad (como en la inyección de H₂ en la red de gas natural), y que requerirán de un marco normativo y regulador que logre adelantarse a estos hitos, estableciendo el conjunto de requerimientos técnicos que permitan incentivar el desarrollo de proyecto de H₂, evitando que la regulación sea un obstáculo para el pronto desarrollo e implementación.

Unos correctos instrumentos económicos con enfoque ambiental deben contar con el claro objetivo de mitigar las emisiones de GEI, y no ser solo un mecanismo recaudatorio para beneficio fiscal. Por tanto, estos instrumentos si bien deben considerar las externalidades negativas de la producción y/o

consumo de combustibles fósiles, se recomienda que sean aplicados en el momento que permitan transitar a tecnologías bajas en carbono, sin dar espacio a “fugas de carbono”, ni un aumento significativo en los productos y servicios.

Según los escenarios considerados en este estudio, las aplicaciones de transporte terrestre podrían alcanzar la competitividad dentro de esta década generando brechas de costo mayores posterior al punto de equilibrio, lo que podría significar que la adopción total de las alternativas baja en carbono sea más rápida, considerando que la factibilidad económica no es la única limitante existente en la transferencia tecnológica. Dentro de las 10 tecnologías analizadas, los mayores impactos ocurren en las industrias de cemento y siderurgia al ser prácticas intensivas en carbono y con un actual precio al carbono que no resulta ser significativo (5 USD/tCO₂), con relación al impuesto específico a los combustibles. Sin embargo, es importante tener en consideración que, si bien es un factor clave que una tecnología limpia alcance un nivel de competitividad económica frente a las tecnologías tradicionales, existen otro tipo de brechas que pueden dificultar su adopción. Estas brechas pueden ser de naturaleza física y de inversión para aquellas que requieran una nueva infraestructura o cadena de suministro, barreras regulatorias, riesgos y percepciones de riesgo, falta de ecosistema de apoyo, intereses establecidos por aquellas industrias amenazadas, falta de acceso de información y educación, entre otras. Por tanto, es importante considerar que para lograr el máximo potencial de las tecnologías limpias, es necesario de esfuerzos integrales que permitan abordar los diferentes tipos de brechas.

En último lugar, este estudio permite identificar mediante un análisis general los impactos que tendría los diferentes instrumentos y escenarios propuestos, no obstante, es recomendable que este tipo de modelaciones, como las ejecutadas en este estudio, sean realizadas periódicamente considerando la importante variabilidad en las proyecciones de precios de los combustibles fósiles⁷², producción de hidrógeno verde, baterías de litio de los vehículos eléctricos y las tecnologías limpias en general; como también se realice de más exhaustiva para identificar los impactos, tanto negativos como positivos de los diferentes instrumentos económicos.

Por otro lado, un estudio de esta naturaleza con un uso metodológico prospectivo puede ser útil para explorar futuros posibles, sin embargo, los resultados deben utilizarse con precaución y con plena conciencia de sus limitaciones y las incertidumbres inherentes a la previsión del futuro. Es importante combinar esta metodología y resultados con otras herramientas y enfoques para tomar decisiones sólidas y adaptativas.

⁷² Existe una variabilidad importante en las predicciones de precios de los combustibles fósiles (carbón, gas natural y petróleo) debido a la alta volatilidad del mercado, el cual es influenciado por diferentes panoramas globales.

Referencias

- Ministerio del Medio Ambiente. (2020). 4to Informe Bienal de actualización de Chile sobre Cambio Climático.
- Coordinador Eléctrico Nacional, G. a.-2. (11 de Abril de 2021). Coordinador Eléctrico Nacional. Obtenido de Coordinador Eléctrico Nacional:
<https://www.coordinador.cl/reportes-y-estadisticas/#Estadisticas>
- Instituto Nacional de Estadísticas. (2019). Registro nacional de permisos de circulación. INE.
- SECTRA, Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones. (2015). Análisis y desarrollo de factores de deterioro y caracterización de las emisiones de la flota mediante el sistema Remote Sensing Devices (RSD). Obtenido de Programa de Vialidad y Transporte Urbano: <http://www.sectra.gob.cl/biblioteca/detalle1.asp?mfn=3378>
- Asociación Nacional Automotriz de Chile. (2019). Informe del Mercado Automotor. Obtenido de ANAC: <https://www.anac.cl/category/estudio-de-mercado/?anno=2019>
- Asociación Nacional Automotriz de Chile. (Junio de 2020). Informe del Mercado Automotor. Obtenido de ANAC: <https://www.anac.cl/category/estudio-de-mercado/?anno=2020>
- IEA. (2021). Global EV Outlook.
- Autofact. (2020). Permiso de circulación.
- Ministerio de Energía. (15 de Mayo de 2021). Planificación Energética de Largo Plazo - Informe Actualización Antecedentes 2020. Obtenido de Ministerio de Energía: <https://energia.gob.cl/planificacion-energetica-de-largo-plazo-capacidad-y-generacion-electrica>
- Comité Solar e Innovación Energética. (2019). Estrategia para el mercado de Hidrógeno Verde en Chile.
- BloombergNEF. (2020). Electric Vehicle Outlook.
- GIZ. (2021). Análisis de usos de mercados del carbono para cuatro tipologías de proyectos estratégicos para la carbono neutralidad. Programa de Energías Renovables y Eficiencia Energética en Chile.
- Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking. (2018). Study on strategies for joint procurement of fuel cell buses.
- Corfo. (Noviembre 2017). Guía Técnica Convocatoria PRogramas Tecnológicos Estratégicos "Desarrollo de sistemas de combustión dual hidrógeno-diésel en vehículos y equipos en operación Mina". Gerencia de capacidades tecnológicas.
- Comité Solar e Innovación Energética de Corfo. (2020). Estudio para definir esquemas de financiamiento para acelerar la adopción tecnológica e implementación de proyectos de generación, almacenamiento, transporte, consumo y exportación de Hidrógeno Verde en Chile. ImplementaSur.

Minería Chilena. (12 de Septiembre de 2020). Equipos mineros impulsados por hidrógeno: Un desarrollo cada vez más cercano. Obtenido de Minería Chilena : <https://www.mch.cl/informes-tecnicos/equipos-mineros-impulsados-por-hidrogeno-un-desarrollo-cada-vez-mas-cercano/#>

Reporte Minero. (19 de octubre de 2020). 3 proyectos piloto de hidrógeno verde se desarrollan en la industria minera nacional. Obtenido de Reporte Minero: <https://www.reporteminero.cl/noticia/noticias/2020/10/3-proyectos-piloto-de-hidrogeno-verde-se-desarrollan-en-la-industria-mineria-nacional>

Ministerio de Energía. (2021). Proyección de costos de combustibles.

Chevrolet. (Mayo de 2021). Chevrolet Sail. Obtenido de <https://www.chevrolet.cl/autos/sail-sedan/especificaciones-versiones>

Mazda. (Mayo de 2021). All-New Mazda3 Sedán. Obtenido de <https://www.mazda.cl/auto/all-new-mazda3-sedan/versiones>

Hyundai. (Mayo de 2021). Hyundai Ioniq Eléctrico. Obtenido de <https://www.hyundai.com/es/modelos/nuevo-ioniq-electrico/descargar-catalogo.html>

Ministerio del Medio Ambiente. (2017). Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero.

Ministerio del Medio Ambiente de Chile. (20 de Mayo de 2021). Emisiones al aire de transporte en ruta. Obtenido de Registro de Emisiones & Transferencias de Contaminantes: <https://datosretc.mma.gob.cl/dataset/emisiones-al-aire>

Goldman Sachs. (2015). Journal of Modern Power Systems and Clean Energy.

Enel X. (25 de Mayo de 2021). Guía para vehículos eléctricos. Obtenido de <https://www.enelx.com/cl/es/movilidad-electrica/guias/vehiculos-electricos>

BloombergNEF. (16 de Diciembre de 2020). Batteries for Electric Cars Speed Toward a Tipping Point. Obtenido de BloombergNEF: <https://www.bloomberg.com/news/articles/2020-12-16/electric-cars-are-about-to-be-as-cheap-as-gas-powered-models>

Hydrogen Council. (2020). Path to hydrogen competitiveness: A cost perspective.

J. Armijo & C. Philibert. (2019). Flexible production of green hydrogen and ammonia from variable solar and wind energy. Case study of Chile and Argentina. Centro de Investigación en Recursos Naturales y Sustentabilidad, Universidad Bernardo O'Higgins & International Energy Agency, OECD.

Tim Simmons, Avolong Limited UK. (2001). Good Practice Guidance and Uncertainty Management in National Greenhouse Gas Inventories. UK: Avolong Limited.

Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones. (2011). Evaluación del comportamiento operacional, nivel de emisiones de material particulado y rendimiento de combustible de un camión equipado con un sistema de post tratamiento de emisiones de gases de escape. Centro de Control y Certificación Vehicular.

- Ministerio de Energía. (2020). Ministerio de Energía. Obtenido de Uso de Hidrógeno Verde en el Transporte Terrestre:
<https://energia.gob.cl/electromovilidad/img/16.Hidrógeno.pdf>
- Chile Transporte. (05 de Junio de 2019). Diagnóstico Sectorial APL Transporte de Carga por Carretera. Obtenido de Consejo Nacional de Producción Limpia:
<https://rechile.mma.gob.cl/wp-content/uploads/2019/06/5.-Diagnostico-sectorial-APL-Transporte-de-Carga-por-Carretera.-ChileTransporte-2016.pdf>
- Chile Transporte. (05 de Junio de 2019). Diagnóstico Sectorial APL Transporte de Carga por Carretera. Obtenido de Consejo Nacional de Producción Limpia:
<https://rechile.mma.gob.cl/wp-content/uploads/2019/06/5.-Diagnostico-sectorial-APL-Transporte-de-Carga-por-Carretera.-ChileTransporte-2016.pdf>
- Servicio de Impuestos Internos. (01 de Enero de 2003). Vida útil de los bienes físicos del activo inmovilizado. Obtenido de
https://www.sii.cl/pagina/valores/bienes/tabla_vida_enero.htm
- Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones. (2011). Evaluación del comportamiento operacional, nivel de emisiones de material particulado y rendimiento de combustible de un camión equipado con un sistema de post tratamiento de emisiones de gases de escape. Centro de Control y Certificación Vehicular.
- Hydrogen Council. (2021). Hydrogen Insights: A perspective on hydrogen investment, market development and cost competitiveness.
- North American Council For Freight Efficiency. (2020). Making Sense of Heavy-Duty Hydrogen Fuel Cell Tractors.
- Organización Marítima Internacional. (2017). Tercer Estudio de la Organización Marítima Internacional. Obtenido de Organización Marítima Internacional:
https://gmn.imo.org/wp-content/uploads/2017/05/GHG3-Executive-Summary-and-Report_web.pdf
- Mundo Marítimo. (05 de marzo de 2021). Mundo Marítimo. Obtenido de Primer buque del mundo equipado con una celda de combustible de amoníaco verde zarpará en 2023:
<https://www.mundomaritimo.cl/noticias/primer-buque-del-mundo-equipado-con-una-celda-de-combustible-de-amoniaco-verde-zarpara-en-2023>
- Pino Riquelme, A. E. (2017). Estimación de emisiones contaminantes atmosféricas producidas por embarcaciones marítimas en Chile. Universidad Técnica Federico Santa María.
- Junta de Aeronáutica Civil. (2008). Anuario de transporte aéreo. Obtenido de
<http://www.jac.gob.cl/wp-content/uploads/2015/12/Anuario-2018.pdf>
- C. Bustamante. (2018). Estimación de las emisiones contaminantes producidas por el sector de transporte aéreo en Chile para el año 2015. Universidad Técnica Federico Santa María.

- Ministerio de Energía . (2019). Resumen ejecutivo de usos de la energía de los hogares de Chile 2018. Obtenido de https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/resumen_ejecutivo_caracterizacion_residencial_2018.pdf
- Coordinador Eléctrico Nacional. (15 de Julio de 2021). Histórico de Capacidad Instalada y Generación Anual por Tecnología. Obtenido de Coordinador Eléctrico Nacional: <https://www.coordinador.cl/reportes-y-estadisticas/>
- IPCC. (2006). Direct. Obtenido de Directrices del IPCC de 2006 para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero. Volumen 1 - Orientación general y generación de informes: https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/spanish/pdf/1_Volume1/V1_8x_Ch8_An1_Units_Index.pdf
- CNE. (2019). Informe de costos de tecnología de generación.
- Coordinador Eléctrico Nacional. (01 de junio de 2017). Costo Marginal. Obtenido de <https://sic.coordinador.cl/informes-y-documentos/fichas/costo-marginal/>
- Valgesta Nueva Energía. (2021). Estructura del mercado y operación del sistema: Regulación y nuevas normativas para el sector eléctrico chileno.
- Chile Sustentable. (2019). Impuesto Verde para fuentes fijas en Chile: Análisis Crítico y propuestas de reforma. Obtenido de http://www.chilesustentable.net/wp-content/uploads/2019/04/Minuta-Impuesto-Verde_chs.pdf
- Biblioteca del Congreso Nacional de Chile. (2014). Ley N°20.780, Reforma tributaria que modifica el sistema de tributación de la renta e introduce diversos ajustes en el sistema tributario. Obtenido de <http://bcn.cl/2lbwp>
- Ministerio de Energía . (2021). Aplicación del Impuesto Verde en el Costo Variable y la Carbono Neutralidad .
- Marzinkowski, J., Fishedick, M., Winzer, P., & Weigel, M. (1 de Diciembre de 2014). Techno-economic evaluation of innovative steel production technologies. Obtenido de <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S095965261400540X>
- McKinsey & Company. (3 de junio de 2020). Decarbonization challenge for steel. Obtenido de <https://www.mckinsey.com/industries/metals-and-mining/our-insights/decarbonization-challenge-for-steel>
- ACERA. (22 de marzo de 2021). La industria pesada de Europa experimenta con el hidrógeno verde para descarbonizarse. Obtenido de <https://acera.cl/la-industria-pesada-de-europa-experimenta-con-el-hidrogeno-verde-para-descarbonizarse/>
- Ministerio de Energía. (2020). Balance Nacional de Energía. Obtenido de Energía Abierta: <http://energiaabierta.cl/visualizaciones/balance-de-energia/>
- SALCOS. (2021). How can our steel production become more climate-friendly? Obtenido de <https://salcos.salzgitter-ag.com/en/>

- GIZ. (2020). Desarrollo bajo en carbono para la industria chilena de la siderurgia. Obtenido de https://4echile-datastore.s3.eu-central-1.amazonaws.com/wp-content/uploads/2020/09/15132549/2020.07.20_TNA-Acero_Informe-Final.pdf
- World Steel Association. (2020). Steel's contribution to a low carbon future and climate resilient societies. Obtenido de https://www.worldsteel.org/en/dam/jcr:7ec64bc1-c51c-439b-84b8-94496686b8c6/Position_paper_climate_2019_vfinal.pdf
- Berry Metal Company. (1 de Agosto de 2018). The use of hydrogen in the iron and steel industry. Obtenido de <https://www.energy.gov/sites/prod/files/2018/08/f54/fcto-h2-scale-kickoff-2018-19-green.pdf>
- Fuel Cell & Hydrogen Eenergy Association. (25 de Noviembre de 2019). Hydrogen as a Clean Alternative in the Iron and Steel Industry. Obtenido de <https://www.fchea.org/in-transition/2019/11/25/hydrogen-in-the-iron-and-steel-industry>
- McKinsey & Company . (13 de julio de 2018). How industry can move toward a low-carbon future. Obtenido de <https://www.mckinsey.com/business-functions/sustainability/our-insights/how-industry-can-move-toward-a-low-carbon-future>
- Habert, G., Miller, S., John, V., Provis, J., Favier, A., A., H., & Scrivener, K. (22 de septiembre de 2020). Environmental impacts and decarbonization strategies in the cement and concrete industries. Obtenido de <https://www.nature.com/articles/s43017-020-0093-3>
- Instituto del Cemento y del Hormigón en Chile. (2019). Hoja de Ruta en Chile: Industria del cemento, hacia una economía baja en carbono.
- Global Cement. (08 de julio de 2020). Green hydrogen for grey cement. Obtenido de <https://www.globalcement.com/news/item/11061-green-hydrogen-for-grey-cement>
- Kalavasta. (12 de marzo de 2018). Carbon neutral aviation with current engine technology . Obtenido de https://kalavasta.com/assets/reports/Kalavasta_Carbon_Neutral_Aviation.pdf
- Nordisk Aviation. (2021). Weight saving calculator. Obtenido de <https://www.nordisk-aviation.com/en/resources/weightsaving-calculator/>
- Environmental Defense Fund. (10 de diciembre de 2019). Electrofuels for shipping. Obtenido de <https://www.edfeurope.org/news/2019/10/12/electrofuels-shipping>
- Ministerio de Transporte y Telecomunicaciones. (2015). Departamento de Transporte Marítimo, Fluvial y Lacustre. Obtenido de <http://www.logistica.mtt.cl/areas/2/departamento-de-transporte-maritimo-fluvial-y-lacustre>
- Ministerio de Energía. (12 de mayo de 2021). Histórico fue aprobado primer proyecto de hidrógeno verde en Chile.
- Banco Mundial. (2021). State and trends of carbon pricing.

- Carbon Pricing Leadership Coalition. (29 de Mayo de 2017). Reporte de la Comisión de Alto Nivel sobre los Precios al Carbono. Obtenido de https://static1.squarespace.com/static/54ff9c5ce4b0a53decccfb4c/t/59b7f2cbe9bdfdbc6401095/1505227469557/CarbonPricing_SpanishSummary.pdf
- World Steel Association. (2021). World Steel in Figures. Obtenido de <https://www.worldsteel.org/en/dam/jcr:976723ed-74b3-47b4-92f6-81b6a452b86e/World%2520Steel%2520in%2520Figures%25202021.pdf>
- World Steel Association. (2021). About Steel. Obtenido de <https://www.worldsteel.org/about-steel.html>
- Comisión Nacional de Energía. (Mayo de 2021). Capacidad instalada de generación. Obtenido de Comisión Nacional de Energía: <https://www.cne.cl/normativas/electrica/consulta-publica/electricidad/>
- CAF. (2018). Manual para la evaluación de proyectos de eficiencia energética para el sector de siderurgia y metalmecánica. Obtenido de https://scioteca.caf.com/bitstream/handle/123456789/1316/EMP_Manual%20Siderurgia%20y%20A0Metalmecánica.pdf?sequence=1&isAllowed=y
- Otto, A., Robinus, M., Grube, T., Schiebahn, S., Praktiknjo, A., & Stolten, D. (2017). Power to Steel: Reducing CO2 through the Integration of Renewable Energy and Hydrogen into the German Steel Industry.
- Senado de la República de Chile. (2020). Proyecto de Ley Marco de Cambio Climático. Obtenido de https://www.senado.cl/appsenado/templates/tramitacion/index.php?boletin_ini=13191-12
- CEPAL. (octubre de 2006). Los instrumentos económicos en la gestión del agua. El caso de Costa Rica. Obtenido de https://www.cepal.org/sites/default/files/publication/files/4982/S0600829_es.pdf
- Biblioteca del Congreso Nacional de Chile. (2018). Análisis al Impuesto específico a los Combustibles y MEPCO.
- Ciedess. (21 de junio de 2021). Chile tiene los impuestos más altos de la región para las bencinas, pero unos de los más bajos entre los países de la Oede. Obtenido de <https://www.ciedess.cl/601/w3-article-7623.html>
- Comisión Nacional de Energía. (2021). Estructura de precios de combustibles. Obtenido de <https://www.cne.cl/estadisticas/hidrocarburo/>
- Kalavasta. (12 de marzo de 2018). Carbon Neutral Aviation with current engine technology . Obtenido de https://kalavasta.com/assets/reports/Kalavasta_Carbon_Neutral_Aviation.pdf

Ministerio de Desarrollo Social. (Febrero de 2017). Estimación del Precio Social del CO2. Obtenido de <http://sni.ministeriodesarrollosocial.gob.cl/download/precio-social-co2-2017/?wpdmdl=2406>

Biblioteca del Congreso Nacional de Chile. (abril de 2020). Impuesto específico a la minería, como parte del impuesto a la renta. Obtenido de https://obtienearchivo.bcn.cl/obtienearchivo?id=repositorio/10221/28571/1/IEAM_como_gasto_Chile_y_extranjero_edit.pdf

Martínez, S. (2020). Impuestos ambientales en Chile: Un análisis crítico. Latin American Legal Studies.

Comisión Tributaria del Ministerio de Hacienda. (2021). Informe sobre Exenciones y Regímenes Especiales. Comisión Tributaria para el Crecimiento y la Equidad.

Government of the Netherlands. (14 de mayo de 2019). Dutch government tables national flight tax bill . Obtenido de <https://www.government.nl/latest/news/2019/05/14/dutch-government-tables-national-flight-tax-bill>

GOV.UK. (2 de junio de 2021). Greenhouse gas reporting: conversion factors 2021, falt file (for automatic processing only). Obtenido de <https://www.gov.uk/government/publications/greenhouse-gas-reporting-conversion-factors-2021>

Momondo. (2021). Información de vuelo entre Santiago de Chile y Calama. Obtenido de <https://www.momondo.cl/vuelos/santiago-de-chile/calama>

GIZ. (juio de 2020). Hoja de ruta para el desarrollo de bajas emisiones de la Industria Chilena del Cemento.

IContainers. (2021). Contenedor de 20 pies - Dimensiones, medidas y peso. Obtenido de <https://www.icontainers.com/es/ayuda/contenedor-20-pies/>

Álvarez Mendoza, P. (2021). Oportunidades de Agregación de Valor al Transporte Forestal por Medio de H2V. Departamento de Ingeniería Civil y Ambiental de la Universidad del Bío-Bío.

AC Transit. (15 de junio de 2021). Zero Emission Buses. Obtenido de <https://www.actransit.org/zeb>

OCTA. (15 de julio de 2021). OCTA (Organge County Tranposrtation Authority). Obtenido de Zero-Emission Bus Program: <https://www.octa.net/about/about-octa/environmental-sustainability/zero-emission-bus-program/>

(s.f.).

Anexos

Anexo 1: Categoría y subcategoría de la industria según BNE 2019

Categoría de la industria	Subcategoría de la industria
Centro de Transformación	• Carbón y leña • Electricidad autoproducción • Electricidad servicio público • Plantas de gas • Producción de metanol • Refinerías y extracción de Petróleo-Gas Natural • Siderurgia altos hornos • Siderurgia hornos de coque
Consumo Propio	• Carbón y leña • Electricidad • Plantas de gas • Producción de metanol • Refinerías y extracción de Petróleo-Gas Natural • Siderurgia altos hornos • Siderurgia hornos de coque
Industria	• Agroindustria • Azúcar • Cemento • Construcción • Industrias varias • Papel y celulosa • Pesca • Petroquímica • Siderurgia
Minería	• Cobre • Hierro • Salitre • Minas varias
Transporte	• Aéreo • Ferroviario • Marítimo • Terrestre • Transporte por Ducto
Comercial, Público y Residencial	• Comercial • Público • Sanitarias • Residencial
Consumo No Energético	• Uso no energético

Fuente: Elaboración propia en base a Balance Nacional de Energía, 2020.

Anexo 2: Tipos de energéticos especificados en el BNE 2019

Tipo de energético	Energético
Energéticos Primarios	• Petróleo Crudo • Gas Natural • Biomasa • Hidroeléctrica • Energía Eólica • Energía Solar • Biogás • Geotermia
Derivados de Petróleo	• Diésel • Petróleo Combustible • Gasolina de Motor • Querosene • Gas Licuado de Petróleo (GLP) • Gasolina de Aviación • Querosene de Aviación • Nafta • Gas de Refinería • Coque de Petróleo • Derivados Industriales de Petróleo
Electricidad	• Electricidad
Derivados de Carbón	• Coque Metalúrgico • Gas de Coque • Alquitrán • Gas de Alto Horno
Gas Corriente	• Gas Corriente

Fuente: Elaboración propia en base a Balance Nacional de Energía, 2020.

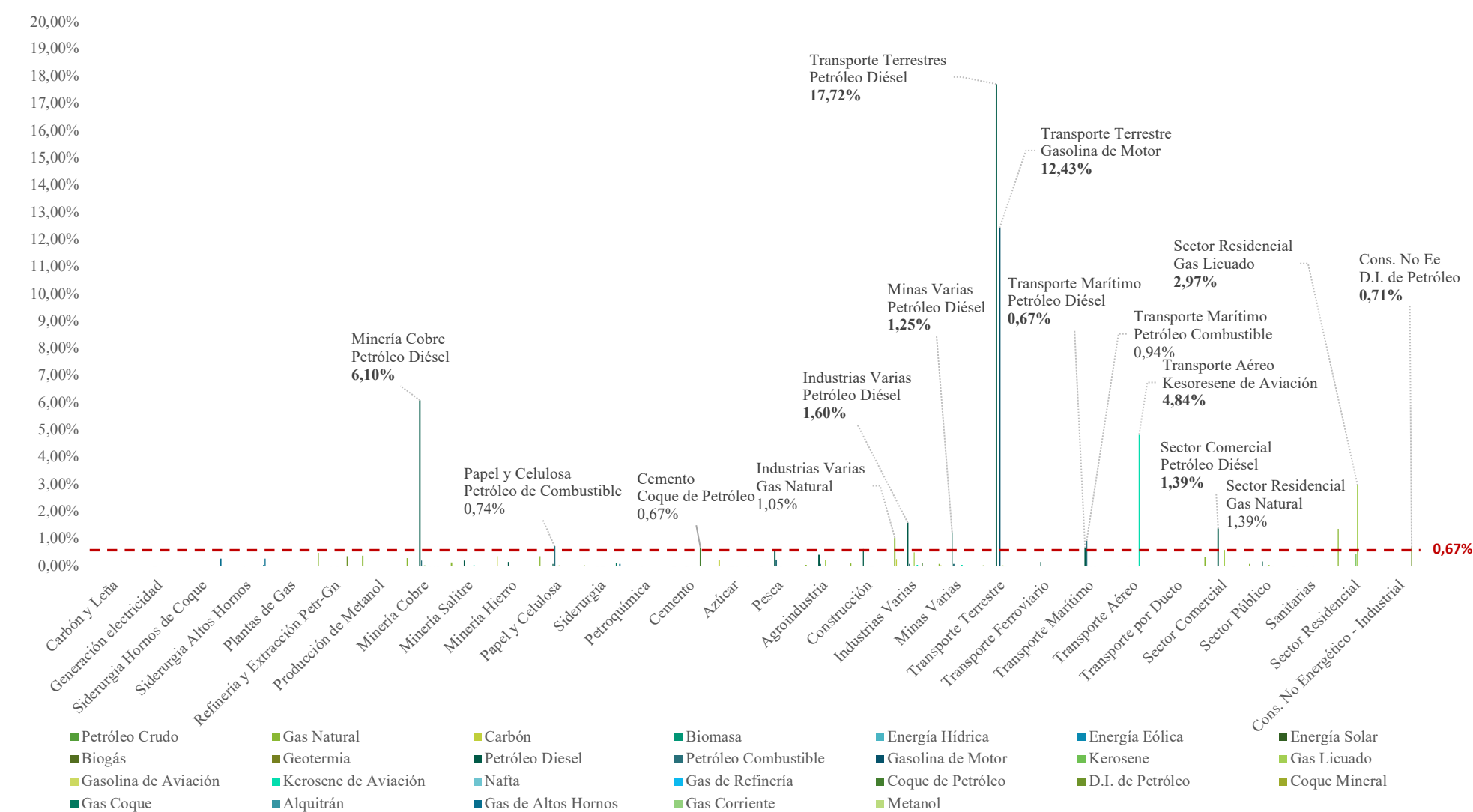
Anexo 3: Factor de emisión de GEI y factor de transformación de poder calorífico

Tipo de Energético	Energético	Factor PCI	Factor de emisión de CO ₂ [tCO ₂ /TJ]
Energéticos Primarios	Petróleo Crudo	0,95	73,3
	Gas Natural	0,9	56,1
	Carbón Mineral	0,95	94,6
	Biomasa ⁷³	0,95	0
	Hidroeléctrica	-	0
	Energía Eólica	-	0
	Energía Solar	-	0
	Biogás	0,9	0
	Geotermia	-	0
Derivados de Petróleo	Diésel	0,95	74,1
	Petróleo Combustible	0,95	73,3
	Gasolina De Motor	0,95	70,00
	Kerosene	0,95	71,9
	Gas Licuado De Petróleo (GLP)	0,9	63,1
	Gasolina De Aviación	0,95	70
	Kerosene De Aviación	0,95	71,5
	Nafta	0,95	73,3
	Gas De Refinería	0,95	57,6
	Coque De Petróleo	0,95	73,3
	Derivados Industriales De Petróleo	0,95	73,3
	Coque Metalúrgico	0,95	107
Derivados de Carbón	Gas De Coque	0,9	44,4
	Alquitrán	0,95	80,7
	Gas De Alto Horno	0,9	260
	Gas Corriente	0,9	44,4

Fuente: Directrices del IPCC 2006.

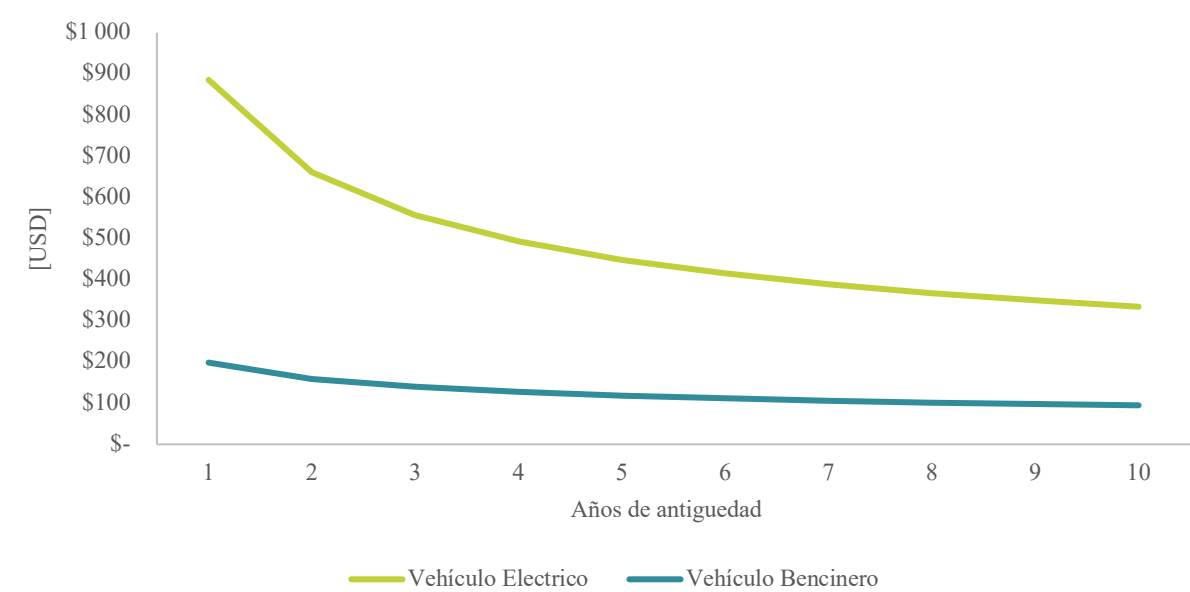
⁷³ En conformidad con las Directrices del IPCC de 2006, las emisiones de CO₂ de la combustión de la biomasa pueden ser estimadas, pero no deben ser incluidas en los totales nacionales. Esta información dentro del Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero (INGEI) de Chile se registra como partidas informativas para la verificación cruzada y para evitar el doble conteo con el sector UTCUTS. El BNE considera como biomasa principalmente leña, pero también otros productos de madera como retazos y residuos forestales (Ministerio del Medio Ambiente, 2017).

Anexo 4: Participación en la generación de emisiones de CO2 del las distintas industrias del sector de energía excluyendo generación eléctrica



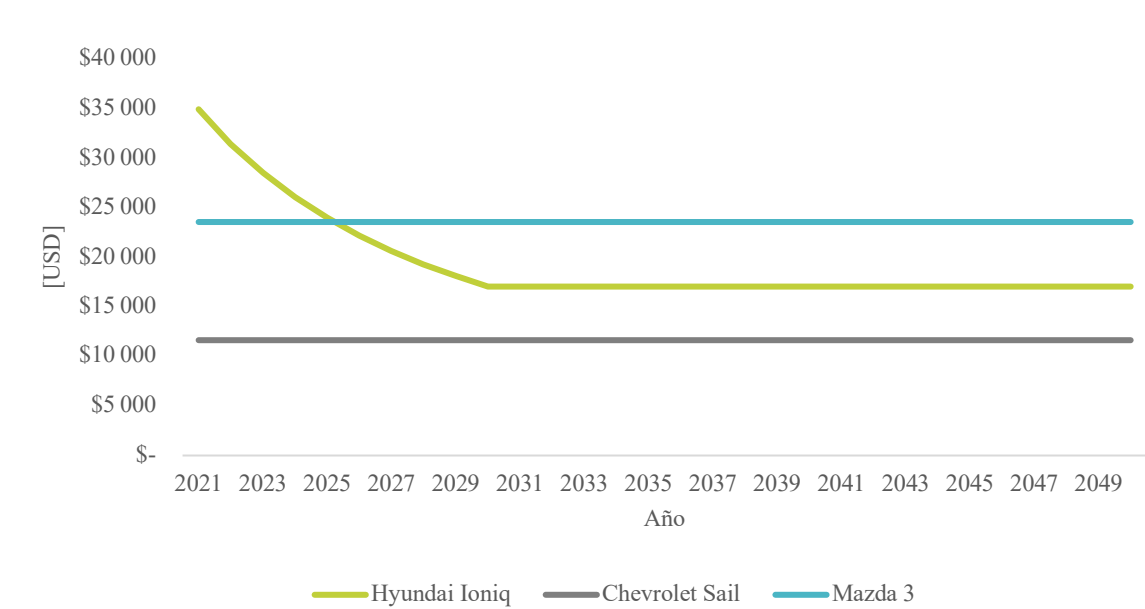
Fuente: Elaboración propia según BNE 2019, Ministerio de Energía, 2020.

Anexo 5: Proyección de costos por concepto de permiso de circulación según año de antigüedad



Fuente: Elaboración propia según valores publicados en Autofact, 2020.

Anexo 6: Proyección de costos de vehículo por tipo de modelo.



Fuente: BloombergNEF, 2020; Mazda, 2021; Hyundai, 2021; Chevrolet, 2021.

Anexo 7: Actividades y sectores exentos del impuesto y beneficiarios de devolución o recuperación del impuesto (Biblioteca del Congreso Nacional de Chile, 2018)

- Las empresas de transporte ferroviario, las empresas que adquieran el petróleo diésel en la provincia de la Isla de Pascua y las empresas constructoras pueden recuperar el impuesto de la Ley N°18.502 como crédito fiscal del IVA del periodo tributario correspondiente, o mediante su devolución. Esto dependiendo de que dentro de un año el Presidente de la República, mediante decretos expedidos a través del Ministerio de Hacienda, lo establezca. Se excluyen a las empresas de transporte terrestre y las que utilicen vehículos motorizados que transiten por calles, caminos y vías públicas respecto del consumo de petróleo diésel.
- El combustible de aviación, biodiesel y el bioetanol.
- Transporte de carga: La Ley N° 19.764 del año 2001 establece un mecanismo de devolución o recuperación del impuesto al petróleo diésel de la Ley N°18.502 para empresas de transporte de carga que sean propietarias o arrendatarias con opción de compra de camiones de un peso bruto vehicular igual o superior a 3.860 kg, sin perjuicio de porcentajes y fechas señaladas en otras leyes. Desde 01 de enero de 2019, con modificación entre 2013 y 2018, se dispone de la devolución del 25% del impuesto pagado.
- "Crédito especial": Los contribuyentes de IVA y los exportadores pueden recuperar hasta el 100% del impuesto que no se utilice en vehículos destinados a transitar por calles, caminos y vías públicas en general (D.L. N°311 de 1986).

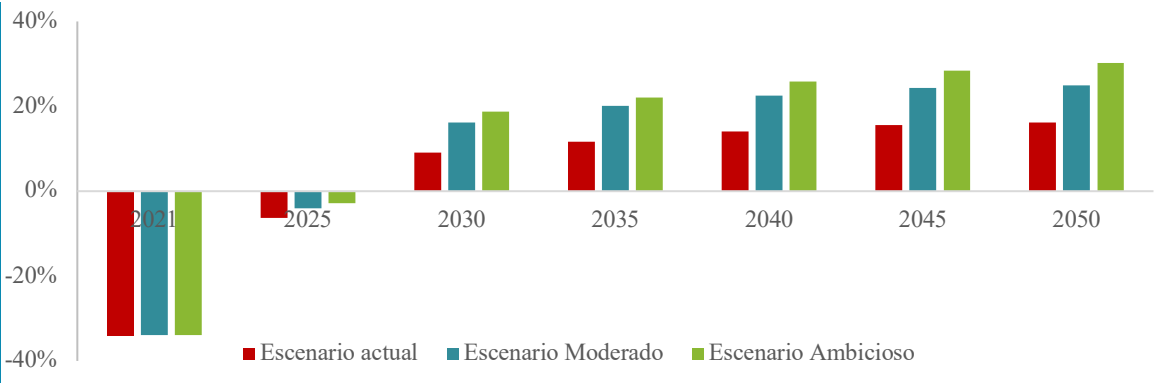
Anexo 8: Termoeléctricas a carbón en Chile

Nº	Unidad Generadora	Empresa	Capacidad Instalada [MW]	Comuna	Año puesta en servicio	Años de servicio	Fecha de cierre programado	Estado de Cierre
1	Ventanas 1	Aes Gener	114	Puchuncaví	1964	56	dic-2020	Cerrada
2	Bocamina U1	Enel	130	Coronel	1969	51	dic-2020	Cerrada
3	Ventanas 2	Aes Gener	208	Puchuncaví	1977	44	ago-2021	Cierre programado
4	Termoeléctrica Tocopilla - U12	Engie	85	Tocopilla	1983	36	jun-2019	Cerrada
5	Termoeléctrica Tocopilla - U13	Engie	86	Tocopilla	1985	34	jun-2019	Cerrada
6	Termoeléctrica Tocopilla - U14	Engie	136	Tocopilla	1987	34	ene-2022	Cierre programado
7	Termoeléctrica Tocopilla - U15	Engie	132	Tocopilla	1990	31	ene-2022	Cierre programado
8	Termoeléctrica Norgener - NTO1	Aes Gener	141	Tocopilla	1995	26	> dic-2040	Sin anuncio
9	Guacolda - U1	WegE (antes de Aes Gener)	154	Huasco	1995	26	> dic-2040	Sin anuncio
10	Guacolda - U2	WegE (antes de Aes Gener)	145	Huasco	1996	25	> dic-2040	Sin anuncio
11	Termoeléctrica Mejillones - CTM1	Engie	162	Mejillones	1996	25	dic-2024	Cierre programado
12	Termoeléctrica Norgener - NTO2	Aes Gener	141	Tocopilla	1997	24	> dic-2040	Sin anuncio
13	Termoeléctrica Mejillones - CTM2	Engie	172	Mejillones	1998	23	dic-2024	Cierre programado
14	Termoeléctrica Tarapacá	Enel	158	Iquique	1998	21	dic-19	Cerrada
15	Guacolda - U3	WegE (antes de Aes Gener)	154	Huasco	2009	12	> dic-2040	Sin anuncio
16	Nueva Ventanas	Aes Gener	267	Puchuncaví	2010	11	ene-2025	Cierre programado
17	Guacolda - U4	WegE (antes de Aes Gener)	154	Huasco	2010	11	> dic-2040	Sin anuncio
18	Termoeléctrica Angamos - ANG1	Aes Gener	277	Mejillones	2011	10	ene-2025	Cierre programado
19	Termoeléctrica Angamos - ANG2	Aes Gener	281	Mejillones	2011	10	ene-2025	Cierre programado
20	Termoeléctrica Andina -CTA	Engie	177	Mejillones	2011	10	dic-2024	Reconversión a Biomasa
21	Termoeléctrica Hornitos - CTH	Engie	178	Mejillones	2011	10	dic-2024	Reconversión a Biomasa
22	Santa María	Colbún	370	Coronel	2012	9	> dic-2040	Sin anuncio
23	Bocamina II	Enel	348	Coronel	2012	9	may-2022	Cierre programado
24	Campiche	Aes Gener	272	Puchuncaví	2013	8	ene-2025	Cierre programado
25	Guacolda - U5	WegE (antes de Aes Gener)	156	Huasco	2015	6	> dic-2040	Sin anuncio
26	Cochrane - CCH1	Aes Gener	275	Mejillones	2016	5	> dic-2040	Sin anuncio
27	Cochrane - CCH2	Aes Gener	275	Mejillones	2016	5	> dic-2040	Sin anuncio
28	IEM1	Engie	375	Mejillones	2019	2	dic-2024	Reconversión a GN
Capacidad total instalada			5.523					
Capacidad total cerrada al 2025			3.558					
Capacidad total instalada al 2025			1.965					

*Actualizado al 06 de julio de 2021

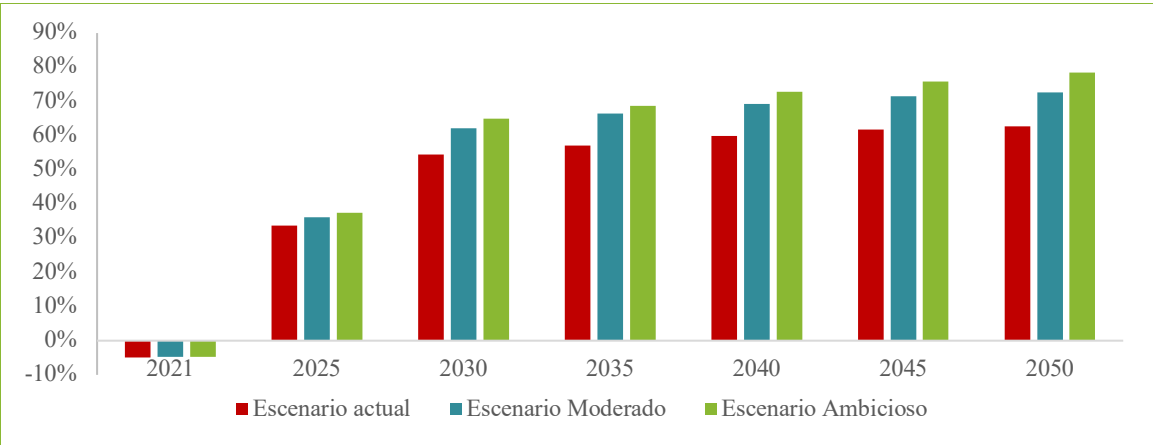
Fuente: Elaboración propia en base a Ministerio de Energía, 2021.

Anexo 9: Nivel de competitividad de un Hyundai Ioniq (BEV) frente a un Chevrolet Sail (MCI).



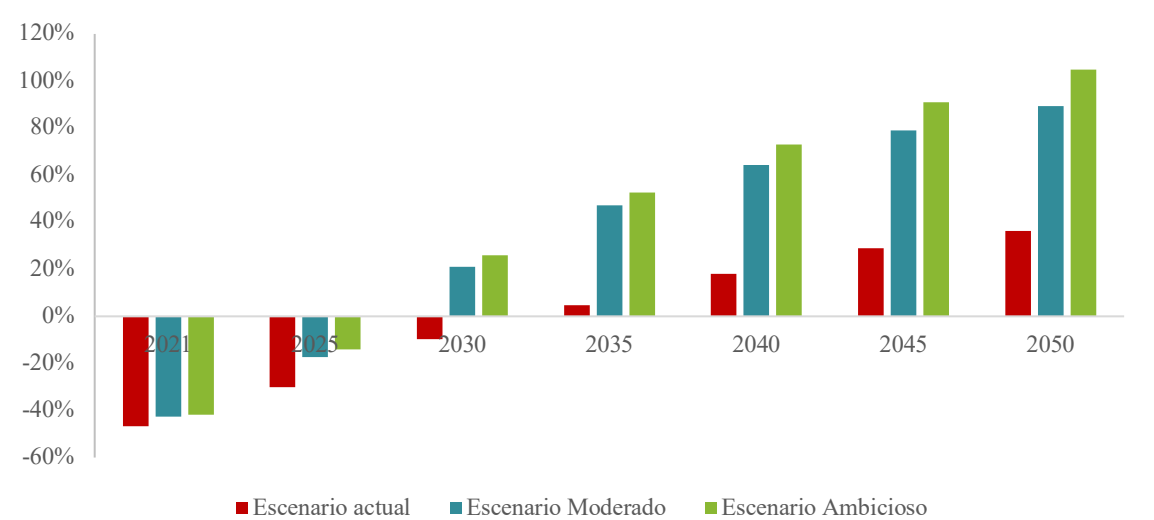
Fuente: Elaboración propia

Anexo 10: Nivel de competitividad de un Hyundai Ioniq (BEV) frente a un Mazda 3 (MCI)



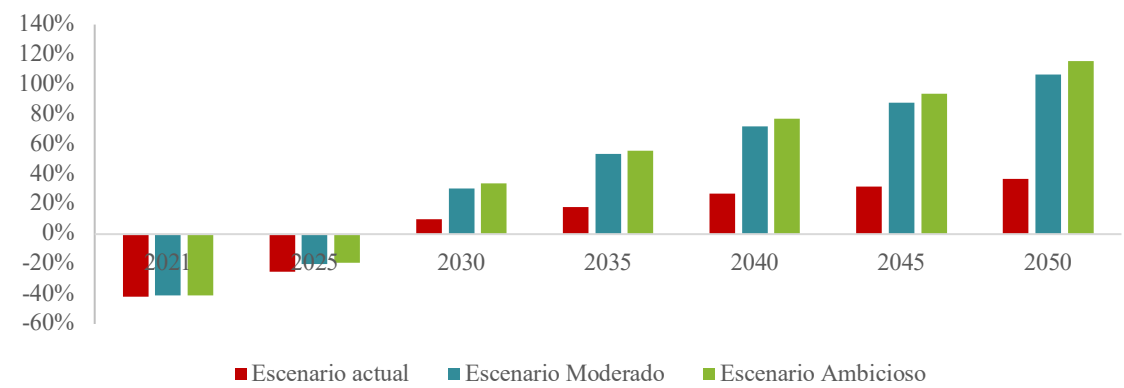
Fuente: Elaboración propia

Anexo 11: Nivel de competitividad de un Bus a celda de combustible propulsado por hidrógeno verde frente a su alternativa convencional



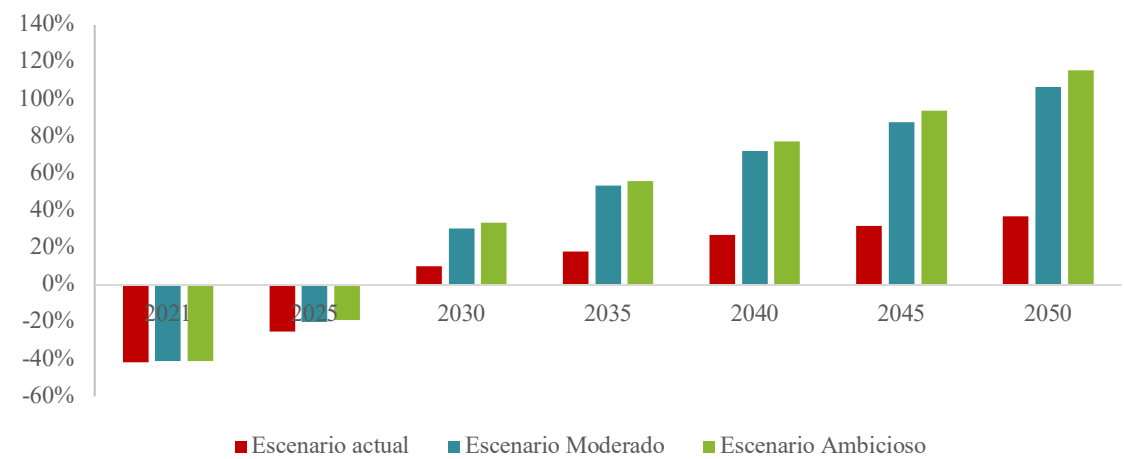
Fuente: Elaboración propia

Anexo 12: Nivel de competitividad de un camión de carga con celda de combustible propulsado por hidrógeno verde frente a su alternativa convencional a diésel



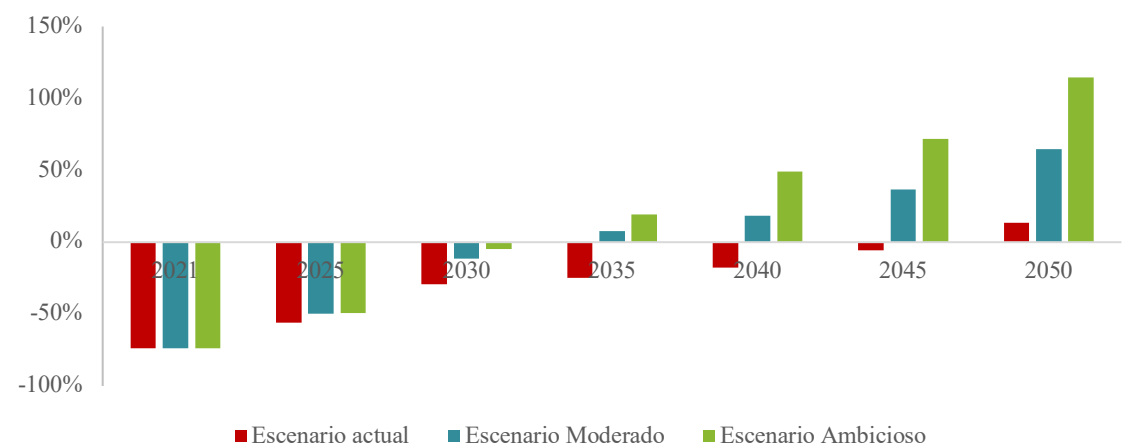
Fuente: Elaboración propia

Anexo 13: Nivel de competitividad de un CAEX Dual frente a un CAEX convencional a diésel



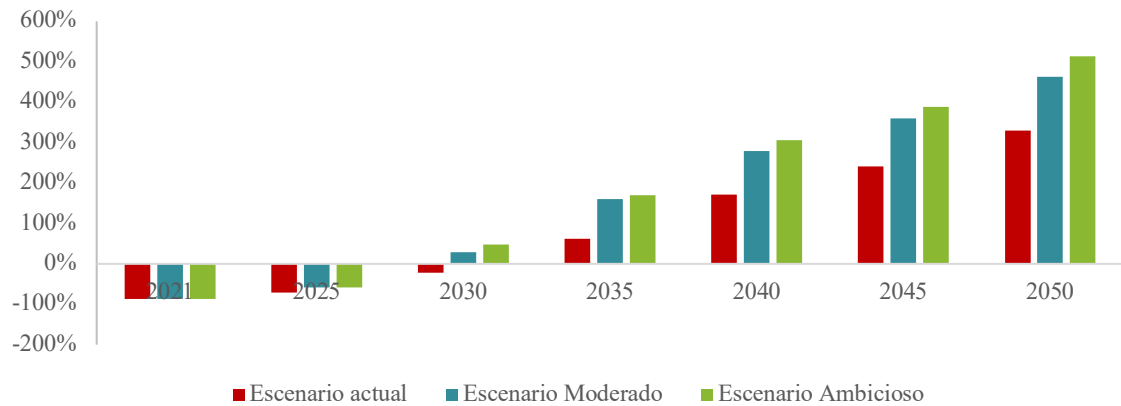
Fuente: Elaboración propia

Anexo 14: Nivel de competitividad del queroseno sintético frente al queroseno fósil para la aviación doméstica



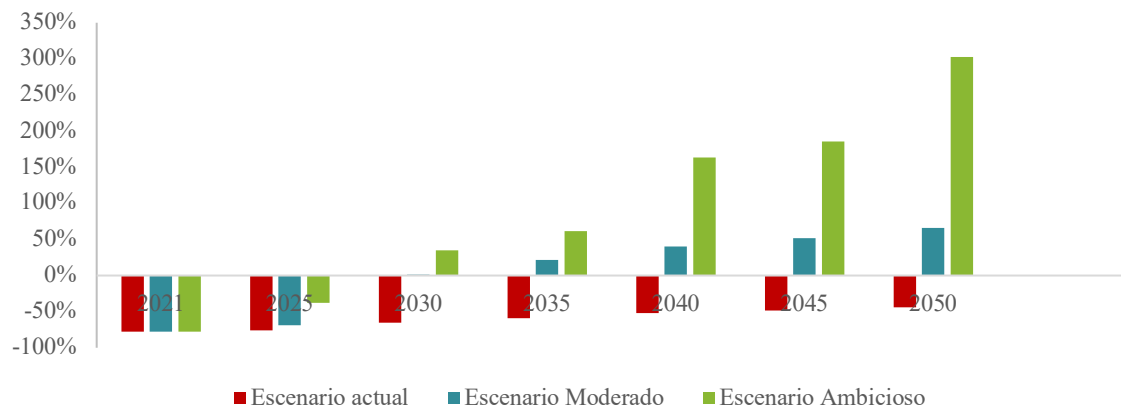
Fuente: Elaboración propia

Anexo 15: Nivel de competitividad de un portacontenedor con uso de amoníaco en los MCI frente a su alternativa convencional



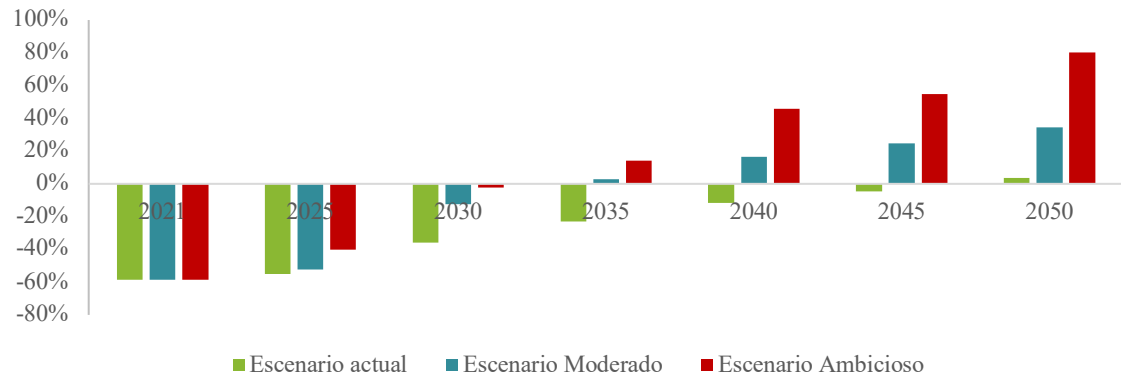
Fuente: Elaboración propia

Anexo 16: Nivel de competitividad del uso de hidrógeno verde en los hornos rotatorios de la industria del cemento frente al consumo de coque de carbón



Fuente: Elaboración propia

Anexo 17: Nivel de competitividad de una ruta EAF/DIR a partir de hidrógeno verde en la industria siderúrgica versus una BF-BOF con coque de carbón



Fuente: Elaboración propia