



UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA
DEPARTAMENTO DE INGENIERIA COMERCIAL

**IMPACTO EN LA INDUSTRIA DE COMBUSTIBLES FÓSILES POR
USO DE HIDROGENO VERDE Y EFECTOS ECONÓMICOS EN
CHILE POR SU USO**

CONSTANZA ESTEFANY CONTRERAS CONTRERAS

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERA COMERCIAL

PROF GUÍA ROBERTO MUÑOZ

SANTIAGO DE CHILE, JULIO 2023

CAPITULO I

1.1 Resumen Ejecutivo

Ante el evidente cambio climático, países de todo el mundo trabajan en estrategias y desarrollo de nuevas tecnologías que permitan reducir la gran cantidad de emisiones de gases de efecto invernadero que se emanan a la atmósfera terrestre y Chile es parte de ellos. Dentro de los sectores más contaminantes, se encuentra el sector de la energía, que abarca un 77% de las emisiones de todo el territorio chileno, que a su vez comprende subcategorías tales como la industria de la energía y la de transporte, las cuales representan un 38,8% y un 32,9% respectivamente, de las emisiones del sector de la energía. La apuesta para reducir estas cifras giran en torno a tecnologías que sean producidas de manera limpia, es decir, que no emitan gases de efecto invernadero y también de normativas tales como los permisos de emisión transables y los impuestos verdes. El hidrógeno producido a través de electrólisis y energías renovables (hidrógeno verde) por su parte, se posiciona como un importante vector energético que en conjunto con otras tecnologías, podría competir con combustibles que se utilizan en la actualidad, tales como el petróleo diésel y las gasolinas, que son comercializados por distribuidores mayoristas (Copec, Shell, Petrobras, YPF y JLC) y minoristas. La matriz de combustibles actual se compone en un 61% de petróleo diésel, 28,5% de gasolinas y el resto en otros combustibles.

Para establecer la competitividad del hidrógeno y el impacto que tendría su ingreso en la matriz de combustibles y en las empresas distribuidoras se utilizó como base la actual demanda de combustibles para proyectar una demanda futura en dos escenarios, una donde el hidrógeno no es incorporado por las empresas de distribución de combustible y otra en donde se hace partícipe, lo anterior, para dos años claves: 2035 y 2050. Para el año 2030 se estima que el hidrógeno tendrá una participación del 20% en la matriz de combustibles y un 60% de participación para el año 2050.

Los resultados de la proyección en el escenario sin hidrógeno como combustible mostró que los e-fuels y los vehículos eléctricos tendrán una participación fundamental en el desarrollo de la matriz de combustibles. En el caso de los e-fuels, reemplazarán toda la demanda de combustibles fósiles al año 2050 de manera paulatina desde el año 2035. Es decir, al año 2050 se utilizarán 21.387.205 [M3] de e-fuels. Por otra parte, para el año 2035 se pronostica la venta de 209.539 vehículos eléctricos y para el año 2050 se pronostican ventas de 747.162 unidades. En este escenario existen dos problemáticas, por un lado es que la cantidad de vehículos eléctricos que se pronostican solo cubriría el 5,8% del mercado automotriz al año 2050, es decir, no lograría abarcar por sí solo la cantidad de vehículos que se requerirán y por otro lado, los e-fuels siguen siendo combustibles con emisiones durante su uso (no durante su producción).

Ahora bien, en un escenario con participación del hidrógeno, que se asemeja a un escenario más real, se determinó que el hidrógeno tendrá una participación de 39 TWh para el año 2030 y 153 TWh al año 2050 (en energía equivalente a la gasolina y el petróleo diésel). Mientras que los e-fuels ingresarían a la matriz de combustibles para el año 2035, con un crecimiento del 2% anual, logrando un 32% al 2050, es decir, se demandarían 6.843.906 [M3] de e-fuels.

Además, se realizó el cálculo del costo nivelado del hidrógeno que arrojó un costo de 4,322 USD/kg_{H2}, lo cual refleja que en el corto plazo el hidrógeno no es un combustible competitivo con el diésel, pero sí con las gasolinas. De igual manera, la bibliografía indica que en el largo plazo el hidrógeno sí sería competitivo, debido al avance de las tecnologías de producción y por ende, la disminución de sus costos. Además, se estima que Chile tendría uno de los menores costos de producción de hidrógeno en el largo plazo, debido a su posición geográfica y que podría llegar a 1,4 USD/kg_{H2}, que, en ese caso, si lograra ser competitivo con los combustibles fósiles.

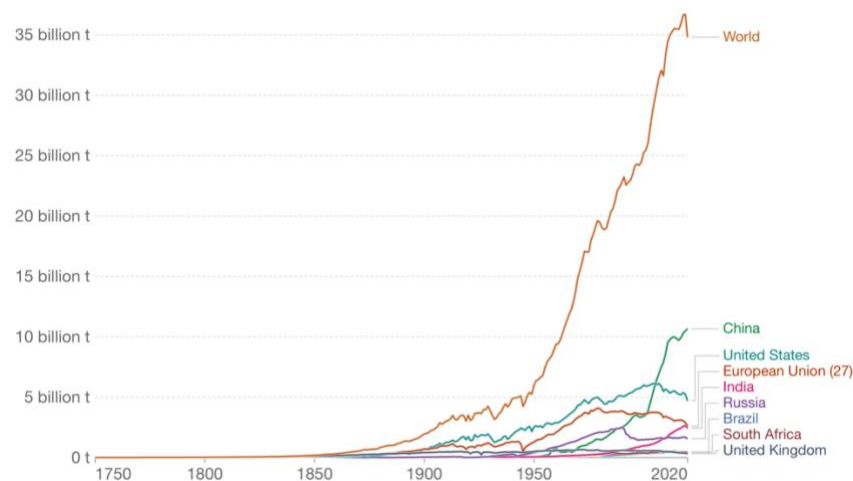


Cabe recalcar también que en un escenario en donde las empresas de distribución no realicen acciones ante el ingreso del hidrógeno a la matriz de combustibles, tendrían pérdidas acumuladas (entre el 2030 y 2050) de 5.5 billones, 3.6 billones, 2.7 billones, 1.7 billones y 124 mil millones para Copec, Shell, Petrobras, YPF y JLC

Finalmente, se espera que la inversión en innovación y desarrollo de nuevas tecnologías del hidrógeno tengan apoyo privado y público, para que así de manera conjunta se logre llegar a la carbono neutralidad. Se entiende también, que el hidrógeno no es la única solución para disminuir los GEI, si no que es parte de una de las estrategias que puede llevarse a cabo de manera factible, dados sus beneficios técnicos y económicos.

1.2 Resúmenes y conclusiones

Los avances tecnológicos han tenido consecuencias en el planeta, haciéndose notar de manera directa en el cambio climático, es más, estudios del Panel Intergubernamental del Cambio Climático (IPCC, 2019), estiman que las actividades humanas han causado a la fecha un calentamiento global de aproximadamente $1,0^{\circ}\text{C}$ con respecto a los niveles preindustriales, con un rango probable de $0,8^{\circ}\text{C}$ a $1,2^{\circ}\text{C}$. Además, se espera que el calentamiento global supere los $1,5^{\circ}\text{C}$ entre 2030 y 2050 si los países no toman medidas que permitan disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero a la atmósfera. No toda la contaminación está explicada por acciones del ser humano, sin embargo, la mayor parte se explica por esta razón. Por lo que, para entender las consecuencias que el ser humano ha provocado, se estudian las concentraciones mundiales de dióxido de carbono (CO_2). Según los datos de Our World in Data mostrados en la figura a continuación, en el año 2019 se registró un total de 43.41 billones de toneladas de CO_2 y dentro de los países que contribuyen en mayor cantidad de CO_2 a nivel mundial, se encuentra en primer lugar China, con 10.17 billones de toneladas de CO_2 , seguido de Estados Unidos con 5.28 billones de toneladas de CO_2



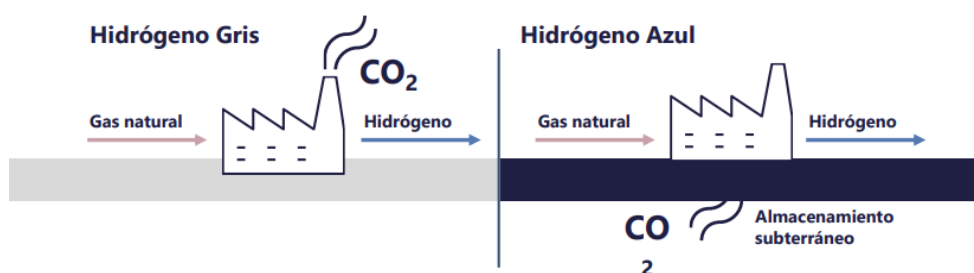
El gráfico muestra las Emisiones de CO_2 derivadas de la quema de combustibles fósiles para la producción de energía, el cambio de suelo no está incluido. Fuente: Our World in Data basado en Global Carbon Project; BP; Maddison; UNWPP (Our World in Data, 2020),

Chile, no está exento de este problema y según datos del World Air Quality Report, lidera y posee 9 ciudades en la lista de las 10 ciudades más contaminadas en Sudamérica. Además, según datos del SIN, en el 2018, las emisiones de gases de efecto invernadero totales del país (excluyendo UTCUTS) fueron de 112.313 kt CO₂ eq. El sector Energía por su parte, es el principal emisor nacional de Gases de Efecto Invernadero, alcanzando un 77 % del total nacional y si realizamos un zoom a lo que sucede en este sector, nos encontramos con dos categorías que destacan por su gran participación en las emisiones totales de gases de efecto invernadero, estas son las Industrias de la energía y la de transporte, las cuales representan un 38,8% y un 32,9% respectivamente, de las emisiones del sector de la energía.

Para hacer frente a estas cifras, el Estado chileno ha firmado diferentes tratados internacionales en materia de cambio climático, estas son: la convención de Viena, el Protocolo de Montreal, el Protocolo de Kyoto y el Acuerdo de París. Además, dentro de las medidas de mitigación el Ministerio de Energía desarrolla la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) la cual comprende el almacenamiento y uso de hidrógeno verde, para usos motrices de la minería e industria, los sistemas de calefacción y climatización tanto en el sector residencial como en los sectores comercial e industrial y los requerimientos de electricidad para la producción de hidrógeno verde. En ese sentido, se pretende disminuir la actual demanda de consumo energético del país, como lo muestra la figura a continuación, es de 289 mil teracalorías. Ahora bien, con este plan de mitigación, se espera que para el año 2050 esta cifra no supere las 324 mil teracalorías. Por otro lado, Chile está avanzando en integrar instrumentos económicos que contribuirían con el objetivo de avanzar a ser un país de cero emisiones. Desde el año 2017 se están grabando las emisiones de fuentes móviles y fijas mediante un denominado impuesto verde, sin embargo, la actualización e incorporación de nuevas medidas tales como los permisos de emisión transables urgen para lograr dicho objetivo, pues la evidencia indica

que estos instrumentos tienen beneficios medioambientales y mucho más si se consideran y se trabajan en conjunto.

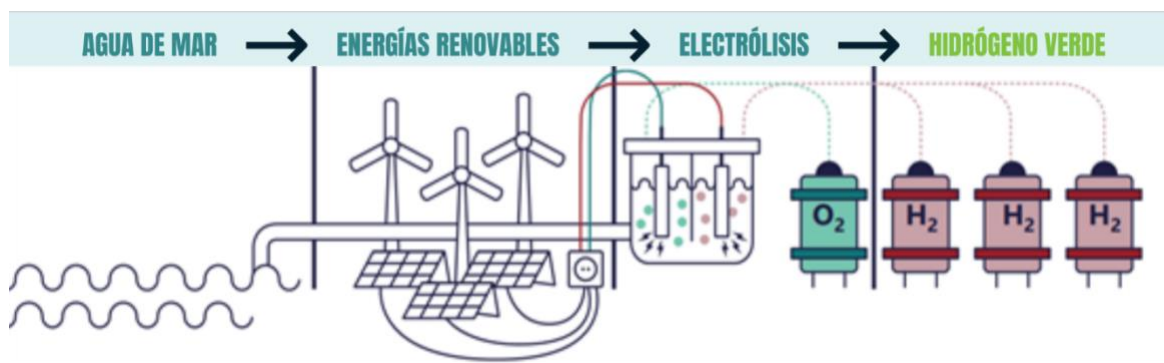
El hidrógeno a pesar de ser muy abundante en la tierra, no es un recurso que pueda obtenerse directamente de la naturaleza, por lo tanto, debe ser elaborado mediante procesos químicos. La fabricación industrial del hidrógeno puede realizarse de diferentes maneras, por lo que, al hidrógeno como fuente de energía se le puede denominar de tres maneras; Hidrógeno azul, Hidrógeno gris e Hidrógeno Verde. El Hidrógeno gris y azul se producen mediante combustibles fósiles, tal como lo muestra la figura a continuación:



Proceso de producción de Hidrógeno gris y azul
Fuente: Ministerio de energía

Según datos de la International Energy Agency, el reformado catalítico de gas natural (SMR), es una de las principales fuentes para producir hidrógeno industrial, representando un 48% de la producción mundial de Hidrógeno. El 30% de la producción de hidrógeno surge como parte del proceso de refinado del petróleo, el 18% corresponde a la producción a partir del carbón y sólo un 4% a partir de agua.

Por otro lado, el hidrógeno denominado verde, utiliza como materia prima el agua de mar, es decir, el 4% mencionado anteriormente. Luego, para el proceso de descomposición de la molécula del agua se utilizan energías eléctricas renovables, tales como la energía solar y energía eólica. El proceso de producción del hidrógeno verde está ilustrado por la figura a continuación:



Proceso de producción de Hidrógeno verde
Fuente: Ministerio de energía

El elemento básico que compone el sistema de producción de hidrógeno se denomina electrolizador. Actualmente, existen tres tipos de electrolizadores que difieren principalmente en el electrolito utilizado. De mayor a menor madurez tecnológica, se ordenan en: Alcalinos, Membrana de intercambio de protones (PEM) y Estado sólido (SOE). Mientras que el método más conocido y disponible comercialmente, es la electrólisis alcalina.

En cuanto al almacenamiento del hidrógeno, es un problema que no ha sido completamente resuelto y que se ha convertido en una limitante para su uso de manera masiva, debido a la baja densidad que posee. No obstante, existen algunas opciones tales como almacenar el hidrógeno gaseoso en cavernas de sal o de manera gaseosa comprimida en estanques especializados, también puede ser almacenado en forma líquida a temperaturas criogénicas, o bien, en moléculas de almacén, como por ejemplo el amoníaco (NH_3). La manera de almacenarlo dependerá directamente del uso final del hidrógeno.

Por otro lado, el transporte de hidrógeno puede llevarse a cabo mediante contenedores o bien se puede inyectar en las cañerías ya existentes de gas natural. Asimismo, una forma de acercar el hidrógeno a los vehículos, es a través de estaciones de servicio.

El hidrógeno es un vector energético muy versátil y puede ser utilizado en variadas aplicaciones. En Chile, el hidrógeno se utiliza en mayor medida en refinerías y en menor

medida en la industria de alimentos, en la industria del vidrio y en sistemas de generación de energía y tratamiento térmico. Sin embargo, se están evaluando una serie de aplicaciones que resultarían costo efectivas para llevarlas a cabo de manera competitiva, tales como la industria del transporte, y la evidencia internacional indica que podría ser utilizado en automóviles, buses, aviones, trenes, camiones y grúas horquilla.

La matriz de combustibles para el transporte actualmente se compone principalmente de petróleo diésel y gasolina (octanajes 93,95 y 97), los cuales son altamente contaminantes. Y son comercializados por empresas mayoristas como Copec, Shell, Petrobras, YPF, JLC y también por otras empresas minoristas.

A través de datos de la CNE, se proyectó una demanda de combustibles futura en dos escenarios, una donde no hay participación del hidrógeno y otro escenario donde el hidrógeno es parte de la solución. El primer escenario consideró el uso de e-fuels desde el año 2035, el cual abarcaría el 100% de la demanda pronosticada de combustibles fósiles al año 2050. En este escenario también se consideró los vehículos eléctricos, sin embargo, la venta pronosticada indicó que solo lograría abarcar el 5,8% del mercado automotriz al año 2050. Por otro lado, en un escenario con participación del hidrógeno, el escenario se vería como en el cuadro a continuación:

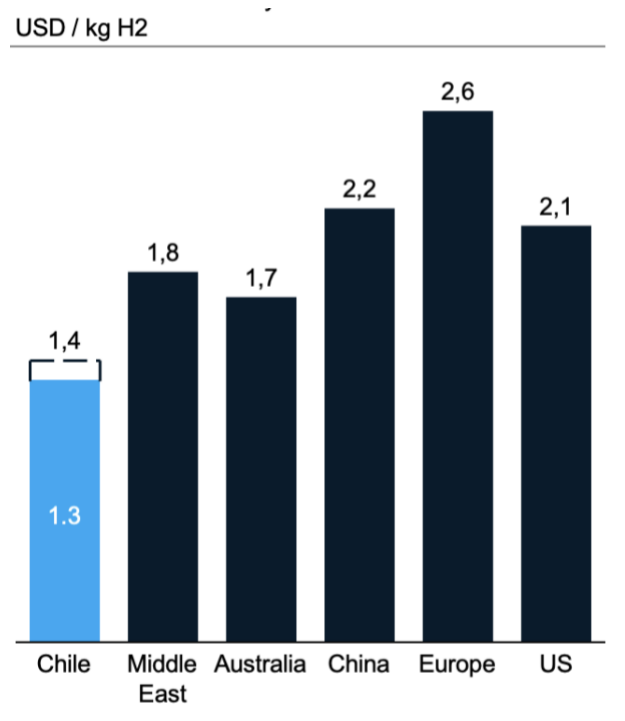
Escenario con hidrógeno

	% participación H2	% participación E-fuels	E-fuels [m3]	Hidrógeno equivalente [M3]	gasolina [M3]	diésel [M3]
2035	20%	2%	351.829	3.265.245	4.367.110	7.595.090
2040	40%	12%	2.262.806	5.277.441	3.356.443	5.694.780
2050	60%	32%	6.843.906	12.832.323	650.666	1.060.310

Fuente: Elaboración propia

Este escenario se asemeja a un escenario más real y se determinó que el hidrógeno tendrá una participación de 39 TWh para el año 2030 y 153 TWh al año 2050 (en energía equivalente a la gasolina y el petróleo diésel). Asimismo, a través del cálculo del costo nivelado del hidrógeno se determinó que actualmente el hidrógeno no es competitivo económicamente en el corto plazo en relación a los combustibles fósiles (petróleo diésel y gasolinas), sin embargo, se estima que en el largo plazo el hidrógeno podría reducir su costo a 1,4 USD/kg_{H2}, que a su vez, posiciona a Chile como el país con menor costo de producción de hidrógeno, tal como muestra el gráfico a continuación. Lo que disminuiría la dependencia de Chile ante los principales exportadores de combustibles fósiles utilizados en la actualidad.

Comparación de costos de producción de hidrógeno verde para el año 2030



Fuente: (McKinsey & Company, 2020)

ÍNDICE DE CONTENIDOS

CAPITULO I.....	2
1.1 Resumen Ejecutivo.....	2
1.2 Resúmenes y conclusiones	5
CAPITULO 2.....	15
2.1 Introducción	15
2.2 Problema de Investigación	17
2.3 Objetivos	19
2.3.1 Objetivo General.....	19
2.3.2 Objetivos específicos	19
2.5 Metodología	20
CAPITULO 3.....	21
ESTADO DEL ARTE: ANTECEDENTES	21
3.1 Cambio climático a nivel global.....	21
3.2 Cambio climático en Chile	24
3.2.1 Tratados Internacionales sobre el cambio climático a los que Chile pertenece	26
3.2.2.1 Industrias de la energía	28
3.2.2.2 Industrias manufactureras y de la construcción	29
3.2.2.3 Otros sectores	30
3.2.2.4 Transporte	31
3.2.3 Acciones propuestas por Chile en materia ambiental	32
3.2.3.1 Rol de Instrumentos de Precio al Carbono.....	36
3.2.3.1.2 Impuestos sobre el carbono.....	39
3.2.3.1.3 Bonos de carbono:.....	47
CAPITULO 4.....	49
ESTADO DEL ARTE: MARCO TEÓRICO.....	49
4.1 Hidrógeno verde.....	49
4.1.1 Producción de Hidrógeno.....	49
4.1.2 Almacenamiento de Hidrógeno	54
4.1.2.1 Hidrógeno gaseoso comprimido.....	55
4.1.2.2 Hidrógeno gaseoso en cavernas de sal.....	56
4.1.2.3 Almacenamiento de hidrógeno líquido a temperaturas criogénicas.	56
4.1.2.4 Moléculas de almacén	57
4.1.3 Transporte y distribución de hidrógeno	58
4.1.3.1 Transporte en contenedores.....	58
4.1.3.3 Estaciones de servicio	60
4.1.4 Aplicaciones del hidrógeno.....	62
4.2 Transporte	63
4.2.1 Transporte de carga.....	65



4.2.1.1 Grúas Horquilla (monta cargas).....	65
4.2.1.2 Usos en minería	66
4.2.2 Transporte de personas	67
4.2.2.1 Automóviles	67
4.2.2.2 Buses.....	69
4.2.2.3 Camiones.....	70
4.2.2.4 Aviones	71
4.2.2.5 Trenes.....	71
CAPITULO 5.....	73
DESARROLLO DE LA PROPUESTA	73
5.1 Caracterización de tipos de combustibles y su demanda en Chile	75
5.1.1 Petróleo Diésel	82
5.1.2 Gasolinas	84
5.1.3 E-fuels.....	87
5.1.4 Baterías para autos eléctricos	89
5.2 Estimación de la demanda de combustibles, escenario sin hidrógeno	92
5.3 Estimar una demanda futura del hidrógeno	102
5.3.1 Escenario con hidrógeno	104
5.4 Costo del hidrógeno	106
5.5 Análisis de impacto para las empresas distribuidoras	109
5.6 Identificar los beneficios económicos del uso del hidrógeno en la industria del transporte.....	112
5.7 Externalidades del uso del hidrógeno	114
5.8 Conclusiones	115
5.9 Bibliografía	119

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1: Promedios mundiales de la fracción molar del CO ₂ (unidad que mide la concentración de CO ₂).....	22
Gráfico 2: Emisiones de dióxido de carbono (CO ₂)	23
Gráfico 3: Emisiones de GEI (kt CO ₂ eq) Sector Energía	28
Gráfico 4: Emisiones de GEI (kt CO ₂ eq) en Industrias de la Energía.....	29
Gráfico 5: Emisiones de GEI (kt CO ₂ eq) en Industrias Manufactureras y de la construcción	30
Gráfico 6: Emisiones de GEI (kt CO ₂ eq) en Otros Sectores	31
Gráfico 7: Emisiones de GEI (kt CO ₂ eq) en Transporte.....	32
Gráfico 8: Previsión de la contribución al carbono neutralidad.....	33
Gráfico 9: Demanda Energética y Eléctrica en Escenarios Referencial y Carbono Neutral.	34
Gráfico 10: Escenario con presencia de externalidades negativas producto de un privado..	41
Gráfico 11: Escenario con presencia de externalidad negativa, pero con acciones de parte del privado.	42
Gráfico 12: Escenario con externalidad negativa y presencia de impuesto pigouviano.	43
Gráfico 13: Análisis de bienestar en escenario con externalidad negativa y presencia de impuesto pigouviano, ...	43
Gráfico 14: Producción mundial de hidrógeno.....	51
Gráfico 15: Evolución por año de estaciones de repostaje de hidrógeno instaladas a nivel mundial	61
Gráfico 16: Estaciones de servicio instaladas según región y año.....	61
Gráfico 17: Precio promedio mensual en dólares por barril (US\$/bbl) del petróleo crudo BRENT y WTI.....	77
Gráfico 18: Consumo de combustibles derivados del petróleo por cantidad de m ³ vendidos por distribuidores mayoristas durante los años 2006 al 2021.	78
Gráfico 19: Proyección de costos por kWh efectivos por tipo de tecnología	80
Gráfico 20: Consumo nacional de petróleo diésel según tipo y metros cúbicos (m ³) desde el año 2018 al 2021.	82
Gráfico 21: Consumo de gasolinas según octanaje (gasolina 93, gasolina 95 y gasolina 97) desde el año 2006 al 2021 en metros cúbicos (m ³).....	84
Gráfico 22: Precio promedio anual para las gasolinas (93,95 y 97) en peso chileno (CLP).	85
Gráfico 23: Vehículos Motorizados, situación al año 2035.....	88
Gráfico 24: Comportamiento del consumo de gasolina.....	94
Gráfico 25: Comportamiento del consumo de petróleo diésel	94
Gráfico 26: Proyección de consumo de gasolina escenario sin hidrógeno	95
Gráfico 27: Proyección de consumo de petróleo diésel escenario sin hidrógeno	96
Gráfico 28: Modelo HEV.....	99
Gráfico 29: Modelo EV.....	100
Gráfico 30: Modelo PHEV	100
Gráfico 31: Modelo MHEV.....	101
Gráfico 32: Margen bruto de comercialización según tipo de combustible	110
Gráfico 33: Pérdidas estimadas en un escenario con hidrógeno para empresas distribuidoras	111
Gráfico 34: Comparación de costos de producción de hidrógeno verde para el año 2030	113

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1: Proceso de producción Hidrógeno Gris y Azul.....	50
Ilustración 2: Proceso de producción de Hidrógeno Verde	54
Ilustración 3: Aplicaciones del hidrógeno	63
Ilustración 4: Celda de combustible	64
Ilustración 5: Desarrollo de Vehículos con celdas de combustibles (FCEV) comerciales	69

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Balance y emisiones totales de GEI (kt CO ₂ eq) por sector	25
Tabla 2: VAN de medidas por sector.....	35
Tabla 3: CAPEX del paquete de mitigación (2020-2050).....	35
Tabla 4: Recaudación de impuesto verde a fuentes móviles en moneda nacional.....	46
Tabla 5: Recaudación impuesto verde a fuentes fijas en moneda nacional.....	46
Tabla 6: Comparación de tecnologías de electrolizadores.....	53
Tabla 7: Densidad energética relativa por tipo de combustible	55
Tabla 8: Tipos de tanques utilizados para el almacenamiento de hidrógeno gaseoso y sus especificaciones	56
Tabla 9: Vehículos comercializados en Estados Unidos.....	68
Tabla 10: Características técnicas de los modelos Hyzon clase 8 y Hyzon Hymax Series de la compañía Hyzon Motors.....	71
Tabla 11: Extracción e Importación de Petróleo crudo.....	76
Tabla 12: Características técnicas de baterías para vehículos eléctricos.....	90
Tabla 13: Proyección gasolinas y petróleo diésel para los años 2030 y 2050, escenario sin hidrógeno como combustible	95
Tabla 14: Demanda proyectada de energía por tipo de combustible para los años 2030 y 2050 en un escenario sin hidrógeno	97
Tabla 15: E-fuels en un escenario sin hidrógeno	98
Tabla 16: Proyección ANAC unidades de vehículos eléctricos vendidos	99
Tabla 17: Distribución de la Matriz de combustibles	104
Tabla 18: Participación del hidrógeno	105
Tabla 19: Escenario con participación de hidrógeno	105
Tabla 20: Promedio de Capital Expenditure y Operational Expenditure de electrolizadores calculado por diferentes estudios	107



CAPITULO 2

2.1 Introducción

Desde 1760, hace más de 260 años, cuando comenzaba la Revolución Industrial, se comenzaron a generar cambios estructurales fuertes en la sociedad en diferentes materias. Las consecuencias de estos cambios fueron transformaciones tanto económicas como sociales. En esta época, se crearon máquinas que hoy parecen ser productos insignificantes, debido a que hoy en día desarrollamos tecnologías que, en ese tiempo, ni se imaginaban, estos inventos fueron realmente inventos que cambiaron la percepción y los estilos de vida de las personas en todo el mundo, por ejemplo, inventos como las máquinas a vapor. Así, con el pasar de los años, el desarrollo del comercio a nivel mundial creció rápidamente, debido a la gran capacidad de producción y a las innovaciones en el transporte por tierra y por mar. Además de la conexión comercial entre países era cada vez más estrecha, lo que también permitió un desarrollo tecnológico más rápido y generaron que las personas, nos acostumbráramos a ritmos de vida cada vez más veloces y cómodos.

Sin embargo, todos estos cambios tuvieron fuertes repercusiones en nuestro planeta, a niveles tan extremos que expertos a nivel mundial hablan de que estamos prontos a desarrollar el denominado “fin del mundo”, debido al empeoramiento exponencial que presenta el planeta tierra en cuanto a su composición. Frente a aquello, se han desarrollado diferentes tecnologías que prometen ayudar a mitigar los efectos en el cambio climático, a través de la eliminación de los gases de efecto invernadero, que son los principales percusores del desastre climático. Por otra parte, quienes han sido percusores y financiadores del desarrollo de estas tecnologías se encuentran las autoridades gubernamentales del mundo en conjunto con privados, pues han desarrollado una serie de planes de inversión en investigación y desarrollo de nuevas tecnologías, que permitan fomentar la creación de dichas tecnologías.

Debido a esto, es importante entender los cambios que se están desarrollando en materia de tecnologías y aplicaciones en transporte, precisamente para mitigar la crisis por el cambio climático. Entre estas tecnologías se encuentra la producción de hidrógeno a través de fuentes limpias, es decir, sin emisiones de gases de efecto invernadero.

2.2 Problema de Investigación

El ritmo de vida de las personas alrededor de todo el mundo ha ido evolucionando con el paso de los años. Cada vez se van necesitando de nuevas tecnologías que permitan satisfacer las nuevas y más sofisticadas necesidades de las personas, generando estilos de vida poco sustentables, que han afectado y contribuido al aceleramiento del cambio climático. La Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático define cambio climático como: “un cambio de clima atribuido directa o indirectamente a la actividad humana que altera la composición de la atmósfera mundial y que se suma a la variabilidad natural del clima observada durante períodos de tiempo comparables” (Naciones Unidas, 1992). Dentro de los factores que han contribuido al cambio climático según la evidencia científica son los cambios en el nivel del mar, los efectos de las nubes, la emisión de aerosoles a la atmósfera, aumento en las emisiones de dióxido de carbono, gas metano e hidratos de metano (Díaz Cordero, 2012). En ese sentido, urgen cambios que permitan que las personas vivan de manera más sustentable lo más pronto posible, para así mitigar los efectos antes mencionados.

En el acuerdo de París 2015, 195 naciones firmaron para unirse a detener el cambio climático, allí se estableció que “para mitigar el cambio climático será necesario descarbonizar el sector energético, reducir la demanda de energía y lograr que los consumidores de energía final cambien a combustibles bajos en carbono, incluyendo la electricidad” (Fernández Reyes, 2016). En este mismo acuerdo, “Chile se compromete al 2030, a reducir sus emisiones de CO₂ por unidad de PIB en un 30% con respecto al nivel alcanzado en 2007” (Gobierno de Chile, 2015) y con esto, transitar hacia un desarrollo sostenible.

Con la finalidad de contribuir en el proceso de descarbonización del planeta, en 2018 nace como alternativa de combustible el hidrógeno verde, producido por electrólisis del agua, el cual actúa como una fuente energética que no produce gases de efecto invernadero en su uso y puede reemplazar combustibles para producir electricidad, calor y diversos compuestos. (Correa A.,



Barria Q, & Maluenda P., 2020). El hidrógeno no es un recurso natural, por lo tanto, debe producirse. Chile, por su parte, posee un potencial geográfico y climático que le permite producir hidrógeno verde a través de energías renovables, en el norte del país a través de la energía solar y en el sur del país, a través de energías eólicas, lo que favorece la producción de manera más económica y en mayor escala. “El hidrogeno producido puede usarse directamente para generar electricidad, por ejemplo, en pilas o en celdas de combustible para vehículos o inyectarse en la red de gas y usarse asimismo en el transporte, la industria o los sectores residencial y comercial”.

En el camino por descarbonizar el planeta para mitigar el cambio climático, el hidrógeno verde desempeña un papel importante y su demanda irá en incremento rápidamente y en ese sentido, las empresas de la industria de combustibles y el sector de la energía en general, deberán adoptar nuevas medidas o bien, adaptarse a los nuevos requerimientos de estas industrias.

Empresas reconocidas como, Copec, Shell Chile, Petrobras e YPF, quienes se encargan de comercializar Diesel y gasolina en Chile, que son los combustibles para vehículos más utilizados, pueden verse afectados por el aumento de la demanda por hidrógeno verde si no se adaptan a las actuales exigencias por el cuidado del medio ambiente, por lo demás, se prevé que la fabricación de vehículos se focalice cada vez más en autos a hidrógeno y autos eléctricos.

Las nuevas exigencias están enfocadas a que la producción de automóviles sea con cero emisiones, como lo son los autos a hidrógeno. Es importante que las empresas de la industria del combustible se adapten a estos cambios, debido a que, la utilización de combustibles fósiles quedará obsoleta en un plazo no muy lejano, el futuro va de la mano con la sustentabilidad del planeta y los cambios se están dando a velocidad exponencial.

Lo mismo sucede con las empresas asociadas al sector de la energía, quienes deberán adaptarse también, tanto en sus procesos de producción, como en la entrega de servicios.



2.3 Objetivos

2.3.1 Objetivo General

Determinar el impacto del hidrógeno verde en la industria de combustibles, para evidenciar los beneficios del hidrógeno verde y el rol que posee Chile en la producción de Hidrógeno como combustible.

2.3.2 Objetivos específicos

1. Analizar la situación actual de la demanda de energía y combustibles fósiles.
2. Identificar los beneficios y antecedentes, económicos y medioambientales del combustible generado por Hidrógeno, en comparación con el sector de la energía y combustibles fósiles.
3. Realizar una evaluación económica del uso del hidrógeno verde en la industria del transporte, diseñando un modelo que permita proyectar la demanda del hidrógeno y sus principales competidores, además de su impacto en la demanda por combustibles fósiles, es decir, estudiar la disminución de la demanda de combustibles fósiles por el crecimiento del hidrógeno y otras tecnologías.

2.4 Alcance

El alcance de este informe tendrá un rango de acción enfocado a un sector económico, en específico, al sector de energía en Chile y los efectos que tiene este sector sobre el medio ambiente, por sobre todo en el cambio climático. Asimismo, el tipo de alcance será del tipo descriptivo, ya que se centra en la recopilación de datos desde diferentes fuentes, además caracteriza problemas existentes.

2.5 Metodología

En primer lugar, para analizar la situación actual de la demanda de energía y combustibles fósiles, se realizará una revisión bibliográfica para la correcta definición de conceptos y datos del tipo cuantitativo y cualitativos en materia de cambio climático. Asimismo, analizar los antecedentes cualitativos y cuantitativos que se tienen respecto al sector energético del país.

Siguiente a esto, para identificar los beneficios y antecedentes, económicos y medioambientales del combustible generado por Hidrógeno, por sobre los combustibles fósiles, se realizará una revisión bibliográfica que permita definir el futuro del hidrógeno verde y las posibles repercusiones que tendría el sector de transporte y principalmente, las distribuidoras de combustible por el uso de hidrógeno verde en la matriz de combustibles.

Finalmente, para estudiar la disminución en la demanda de combustibles fósiles debido al crecimiento del hidrógeno como combustible y de otras tecnologías, se construirá un modelo matemático que visibilice los cambios en la demanda de estas industrias.

CAPITULO 3

ESTADO DEL ARTE: ANTECEDENTES

3.1 Cambio climático a nivel global

El cambio climático ha sido motivo de discusión e investigación en el último tiempo, sin embargo, su gestación parte muchos años antes, con la revolución industrial.

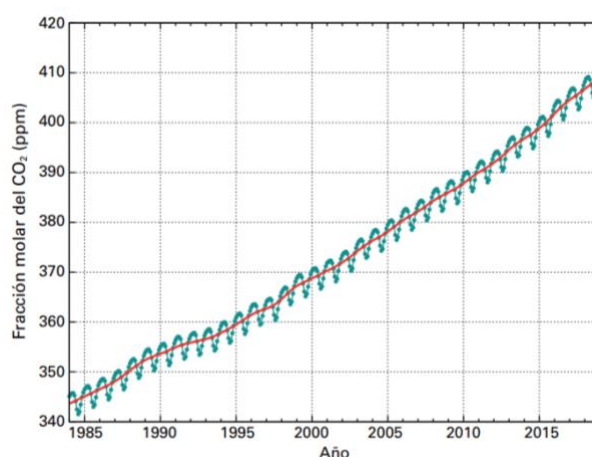
Para entender el concepto de “cambio climático”, la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, en su artículo 1, define el cambio climático como: “un cambio de clima atribuido directa o indirectamente a la actividad humana que altera la composición de la atmósfera mundial y que se suma a la variabilidad natural del clima observada durante períodos de tiempo comparables” (Naciones Unidas, 1992). En ese sentido, los cambios de clima se asocian al aumento de temperaturas a nivel global y los expertos afirman que “se estima que las actividades humanas han causado un calentamiento global de aproximadamente 1,0 °C con respecto a los niveles preindustriales, con un rango probable de 0,8 °C a 1,2 °C. Es probable que el calentamiento global llegue a 1,5 °C entre 2030 y 2052 si continúa aumentando al ritmo actual.” (IPCC, 2019)

Los factores que influyen en la temperatura del planeta son: su masa, la lejanía respecto al sol y la composición de la atmósfera. La atmósfera por su parte es una capa gaseosa y por ende, es la capa más externa y menos densa del planeta tierra y está compuesta por un 78% de nitrógeno, 21% de oxígeno y 1% de otros gases. La atmósfera es muy importante dado que en ella residen los gases que son fundamentales para el desarrollo de la mayor parte de la vida en el planeta (Caballero et al., 2007). Dentro del 1% de gases que la componen están los de efecto Invernadero que se entienden como “aquellos componentes gaseosos de la atmósfera, tanto naturales como antropógenos, que absorben y reemiten radiación infrarroja. “ (Naciones



Unidas, 1992) En términos ilustrativos, se puede decir que al aumentar su concentración contribuyen a cerrar la ventana de radiación. (Barros, 2005). Los gases de efecto invernadero son principalmente el dióxido de carbono (CO_2), Metano (CH_4), Ozono(O_3) y óxido nitroso(N_2O). Mientras mayor concentración de estos gases existan en la atmósfera, mayor será la temperatura global del planeta, de manera contraria, mientras menos concentración de estos gases haya, más fría será la temperatura global del planeta. De manera particular, las concentraciones mundiales de dióxido de carbono (CO_2) reflejan el balance entre las emisiones provocadas por las actividades del ser humano y la absorción por la biosfera y los océanos (Organización Meteorológica Mundial, 2020).

Gráfico 1: Promedios mundiales de la fracción molar del CO_2 (unidad que mide la concentración de CO_2)



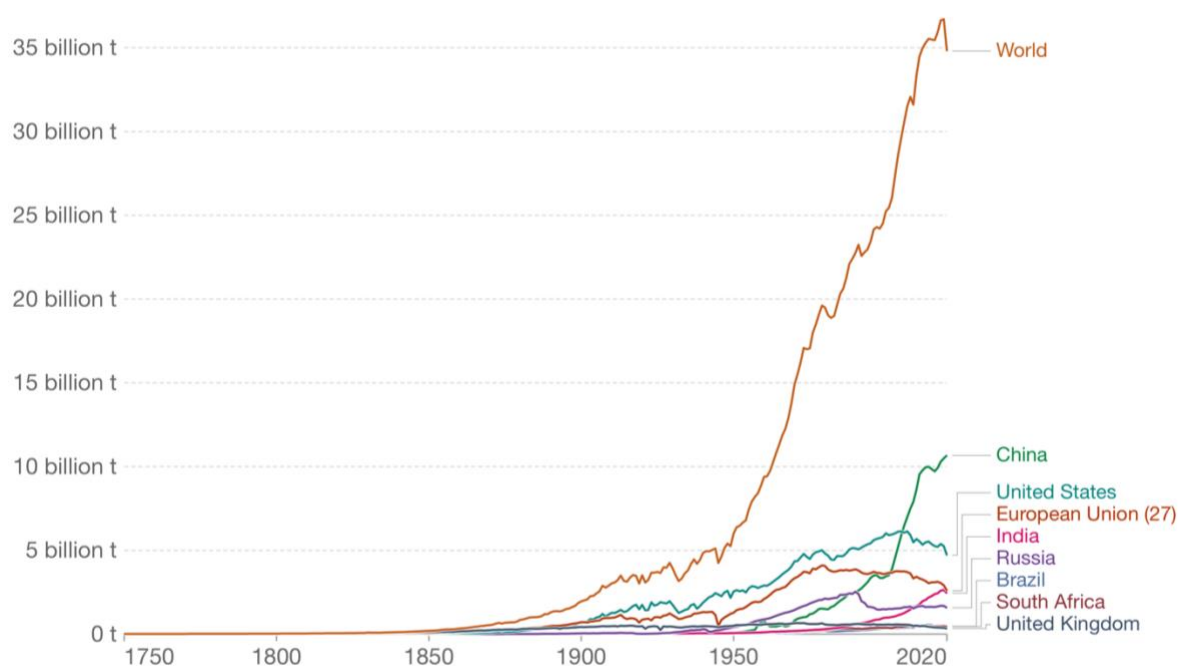
La línea roja corresponde al promedio mensual de la fracción molar que resulta de suprimir las variaciones estacionales; la línea y los puntos azules representan los promedios mensuales. Fuente: (Organización Meteorológica Mundial, 2020)

El Calentamiento Global ha ido de la mano con una tendencia hacia un incremento en el CO_2 atmosférico, tal como lo muestra el gráfico 1 extraído desde el informe de declaración de la OMM sobre el estado del clima mundial en 2019. En 2018, las fracciones molares de los gases de efecto invernadero alcanzaron nuevos máximos: el promedio mundial de la fracción molar del CO_2 fue de $407,8 \pm 0,1$ ppm, lo que constituye un 147% de los niveles preindustriales

(Organización Meteorológica Mundial, 2020) . Este aumento, indica que la causa de esta tendencia hacia el calentamiento es una intensificación del efecto invernadero.

En relación con la cantidad de emanaciones de CO₂ en el mundo según los datos de Our World in Data mostrados en el gráfico 2 en el año 2020 se registró un total de 34.81 billones de toneladas de CO₂ y dentro de los países que contribuyen en mayor cantidad de CO₂ a nivel mundial, se encuentra en primer lugar China, con 10.67 billones de toneladas de CO₂, seguido de Estados Unidos con 4.71 billones de toneladas de CO₂.

Gráfico 2: Emisiones de dióxido de carbono (CO₂)



El gráfico muestra las Emisiones de CO₂ derivadas de la quema de combustibles fósiles para la producción de energía, el cambio de suelo no está incluido. Fuente: Our World in Data basado en Global Carbon Project; BP; Maddison; UNWPP (Our World in Data, 2020),

3.2 Cambio climático en Chile

El cambio climático en Chile se ha hecho notar. Respecto al clima, se han incrementado las temperaturas y la frecuencia e intensidad de olas de calor, temporales, inundaciones, sequías, incendios forestales, marejadas. También se observa la disminución de caudales y glaciares, pérdida de biodiversidad, entre otros fenómenos. En cuanto a las olas de calor, aunque existen diferencias según zonas del país, a nivel agregado nacional se observa una tendencia al alza en la cantidad de eventos en el periodo que comprende los años 1980-2017, lo que se ve reflejado en temporadas con mayor número de eventos, estas son el periodo que comprende los años 1997 y 1998 con 53 eventos, el periodo entre 2015 y 2016 con 51 y el periodo entre 2016 y 2017 con 51 eventos. Sin embargo, en la temporada 2017-2018 hubo una notable disminución llegando solo a 13 eventos. (Oficina de Cambio Climático, 2020)

Gran parte de la población del territorio nacional, principalmente las zonas centro y sur, presentan problemas de contaminación ambiental, para ser más claros, según datos del World Air Quality Report, Chile lidera y posee 9 ciudades en la lista de las 10 ciudades más contaminadas en Sudamérica (IQAir, 2020). Lo que significa un claro riesgo para la salud de la población chilena, en específico, habitantes de las ciudades que forman parte de esta lista.

Para la correcta contabilidad de la cantidad de gases de efecto invernadero que emite nuestro país, el Sistema Nacional de Inventarios de Gases de Efecto Invernadero (SIN), separa las actividades en 5 sectores, estas son; Energía, IPPU (Sector Procesos industriales y uso de productos), Agricultura, UTCUTS (Sector uso de la tierra, cambio de uso de la tierra y silvicultura) y Residuos. Según datos del SIN, como lo muestra la tabla 1, en el 2018, las emisiones de gases de efecto invernadero totales del país (excluyendo UTCUTS) fueron de 112.313 kt CO₂ eq, incrementándose en un 128 % desde 1990 y en un 2 % desde 2016. El sector Energía por su parte, es el principal emisor nacional de Gases de Efecto Invernadero, alcanzando un 77 % del total nacional e incrementando en 159 % desde 1990 y de 1 % desde



2016. El principal causante de la tendencia al alza es el aumento sostenido de consumo energético del país, incluyendo el consumo de carbón mineral y gas natural para la generación eléctrica y el consumo de combustibles líquidos para transporte terrestre mayormente diésel y gasolina. Las principales subcategorías son Industrias de la energía con el 39% de participación, seguida de un 33% de Transporte, 18% de Industrias manufactureras y de la construcción y 9% de Otros sectores. (Ministerio del Medio Ambiente, 2021)

Tabla 1: Balance y emisiones totales de GEI (kt CO₂ eq) por sector

Sector	1990	2000	2010	2013	2016	2017	2018
1. Energía	33.631,4	51.746,4	66.607,7	79.901,3	86.191,0	86.896,1	86.954,3
2. IPPU	2.224,2	4.803,6	4.279,6	5.084,5	5.977,1	6.079,8	6.611,3
3. Agricultura	11.834,8	13.708,9	12.921,1	12.597,4	11.881,3	11.724,0	11.789,4
4. UTCUTS	-60.152,6	-73.364,3	-76.966,4	-77.561,5	-74.697,9	-11.710,3	-63.991,9
5. Residuos	1.519,0	2.742,6	4.133,6	5.095,1	6.106,6	6.515,7	6.957,6
Balance ¹	- 10.943,1	- 362,9	10.975,6	25.116,9	35.458,2	99.505,3	48.320,7
Total ²	49.209,5	73.001,4	87.942,1	102.678,4	110.156,0	111.215,6	112.312,6

Datos expresados en dióxido de carbono equivalente (CO₂ eq). Fuente: Inventario nacional de gases de efecto invernadero (INGEI)

Por otra parte, Chile en el año 2010 crea el Ministerio del Medio Ambiente, que nace con la misión de liderar el desarrollo sustentable, a través de la generación de políticas públicas y regulaciones eficientes, promoviendo buenas prácticas y mejorando la educación ambiental ciudadana (Ministerio del Medio Ambiente). A través de esta entidad, se crean múltiples áreas de trabajo, entre ellas la de Cambio Climático, entidad que se encarga de asesorar e implementar algunos tratados internacionales frente a esta materia.

3.2.1 Tratados Internacionales sobre el cambio climático a los que Chile pertenece

En 1980, se creó la convención de Viena que tiene como misión buscar proteger la salud de los seres humanos y el medio ambiente, de los efectos adversos resultantes de la modificación de la capa de ozono atmosférica que rodea a la tierra. En la actualidad, 196 naciones pertenecen a este tratado.

En 1987, se creó el Protocolo de Montreal sobre sustancias que dañan la capa de ozono. El objetivo principal del Protocolo de Montreal es la protección de la capa de ozono mediante la toma de medidas para controlar la producción total mundial y el consumo de sustancias que la agotan, con el objetivo final de eliminarlas, sobre la base del progreso de los conocimientos científicos e información tecnológica.

En el año 2005, entra en vigor el Protocolo de Kyoto, en donde se crea la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, que compromete a los países a limitar y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero de conformidad con las metas individuales acordadas, de la misma forma, se le pide a estos países que adopten medidas y políticas de mitigación y que estas, sean informadas periódicamente. En la actualidad 192 naciones pertenecen a este Protocolo.

De la misma manera, frente al aumento descontrolado de los gases de efecto invernadero, en el año 2015 en la ciudad de París, con el objetivo de limitar el calentamiento mundial, 195 naciones firmaron el tratado internacional denominado como “Acuerdo de París” que busca reducir sustancialmente los gases por efecto invernadero para limitar el aumento de la temperatura global a 2 °C, preferiblemente a 1,5°C en comparación con los niveles preindustriales. Para esto, las naciones que firmaron este acuerdo, incluido Chile, se proponen alcanzar el mínimo de emisiones de gases de efecto invernadero lo antes posible para lograr un planeta con clima neutro para el año 2050.

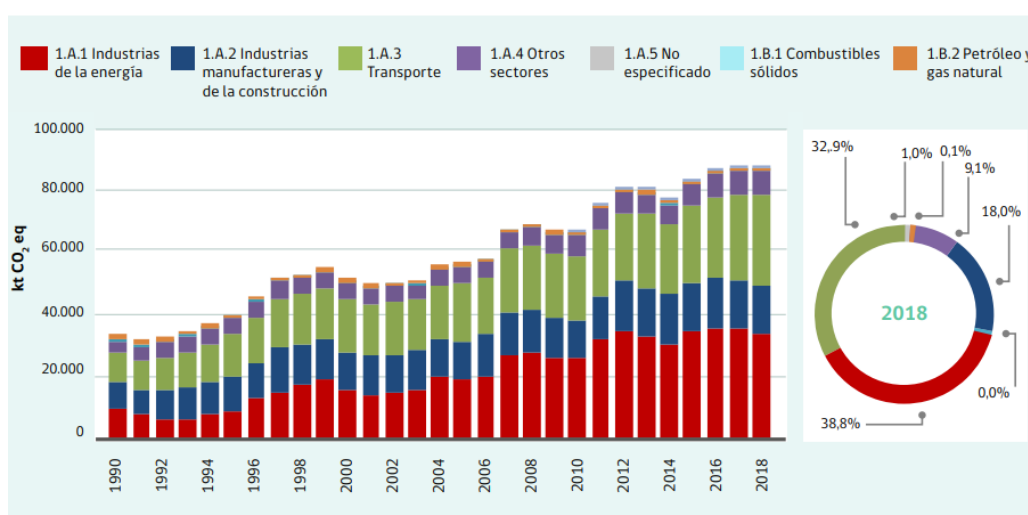
Frente a estos acuerdos, se crea una Estrategia Climática de Largo Plazo (ECLP) para reducir la vulnerabilidad y aumentar la resiliencia a los efectos adversos del cambio climático; y, dar cumplimiento a los compromisos internacionales asumidos por el Estado de Chile en la materia.

3.2.2 Sector de la energía

Tal como se mencionó en el apartado anterior, la energía es el sector que más emisiones de gases de efecto invernadero emite a la atmósfera terrestre, en Chile logra abarcar un 77% del total de emisiones de todo el territorio nacional. Para efectos de este estudio, es importante comprender los aportes en materia de contaminación de cada categoría de este sector, para así tener una base de comprensión más sólida a la hora de realizar los análisis correspondientes.

En el gráfico 3 se muestran los diferentes aportes por cada categoría en kilogramos de dióxido de carbono equivalente ($\text{KCO}_2 \text{ eq}$) y su evolución desde el año 1990 al 2018 presentado por el ministerio de energía. En donde las industrias que más aportan en contaminación corresponden a la industria de la energía y la industria del transporte. A continuación, se presenta un análisis más detallado por cada sector.

Gráfico 3: Emisiones de GEI (kt CO₂ eq) Sector Energía



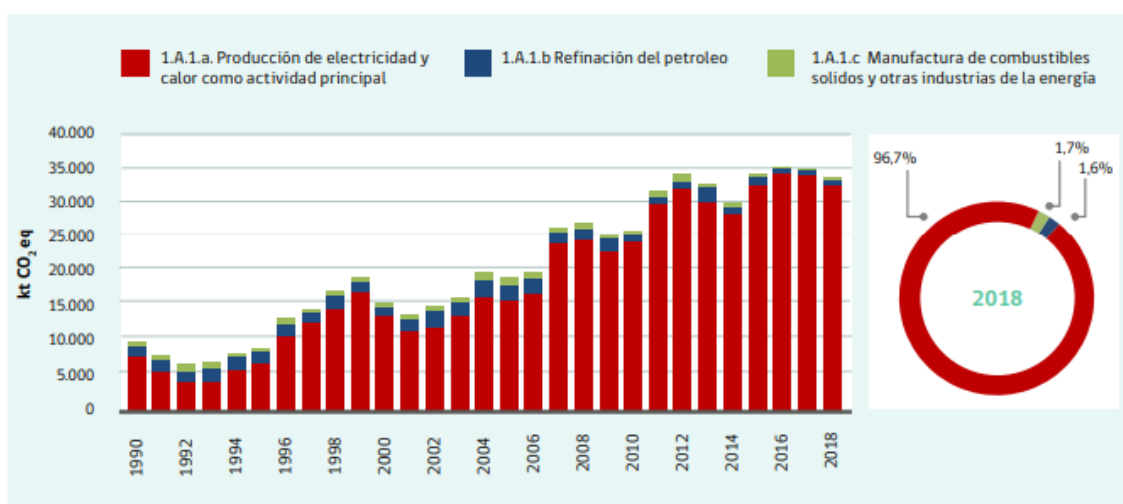
Resultados por subcategoría, serie 1990-2018.

Fuente: (Oficina de Cambio Climático, 2020)

3.2.2.1 Industrias de la energía

Esta categoría comprende las emisiones generadas por la quema de combustibles proveniente de las industrias de producción energética y de extracción de combustibles. En específico, la producción de electricidad y calor como actividad principal, la refinación del petróleo y la manufactura de combustibles sólidos y otras industrias de la energía. El gráfico 4, muestra las emisiones totales anuales de este subsector. En el año 2018, las emisiones totales fueron de 33.746 kt CO₂ eq, en donde, la producción de electricidad y calor como actividad principal comprende el 96,7% de este total, es decir 32.648 kt CO₂ eq, lo que finalmente significa un 29% del total de las emisiones totales nacionales, según datos del informe de actualización sobre cambio climático (Oficina de Cambio Climático, 2020). Es importante mencionar que esta área también considera las emisiones de la generación eléctrica, excluyendo a la autoproducción.

Gráfico 4: Emisiones de GEI (kt CO₂ eq) en Industrias de la Energía



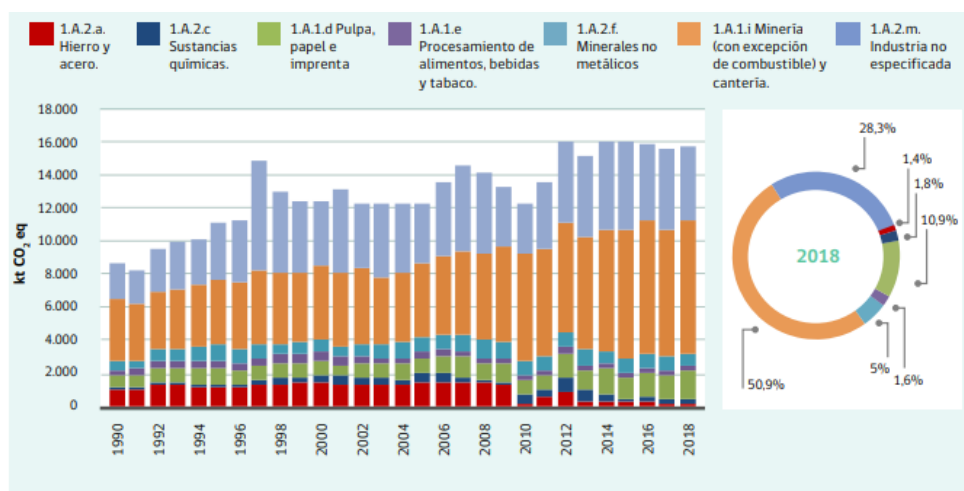
Resultados por componente, serie 1990-2018

Fuente: (Oficina de Cambio Climático, 2020)

3.2.2.2 Industrias manufactureras y de la construcción

Esta categoría comprende la quema de combustibles fósiles en la industria, incluyendo la quema para autogeneración de electricidad y calor para el uso propio de estas industrias además del transporte dentro de las faenas. En específico, hierro y acero, sustancias químicas, pulpa papel e imprenta, procesamiento de alimentos, bebidas y tabaco, minerales no metálicos, minería (con excepción del combustible) y cantería y finalmente, industria no especificada. El total de emisiones de gases de efecto invernadero de esta categoría en el año 2018 fue de 15.673 kt CO₂ eq. El 50% de este total corresponde al subsector de la minería y cantería, es decir, 7.981 kt CO₂ eq. Lo que finalmente equivale a un 7% de las emisiones totales nacionales, tal como lo muestra el gráfico 5 (Oficina de Cambio Climático, 2020)

Gráfico 5: Emisiones de GEI (kt CO₂ eq) en Industrias Manufactureras y de la construcción



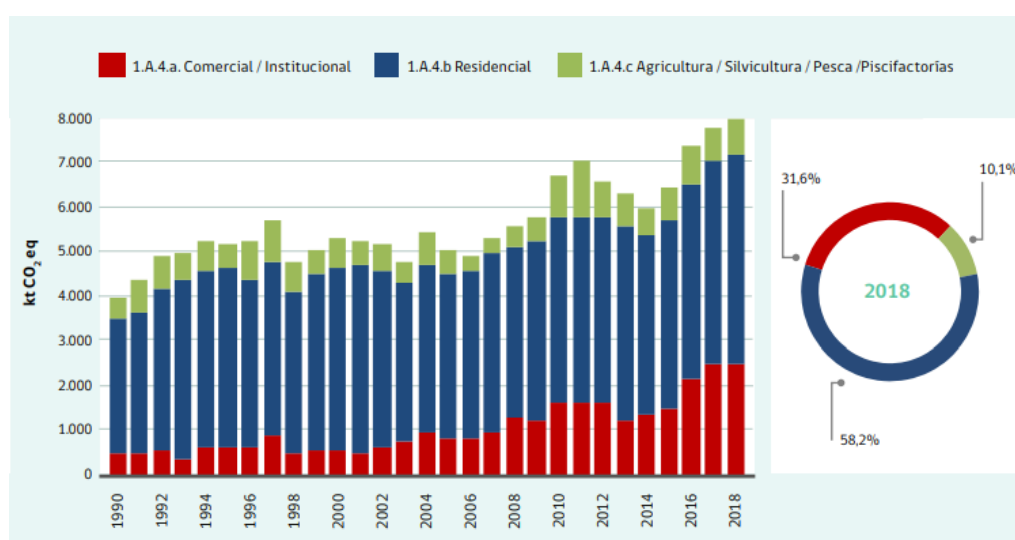
Resultados por componente, serie 1990-2018

Fuente: (Oficina de Cambio Climático, 2020)

3.2.2.3 Otros sectores

Esta categoría incluye las emisiones de GEI generadas por la quema de combustibles fósiles en edificios comerciales e institucionales, en los hogares y en actividades relacionadas con la agricultura, la silvicultura, la pesca y la industria pesquera. Según datos del año 2018, las emisiones de Gases de efecto Invernadero contabilizaron 7.936 kt CO₂ eq, tal como lo muestra el gráfico 6.

Gráfico 6: Emisiones de GEI (kt CO₂ eq) en Otros Sectores



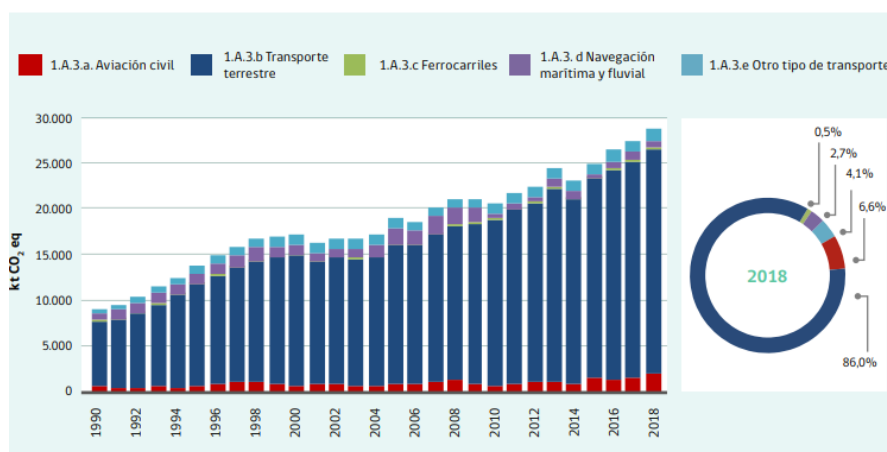
Resultados por componente, serie 1990-2018.

Fuente: (Oficina de Cambio Climático, 2020)

3.2.2.4 Transporte

Esta categoría incluye la quema de combustibles fósiles en todas las actividades del transporte nacional (aéreo, terrestre, ferrocarriles, navegación y otros), excluyendo el transporte militar y el transporte internacional (marítimo y aéreo), que no se suman al total nacional. En 2018 las emisiones de gases de efecto invernadero de esta categoría fue de 28.615 kt CO₂ eq. La tendencia de esta categoría ha sido al alza debido al crecimiento del parque automotriz nacional inducido por la expansión de la población, el mayor poder adquisitivo y el mejoramiento de la infraestructura vial en el país, tal como lo muestra el gráfico 7.

Gráfico 7: Emisiones de GEI (kt CO₂ eq) en Transporte



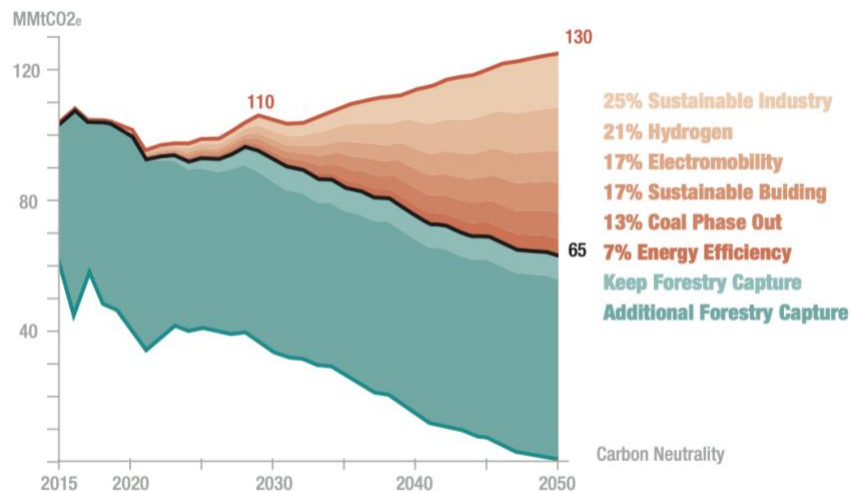
Resultados por componente, serie 1990-2018

Fuente: (Oficina de Cambio Climático, 2020)

3.2.3 Acciones propuestas por Chile en materia ambiental

Las preocupantes cifras al alza de emisiones de gases de efecto invernadero en Chile, sobre todo en el sector de la energía, obligan a las autoridades a tomar medidas que permitan alcanzar la neutralidad de emisiones, es decir ser un país con carbono neutralidad para el año 2050, asimismo, el 8 de abril del 2020, Chile actualizó su contribución determinadas a nivel nacional (NDC) ante la convención marco de las naciones unidas sobre el cambio climático (CMNUCC) que compromete a reducir el 45% de las emisiones netas al 2030. Para aquello, se han propuesto desde los ministerios de Energía, Medio Ambiente y Agricultura las medidas que se muestran en el gráfico 8, en donde se destaca la inclusión de una industria sostenible (27%) y la inclusión del hidrógeno en la matriz energética (21%).

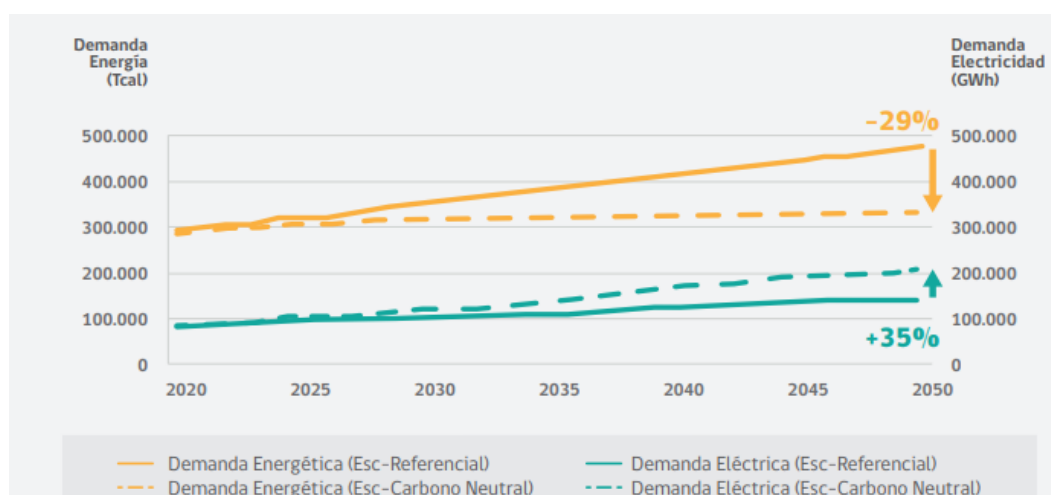
Gráfico 8: Previsión de la contribución para la neutralidad de carbono



Fuente: (Ministerio de Energía, 2020)

De igual manera, las medidas de mitigación que permiten alcanzar dicha meta propuesta en la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) que desarrolla el Ministerio de Energía que comprende el almacenamiento y uso de hidrógeno verde en múltiples usos finales intensivos en energía, tales como los usos motrices de la minería e industria, los sistemas de calefacción y climatización tanto en el sector residencial como en los sectores comercial e industrial y los requerimientos de electricidad para la producción de hidrógeno verde (Ministerio de Energía, 2020). En ese sentido, se pretende disminuir el crecimiento de la demanda de consumo energético del país que, como lo muestra el gráfico 9, es de 289 mil teracalorías. Ahora bien, con este plan de mitigación, se espera que para el año 2050 esta cifra no supere las 324 mil teracalorías.

Gráfico 9: Demanda Energética y Eléctrica en Escenarios Referencial y Carbono Neutral.



Fuente: (Ministerio de Energía, 2020)

Las acciones a realizar en este plan de mitigación dispuesto por el ministerio de energía se distribuye por sector y se detallan en la tabla 2. Teniendo en consideración todas las acciones que se pretenden realizar en este plan de mitigación, se estima que el valor neto actual (VAN) de la inversión necesaria para llevar a cabo todas las medidas de mitigación sería de 48.600 millones de dólares (CAPEX), lo que a su vez representa un 1,1% del PIB. Sin embargo, se estima también que los gastos de mantenimiento y funcionamiento representan un ahorro de unos 80.100 millones de dólares (OPEX), lo que supone una ganancia neta directa de 31.500 millones de dólares. Por otra parte, en la tabla 3 se presenta la inversión de capital de este paquete de mitigaciones como porcentaje de algunos indicadores macroeconómicos.

Tabla 2: VAN de medidas por sector

Sector	Capex (M USD)	Opex (M USD)	Valor neto (M USD)
Eliminación del Carbón	-2.100	1.200	-900
Industria Sostenible	-4.800	14.400	9.600
Electromovilidad	-23.100	20.200	-2.900
Hidrógeno	-9.200	18.800	9.600
Construcción Sostenible	-5.900	16.900	11.000
Eficiencia Energética	-2.800	8.900	6.100
Conservación de Bosques	-700	-300	-1.000
Total	-48.600	80.100	31.500

Periodo 2020 y 2050. Nota: Se utilizó una tasa de descuento del 6%

Fuente: Datos del ministerio de energía, elaboración propia

Tabla 3: CAPEX del paquete de mitigación (2020-2050)

CAPEX como % de	PIB	Gasto público	Inversión pública
Promedio anual	1.1	5.3	31.3
(2020-2050)			
Valor presente	1.0	4.9	29.2
(tasa de descuento: 6%)			

Resultados como porcentaje de los indicadores macroeconómicos.

Fuente: Datos del ministerio de energía, elaboración propia

3.2.3.1 Rol de Instrumentos de Precio al Carbono

El calentamiento global no es solo perjudicial para el ambiente, sino que también representa una dificultad económica y social. En ese sentido, el Banco Mundial, conglomerados de empresas e inversionistas a través de la Alianza de Preparación para los Mercados de Carbono han exhortado a los Gobiernos de todo el mundo en desarrollar incentivos en materia económica para que las empresas y las personas cambien sus patrones de inversión, producción y consumo, con la finalidad de transitar hacia una economía con bajos niveles de emisión de carbono.

El rol del Estado es crear reformas que permitan integrar incentivos para la colaboración de las empresas frente al cambio climático y posteriormente, actuar como ente fiscalizador para el correcto funcionamiento de dichas reformas. Estos incentivos funcionan mediante regulaciones, como por ejemplo, los permisos transables de emisión (ETS, por sus siglas en inglés) y los impuestos sobre el carbono. Por otro lado, existen también los denominados bonos de carbono, que funcionan premiando a quienes elaboran estrategias, proyectos, sistemas, etc que favorezcan la producción limpia, es decir, libre de carbono. Todo lo mencionado anteriormente, será explicado de mejor manera a continuación.

3.2.3.1.1 Permisos transables de emisión (ETS):

Los permisos transables de emisión (ETS) son considerados como instrumentos de gestión ambiental (Bermúdez & Guerrero, 2004) de tipo económico, que están conformados por aquel grupo de actos administrativos en virtud de los cuales se autoriza a que, en el ejercicio de una determinada actividad, puedan ser emitidos al medio ambiente una cantidad máxima y determinada de contaminantes y, paralelamente, disponer de todo o parte de dicha cantidad cuando ésta no es utilizada (Bermúdez & Guerrero, 2004). En otras palabras, permite que aquellas industrias con bajas emisiones vendan los derechos de emisión que les sobran a otros emisores. Mediante la creación de oferta y demanda de derechos de emisión, un ETS establece



un precio de mercado de las emisiones de gases de efecto invernadero. El límite ayuda a garantizar que las reducciones de emisiones necesarias se llevarán a cabo para mantener a los emisores (en general) dentro de su presupuesto de carbono preasignado (Banco Mundial, 2014).

Chile es un país que aún mantiene este instrumento en estudio, sin embargo, no parece ser algo tan lejano de implementar dados los beneficios que conllevaría su aplicación, ya que al implementarla, se establecerían límites máximos de contaminación, que permitirían tener controlado el nivel de gases de efecto invernadero que son emanados por las empresas al medio ambiente, debido a que, no importaría quién realice el esfuerzo para reducir sus emisiones, ya que siempre existiría la garantía de mantener un cierto nivel de contaminación. Ahora bien, el Estado en primer lugar, debe afrontar la construcción de una nueva institucionalidad, para el correcto funcionamiento de un ETS, con un ente regulador especializado y nuevas capacidades públicas y privadas. Chile por su parte, posee algunos avances significativos en este asunto, ya que al implementar el “impuesto verde” se creó un Sistema de Medición, Reporte y Verificación (MRV), que facilitaría la implementación de los permisos de emisión transables. Este sistema debe ser lo suficientemente confiable, transparente y trazable para todas las partes. De igual manera, el Estado es el encargado de preparar a los diferentes sectores que se verían afectados a esta normativa, a través de capacitaciones, fomentos de inversión y desarrollo e incentivos que permitan que las empresas logren transitar de manera gradual a tecnologías e innovaciones más limpias y amigables con el medio ambiente y que de esta manera, se minimicen los impactos económicos del sector productivo.

Un aspecto relevante a considerar al implementar los permisos de emisión transable es también la variabilidad del precio, debido a que un ETS solo fija las cantidades de contaminación, no así el precio, ya que este se ajusta en base a las demandas de los sectores afectados. No obstante, en vista de la experiencia de diversos países, especialmente en la Unión



Europea, se han desarrollado estrategias y herramientas que pueden complementar y estabilizar el precio de mercado para controlar este riesgo, específicamente bandas de precio y fondos de reserva (Pinto, 2021).

Al iniciar ETS en un país como Chile, la competencia dentro del mercado sería bastante pequeña, pero con altos niveles de contaminación, por lo que, desde el punto de vista económico, los permisos de emisión transables serían más factibles de integrar o vincular con jurisdicciones internacionales, lo que permite, potencialmente, reducir emisiones a menores costos al aumentar el tamaño del mercado, es decir que la reducción de CO₂ se haría al menor costo posible porque se accede al menor costo marginal de reducción en todo el mercado integrado (Pinto, 2021).

De igual manera, un elemento de relevancia a considerar para la implementación de un sistema ETS es la asignación inicial de los permisos ya que es clave para la aceptación de programas de transacción de emisiones por parte de los agentes regulados. Una manera de hacerlo, es de manera gratuita sobre la base de derechos históricos, es decir, que no deberían ser poco favorables para las firmas que previamente hayan invertido en abatimiento de emisiones, a esto se le conoce comúnmente como “grandfathering”. Esto genera amplia aceptabilidad por parte de los agentes regulados debido a que aquellos, en principio más eficientes, tienen la posibilidad de obtener un beneficio económico. Sin embargo, la posibilidad de generar y transferir rentas hacia quienes precisamente están “contaminando” puede agregar una dificultad adicional asociada a la pérdida de eficiencia y equidad, pero sobre todo es conflictivo desde el punto de vista político (Pinto, 2021).

En la teoría, el caso de un sistema ETS está basado en el Teorema de Coase, el cual indica que en situaciones donde los costos de negociación tienden a cero, el problema de las externalidades puede resolverse mediante la asignación de derechos de propiedad. Esto, independiente de cuál haya sido la distribución inicial de estos derechos de propiedad, pues las



partes involucradas pueden negociar un acuerdo que beneficie a ambas partes y que de esta manera, el resultado sea eficiente. Es decir, la parte afectada y la afectante pueden establecer un acuerdo, de tal manera en que ambos obtengan beneficios, siempre y cuando los costos de negociación sean muy bajos.

En síntesis, la puesta en marcha de un sistema de permisos de emisión transables debe ser aplicado de manera gradual e informada a todas las partes afectas, para que de esta manera sea una normativa exitosa y permita alcanzar los objetivos para la que fue creada, es decir, reducir la cantidad de emisiones a bajo costo, utilizando el Teorema de Coase. Se espera que Chile avance en esta normativa lo antes posible, dado los beneficios de implementarla.

3.2.3.1.2 Impuestos sobre el carbono

Los impuestos sobre el carbono consisten en establecer un precio al carbono de manera directa, mediante la definición de una tasa impositiva sobre las emisiones de gases de efecto invernadero, o de manera más común, sobre el contenido de carbono de los combustibles fósiles. Dicho de otra manera, son un instrumento económico que grava las externalidades producidas por su emisor y la aplicación de este instrumento obliga a quién contamine a internalizar el costo y de esta manera retribuir a través de un pago, lo que finalmente genera un incentivo para que el emisor de contaminantes incorpore este costo y reduzca las externalidades que produce. En consecuencia, el énfasis de este tipo de impuesto está en el precio. Asimismo, este impuesto contribuye a la recaudación fiscal, sin embargo, esta última no corresponde al objetivo principal de su implementación.

Se trata de un impuesto Pigouviano, que bajo la lógica de su definición pretende compensar las externalidades negativas producidas por un ente emisor de contaminantes que perjudica directamente el bienestar social, dicho de otra manera, las empresas contaminantes internalizan en su estructura de costos los daños causados a terceros producto de la



contaminación. Asimismo, el encargado de regular, fiscalizar y establecer los montos del gravamen es el Estado.

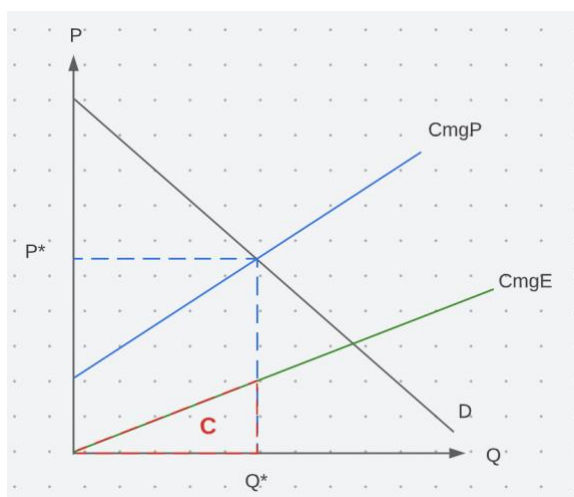
Para analizar lo que sucede en un mercado en presencia de impuestos Pigouvianos y la eficacia de aquellos, se analizará un escenario gráfico en donde los impuestos no son participantes activos en la solución de externalidades, asimismo, un escenario en donde los impuestos Pigouvianos participan, para que de esta manera, se puedan tener escenarios comparativos para su análisis.

En el gráfico 10, se muestra un escenario con presencia de externalidades negativas producto de la actividad económica de un privado, donde:

- C_{mgP} : Costo marginal privado
- C_{mgE} : Costo marginal externo
- P^* : precio de equilibrio
- Q^* : cantidad de equilibrio
- D : Demanda del mercado
- P : Precio
- Q : Actividad económica – Producción
- C : Área que identifica la contaminación producida

En este gráfico se puede notar que, el privado no tiene incentivos para disminuir o compensar las externalidades que provoca debido a su actividad económica, identificados por el área roja (denominada por la letra C), por lo que no internaliza los costos marginales externos y prioriza su cantidad de producción de equilibrio al igual que el precio de equilibrio.

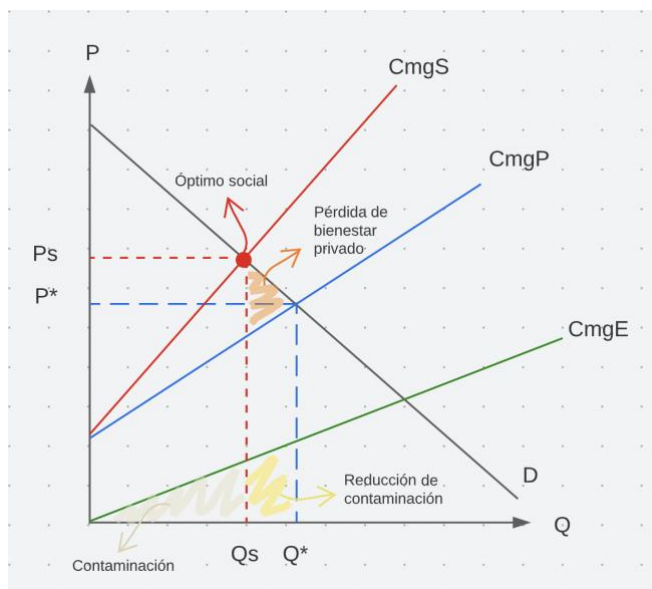
Gráfico 10: Escenario con presencia de externalidades negativas producto de un privado



Fuente: Elaboración propia.

Ahora bien, en el gráfico 11 se muestra un escenario en donde la empresa toma en consideración los daños provocados a terceros e internaliza los costos marginales externos, lo que crea una tercera recta (roja) denominada costo marginal social (CMgS), que en términos matemáticos significaría la adición del costo marginal privado con el costo marginal externo ($CMgP + CMgE = CMgS$). Si bien el bienestar social aumenta provocado por una disminución de la contaminación (área tachada en color amarillo) y a su vez se conduce a un óptimo social, para el privado no es eficiente reducir las externalidades provocadas por su producción, debido a que se reduce su beneficio (área tachada en color naranja).

Gráfico 11: Escenario con presencia de externalidad negativa, pero con acciones de parte del privado.

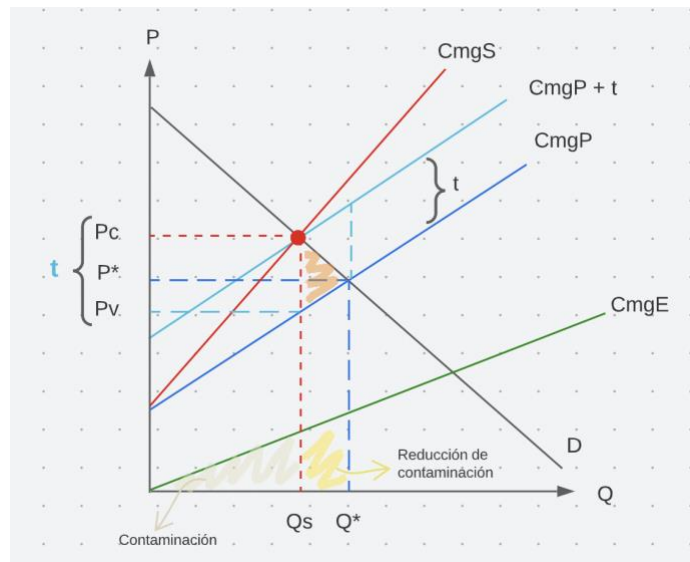


Fuente: Elaboración propia.

En conclusión, para el privado no es eficiente internalizar los costos marginales externos provocados por su actividad económica, pues solo obtiene pérdidas al integrar acciones de esta magnitud. Por otro lado, no existen incentivos que lo obliguen o inciten a realizar este tipo de acciones, por lo tanto, en un escenario real no se realizan, pues el fin general de una empresa es producir beneficios de su producción.

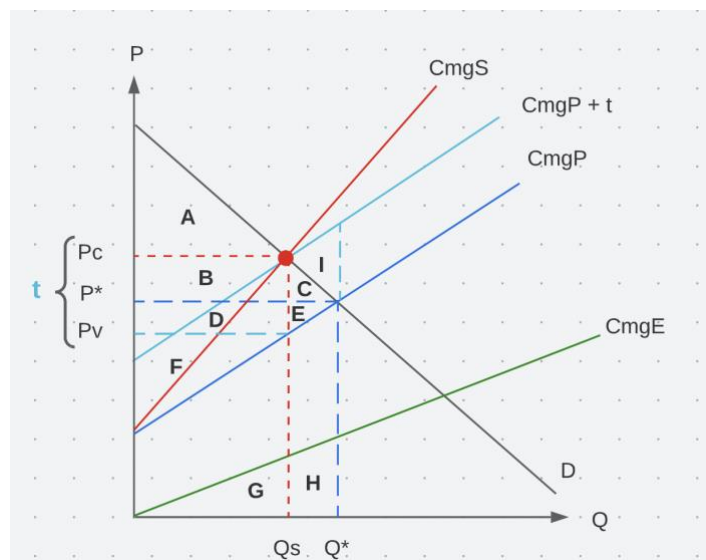
Ahora bien, si el Estado en su rol regulatorio, implementara un impuesto para gravar las externalidades provocadas por el privado, la situación se vería como en el gráfico 12. Donde el privado se ve obligado a internalizar en su estructura de costos un impuesto que compensaría los daños provocados a externos.

Gráfico 12: Escenario con externalidad negativa y presencia de impuesto pigouviano.



Fuente: Elaboración propia

Gráfico 13: Análisis de bienestar en escenario con externalidad negativa y presencia de impuesto pigouviano,



Fuente: Elaboración propia.

Si consideramos el gráfico 13 para un análisis comparativo, podemos identificar que en el escenario sin impuesto el excedente del consumidor está dado por la suma de las áreas A, B y C, mientras que el excedente del productor estaría dado por la suma de las áreas D, E y F y G.

que a su vez, el costo externo sería identificado por la pérdida de las áreas G y H, que identifican precisamente la contaminación provocada por el privado.

Ahora bien, en el escenario con impuesto Pigouviano, el excedente del consumidor está dado por el área A, mientras que el excedente del productor está dado por el área F y debido a la integración del impuesto, se genera un beneficio fiscal identificado por la suma de las áreas B y D, y a diferencia del escenario sin impuesto, el costo externo solo incluiría la pérdida del área G.

En síntesis, el bienestar aumenta en una cantidad igual al área I, pues el cambio de bienestar considerando ambos escenarios es:

- Pérdida irrecuperable= $-E-C$

Chile por su parte, entra a participar en la Alianza de Preparación para los Mercados de Carbono en el año 2011 representado por el Ministerio de Energía. En donde recibió USD\$4,98 millones por parte del Banco Mundial para implementar instrumentos económicos que permitan promover la disminución de emisiones de gases de efecto invernadero en el país. Es así como en el año 2014, se incluyen tres gravámenes a las emisiones de fuentes móviles y fuentes fijas a la Reforma Tributaria que fueron aprobadas en la Ley 20.780. En el caso de las fuentes móviles, se aplica a la primera venta de vehículos livianos, de acuerdo con su rendimiento urbano y emisiones de óxidos de nitrógeno (NO_x). El impuesto se aplica a aquellos vehículos menos eficientes, es decir, aquellos vehículos que generan grandes cantidades de emisiones de gases tóxicos. Por otro lado, para las fuentes fijas se aplica y grava las emisiones a la atmósfera de contaminantes locales NO_x , dióxido de azufre (SO_2) y dióxido de carbono (CO_2) que afectan directamente a las comunidades aledañas a los lugares donde éstos se emiten, además de material particulado (MP).

Para las fuentes fijas, la ley considera a aquellos establecimientos que utilizan calderas o turbinas que sumen una potencia igual o superior a 50 MWt, considerando el límite superior



del valor energético del combustible (Superintendencia del Medio Ambiente). La mayor parte de estos impuestos recae en el sector de generación eléctrica, que aún mantiene un alto consumo de combustibles fósiles; no obstante, también grava emisiones de establecimientos pertenecientes a otros sectores productivos, como agricultura, pesca y alimentos.

En cuanto al CO₂, el impuesto es equivalente a 5 dólares por tonelada emitida, mientras que en el caso de las emisiones de Material Particulado, NO_x y SO₂, la ley 20.780 establece que el impuesto será equivalente a 0,1 dólares por tonelada emitida, o la proporción que corresponda, de dichos contaminantes, multiplicado por la cantidad que resulte de la aplicación de la siguiente fórmula:

$$T_{ij} = CSC_{pci} \times P_{obj} \times CCA_{ji}$$

Donde:

T_{ij} = Tasa del impuesto por tonelada del contaminante “i” emitido en la comuna “j” medido en US\$/Ton.

P_{obj} = Población de la comuna “j”.

CSC_{pci} = Costo social de contaminación per cápita del contaminante “i”.

CCA_{ji} = Coeficiente de calidad del aire en la comuna “j” para el contaminante “i”.

Esto, considerando los siguientes rangos:

$CCA_{ji} = 1.1$; si la comuna a la que pertenece el establecimiento es zona latente.

$CCA_{ji} = 1.2$; si la comuna a la que pertenece el establecimiento es zona saturada.

Y, en el caso de los CSC_{pci} , respectivamente:

MP = US\$0,9

SO₂ = US \$0,01

NO_x = US \$0,025

Este impuesto fue publicado en el Diario Oficial el 30 de diciembre del 2016 y finalmente entró en régimen el 1 de enero de 2017 y se denominó impuesto verde. Para asegurar una buena implementación de estos impuestos, se creó un Sistema de Medición, Reporte y Verificación (MRV).

El primer pago del impuesto ocurrió en abril de 2018, la recaudación fiscal correspondiente a emisiones fijas, aportó al fisco un total de US\$ 191,3 millones, pagados por las empresas afectadas por este “impuesto verde”, a lo que se añade lo recaudado por fuentes móviles (automóviles y camiones), equivalente a US\$ 107 millones (Garcia, 2018). Lo anterior se ve reflejado en mayor detalle en las tablas 4 y 5.

Tabla 4: *Recaudación de impuesto verde a fuentes móviles en moneda nacional*

Año	Cantidad vehículos afectados	Monto recaudado
2015	209.517	35.090.671.333
2016	229.441	48.900.214.957
2017	273.279	64.320.198.239
2018	317.115	69.884.432.805
2019	281.478	61.796.626.228
2020	192.794	46.180.309.082
2021	311.179	79.008.054.457

Fuente: datos extraídos de la Tesorería general de la república, elaboración propia.

Tabla 5: *Recaudación impuesto verde a fuentes fijas en moneda nacional*

Año	Recaudación
2018	115.299.237.329
2019	127.273.754.933
2020	158.158.305.141
2021	126.129.932.812

Fuente: Datos extraídos de la Tesorería general de la república, elaboración propia.

Se identificaron 93 establecimientos afectados para el 2017 al pago de impuesto verde, que representan en su conjunto cerca del 40% de las emisiones totales de CO₂eq en Chile (MMA, 2016). Asimismo, se identificaron 89 establecimientos afectados para el año 2022 según el listado publicado por el Ministerio del medio ambiente.

El impuesto verde, si bien ayuda a recaudar no cumple con el objetivo principal para la que fue creado e implementado, pues no contribuye a la descarbonización, ya que se evidencia que el precio fijado a las fuentes fijas es ineficiente, debido a que el impuesto es de 5 dólares por tonelada emitida de CO₂, lo que es un monto que no justifica la cantidad de emisiones que se generan en ese sector. El impuesto al carbono fija el precio de una tonelada de CO₂ (o de CO₂ equivalente, si se suman emisiones de otros gases como el metano y el óxido nitroso), pero no asegura que la reducción de emisiones esperada ocurra; en cambio, en un sistema de transacción de emisiones se establece con anterioridad el límite máximo a emitir, lo cual de alguna manera asegura que ese límite no se sobrepase. Sin embargo, no fija un precio determinado, sino que éste varía según dicte el mercado de permisos de emisión.

En cuanto a la experiencia internacional respecto a la implementación de los impuestos verdes, el promedio es de entre 40 y 80 dólares por cada tonelada emitida de CO₂, por lo que urge la actualización de dicho impuesto en nuestro país, debido a los grandes aportes en materia ambiental que podría producir, según la experiencia internacional. No obstante, es claro que en la práctica se presentan dificultades para cuantificar el impuesto y en ese sentido, encontrar el impuesto que cumpla con el óptimo social, por lo que se entiende que para el Estado es un desafío el aumentar estos impuestos.

3.2.3.1.3 Bonos de carbono:

Los bonos de carbono por su parte, son considerados instrumentos de financiamiento, debido a que las empresas pueden utilizar estos incentivos para invertir en proyectos que

contribuyan a la mitigación del cambio climático disminuyendo los gases de efecto invernadero que liberan a la atmósfera.

En síntesis, Chile está avanzando en integrar instrumentos económicos que contribuirían con el objetivo de avanzar a ser un país de cero emisiones, sin embargo, la actualización e incorporación de las medidas antes mencionadas urgen para lograr dicho objetivo, pues la evidencia indica que estos instrumentos tienen beneficios medioambientales y mucho más si se consideran y se trabajan en conjunto.

CAPITULO 4

ESTADO DEL ARTE: MARCO TEÓRICO

4.1 Hidrógeno verde

Como se mencionó en el apartado anterior, el hidrógeno verde es parte de la estrategia nacional para convertirse en un país con cero emisiones de carbono al año 2050. Para entender esta estrategia, en primer lugar, se debe entender el proceso de producción y los diferentes usos que se le puede dar al hidrógeno, además de los antecedentes y experiencias que se tienen en países en donde el hidrógeno ya es parte de la generación de energía, de manera pública y también privada y de igual manera, estudiar las posibles ventajas comparativas que puede tener Chile con relación a la producción de Hidrógeno.

4.1.1 Producción de Hidrógeno

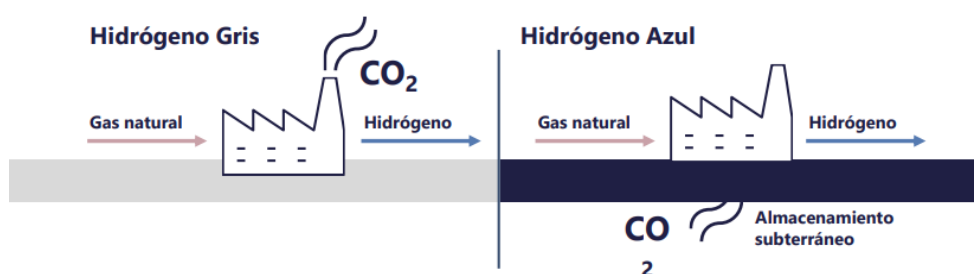
El hidrógeno es el elemento más ligero de la tabla periódica, con una masa atómica de 1,00784 u y está representado por la letra H. Su átomo está formado por un protón y un electrón y es estable en forma de molécula diatómica (H_2), además tiene una alta densidad energética por unidad de masa; 3 veces más que la gasolina y 120 veces más que las baterías de litio (Ministerio de Energía, 2020). Es muy abundante en la tierra y constituye el 75% de la materia del planeta aproximadamente, sin embargo, no se encuentra de manera aislada en la naturaleza, más bien, se encuentra combinado con otros elementos, tales como; el oxígeno para formar moléculas de agua o el carbono, para formar compuestos orgánicos, por lo tanto, debe fabricarse. La fabricación industrial del hidrógeno puede realizarse de diferentes maneras y según su proceso de producción se le diferencia. En ese sentido, al hidrógeno como fuente de energía se le puede denominar de tres maneras; Hidrógeno gris, Hidrógeno azul e Hidrógeno Verde. El color en su denominación indica qué tan contaminante es o no la producción.



Por un lado, el Hidrógeno gris es aquel que se obtiene a partir de gas natural u otros hidrocarburos ligeros, tales como metano o gases licuados de petróleo mediante procesos de reformado. El proceso más conocido es el reformado catalítico de gas natural (SMR), es el proceso mediante el cual el metano (CH_4) es sometido a un tratamiento térmico y luego mezclado con vapor a alta temperatura y presión para la obtención de hidrógeno y otros compuestos (Vásquez & Salinas, 2018). Según datos de la International Energy Agency, el SMR es una de las principales fuentes para producir hidrógeno industrial, representando un 48% de la producción mundial de Hidrógeno, ilustrado en el gráfico 14. El problema de la producción de hidrógeno gris es que por cada 1 kg de hidrógeno producido, se liberan de 10 a 12 kg de CO_2 , lo que lo define como una producción altamente contaminante.

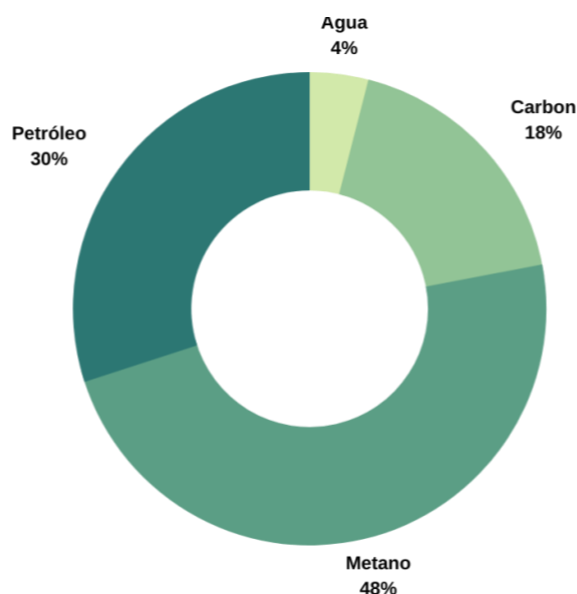
Por su parte, el hidrógeno azul se obtiene de manera similar que el hidrógeno gris, sin embargo, a este se le aplican técnicas de captura, uso y almacenamiento de carbono, a este tipo de tecnología se le denomina por las siglas CCUS (Carbon Capture, Utilization and Storage), este tipo de tecnología permite reducir hasta en un 95% las emisiones de CO_2 generadas durante el proceso. A pesar de aquello, existen mejores opciones de producción de hidrógeno y es el denominado “hidrógeno verde”. Los procesos resumidos del hidrógeno gris y el azul son ilustrados de mejor manera en la ilustración 1.

Ilustración 1: Proceso de producción Hidrógeno Gris y Azul



Fuente: Ministerio de energía

Gráfico 14: Producción mundial de hidrógeno



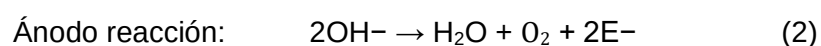
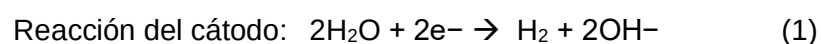
Fuente: Datos del IEA (International Energy Agency, 2015), elaboración propia.

Por último, el hidrógeno denominado verde, es aquel que utiliza como materia prima el agua que mediante un proceso de descomposición de la molécula se obtiene el hidrógeno, a este proceso se le denomina electrólisis. La energía requerida para el proceso de producción proviene únicamente de energías eléctricas renovables, tales como la energía solar y energía eólica. El proceso de producción del hidrógeno verde está ilustrado por la ilustración 2. Para entender mejor este proceso, es importante conocer cómo se lleva a cabo en profundidad la electrólisis del agua, que corresponde a la circulación de corriente continua a través de dos electrodos (ánodo y cátodo) en contacto con agua (H_2O), lo que permite separar sus moléculas en hidrógeno (H_2) y oxígeno (O). La corriente fluye entre los electrodos separados e inmersos en un electrolito acuoso, requiriendo además de un separador o diafragma para evitar la recombinación del oxígeno e hidrógeno. El elemento básico que compone el sistema de producción de hidrógeno se denomina electrolizador. Actualmente, existen tres tipos de

electrolizadores que difieren principalmente en el electrolito utilizado. De mayor a menor madurez tecnológica, se ordenan en:

- **Alcalinos**

Este tipo de electrólisis es la tecnología con mayor avance desarrollada para la electrólisis del agua. Actualmente, es la única aplicación de energía a gas disponible comercialmente. Utiliza una solución alcalina de hidróxido de sodio o hidróxido de potasio, como material electrolito para transferir electrones a través de aniones de hidróxido (de Bucy, 2016) de acuerdo con las reacciones especificadas a continuación:



En general, algunos de estos dispositivos pueden llegar a tamaños entre 2 y 3 MW, produciendo entre 40-70 kg H₂/h (Vásquez & Salinas, 2018). Los electrolizadores alcalinos se operan a presión atmosférica a temperaturas de entre 60 a 80°C. La pureza del hidrógeno obtenida mediante este electrolizador es mayor al 99,5%, mientras que la eficiencia energética es del 74% al 78%. Tiene una vida útil de 20 a 30 años y se estima que la pila de las celdas tiene una duración aproximada de 60.000 horas.

- **Membrana de intercambio de protones (PEM)**

Los productos comerciales actuales generalmente entregan hidrógeno hasta los 30 bar. Los desarrolladores de tecnología tienen la intención de presurizar la pila hasta 80 bar. Los electrolizadores PEM funcionan a temperaturas de entre 60 a 80°C. La pureza del hidrógeno suele ser mayor a la de los electrolizadores alcalinos, sobre el 99,99 vol. % sin la necesidad de equipos auxiliares (Vásquez & Salinas, 2018). En cuanto a la eficiencia energética, se espera que sea ligeramente más alto que para la electrólisis alcalina, con un rendimiento comercial a



gran escala de 10 MW. Los electrolizadores tipo PEM están disponibles comercialmente, siendo utilizados en aplicaciones de menor escala y en fase demostrativa para proyectos de gran tamaño de hasta 2MW por electrolizador (Vásquez & Salinas, 2018). La capacidad de pila de las celdas es de hasta 200 Nm³/h. Tiene una vida útil de 20 a 30 años y 40.000 horas para la pila de celdas.

- **Estado sólido (SOE)**

Este tipo de dispositivos utiliza una membrana sólida cerámica, la cual presenta una buena conductividad en el electrolito. Actualmente, están en una etapa de investigación y desarrollo (Vásquez & Salinas, 2018). Este tipo de electrolizador funciona a temperaturas altas, de entre 600°C a 900°C, lo que en comparación con los electrolizadores alcalinos o PEM, es más eficiente, ya que se encuentra entre el 80% y 90% de eficiencia de la planta, con una vida útil de 1.000 horas.

Tabla 6: Comparación de tecnologías de electrolizadores

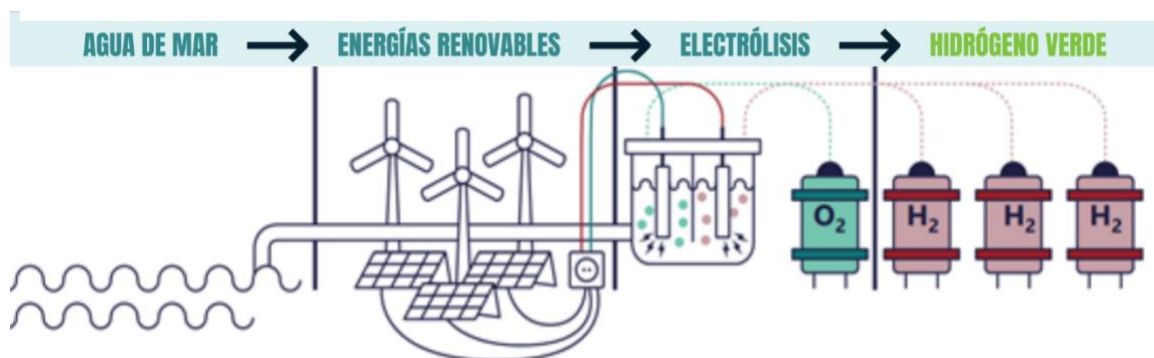
	Madurez	Potencia	Eficiencia	Vida Útil
Alcalino	Comercial	2-3 MW	74% - 78%	20-30 años
PEM	Inicio Comercial	2 MW	65% - 78%	20-30 años
SOE	Investigación	-	80% - 90%	1.000 hrs

Fuente: elaboración propia en base a datos de (Vásquez & Salinas, 2018).

A través de estos procesos se puede producir hidrógeno de muy alta pureza con una huella ambiental muy baja (H2 Chile, s.f.).

En síntesis, actualmente un 96% del hidrógeno en el mundo se extrae a partir de combustibles fósiles, es decir, hidrogeno gris y azul, y solo un 4% a través del agua, o sea, hidrógeno verde (Gráfico 14).

Ilustración 2: Proceso de producción de Hidrógeno Verde



Fuente: Ministerio de energía

4.1.2 Almacenamiento de Hidrógeno

Parte fundamental en el camino por convertir el hidrógeno como un vector energético es definir la forma de almacenarlo de la manera más eficiente y económica posible. Hasta el momento, el almacenamiento es un problema que no ha sido completamente resuelto y que se ha convertido en una limitante para su uso de manera masiva, debido a la baja densidad que posee. Si hacemos una comparación, el hidrógeno en condiciones normales tiene una densidad de 0.083 kg/m³, mientras que, el petróleo tiene una densidad de 800 kg/m³. Es decir, un volumen dado de hidrógeno, contiene menor energía que el mismo volumen del petróleo u otros combustibles, según demuestra la tabla 7. Por ejemplo, en un tanque de 60 litros, en condiciones normales, se pueden almacenar 0,005 kg de hidrógeno con una capacidad energética de 0,2 kWh, mientras que en el mismo tanque se pueden almacenar 48 kg de petróleo con una capacidad energética de 629 kWh. O sea, el mismo tanque de 60 litros proporciona una capacidad energética del petróleo 3.145 veces mayor que la del hidrógeno

Tabla 7: Densidad energética relativa por tipo de combustible

Tipo de Combustible	Densidad relativa (Kg/m ³)
Petróleo crudo	800 - 900
Hidrógeno	0.083
Metanol	792
Etanol	789

Fuente: Elaboración propia

Ahora bien, para almacenar el hidrógeno existen alternativas que poseen diferentes estados de maduración tecnológica, que van desde en un desarrollo en fase de investigación hasta avanzado y listo para su utilización y comercialización.

4.1.2.1 Hidrógeno gaseoso comprimido

Este tipo de almacenamiento es uno de los más comunes y desarrollados actualmente, dada su simpleza y eficiencia en su uso. Se comprime el hidrógeno a altas presiones para disminuir su volumen, lo que aumenta la densidad energética del hidrógeno.

El aumento de la presión del hidrógeno requiere tanques que cumplan con exigencias mayores, asegurando la integridad estructural de estos, su seguridad y que no comprometan la masa total del sistema de almacenamiento.

Para este tipo de almacenamiento se utilizan estanques de paredes gruesas (en mayor manera de forma cilíndrica) que están hechos de materiales con alta capacidad de resistencia para así garantizar su durabilidad. Existen cinco tipos de tanques utilizados para almacenar hidrógeno comprimido, donde sus especificaciones varían en función de los materiales utilizados en su construcción y las presiones admisibles por estos. El porcentaje de energía específica, indica cuanta energía por unidad de masa se tiene con el sistema completo de almacenamiento (masa hidrógeno comprimido más masa del tanque) en función de la energía específica propia del

hidrógeno (Asociación chilena de hidrógeno , s.f.). Lo anterior, se ilustra en la tabla 8 a continuación:

Tabla 8: Tipos de tanques utilizados para el almacenamiento de hidrógeno gaseoso y sus especificaciones

Tipo de tanque	Presión máxima	Construcción	W%	Aplicaciones
Tipo I	300	Completamente de acero o aluminio	<2	Aplicaciones estacionarias como laboratorios o uso en industria química
Tipo II	200	Aluminio recubierto parcialmente con capa fibra de vidrio	<3	Aplicaciones estacionarias como hidrogeneras
Tipo III	700	Aluminio recubierto completamente con fibra de vidrio o carbono	<5	Aplicaciones móviles como vehículos con celdas de combustible
Tipo IV	700	Fibra de carbono con revestimiento polimérico	<10	Aplicaciones móviles como vehículos con celdas de combustible
Tipo V	1000	Únicamente fibra de carbono	-10	Investigación, industria aeroespacial

Fuente: Datos de la asociación chilena de hidrógeno (H2 Chile), elaboración propia.

4.1.2.2 Hidrógeno gaseoso en cavernas de sal

En caso de querer almacenar hidrógeno gaseoso en grandes cantidades, existe la posibilidad de almacenarlo en cavernas de sal subterráneas. Este tipo de almacenamiento ya es utilizado y es proyectado como fuente de almacenamiento de energía para los sistemas eléctricos de potencia en un futuro cercano. Para que sea adecuado se debe tener presente la permeabilidad de las paredes de la caverna, ya que el hidrógeno al ser una molécula muy pequeña puede permear fácilmente en gran cantidad de materiales.

4.1.2.3 Almacenamiento de hidrógeno líquido a temperaturas criogénicas.

El hidrógeno en forma líquida se consigue a $-252,87^{\circ}\text{C}$ y tiene una densidad energética considerablemente mayor que en su forma gaseosa, lo que lo convierte en un medio de almacenamiento atractivo. El hidrógeno en estado líquido es 850 veces más denso que el hidrógeno en estado gaseoso, por eso es utilizado en aplicaciones de electromovilidad y exportación de hidrógeno en largas distancias (Asociación chilena de hidrógeno , s.f.).



Esta tecnología de almacenamiento de hidrógeno es bastante eficaz pero tiene desventajas, principalmente la energía necesaria para licuar el gas, ya que se necesitan aproximadamente 13,2 kWh para disminuir la temperatura de 1 kg de hidrógeno y de esta manera cambiar el estado del hidrógeno a líquido, además del estricto control necesario sobre la estabilidad de la temperatura del contenedor para evitar cualquier riesgo de sobrepresión, se necesitan 3.3 kWh para mantenerlo en este estado líquido. También requiere recipientes criogénicos y sufre pérdidas de hidrógeno por evaporación de los contenedores, particularmente los más pequeños (tienen una relación superficie / volumen mayor que los contenedores grandes, por lo tanto, mayores pérdidas de hidrógeno). El hidrógeno continuamente evaporado puede quemarse catalíticamente con aire en el sistema de seguridad de sobrepresión del recipiente o incluso recogerse de nuevo en un hidruro metálico.

El almacenamiento criogénico debido a la baja presión de trabajo en comparación con los sistemas de almacenamiento de alta presión, tiene un gran potencial para reducir el peso mediante el uso de nuevos materiales compuestos con un rendimiento mejorado. Con tales sistemas, se puede lograr una masa de almacenamiento de energía específica similar a los tanques de combustible convencionales. Teniendo en cuenta las limitaciones del mercado, el desarrollo de tanques compuestos puede producir materiales y procesos rentables.

4.1.2.4 Moléculas de almacén

Una de las formas de almacenar hidrógeno permitiendo facilitar el transporte en largas distancias es a través de carriers o moléculas de almacén.

El amoníaco (NH_3) es un gas incoloro que se puede utilizar como molécula de almacén del hidrógeno, ya que luego de ser transportado, se puede descomponer para obtener nuevamente hidrógeno, además, los tanques que se utilizan para transportar amoníaco son

menos restrictivos que los tanques de hidrógeno líquido o comprimido, ya que necesitan menores presiones de operación y temperaturas cercanas a -10°C .

Otra opción es utilizar portadores de hidrógeno orgánico líquido (LOHC), que aplica el concepto de hidrogenación y deshidrogenación de compuestos, como el tolueno, para almacenar hidrógeno. Este sistema de almacenamiento es atractivo porque es sencillo de utilizarse en condiciones ambientales, por esto, su uso está enfocado en transporte de largas distancias (Asociación chilena de hidrógeno, s.f.).

También, existen otros portadores que se encuentran en etapa de investigación, tales como el hidruro de magnesio (MgH_2), Borohidruro de Litio (LiBH_4).

4.1.3 Transporte y distribución de hidrógeno

Los costes de transporte y almacenamiento desempeñarán un papel importante en la competitividad del hidrógeno. Si el hidrógeno puede utilizarse cerca del lugar donde se fabrica, estos costes podrían ser casi nulos. Sin embargo, si el hidrógeno tiene que recorrer un largo camino antes de poder ser utilizado, los costes de transmisión y distribución podrían ser tres veces mayores que el coste de producción del hidrógeno (International Energy Agency, 2019). Existen algunas alternativas para su transporte, sin embargo, la opción más barata variará según la geografía, la distancia, la escala y el uso final requerido.

4.1.3.1 Transporte en contenedores

Para distancias más largas, el hidrógeno puede ser enviado en contenedores. Puede enviarse como hidrógeno gaseoso, puro licuado o convertido en otros portadores, como amoníaco o portadores orgánicos líquidos, para ser utilizado directamente en aplicaciones de uso final.

Como se ha mencionado, el hidrógeno tiene como principal deficiencia la baja densidad que posee y esto impacta directamente en los costes de transporte (y almacenamiento) pues la baja



cantidad que puede cargarse en los contenedores encarece los costos variables de transporte. Para el caso del hidrógeno gaseoso comprimido, para presiones superiores de entre 400-700 bar se están desarrollando nuevos materiales compuestos de fibra de carbono y polímeros o bien de aluminio reforzado con fibra de carbono que pueden ser transportados por carretera en camiones, ferrocarril o barco (Gonzalez, s.f). Como una alternativa el hidrógeno puede transportarse como un líquido. En comparación con los estanques de gas a presión, se puede transportar más hidrógeno con un remolque de LH₂, debido a la mayor densidad en comparación con el hidrógeno gaseoso. (Asociación chilena de hidrógeno, s.f.)

El costo de licuefacción es muy alto, sin embargo, presenta economías de escala, que permite a partir de un determinado volumen de producción, licuar el hidrógeno de manera competitiva en costos. No obstante, para su transporte por camión o por barco, a largas distancias, es necesario tener en consideración que las pérdidas por evaporación pueden alcanzar unas cantidades entre el 0,2 y 0,4% del hidrógeno líquido por día. En el caso del transporte marítimo se requerirían barcos rápidos para limitar el impacto de estas pérdidas, aunque el producto evaporado pueda recuperarse y utilizarse para la propulsión del barco (Gonzalez, s.f).

4.1.3.2 Inyección en cañerías

Una de las alternativas prometedoras para el transporte de hidrógeno de manera segura para usos domésticos o industriales es la inyección en cañerías de gas natural, esto permitiría un transporte de hidrógeno gaseoso en grandes volúmenes y además, de una manera más rentable. Sin embargo, el emplear esta tecnología requiere de una inversión inicial considerable.

Según un estudio de factibilidad del uso de redes de gas naturales en Chile realizado por el ministerio de energía en conjunto con Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) se concluyó que es potencialmente factible inyectar H₂ en la red de gas natural en porcentajes reducidos. La cantidad admisible varía según la tolerancia de los



materiales dispuestos en las cañerías pero este estudio explica que podría llegar al 20%, pero para el caso de consumidores finales conectados directamente a la red de distribución, el porcentaje de hidrógeno podría llegar de un 1% a un 5%, con ciertas modificaciones dependiendo de cada caso (Vásquez et al., 2021).

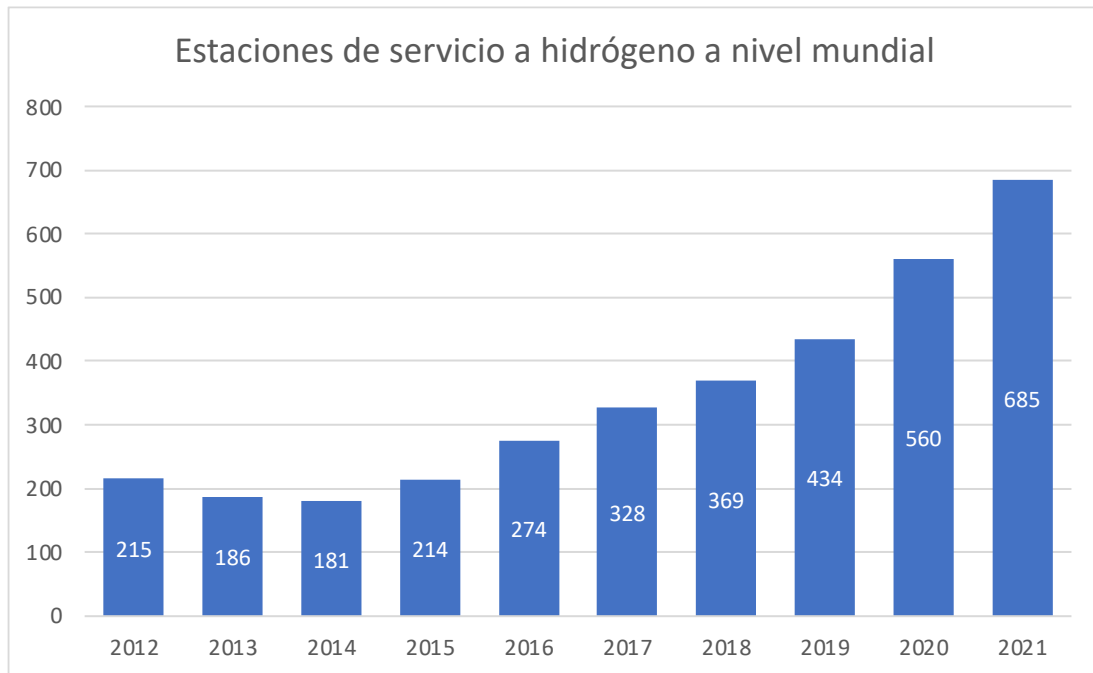
Para el caso de Chile, la infraestructura es bastante sectorizada y se limita a 4 zonas geográficas, Antofagasta, Santiago, Biobío y Magallanes. En cuanto a los principales beneficios asociados a la inyección de H en la red de gas natural es la disminución de la dependencia de la importación de gas natural.

4.1.3.3 Estaciones de servicio

En la actualidad, los diversos combustibles derivados del petróleo existentes son comercializados a sus usuarios mediante estaciones de servicio por distribuidores, tales como Copec, Shell, Petrobras e YPF. En el caso de la distribución de hidrógeno, sobre todo en las aplicaciones de transporte, se requiere la implementación de estaciones de servicio que se encarguen de recargar con energía los depósitos de hidrógeno de los vehículos. Generalmente, las estaciones de hidrógeno son capaces de entregar en general 200 kg/día, a una compresión de 700 bar.

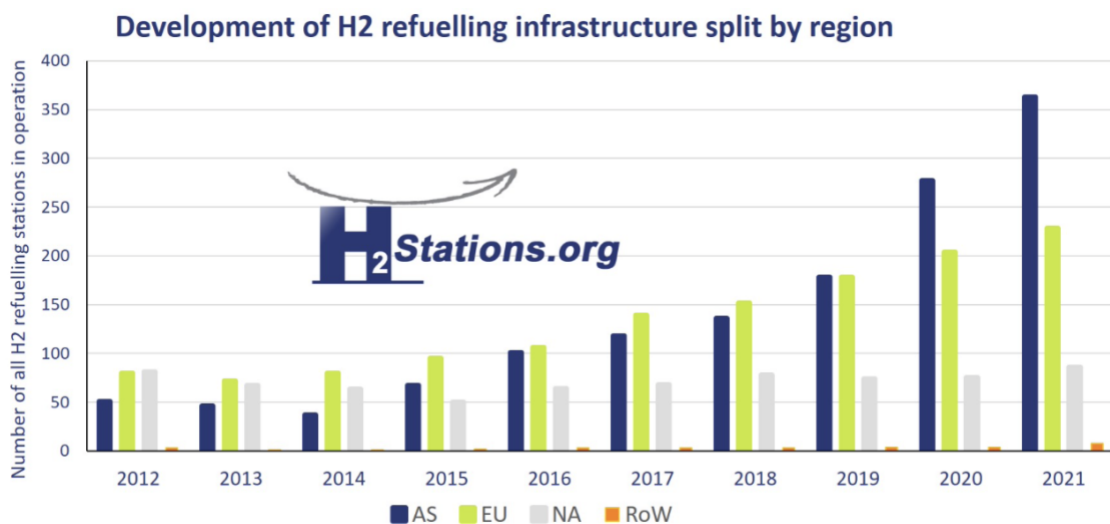
Según datos de Ludwig- Bölkow-Systemtechnik se estima que se han instalado 685 estaciones de servicio de hidrógeno al año 2021 a nivel mundial, registrando aumentos considerables de un año a otro, tal como muestra el gráfico 15, lo que demuestra el compromiso de las naciones a contribuir en el avance del hidrógeno como combustible. Asimismo, la región del mundo que posee mayor cantidad de estaciones de servicio a hidrógeno instaladas es Asia, seguido de Europa y luego Estados Unidos en el año 2021, tal como lo muestra el gráfico 16.

Gráfico 15: Evolución por año de estaciones de repostaje de hidrógeno instaladas a nivel mundial



Fuente: Datos de Ludwig- Bölkow-Systemtechnik y h2stations.org (H2 stations.org, 2022), elaboración propia.

Gráfico 16: Estaciones de servicio instaladas según región y año



AS: Asia, EU: Unión Europea, NA: Norte América, RoW: Resto del mundo)

Fuente: Sitio web H2 Sstation.org (H2 stations.org, 2022)

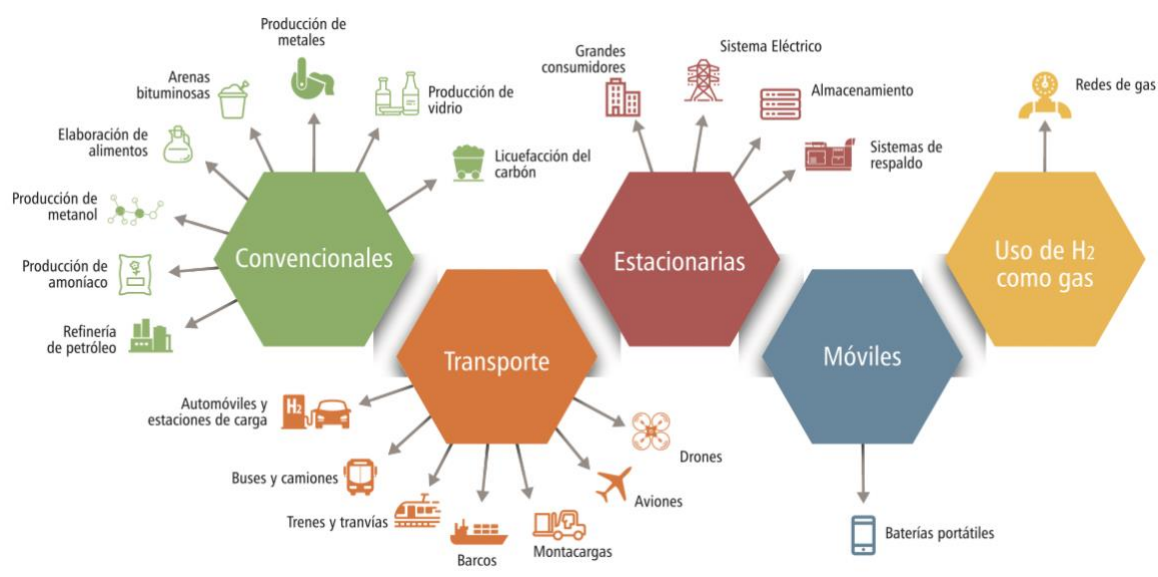
En agosto del 2021, la empresa Anglo América inauguró la primera estación de recarga de hidrógeno para vehículos en Chile, específicamente en la región metropolitana en su planta “Las Tórtolas” y produce 2 kg de hidrógeno al día. Con esto, Anglo America marca el hito de construir la primera estación de servicio de hidrógeno para vehículos cero carbono en Chile. Cabe destacar que, el hidrógeno de la planta se genera a partir del agua reutilizada del mismo proceso minero, desmineralizándola. Esa descarga es la alimentación del electrolizador, en donde se lleva a cabo la electrólisis del agua, entregando hidrógeno como producto principal y oxígeno como subproducto, el cual es devuelto a la atmósfera (Anglo American, 2021).

4.1.4 Aplicaciones del hidrógeno

Existen variadas aplicaciones para el hidrógeno y muchas que están aún en desarrollo. Se estima que un 89% de la producción mundial de hidrógeno en 2007 se utilizó en la industria química, en la producción de amoníaco y la refinería. Y también en menor medida, el hidrógeno es utilizado en la industria electrónica, en la industria de metal y vidrio y también en la industria de alimentos.

A continuación, en la ilustración 3 se muestran las diversas posibilidades de uso de este vector energético y separa las aplicaciones en convencionales, transporte, estacionarias, móviles y uso de hidrógeno como gas. Asimismo, muestra la versatilidad de usos que posee el hidrógeno en diferentes industrias que podrían beneficiarse a través de las tecnologías que están en desarrollo y en usos comerciales.

Ilustración 3: Aplicaciones del hidrógeno



Fuente: (Vásquez & Salinas, 2018)

Tal como muestra la imagen, existe un gran abanico de posibilidades de aplicación del hidrógeno. En Chile, el hidrógeno se utiliza en mayor medida en refinerías y en menor medida en la industria de alimentos, en la industria del vidrio y en sistemas de generación de energía tratamiento térmico. Sin embargo, se están evaluando una serie de aplicaciones que resultarían costo efectivas para llevarlas a cabo de manera competitiva

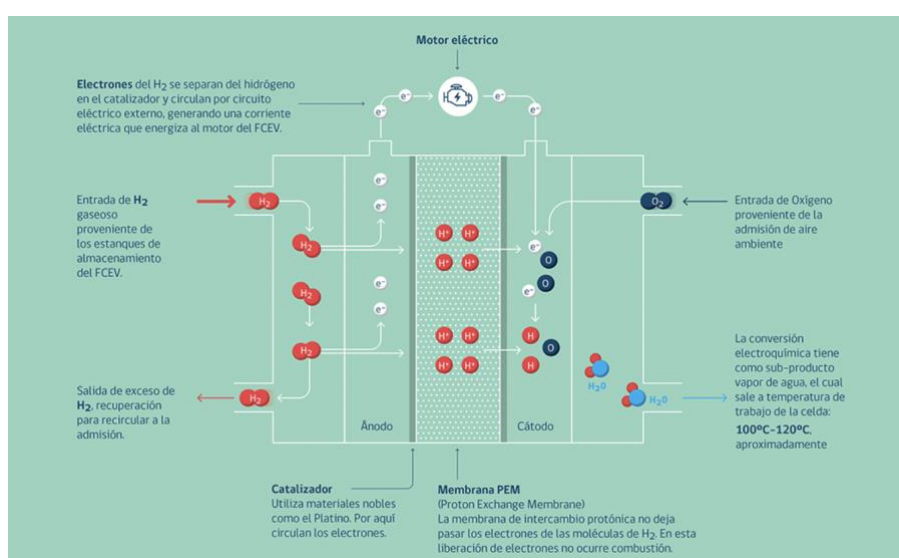
4.2 Transporte

El ser humano ha tenido que resolver y enfrentarse a una serie de problemáticas durante su existencia, uno de ellos es el transporte, que ha tenido una gran evolución desde que las personas se movilizaban en animales, la creación de la rueda en el año 3500 a.c, hasta el día de hoy, que tenemos posibilidades de utilizar vehículos motorizados, tanto para el transporte de personas de manera personal, colectiva, o bien, transporte de cargas y las aplicaciones van desde el transporte terrestre, aéreo y marítimo.

En Chile, los combustibles utilizados en el transporte son en su mayoría combustibles fósiles, sin embargo, se han desarrollado diversas tecnologías que prometen desviar la demanda de combustibles fósiles a combustibles más sustentables y amigables con el medio ambiente. Entre estas aplicaciones se encuentra el hidrógeno y tal como se detalló en la ilustración 3 expuesta en el capítulo 4, el hidrógeno puede ser utilizado en variadas aplicaciones, debido a la versatilidad que ofrece y las tecnologías que se han ido desarrollando con el tiempo.

Las aplicaciones de hidrógeno en transporte, funcionan mediante un motor eléctrico y una denominada celda de combustible o fuel cell, que es el encargado de llevar a cabo el proceso electroquímico de conversión energética, ingresando el hidrógeno almacenado en los estanques y el oxígeno proveniente del aire del ambiente que luego de combinarse generan la electricidad y calor necesario para hacer funcionar el vehículo. Es decir, funciona como una central de energía portátil ya que se va generando la electricidad procesando el hidrógeno a medida que el vehículo lo necesite. Dentro de este proceso no existe emisión de gases tóxicos ni gases de efecto invernadero, solo vapor de agua. El proceso de funcionamiento de una celda de combustible se muestra en la ilustración 4.

Ilustración 4: Celda de combustible



Fuente: (Ministerio de Energía, 2022)

A continuación, se detallarán las aplicaciones en materia de transporte (terrestre, marítimo y aéreo) para personas y carga.

4.2.1 Transporte de carga

El transporte de carga representa de un 45% a 50% de los costes logísticos de una compañía (Mora, 2014) por lo que, si se sustituyera el combustible, se debería encontrar las maneras de aminorar los costos para que así, la transición a un combustible verde sea del interés de la mayor cantidad de empresas posibles.

4.2.1.1 Grúas Horquilla (monta cargas)

Entre los ejemplos que destacan como puerta de entrada en las aplicaciones de H2 están las grúas horquillas, utilizadas en los centros de distribución y logística, que por lo demás cuentan con la ventaja de poder reconvertirse de baterías a celdas de combustible de H2 sin necesidad de comprar una nueva flota (Asociación chilena de hidrógeno, 2021). Por otro lado, se estima que existen más de 25.000 grúas horquilla operando en diversos lugares del mundo (International Energy Agency, 2019), lo que posiciona esta tecnología en la escala de madurez tecnológica con un 9, es decir, completamente comercial, debido a que se encuentra en operación en diferentes países en entornos reales hace más de 10 años. La empresa fabricante alemana de automóviles y motocicletas de alta gama BMW ha operado grúas horquillas desde el año 2010 y es uno de los usuarios más grandes del mundo de celdas de combustible en un solo sitio, BMW al igual que otras compañías que utilizan esta tecnología afirman que, la cantidad de tiempo que antes se destinaba a los cambios de batería (de grúas horquillas eléctricas), ahora se ha convertido en tiempo productivo, pues el tiempo de carga de una celda de combustible de una grúa horquilla es de aproximadamente 3 minutos con instalaciones dentro de la planta, comparado con una grúa horquilla a baterías eléctrica que se estima un

tiempo de cambio de baterías en 10 minutos. Por otro lado, una grua horquilla con celda de combustible ofrece una autonomía de 8 a 10 horas por carga de combustible, lo que ha generado que BMW en sus plantas recuperara más de 156 horas de pérdida de productividad durante sus tres turnos de operación, lo que significó un ahorro de 65 millones de dólares anuales (Vásquez & Salinas, 2018). Walmart y Coca Cola son otras grandes empresas que han incorporado esta tecnología a sus procesos.

4.2.1.2 Usos en minería

Los sitios mineros y de procesamiento de minerales son lugares ideales para la producción de hidrógeno, ya que los recursos (energía solar, electricidad, agua e infraestructura) y la demanda (camiones, almacenamiento de electricidad y combustibles) están en el mismo sitio (Vásquez & Salinas, 2018) lo que identifica a la industria de la minería como la más idónea para la implementación del hidrógeno verde en sus procesos y por lo demás, es mencionada en la estrategia nacional de hidrógeno.

En el ecosistema minero el hidrógeno tiene potencial para ser utilizado en fabricación de explosivos de bajas emisiones, movimiento de mineral (camiones de alto tonelaje y para minería subterránea), procesos metalúrgicos, generación eléctrica de respaldo, transporte de personal e insumos a la mina y exportación del mineral de forma sustentable (Asociación Chilena de hidrógeno, 2021).

En la actualidad, se está evaluando la incorporación del hidrógeno en esta industria, pero principalmente en camiones mineros de alto tonelaje (CAEX), estos equipos son utilizados para acarrear el material desde la mina hasta su procesamiento. Aunque estos camiones suelen ser impulsados por motores eléctricos, la electricidad es generada mediante la combustión de altas

cantidades de diésel, por lo que se busca reemplazar ese combustible por opciones como el H₂ (Asociación Chilena de hidrógeno, 2021).

Poseen un alto consumo de hidrógeno y al momento, existen dos alternativas para su desarrollo, estas son; la combustión dual que consiste en operar el camión con un motor de combustión interna con una mezcla de diésel con hidrógeno, de esta manera se puede sustituir un porcentaje de diésel (Asociación Chilena de hidrógeno, 2021) y por otro lado, las celdas de combustible que consiste en modificar el sistema de propulsión del CAEX usando un paquete de baterías y celdas de combustible que permite que el vehículo consuma el 100% H₂ como combustible. Esta sería la opción preferida tanto ambiental como económicamente a largo plazo (Asociación Chilena de hidrógeno, 2021).

4.2.2 Transporte de personas

En el caso del transporte de personas se puede dividir en transporte público, que por su parte comprende los transportes en medios tales como aviones, trenes o buses/micros y el transporte privado, tal como son los automóviles y motocicletas.

4.2.2.1 Automóviles

Dentro del mercado de Vehículos Eléctricos con Celdas de Combustible (FCEV), los vehículos de pasajeros han tenido más avances en el mercado y diversas empresas han apostado por este

tipo de tecnología para incluirlos en su oferta, podemos ver algunos de los avances en la ilustración 5.

Tabla 9: Vehículos comercializados en Estados Unidos

		Vehículos Comercializados en Estados Unidos														
		2022 Toyota Mirai LE			2022 Toyota Mirai Limited			Toyota Mirai XLE 2022			2022 Hyundai Nexo			2022 Hyundai Nexo Blue		
		Consumo Mixto	Ciudad	Carretera	Consumo Mixto	Ciudad	Carretera	Consumo Mixto	Ciudad	Carretera	Consumo Mixto	Ciudad	Carretera	Consumo Mixto	Ciudad	Carretera
Ahorro de combustible	Mi/Kg	115,942029	119,163	112,721	103,0595813	104,67	101,449	115,942029	119,2	112,721	90,17713366	93,398	85,3462	96,61835749	103,1	90,1771
Otras estimaciones	Rango (Km)	531,4009662			574,8792271			647,3429952			570,0483092			611,9162641		
Características del vehículo	Clase de vehículo	Compacto			Compacto			Compacto			Small SUV - 2WD			Small SUV - 2WD		
	Motor	AC Synchronous (134 kW)			AC Synchronous (134 kW)			AC Synchronous (134 kW)			Interior Permanent Magnet Synchronous (120 kW)			Interior Permanent Magnet Synchronous (120 kW)		
	Batería	Ion de litio 311 V			Ion de litio 311 V			Ion de litio 311 V			Ion de litio 240 V			Ion de litio 240 V		
	Disponibilidad	Distribuidores en California y Hawa			Distribuidores en California y Hawa			Distribuidores en California y Hawa			Solo California			Solo California		
	Valor comercial	No encontrado			66000 USD			49500 USD			62885 USD			59435 USD		

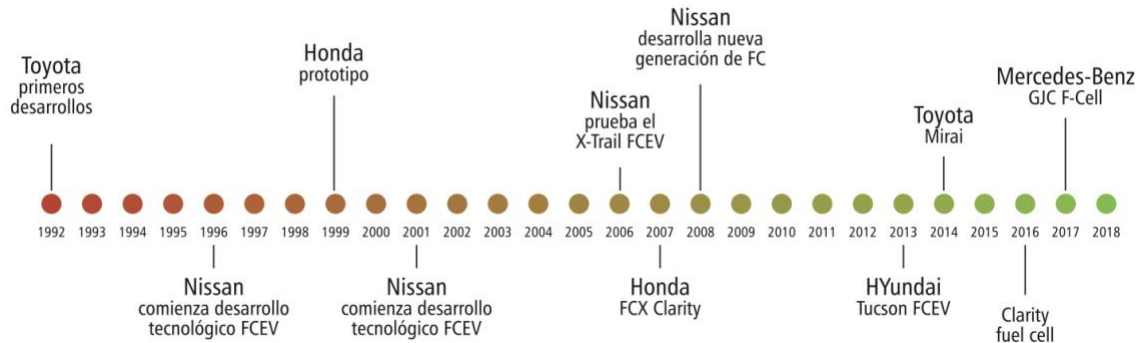
Fuente: Datos de Fueleconomy.gov (Fuel economy, 2022), elaboración propia.

Por otro lado, en la tabla 9 encontramos algunos modelos que son comercializados en Estados Unidos, algunas de sus especificaciones, las estimaciones de ahorro de combustible y sus precios comerciales.

Si hacemos una comparación entre un FCEV y un BEV (Vehículo Eléctrico a Baterías), encontramos ventajas y desventajas para cada uno y entre las que destacan a favor de un FCEV es el tiempo de carga, pues los BEV pueden llegar a demorar 8 horas en cargarse completamente, mientras que un FCEV suele durar 5 minutos aproximadamente. Por otro lado, los BEV mantienen la ventaja en costos, pues comprar un BEV tiene un valor menor que un FCEV, asimismo, mantienen mayor participación de mercado, considerando que en Chile aún

no se comercializan FCEV's, solo BEV, por lo que un desafío para los FCEV's sería disminuir sus costos para ser competitivos en el mercado.

Ilustración 5: Desarrollo de Vehículos con celdas de combustibles (FCEV) comerciales



Fuente: (Vásquez & Salinas, 2018)

4.2.2.2 Buses

En el caso de los buses de transporte público, que son considerados vehículos pesados y que por lo general deben recorrer largas distancias, enmarcan una excelente oportunidad para probar la implementación de las celdas de combustible de hidrógeno. Los buses con celdas de combustible a hidrógeno generalmente cuentan con una potencia entre 75 y 150 kW, una capacidad de almacenamiento de hidrógeno entre 1.000 – 1.300 kWh (31-56 kg H₂), además de ser complementados para mejorar la aceleración a través de almacenamiento en baterías de litio o níquel cadmio y/o supercondensadores, siendo el almacenamiento de este tipo entre un 2% y 3% de la energía almacenada en hidrógeno (Vásquez & Salinas, 2018).

En comparación con otras alternativas cero emisiones, los buses a pila de combustibles de hidrógeno son superiores en términos de rendimiento operativo: con rangos de 300-450 kilómetros, tiempos de repostaje inferiores a 10 minutos y sin requisitos de infraestructura en las rutas (Ammermann et al., 2015).



En el mundo, existen varios países que han desarrollado esta tecnología y han obtenido buenos resultados de su uso. Un ejemplo, es el proyecto desarrollado a nivel europeo denominado Clean Hydrogen (CHIC) en diversas ciudades europeas que fue desarrollado desde el año 2010 al 2016, con un presupuesto total de 81,8 millones de euros en donde se probaron un total de 54 autobuses de pila de combustible, además de estaciones de repostaje de hidrógeno. El proyecto demostró con éxito que esta tecnología puede ofrecer una solución funcional para que las ciudades descarbonicen sus flotas de transporte público, mejoren su calidad de aire y reduzcan sus niveles de ruido. Además demostró que los autobuses con celdas de combustible pueden operar con la misma flexibilidad que un autobús diésel sin comprometer la productividad del transporte público (Müller et al., 2016).

4.2.2.3 Camiones

Los camiones son un tipo de vehículo que se utiliza para transportar carga pesada, por lo que sus requerimientos energéticos suelen ser mucho mayores que las demás aplicaciones, por lo demás, deben recorrer largas distancias, lo que aumenta el factor de requerimiento energético. En general, los modelos de camiones eléctricos a hidrógeno están aún en fase piloto y no en el mercado como producción a gran escala. Algunos proyectos destacables son:

El proyecto Life’N Grah Hy! (abreviatura de “Liquidation of Full Emission and Noise by GARBage truck with Hydrogen”) logró implementar 2 camiones de recolección de basura que estuvieron en funcionamiento durante 26 meses en ciudades de Países Bajos y Alemania en su fase de prueba. Ambos camiones tenían una autonomía de operación de aproximadamente 400 km y los principales resultados de su operación arrojaron una reducción de 12.500 litros de diésel, una reducción del nivel de ruido operativo con 4Db[A] y un impacto positivo en las condiciones laborales de los operadores del camión de basura (Neis, 2021).

Por otro lado, la compañía Hyzon Motors desarrolla vehículos comerciales de cero emisiones y alimentados por hidrógeno con tecnología líder de pilas de combustible, ha creado 2 modelos de camiones de carga que ya son comercializados en algunas zonas de América del Norte, Europa, Australia y Asia. Las características técnicas de cada modelo se presentan en la tabla 10.

Tabla 10: Características técnicas de los modelos Hyzon clase 8 y Hyzon Hymax Series de la compañía Hyzon Motors.

Características	Hyzon Clase 8	Hyzon Hymax Series
Rango de conducción [Kms]	560-804	400
Potencia de la pila de combustible [Kw]	110	80
Hidrógeno a bordo [Kg]	30	50-70

Fuente: Datos de Hyzon Motors (Hyzon Motors, 2022), elaboración propia.

4.2.2.4 Aviones

La industria de la aeronáutica por su parte, ha realizado una serie de pruebas para la introducción del hidrógeno en sus operaciones, sin embargo, aún se encuentran en fase de pruebas. El 2008 un equipo de ingeniería de Boeing Research & Technology Europe en Madrid, España, ha demostrado por primera vez que el hombre puede volar en un avión propulsado por celdas de combustible usando hidrógeno, de forma limpia y silenciosa (Vásquez & Salinas, 2018). En esta prueba, el piloto ascendió a una altura sobre el nivel del mar de 1.000 pies, utilizando celdas de combustible de hidrógeno.

4.2.2.5 Trenes

Los trenes son utilizados alrededor del mundo generalmente para el transporte de personas, mercancías y animales de un lugar a otro. Actualmente, la mayoría de los trenes funcionan con diésel como combustible, lo que los hace altamente contaminantes. El hidrógeno por su parte

podría ser una alternativa para la eliminación gradual de los trenes diésel altamente contaminantes y ha sido probado en algunos proyectos en el mundo.

El primer tren sin emisiones y alimentado por hidrógeno en el mundo (Celdas de combustible de hidrógeno), se denominó “Coradia iLint” y fue presentado en 2016 en Berlín, Alemania por la compañía Alstom y solo dos años después, en 2018, el coradia iLint entró en servicio comercial en el mismo país y según los resultados demostrados, la compañía Alstom indicó que el tren tiene una autonomía de 1.000 kilómetros, equivalente a otros trenes diésel de tamaño similar (Alstom, 2020).

CAPITULO 5

DESARROLLO DE LA PROPUESTA

Como se ha mencionado en lo largo del presente documento, el hidrógeno ofrece la posibilidad de mitigar las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) provocadas por el uso de combustibles fósiles, que tanto daño le han hecho a la atmósfera de nuestro planeta y que ha traído graves consecuencias en materia ambiental de manera global, lo cual se ha visto reflejado a través de cambios climáticos preocupantes. Lo anterior mediante un hidrógeno creado a través de una producción limpia, es decir, utilizando energías renovables para su producción y al que se le denomina hidrógeno “verde”. Es así como variados gobiernos (incluido Chile) han logrado plasmar su interés por el uso y producción de hidrógeno verde mediante estrategias claras y apoyo a proyectos de innovación, investigación y desarrollo respecto al tema.

En el capítulo anterior, se hizo una revisión en cuanto a las posibilidades de producción, almacenamiento, transporte y las posibilidades uso del hidrógeno de manera general. Además de una revisión a la industria del transporte, las tecnologías utilizadas en la actualidad y los aportes que podría realizar el hidrógeno para reducir las emisiones de ese sector.

Sin embargo, en función del objetivo dispuesto para este trabajo, es decir, realizar una evaluación económica del uso del hidrógeno verde en la industria del transporte, se establecerá un orden que se describe a continuación:

1. Caracterización y análisis de la demanda actual por tipo de combustible fósil en Chile
2. Estimar la demanda de energía (combustibles) para la industria de transportes en un escenario sin hidrógeno con participación de combustibles sintéticos y vehículos eléctricos.

3. Estimar una demanda futura para el hidrógeno en la industria de los combustibles utilizados en transporte e incluir los resultados para la creación de un escenario con participación del hidrógeno en la matriz de combustibles.
4. Calcular el costo del hidrógeno mediante la fórmula LCOH.
5. Análisis de impacto del ingreso del hidrógeno y otras tecnologías a la matriz de combustible para las empresas distribuidoras, suponiendo un caso en donde las empresas no tomaran acciones de inversión para incluir el hidrógeno en su oferta de productos.
6. Identificar si el hidrógeno logra competir dentro de la matriz de combustibles.
7. Identificar las externalidades del uso del hidrógeno
8. Conclusiones

5.1 Caracterización de tipos de combustibles y su demanda en Chile

Los combustibles utilizados por la industria de transporte han desarrollado bastantes avances a lo largo de los años, actualmente en el mundo se utilizan diversos combustibles que permiten el funcionamiento de aplicaciones de transporte, tales como la gasolina (de octanajes 93, 95 y 97), el petróleo diésel, el gas licuado del petróleo, el gas natural, el bio-diésel, el etanol, la electricidad y el hidrógeno.

En mayor medida, el combustible utilizado en Chile es a partir de derivados del petróleo y si bien nuestro país posee yacimientos petrolíferos concentrados principalmente en la cuenca de Magallanes, estos no logran cubrir los requerimientos energéticos fósiles demandados, pues los recursos en suelo chileno son marginales. Debido a esto, la mayor parte se importa desde otros países. Según datos de la Comisión Nacional de Energía (CNE) durante el año 2021 se importó un total de 9.358.693 m³ de crudo desde diversos países exportadores, en donde un 50% fue importado desde Brasil, un 20% desde Ecuador, un 12% desde Angola, un 10% desde Estados Unidos, entre otras naciones. Mientras que, la producción nacional de petróleo crudo fue de 102.874 m³ en suelo chileno.

La entidad encargada de la exploración, producción, refinación y comercialización de hidrocarburos y sus derivados en Chile, es la Empresa Nacional del Petróleo (ENAP) que fue creada en Junio de 1950 por la ley N° 9.618. Durante el año 2021, ENAP procesó un total de 9.244.340 m³ de petróleo crudo, datos que son ilustrados en la tabla 11.

Tabla 11: Extracción e Importación de Petróleo crudo

REFINERIA	PETROLEO CRUDO		
	Nacional	Importado	Total
Aconcagua		3.970.234	3.970.234
Bío-Bío	19.886	5.057.150	5.077.036
Gregorio	130.896	66.176	197.071
TOTAL	150.781	9.093.559	9.244.340

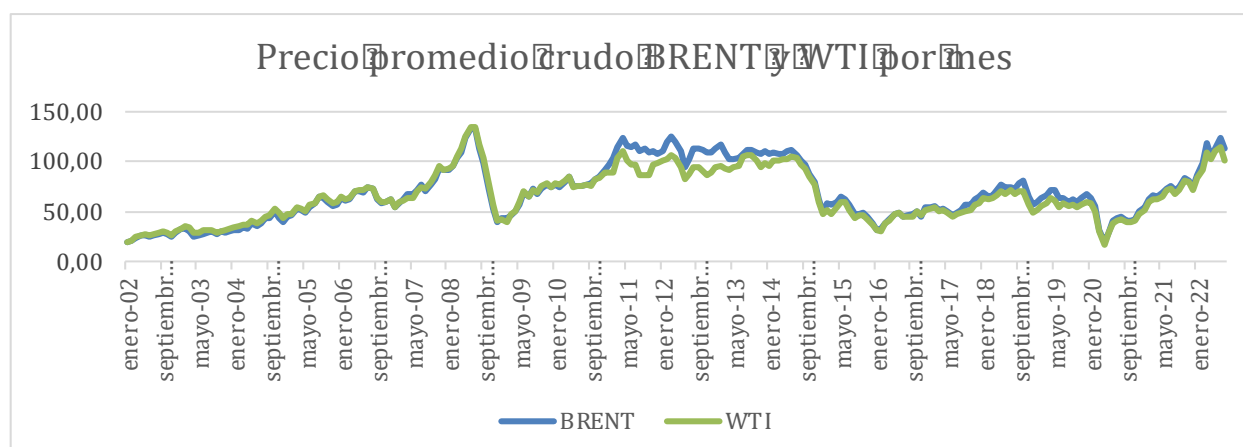
Datos en metros cúbicos (m³) durante el año 2021 según refinería de ENAP.

Fuente: Informe estadístico de combustibles CNE

Luego del proceso de refinación, ENAP es la entidad encargada de vender a distribuidores mayoristas tales como Copec, Shell Chile, Petrobras e YPF y también a distribuidores minoristas, que son los encargados de comercializar el combustible a los consumidores finales.

Si bien, una de las mayores razones para sustituir los combustibles derivados del petróleo es por la gran cantidad de emisiones de gases de efecto invernadero que producen, una variable que también ha motivado a las autoridades chilenas a incorporar nuevas tecnologías es la alta dependencia que existe de otros países con respecto a la importación de petróleo crudo, asimismo, los precios del crudo están en constante cambio y durante los últimos años, han tenido variaciones al alza que perjudican la economía del país. Las variaciones en los precios se muestran en el gráfico 17, en donde se destaca que durante el año 2008 se registró el precio por barril más alto históricamente para el crudo brent y el crudo WTI que rodeó los 132 US\$/bbl, lo que en los últimos años (2020-2022) se ha replicado, pues el precio del crudo ha tenido variaciones al alza que han perjudicado el precio que finalmente pagan los consumidores.

Gráfico 17: Precio promedio mensual en dólares por barril (US\$/bbl) del petróleo crudo BRENTE y WTI



Datos desde enero del año 2002 a julio del 2022.

Fuente: Elaboración propia, datos extraídos de las estadísticas de la comisión nacional de energía (CNE)

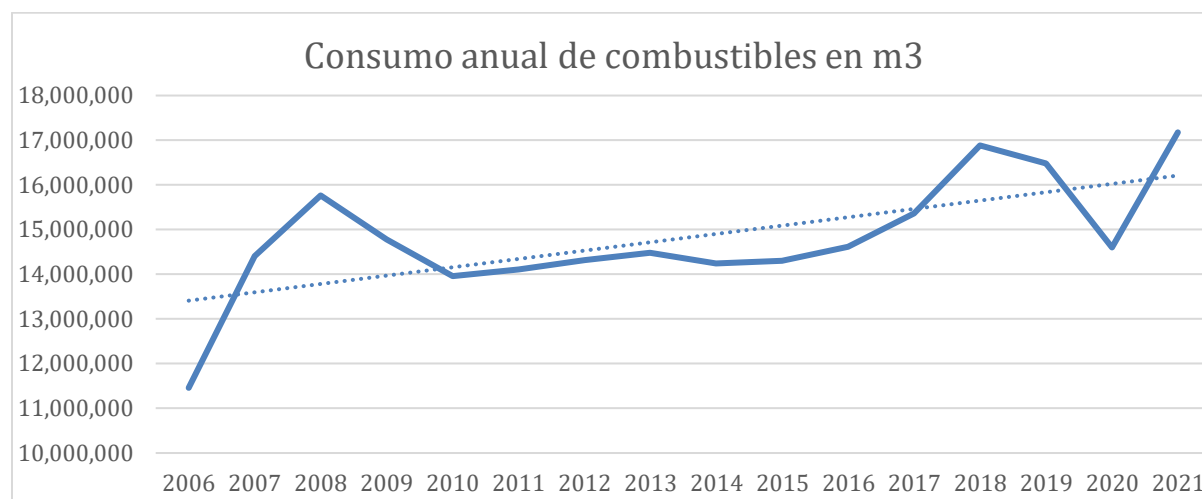
En Chile, los precios a consumidores de los combustibles líquidos dependen de variados factores, estos son: el precio en refinería de ENAP, el fondo de estabilización del petróleo (FEEP), el Impuesto específico al combustible, el impuesto al valor agregado (IVA) y el margen de comercialización del combustible que se ve reflejado en el precio final (que pagan los consumidores finales).

Asimismo, el precio que un distribuidor mayorista paga en Santiago está compuesto, aproximadamente en un 46,5% por el precio en refinería que es el componente que más varía; en 10,1%, por el impuesto al valor agregado (cuyo monto varía, aunque la tasa esté fija); en 36,8%, por el impuesto específico; en 5,6%, por el fondo de estabilización del precio; y en 0,8% por transporte (Balmaceda & Soruco, 2006).

En cuanto al consumo de combustibles fósiles en Chile ha mantenido una tendencia al alza desde la masificación del transporte, sin embargo, se registraron disminuciones en el consumo por combustibles durante el año 2020, que es explicado principalmente por las

restricciones de movilidad impuestas por las autoridades sanitarias frente a la crisis provocada por el covid-19. No obstante, durante el año 2021 se estabiliza en cierta medida en relación a los años pre-pandémicos, lo anterior se refleja en el gráfico 18.

Gráfico 18: Consumo de combustibles derivados del petróleo por cantidad de m³ vendidos por distribuidores mayoristas durante los años 2006 al 2021.



Se unieron en una sola curva los diversos grupos de combustibles, estos son: aviación, doméstico, gasolina, petróleo combustible y petróleo diésel.

Fuente: Elaboración propia, datos de la Comisión Nacional de Energía.

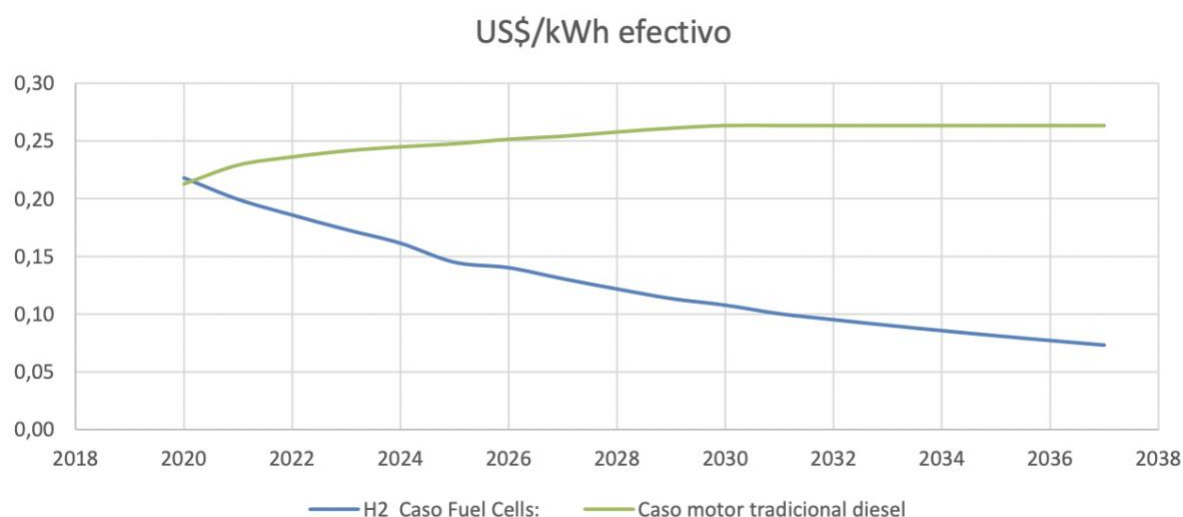
El crudo de petróleo puede ser transformado en diferentes combustibles que luego son utilizados en variadas aplicaciones y resultan ser un producto homogéneo, pues no varía según quién lo comercialice.

En cuanto a la Elasticidad precio de la demanda de los combustibles en Chile, según un estudio realizado por Mario Carrasco es de -0,23 considerando las gasolinas y el petróleo conjuntamente (Carrasco, 2021), es decir, corresponde a una elasticidad precio de la demanda del tipo inelástica, esto significa que, si el precio aumenta, la cantidad de combustible demandado disminuye un porcentaje menor que lo que aumenta el precio. Por otro lado, el

estudio realizado por Carrasco demostró que existen diferencias notables en cuanto a las elasticidades precio para las gasolinas y para el petróleo y explica que esto puede ser producto de la diferenciación de los mercados, debido a que las gasolinas están relacionadas con un mercado predominantemente compuesto por personas naturales que consumen gasolina con sus automóviles para trasladarse de un lugar a otro, mientras que en el mercado del petróleo se encuentran las empresas tanto de transporte o plantas de producción que requieren petróleo para funcionar, así se esperaría que una persona natural cuenta con más opciones para trasladarse en caso de subir el precio de la gasolina como lo es el transporte público, un camión o un bus está obligado a consumir petróleo pues es su fuente de trabajo poder trasladarse en él (Carrasco, 2021).

Es importante considerar también que por la baja eficiencia de los motores de combustión interna y el alto costo del diésel, se puede esperar un reemplazo de motores de diésel por motores eléctricos con celdas de combustible en los próximos años (Hartmann & Martinez, 2019). En el gráfico 19, se muestra la proyección de costos por kWh para las celdas de combustible de Hidrógeno y un motor tradicional de diésel, en donde se ve una clara baja en los costes de una celda de combustible de H_2 , contrario de lo que sucede con un motor de diésel. Esto se explica en parte por la eficiencia de la conversión de hidrógeno a energía eléctrica con celdas de combustible, que en la actualidad llega al 60% y se puede esperar una eficiencia de hasta 70% al 2030 a diferencia de los motores diésel, que no superan el 30% (Hartmann & Martinez, 2019).

Gráfico 19: Proyección de costos por kWh efectivos por tipo de tecnología



Fuente: (Hartmann & Martinez, 2019)

Por otra parte, durante la última década han ingresado nuevas tecnologías al sector del transporte, tales como los vehículos eléctricos, que han ganado bastante participación en el mercado, la estrategia nacional de electromovilidad publicada por el ministerio de energía indica que a Agosto del 2021, existen 1.349 vehículos livianos y medianos eléctricos (BEV y PHEV), 12 camiones eléctricos y 840 buses eléctricos, que en su mayoría corresponden a buses del sistema de transporte público RED en la región metropolitana. Desde diciembre del 2017, la cantidad de vehículos eléctricos se ha multiplicado por 9,2. Desde el punto de vista del desarrollo de la infraestructura de carga a agosto de 2021, Chile cuenta con un total de 818 cargadores, tanto de acceso público como privado, electroterminales y centros de carga de transporte público, donde suman en total una potencia instalada de 45,7 MW. Específicamente existen 297 cargadores de acceso público, en donde predomina la cantidad de cargadores instalados en las Regiones Metropolitana, de Valparaíso y del Biobío. En este momento Chile cuenta con una cobertura de cargadores de acceso público en 92 comunas, destacando que hay

al menos 1 cargador público en cada región de nuestro país (Ministerio de energía, 2021). Lo que indica que esta es una tecnología bastante madura y en constante avance.

Cabe destacar también que la Unión Europea, a través de la normativa Euro 7 pretende eliminar por completo la venta de vehículos contaminantes, esto quiere decir que se pretende electrificar en un 100% el parque automotriz al año 2035, de manera paulatina desde el año 2025. Sin embargo, el 3 de marzo del año 2023, la Unión Europea retrasó la ratificación del acuerdo debido a una petición de su país miembro: Alemania, por lo que esta normativa sigue aún en etapa de evaluación, pues nuevos países se unieron a Alemania para elaborar un nuevo borrador de la normativa y de esta manera, aplazar la puesta en marcha, debido a los impactos que esta normativa puede tener en la industria automovilística, que afectaría directamente al parque automovilístico de la comunidad europea, pero también de manera indirecta al resto del mundo. La propuesta de Alemania (y otros países) es que exista la posibilidad de utilizar combustibles sintéticos (e-fuels) en automóviles con motores a combustión más allá de 2035, sin embargo, esta propuesta está aún en etapa de desarrollo.

Es importante recalcar que, cuando se menciona que se quiere electrificar el parque automotriz, se refiere a la prohibición de comercializar vehículos que funcionen con combustibles fósiles, es decir, vehículos que caen en la categoría de eléctricos, que se pueden ser clasificados en 3 tipos principales de tecnologías: eléctricos a batería, eléctricos híbridos enchufables y eléctricos con celdas de combustible de hidrógeno, en los tres casos se utiliza un motor eléctrico que proporciona movimiento al vehículo utilizando electricidad como fuente de energía.

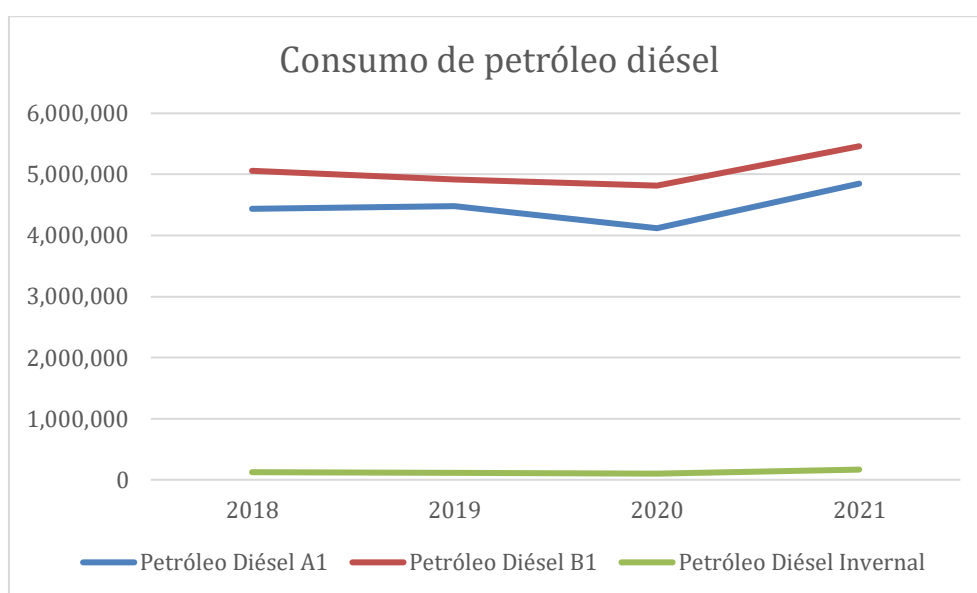
A continuación, se realizará un análisis por tipo de combustible y tecnologías disponibles para su uso en la industria del transporte, es decir, petróleo diésel, gasolinas, e-fuels y baterías para autos eléctricos, para así entender y tener un panorama general de lo que sucede con cada uno de ellos.



5.1.1 Petróleo Diésel

Se identificó que el Petróleo diésel compone un 61% del consumo de combustibles fósiles en Chile y es altamente utilizado en el transporte de personas y carga en vehículos motorizados y se divide en 3 tipos de petróleo, estos son, petróleo diésel A1, petróleo Diésel B1 y Petróleo Diésel Invernal. La demanda de los 3 tipos de petróleo se ilustra en el gráfico 20.

Gráfico 20: Consumo nacional de petróleo diésel según tipo y metros cúbicos (m³) desde el año 2018 al 2021.



Fuente: Elaboración propia, datos de la CNE.

El petróleo diésel grado B1 es el más consumido entre los tres tipos, y representa un 46% sobre el total de consumo en la categoría general del petróleo diésel, donde la región de Antofagasta es la ciudad que consume anualmente mayor cantidad de este octanaje, obteniendo un 35% de participación en el año 2021 (el total considerando solo el diésel grado B1). Mientras que la Región Metropolitana no utiliza este octanaje de combustible.

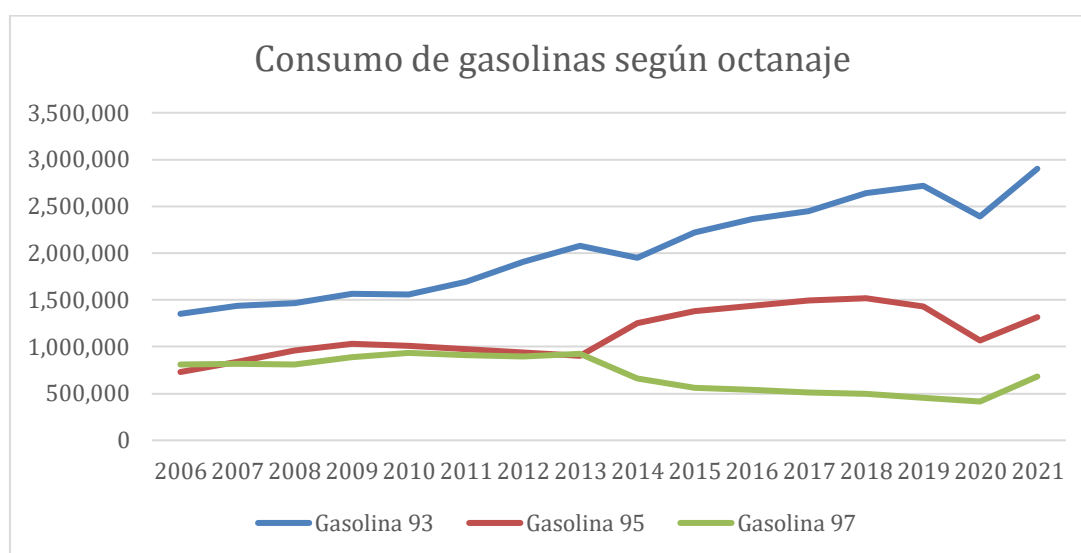
El petróleo diésel grado A1 por su parte, representa un 46% del total de la categoría petróleo diésel y es mayormente consumido en la Región Metropolitana que abarca un 39% del total consumido en el año 2021 de este octanaje y es utilizado en menor medida por el resto de las regiones del país.

El petróleo tipo invernal es utilizado en menor medida en relación con los anteriores (grado A1 y B1), ya que solo se usa en 7 regiones del país, desde la zona norte hasta la zona central en la Región del Libertador Bernardo O'Higgins y representa menos de un 2% del total en la categoría petróleo diésel utilizado en el país. Durante el 2021 la región que más utilizó este tipo de petróleo diésel fue la Región de Atacama, obteniendo un 32% de participación, seguido de la Región Metropolitana, quien obtuvo un 25% de participación durante ese año.

5.1.2 Gasolinas

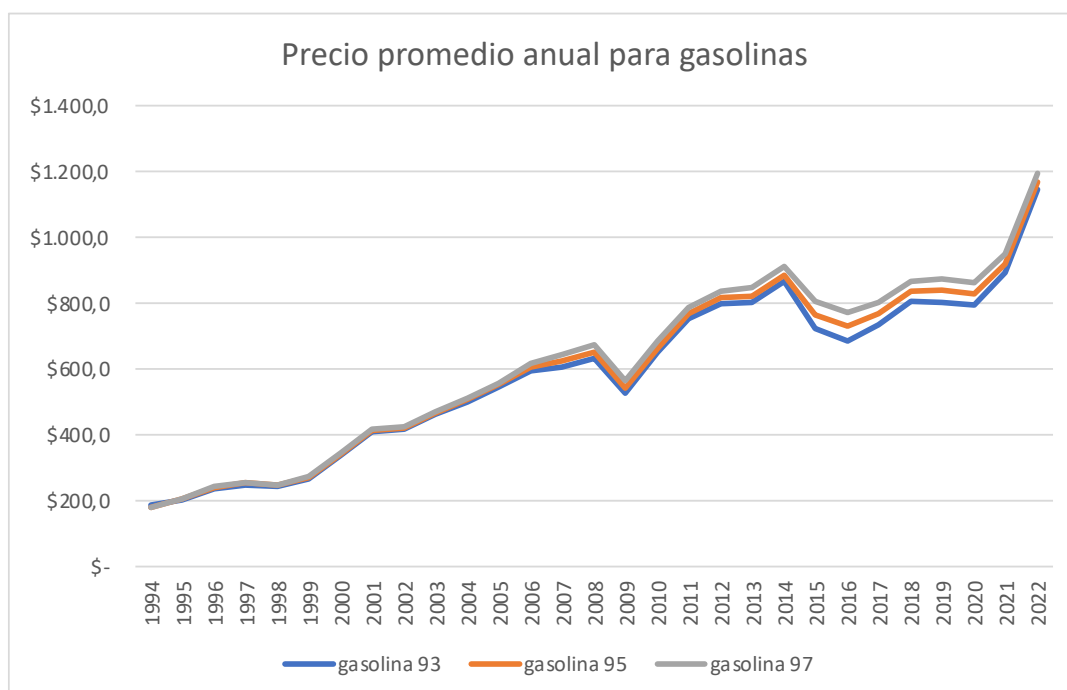
La gasolina o también conocida como bencina comprende el 28,5% del total de combustibles fósiles líquidos demandados en las distribuidoras mayoristas y se divide en 3 tipos según su octanaje, estos son de menor a mayor octanaje: gasolina 93, gasolina 95 y gasolina 97.

Gráfico 21: Consumo de gasolinas según octanaje (gasolina 93, gasolina 95 y gasolina 97) desde el año 2006 al 2021 en metros cúbicos (m³).



Fuente: Elaboración propia, datos de la CNE.

Gráfico 22: Precio promedio anual para las gasolinas (93,95 y 97) en peso chileno (CLP)



Fuente: Datos de la CNE, elaboración propia

La gasolina 93 es la más utilizada y comprende un 59,2% de participación en el total de gasolinas, asimismo, la Región Metropolitana es la región que utiliza en mayor cantidad este octanaje, pues su porcentaje de participación llegó a un 44% en el 2021. Cabe destacar también que la gasolina de 93 octanos es la más barata históricamente tal como lo muestra el gráfico 22, lo que también podría explicar su mayor demanda.

La gasolina 95 alcanzó un 26,9% de la participación en el grupo de gasolinas en el año 2021, donde la región metropolitana aportó un 45% del total de participación.

La gasolina 97 comprendió un 13,9% del total de gasolinas, su baja participación puede explicarse debido a que entre el grupo de gasolinas es la que mantiene el mayor valor históricamente, sin embargo, es la que se relaciona a una mejor calidad para los motores que la utilizan. La región metropolitana es la región que más utiliza este octanaje de gasolina, abarcando un 32% de participación de este octanaje durante el año 2021.

Cabe destacar que los combustibles sufrieron caídas considerables en sus demandas provocado por las restricciones de movilidad impuestas por las autoridades sanitarias durante el desarrollo de la pandemia por Covid-19.



5.1.3 E-fuels

Los e-fuels son un tipo de carburante líquido, que se asemeja a los que hoy conocemos, tales como la gasolina o el petróleo. La gran diferencia está en su producción, debido a que los e-fuels se producen a través de un proceso químico a partir del Hidrógeno (H_2) y Dióxido de carbono (CO_2) capturado de la atmósfera, además, utiliza energías renovables (solar o eólica) para su fabricación, por lo que el resultado de su elaboración es 100% amigable con el medio ambiente, pues su único residuo es oxígeno (O_2).

La gran ventaja del combustible sintético es que puede utilizarse en los motores de combustión actuales y no requiere de nuevas tecnologías para su distribución o almacenamiento. Esto quiere decir que, los componentes mecánicos de los automóviles que utilizamos en la actualidad no presentan ningún problema con el uso de estos combustibles sintéticos y son perfectamente compatibles. De esta manera, los e-fuels prometen ser la solución para el problema de la electrificación del parque vehicular, pues genera un espacio de tiempo más amplio para la transición, tal como solicitan países adherentes a Alemania en el cambio de la normativa Euro 7 que se está discutiendo en la comunidad europea.

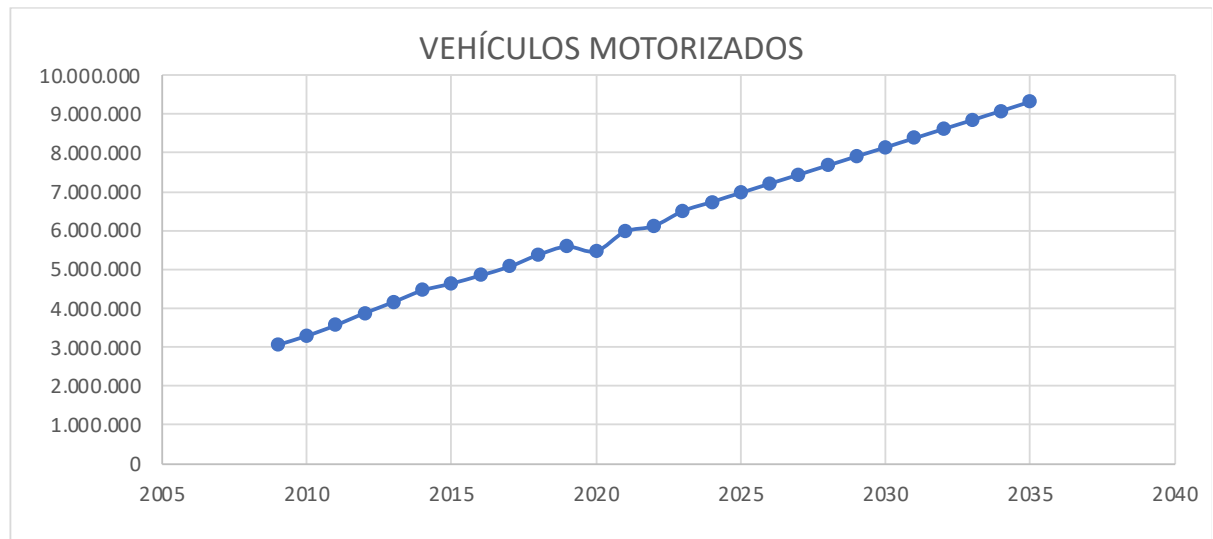
Ahora bien, a pesar de tener una fabricación que no emite gases de efecto invernadero, existe la desventaja en los e-fuels que cuando se queman en un motor de combustión interna, la e-gasolina y el e-diésel emiten por el tubo de escape exactamente las mismas emisiones de CO_2 que sus respectivos combustibles convencionales, ya que tienen la misma composición química (Bravo Villa & OceanCare, 2023). Por lo que su uso a largo plazo tampoco es viable, sin embargo, puede funcionar perfectamente como un complemento mientras se transita a la electrificación del 100% del parque automotriz en un futuro.

En la actualidad existen 6.126.980 vehículos circulando en Chile al año 2022 según datos proporcionados por el INE y la tendencia indica que al año 2035 existirá un aumento de más del 50% respecto a la actualidad, según indica el gráfico 23. Lo importante a destacar al



respecto, es que esa cantidad de vehículos seguirán necesitando combustible, ya sea de origen fósil o un sustituto, como los son los e-fuels.

Gráfico 23: Vehículos Motorizados, situación al año 2035



Fuente: Elaboración propia

Existe solo una planta de producción de e-fuels en el mundo, dirigida por la empresa “Highly Innovative Fuels” y se ubica en Chile, específicamente en Punta Arenas, Región de Magallanes. La planta denominada “Haru Oni” inició sus operaciones en abril del 2023 y se categoriza como el mayor proveedor industrial de combustible sintético del mundo, sin embargo, toda su producción durante 25 años será vendida a la empresa alemana “Porsche”, quien apuesta por demostrar que el combustible del motor funciona sin causar daños.

Se estima que en Chile, este tipo de combustible se utilizará en un futuro próximo y que en el mundo se masifique durante los años siguientes, gracias a las inversiones que están realizando empresas como Porsche.

Es importante destacar que el hidrógeno no pertenece a los e-fuels, sin embargo, se requiere de hidrógeno para la elaboración de combustibles sintéticos.

5.1.4 Baterías para autos eléctricos

Los autos eléctricos han tomado cada vez más protagonismo en la industria del transporte, ya que sus emisiones a la atmósfera (en la mayoría de los casos) son cero, gracias a su tecnología que funciona mediante pilas recargables. Actualmente en el mercado nacional se comercializan 4 tipos de vehículos eléctricos, 3 de ellos cuentan con tecnología híbrida y se clasifican en:

- Vehículo Microhíbrido (MHEV): Combina un motor a combustión con un pequeño motor eléctrico, que asiste a la conducción en momentos puntuales y sirve también como motor de arranque.
- Vehículo Híbrido Convencional (HEV): Posee un motor principal a combustión y una batería y un motor eléctrico que sirven de apoyo en diversas situaciones.
- Vehículo Híbrido Enchufable (PHEV): vehículo que combina un motor de combustión con un motor eléctrico y baterías de mayor capacidad, que se recargan enchufando el vehículo a la red eléctrica.
- Vehículo Eléctrico (EV): Vehículos que solo funcionan con baterías y se recargan conectándolos a la red eléctrica.

Respecto a las baterías, existen bastantes avances tecnológicos en el área y dentro de las baterías que se utilizan en la actualidad se encuentran las siguientes:

- Baterías de plomo Ácido: Es la tecnología con mayor desarrollo y avance, además, es de bajo costo en relación con su duración, además los costos de mantenimiento también son bajos. Sin embargo, su desventaja es que posee una baja densidad de energía.
- Baterías de Níquel-Cadmio (NiCd): Su gran atributo es que requiere mantenimientos con menor frecuencia y su duración es mayor con respecto a las baterías de plomo ácido. Sin embargo, posee un alto costo de inversión y si las baterías no se descargan completamente previo a su carga, pierden su capacidad.

- **Baterías de Sulfuro de Sodio:** Posee una alta densidad de energía y tiene ciclos largos de descarga. Además, tiene una larga vida útil. Sin embargo, posee grandes costos de implementación y también de mantenimiento.
- **Baterías de Litio:** Poseen un menor tamaño y peso en relación con las demás baterías, además, posee una alta densidad de energía y una gran capacidad de carga-descarga. Sin embargo, es intolerante a temperaturas altas, lo que lo hace peligroso.
- **Baterías de Flujo Redox:** Posee una gran vida útil y una baja tasa de mantenimiento. Sus desventajas están asociadas a que posee un diseño complicado y baja densidad de energía.

Las características técnicas para cada batería se encuentra en la tabla 12 a continuación.

Tabla 12: Características técnicas de baterías para vehículos eléctricos

Baterías	Vida útil [ciclos]	Densidad de energía [Wh/kg]	Eficiencia	vida util [años]	tasa de autodescarga [%/h]
Plomo-ácido	500-1000	30-50	75-80%	5 a 10	3.33 e-3
Níquel-Cadmio	3500	50-75		10 a 20	2.78 e-3
Sulfuro de Sodio	3000		75-100%	10 a 15	
Litio	3500	75-125	78%	2 a 5	2.87e-3
Flujo-Redox	2000	75-85	70-75%	5 a 10	

Fuente: Elaboración propia, datos de (Peña, 2011)

Es importante destacar que en el caso de las baterías de litio, Chile juega un rol fundamental. En la actualidad las reservas de litio y las operaciones de extracción están altamente concentradas en unos pocos países, siendo Chile el que posee una de las principales reservas, siendo el Salar de Atacama el yacimiento en operación a partir de salmueras continentales más grande a nivel mundial (Gobierno de Chile, 2023).

Por otro lado, en el año 2022 se registró en Chile el mayor récord en inscripciones de vehículos eléctricos, se contabilizaron 6.904 unidades inscritas, lo que significa un incremento de 106,2% de incremento respecto al año 2021. A pesar del desempeño histórico alzando, las cifras de ventas de estos segmentos solo representan el 1,6% del mercado automotor nacional. (Asociación Nacional Automotriz de Chile A.G, 2022)

5.2 Estimación de la demanda de combustibles, escenario sin hidrógeno

Como primer paso para entender cuanto es el aplazamiento o captura de demanda de combustibles fósiles por uso de hidrógeno verde como combustible para la industria del transporte, se proyectó el consumo de la gasolina y el petróleo diésel en un escenario sin hidrógeno suponiendo un consumo lineal, a través de dos modelos de regresiones simples, uno para el año 2030 y otro para el año 2050 utilizando como base de datos la información entregada por la Comisión Nacional de Energía que mide el combustible (gasolina y petróleo diésel) consumido en Chile durante los años 2006 al 2021(histórica). También se asumirá el ingreso de otras tecnologías tales como los e-fuels y los vehículos eléctricos. En el caso de los e-fuels se estima su ingreso a la matriz de combustibles para el año 2035, asumiendo que durante los años que restan, se construirán nuevas plantas de producción de combustibles sintéticos que permitan desplazar la demanda de combustibles fósiles hacia los e-fuels con un aumento gradual anual de un 5% desde los años 2035 al 2046 y de un 10% desde los años 2047 al 2050, donde finalmente se asume la eliminación de los combustibles fósiles.

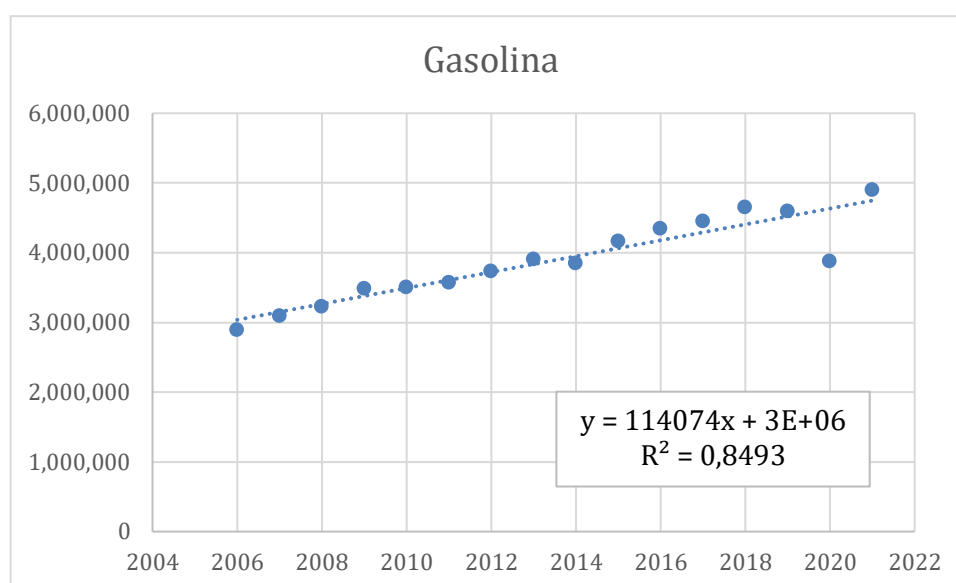
Por otro lado, se estima un crecimiento de un 4% anual en el parque automotriz, esto según una proyección realizada en base a la cantidad de permisos de circulación otorgado por las municipalidades del país desde el año 2013 al 2022 con datos del INE. Asimismo, debido al ingreso de los e-fuels a la matriz de combustibles, se asume que se seguirán comercializando vehículos a combustión interna hasta el año 2050.

De esta manera, se asume que la matriz de combustibles que conocemos actualmente sería desplazada en un 100% por los autos eléctricos a batería, pues utilizar combustibles sintéticos (con la tecnología actual) no es concordante con el objetivo de convertirse en un país cero emisiones, por lo demás, las regulaciones internacionales están poniendo cada vez más

presión para que esto suceda y por ende, en un escenario donde el hidrógeno no existe, la solución (actual) son los vehículos eléctricos para un futuro.

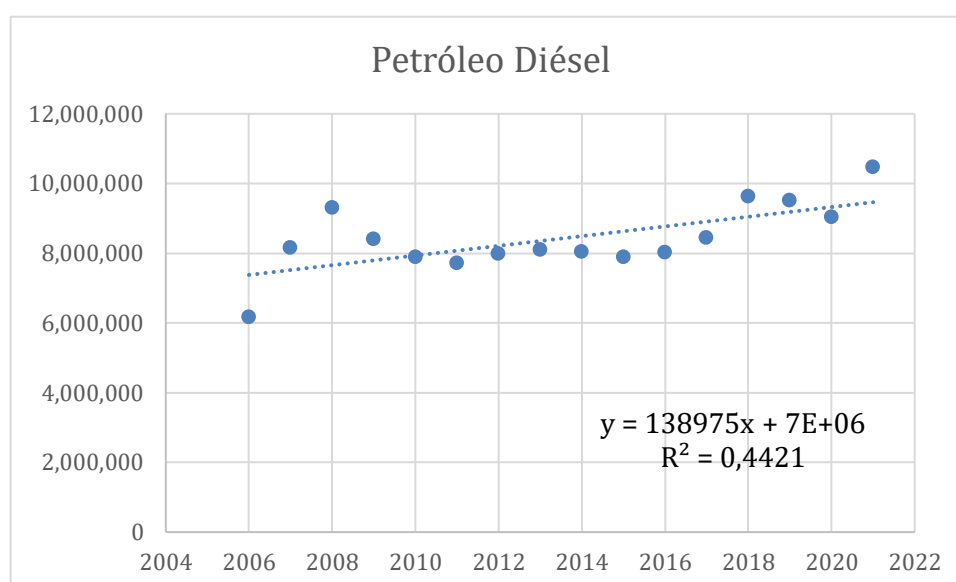
En primer lugar, para tener una idea del comportamiento del consumo de ambos combustibles (gasolina y diésel), y así tener una base de estudio, se elaboró un gráfico de dispersión para cada uno, en donde se obtuvieron las respectivas líneas de tendencia y ecuaciones de la recta. Considerando como variable independiente (X) el periodo de estudio, es decir los años y como variable dependiente (Y) el volumen en m³ de combustible. En el gráfico 23 encontramos la línea de tendencia que permitió extraer el modelo utilizado para las gasolinas que está dado por la ecuación de la recta $Y = 114074X + 3000000$ en el que se determinó un coeficiente de determinación (R^2) igual a 0,8493, es decir que la cantidad de gasolina en m³ es explicada en un 84,93% por el año en esta regresión lineal simple. Asimismo, en el gráfico 24 encontramos la línea de tendencia que explica el comportamiento del consumo de petróleo diésel en Chile, que contiene la ecuación de la recta $Y = 138975X + 7000000$, con un coeficiente de determinación (R^2) igual a 0,4421, lo que significa que la cantidad de petróleo en m³ es explicado en un 44,21% por la variable independiente (X), es decir, el año.

Gráfico 24: Comportamiento del consumo de gasolina



Fuente: Datos de la CNE, elaboración propia

Gráfico 25: Comportamiento del consumo de petróleo diésel



Fuente: Datos de la CNE, elaboración propia

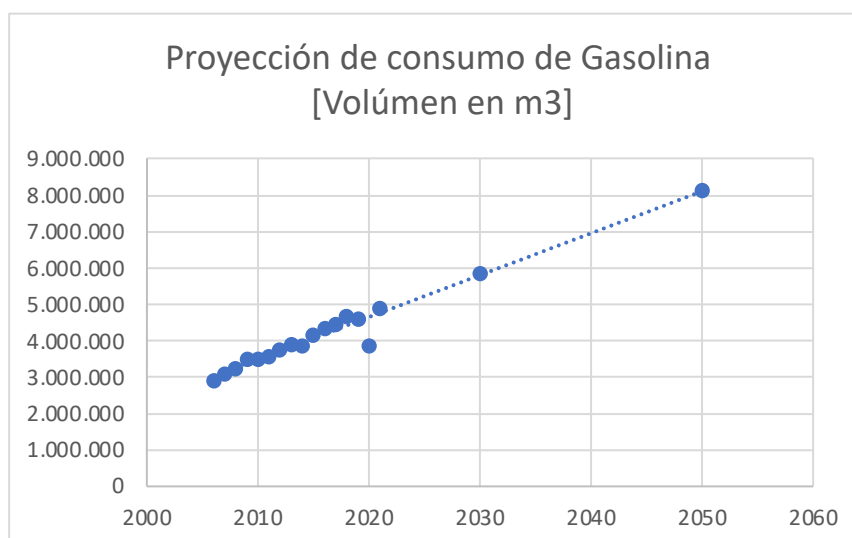
Con lo anterior, los resultados de la proyección en el escenario sin hidrógeno como combustible para las gasolinas es de 5.851.850 m³ para el año 2030 y 8.133.330 m³ para el año 2050, en el caso del petróleo diésel, se estima que para el año 2030 se consumirá un total de 10.474.375 m³ y 13.253.875 para el año 2050. Lo anterior se detalla en la tabla 13 y en los gráficos 26 y 27 podemos encontrar los escenarios propuestos para ambos grupos de combustibles.

Tabla 13: Proyección gasolinas y petróleo diésel para los años 2030 y 2050, escenario sin hidrógeno como combustible

Año / tipo de combustible	Gasolina Volúmen en m3	Petróleo diésel Volúmen en m3
2030	5.851.850	10.474.375
2050	8.133.330	13.253.875

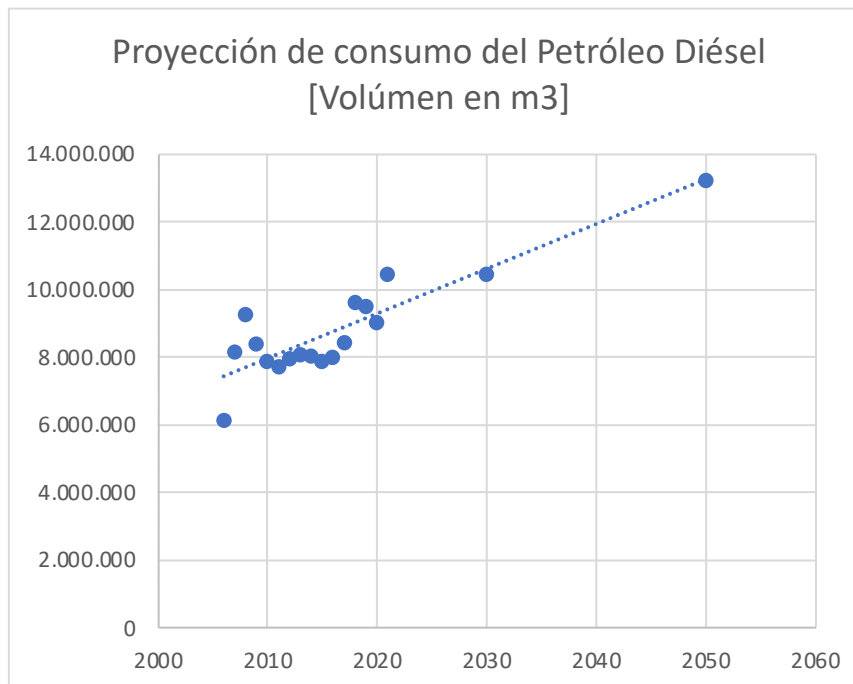
Fuente: Elaboración propia.

Gráfico 26: Proyección de consumo de gasolina escenario sin hidrógeno



Fuente: elaboración propia

Gráfico 27: Proyección de consumo de petróleo diésel escenario sin hidrógeno



Fuente: Elaboración propia.

Ahora, mediante la utilización de equivalencias se transformará el volumen de combustible en metros cúbicos [m³] proyectado a TWh, mediante la ecuación 01 para en primer lugar transformar el volumen de combustible de metros cúbicos [m³] a litros[L], para ambos grupos de combustibles, es decir, gasolina y petróleo diésel. Luego, mediante la relación 02, 03 se transformarán los litros de cada grupo de combustible respectivamente en kWh y finalmente, se utilizará la relación de la ecuación 04 para obtener la energía demandada proyectada en TWh en un escenario sin participación del hidrógeno.

$$1000 [L] = 1 [m^3] \quad \text{Ecuación 01}$$

$$1 [L] \text{ de petróleo diésel} = 10,96 [kWh] \quad \text{Ecuación 02}$$

$$1 [L] \text{ de gasolina} = 9,61 [kWh] \quad \text{Ecuación 03}$$

$$1[\text{TWh}] = 10^9 \text{ kWh}$$

Ecuación 04

Utilizando las relaciones antes propuestas, la demanda proyectada para los años 2030 y 2050 para las gasolinas y el petróleo diésel quedan según la tabla 14, es decir, en el caso de las gasolinas se estima que se demandarán 56 TWh de energía para el año 2030 y 78 TWh de energía para el año 2050, de la misma manera para el petróleo diésel se estima que se demandarán 115 TWh de energía para el año 2030 y 145 TWh para el año 2050. Es decir que, para el año 2030 se estima que se demandarán 172 TWh de energía y para el año 2050 un total de 223 TWh de energía.

Tabla 14: Demanda proyectada de energía por tipo de combustible para los años 2030 y 2050 en un escenario sin hidrógeno

Año / tipo de combustible	Gasolina TWh	Petróleo diésel TWh
2030	56	115
2050	78	145

Fuente: Elaboración propia

A continuación, se calculará la participación de los e-fuels en la matriz de combustible, según las estimaciones antes mencionadas donde se asume el ingreso de los e-fuels en la matriz de combustibles en el año 2035 con un 5% de aumento anual en base a las proyecciones de demanda realizadas anteriormente.

En la tabla 15, se puede apreciar el cambio que existirá en la matriz de combustibles, trasladando todo su uso a los combustibles sintéticos (e-fuels), es decir, para el año 2050 los 8.133.330[M3] de gasolina y los 13.253.875 [M3] de diésel que podían proyectarse según su consumo histórico, se trasladaría completamente a una producción más limpia y de esta manera, reducir al menos la cantidad de emisiones que se generan en la producción de combustibles. Cabe destacar que los E-fuels poseen una tasa de contaminación durante su uso,



sin embargo, es significativamente menor a la que genera la producción y uso de un combustible fósil.

Tabla 15: E-fuels en un escenario sin hidrógeno

	E-fuels		Combustibles fósiles	
Año	E-gasolina [M3]	E- diésel [M3]	Gasolina efectiva [M3]	Diésel efectivo [M3]
2035	642.222	1.116.925	5.779.998	10.052.325
2036	980.444	1.696.234	5.555.850	9.611.991
2037	1.330.074	2.289.440	5.320.294	9.157.760
2038	1.691.111	2.896.544	5.073.332	8.689.631
2039	2.063.555	3.517.545	4.814.961	8.207.605
2040	2.447.407	4.152.444	4.545.184	7.711.681
2041	2.842.666	4.801.240	4.263.998	7.201.860
2042	3.249.332	5.463.934	3.971.406	6.678.141
2043	3.667.406	6.140.525	3.667.406	6.140.525
2044	4.096.887	6.831.014	3.351.999	5.589.011
2045	4.537.776	7.535.400	3.025.184	5.023.600
2046	4.990.072	8.253.684	2.686.962	4.444.291
2047	5.453.776	8.985.865	2.337.332	3.851.085
2048	6.324.146	10.380.740	1.581.036	2.595.185
2049	7.217.330	11.803.410	801.926	1.311.490
2050	8.133.330	13.253.875	0	0

Fuente: Elaboración propia

En relación a los vehículos eléctricos, se espera un aumento en todas sus tecnologías disponibles. Según datos de la Asociación Nacional Automotriz de Chile (ANAC) la proyección para los años 2023 al 2025 quedarían según la tabla 16.

Tabla 16: Proyección ANAC unidades de vehículos eléctricos vendidos

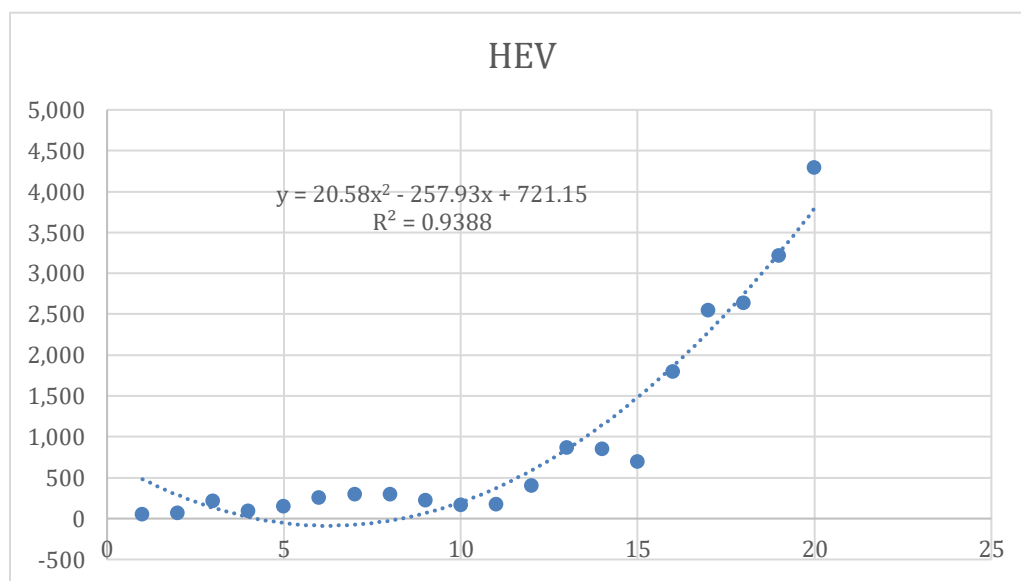
	Proyección ANAC Unidades Vendidas			
AÑO	HEV	EV	PHEV	MHEV
2023	2.640	3.756	1.161	5.166
2024	3.219	9.764	2.555	9.299
2025	4.298	20.505	4.854	13.018

Fuente: Datos de la ANAC, elaboración propia

En base a lo anterior, se proyectó la demanda por vehículos eléctricos según tipo de tecnología a través de una línea de tendencia polinomial para cada tipo de vehículo eléctrico.

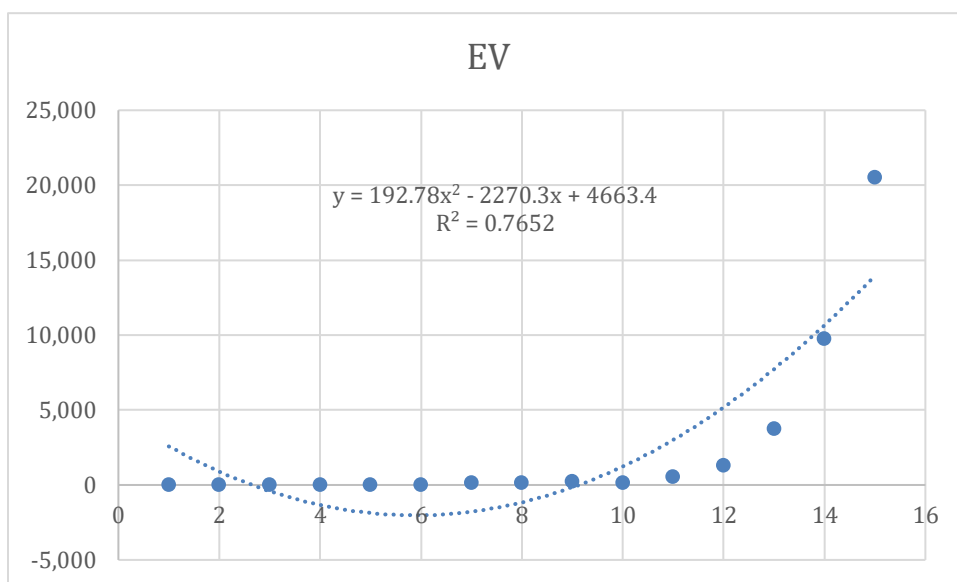
El gráfico 28, 29, 30 y 31, muestran la tendencia de ventas de vehículos Híbridos convencionales (HEV), eléctricos (EV), híbridos enchufables (PHEV) y microhíbridos (MHEV) respectivamente. Los coeficientes de determinación de cada uno de ellos son fiables, pues son mayores a 0,5 y podemos verlos en sus gráficos respectivos.

Gráfico 28: Modelo HEV



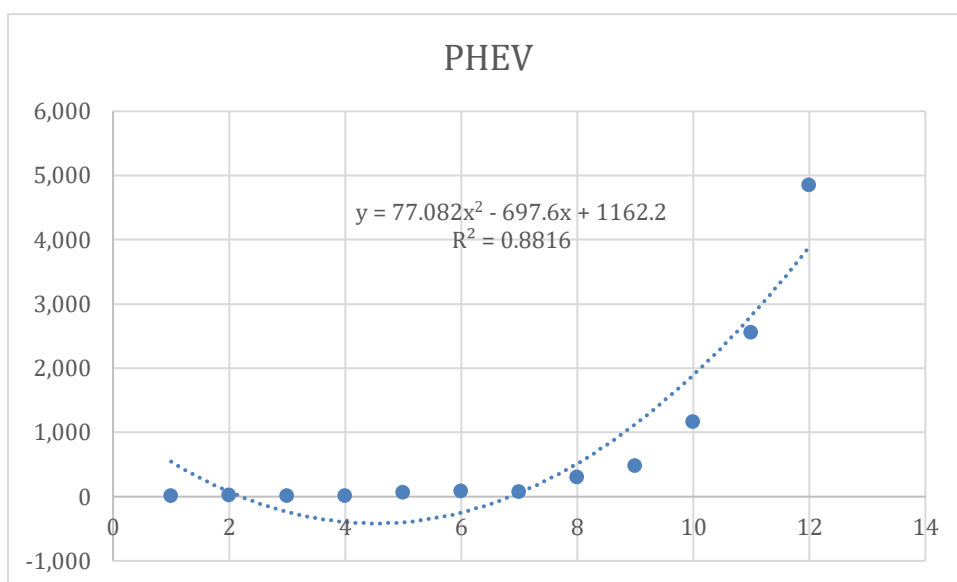
Fuente: Elaboración propia.

Gráfico 29: Modelo EV



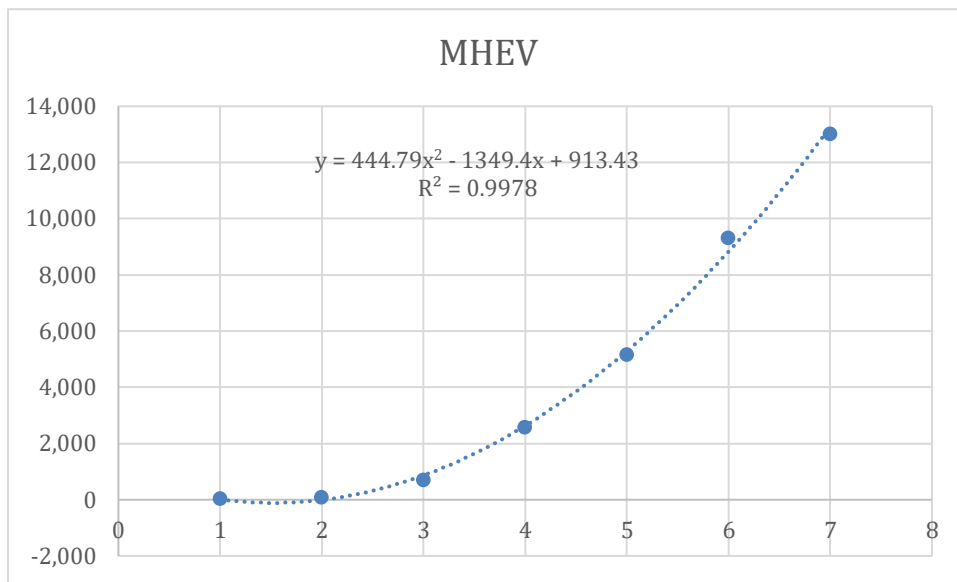
Fuente: Elaboración propia

Gráfico 30: Modelo PHEV



Fuente: Elaboración propia.

Gráfico 31: Modelo MHEV



Fuente: Elaboración propia.

De esta manera, se proyecta que para el año 2035 se venderán 209.539 vehículos eléctricos, de los cuales un 51% corresponde a MHEV, un 33% corresponde a EV, un 11% a PHEV y un 5% a los HEV. Asimismo, para el año 2050 se pronostican ventas de 747.162 unidades de vehículos eléctricos, donde un 55% corresponde a MHEV, un 30% a EV, un 11% a PHEV y un 4% a HEV.

Finalmente, en un escenario sin hidrógeno existiría la participación de los e-fuels y los vehículos eléctricos para lograr disminuir los gases de efecto invernadero. Sin embargo, es importante recalcar que los e-fuels, a pesar de ser una mejor opción en comparación con los combustibles fósiles (gasolina y diésel) poseen la desventaja de emitir gases de efecto invernadero durante su uso (no así en su producción), por lo que si se escogiera esta alternativa como una vía para descontaminar el sector del transporte, se necesitaría avanzar en tecnología que permita eliminar las emisiones de los e-fuels durante su uso. Por otra parte, la cantidad de

vehículos eléctricos que se pronostican solo cubriría el 5,8% del mercado automotriz al año 2050, es decir, no lograría abarcar por sí solo la cantidad de vehículos que se requerirán.

5.3 Estimar una demanda futura del hidrógeno

Tal como se mencionó en capítulos anteriores, el hidrógeno puede contribuir a disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero, siempre y cuando su producción sea “limpia”, es decir, a través de energías renovables, produciendo así un hidrógeno verde. Asimismo, el gobierno de Chile elaboró un plan de acción en base a un estudio desarrollado por McKinsey & Company que se denomina “estrategia nacional de hidrógeno verde”, esta estrategia determina una inclusión gradual del hidrógeno en diversos sectores económicos. Teniendo en consideración dicho plan y la bibliografía disponible respecto al tema, se elaborará un escenario tentativo para el hidrógeno en el sector del transporte, detallando la inclusión de ciertas aplicaciones para cada año, asimismo, es importante considerar que se espera que la transición al uso del hidrógeno en el transporte se haga de manera gradual, debido a la falta de infraestructura y las aplicaciones que se encuentran aún en etapa de estudio.

De esta manera, para el año 2030 se consideran los resultados llevados a cabo por la corporación de desarrollo tecnológico (CDT) en un informe elaborado para CORFO denominado “Construcción de una Estrategia para el desarrollo del mercado de hidrógeno verde en Chile a través de Acuerdos Público Privados” en donde se estima un 12% de participación del hidrógeno como combustible en buses y camiones, el restante, debiera ser abarcado por otras tecnologías tales como los vehículos eléctricos o los e-fuels. Por otra parte, el ministerio de energía en el lineamiento 23 de su informe de “política energética al 2050”, indica que al año 2035 se pretende que al menos 50% de combustibles sean bajos en emisiones de GEI y de contaminantes atmosféricos en la matriz de combustibles (Ministerio de Energía,



2015). Asimismo, en el resumen “Resumen de sugerencias para la Actualización de la Política Energética Nacional” se menciona que el objetivo es que se debiera alcanzar al menos un 20% de hidrógeno verde en la matriz de combustible (Ministerio de Energía, 2021).

Se espera también que los vehículos HEV (híbridos convencionales), EV (eléctricos), PHEV(Híbridos Enchufables) y MHEV(Microhíbridos) sean parte de la solución (en conjunto con los FCEV, vehículos a hidrógeno) para la disminución de los gases de efecto invernadero. El gobierno, a través del Ministerio de Energía informó que para el año 2035 se trabajará para que solo se incorporen vehículos livianos y medianos cero emisiones, es decir, se espera que el 100% de las ventas de vehículos sean eléctricos (HEV, EV, PHEV, MHEV y FCEV). De la misma manera, se espera que para el año 2045 la venta de vehículos para el transporte de pasajeros interurbano y transporte terrestre de carga sean cero emisiones (Ministerio de energía, 2021).

Asimismo, para el año 2050, se espera que al menos 65% de combustibles sean bajos en emisiones de GEI y de contaminantes atmosféricos en la matriz de combustibles. (Ministerio de Energía, 2015) y que se alcance al menos un 60% de hidrógeno en la matriz de combustibles.

De esta manera, y teniendo en cuenta la bibliografía antes mencionada, se establece que para los cálculos de la estimación de la demanda del hidrógeno para el año 2030 se considerará un 20% de participación del hidrógeno en la matriz de combustible y un 60% de participación para el año 2050, o sea, un aumento del 2% anual a una tasa simple desde el año 2030.

Es importante considerar que la matriz de combustibles libres de emisiones de gases de efecto invernadero se conformará de hidrógeno y también de otros combustibles que sean eficientes de manera técnica y también económica, tales como los e-fuels, entendiendo que no siempre el hidrógeno será la mejor opción. También, se espera que con el paso de los años, la



tecnología del hidrógeno madure lo suficiente como para disminuir los costos de las aplicaciones.

Por otra parte, es importante tener presente que la actual matriz de combustibles está compuesta por 5 diferentes grupos de combustibles, estos son: gasolinas (93, 95 y 97 octanos), petróleo combustible, petróleo diésel, combustible de aviación y kerosene doméstico. Donde el petróleo diésel abarca el 61% del total de la matriz, seguido de las gasolinas con un 28,5% (tabla 17).

Tabla 17: Distribución de la Matriz de combustibles

Grupo de Combustible	% de participación
Aviación	5,7%
Doméstico	1,0%
Gasolina	28,5%
Petróleo Combustible	3,8%
Petróleo Diesel	61,0%

Fuente: Elaboración propia, datos de la CNE.

5.3.1 Escenario con hidrógeno

En base al pronóstico desarrollado en el apartado 5.2 en cuanto a la energía proveniente de combustibles requerida en Chile para los años 2030 y 2050, se estimó que el hidrógeno tendrá una participación de 39 TWh para el año 2030 y 153 TWh al año 2050, esto considerando un 20% de participación del hidrógeno para el año 2030 y un 60% para el año 2050 (en base a resultados del apartado 5.3), además se consideró que 1 kg de hidrógeno tiene una equivalencia energética de 2,78 kg de gasolina y 2,8 kg de petróleo diésel según la “Iniciativa Hidrógeno Verde” propuesta por la Comisión de desafíos del Futuro, Ciencia, Tecnología e Innovación (Comision de desafíos del Futuro, Ciencia, Tecnología e Innovación

y Comisión de Minería y Energía del Senado de la República, 2021). Los resultados estimados también se detallan en la tabla 18.

Tabla 18: Participación del hidrógeno

Año	2030	2050
% participación H2	20%	60%
H2 equivalente a gasolina [TWh]	14,02	58,45
H2 equivalente a diésel [TWh]	24,91	94,58
Total H2 equivalente [TWh]	39	153

Fuente: Elaboración propia

Tal como sucedería en un escenario sin hidrógeno, los e-fuels y los vehículos eléctricos tendrían una participación fundamental en la matriz de combustibles y el parque vehicular en Chile, debido a que los tres en su conjunto serían la solución definitiva para descontaminar el sector del transporte y así avanzar a un país cero emisiones.

En ese sentido, se espera que los e-fuels ingresen a la matriz de combustibles para el año 2035, donde comenzarán a abarcar mercado en conjunto con el hidrógeno, con un crecimiento del 2% anual, logrando abarcar un 32% al 2050. Así entonces en un escenario con hidrógeno, la matriz de combustibles se vería según la tabla 19.

Tabla 19: Escenario con participación de hidrógeno

	% participación H2	% participación E-fuels	E-fuels [m3]	Hidrógeno equivalente [M3]	gasolina [M3]	diésel [M3]
2035	20%	2%	351.829	3.265.245	4.367.110	7.595.090
2040	40%	12%	2.262.806	5.277.441	3.356.443	5.694.780
2050	60%	32%	6.843.906	12.832.323	650.666	1.060.310

Fuente: Elaboración propia

En cuanto a los vehículos eléctricos, el escenario sería el mismo pronosticado en el escenario sin hidrógeno.

5.4 Costo del hidrógeno

Para conocer cual es el costo del hidrógeno, se utiliza la ecuación 05, que también es propuesta y utilizada en el libro de tecnologías del hidrógeno y perspectivas para Chile denominada LCOH por sus siglas en inglés (Levelised Cost of Hydrogen), esta fórmula indica el costo total para producir un kilogramo de hidrógeno teniendo en cuenta los costos de inversión (CAPEX), los costos operativos (OPEX) y la producción de hidrógeno prevista.

$$LCOH = P * I * \frac{O+FRC}{h*f_p*Q_{H_2}} + Q_{H_2O} * P_{H_2O} + Q_e * P_e - Q_{O_2} * P_{O_2} \quad \text{Ecuación 05}$$

Donde:

- P = Potencia instalada del electrolizador [kW]
- I = inversión según la capacidad instalada (CAPEX) [USD/kW]
- FRC = Factor de recuperación de capital en función de la tasa de descuento
- f_p = Factor de planta
- O= Costo de mantenimiento como un porcentaje de la inversión (OPEX)
- h= horas en un año
- Q_{H_2} = Capacidad de producción de hidrógeno [kg/h]
- Q_{H_2O} = Cantidad de agua consumida [l/kg de hidrógeno]
- P_{H_2O} = Precio del agua [USD/l]
- Q_e = Cantidad de electricidad consumida [KWh/kg de hidrógeno]
- P_e = Precio de la electricidad [USD/KWh]
- Q_{O_2} = Venta de oxígeno tomando en cuenta la cantidad producida [kgO₂/kg de hidrógeno]
- P_{O_2} = Precio de venta de oxígeno [USD/kgO₂]

Para efectos de este cálculo, se seleccionará un electrolizador del tipo alcalino, pues la madurez tecnológica que presenta permite encontrar mayor cantidad de proyectos de hidrógeno en el mercado, así entonces, considerando el estudio realizado por Implementa Sur, la



capacidad del electrolizador (Q_{H_2}) será de 610 kg/h. Asimismo, el parámetro f_p (factor de planta del electrolizador) será de 41,1%, por lo que, considerando que para producir 1 kg de hidrógeno se necesitan 50 kWh de energía (parámetro Q_e de la fórmula), la potencia del electrolizador (parámetro P de la fórmula) deberá ser de 30.500 kWh.

En cuanto al precio de la electricidad, se considerarán los resultados obtenidos por el libro de tecnologías del hidrógeno y perspectivas para Chile, en donde a su vez consideran los resultados de las licitaciones de energía para clientes regulados, realizadas en los años 2016 y 2017, por lo que el parámetro P_e sería de 0,0563 USD/kWh.

Se tomará como referencia también los valores de los costos de inversión (CAPEX) y operacionales (OPEX) para electrolizadores del tipo alcalino que previamente se han utilizado en diferentes proyectos y estudios, calculando un promedio. Estos se ven reflejados en la tabla 20. Así entonces, el parámetro I de la fórmula queda dado por el promedio del CAPEX, es decir, 820 USD/kW y el parámetro O por el promedio de OPEX, o sea de 1,5% (como porcentaje del CAPEX).

Tabla 20: Promedio de Capital Expenditure y Operational Expenditure de electrolizadores calculado por diferentes estudios

Nombre del Estudio	CAPEX	OPEX (%CAPEX)
Flexible production of green hydrogen and ammonia from variable solar and wind energy. Case study of Chile and Argentina	600	2%
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	900	1,50%
The future of Hydrogen	950	1,50%
Oportunidades para el desarrollo de una industria de hidrógeno solar en regiones de antofagasta y atacama	450	1%
Tecnologías H ₂ y perspectivas para Chile	1200	1,50%
Promedio	820	1,50%

Fuente: Elaboración propia

En cuanto al parámetro del factor de recuperación de capital en función de la tasa de descuento (FRC), se calcula en base a la ecuación 06 dispuesta a continuación.

$$FRC = d * \frac{(1+d)^N}{(1+d)^N - 1} \quad \text{Ecuación 06}$$

Donde el parámetro d es la tasa de descuento que es equivalente a 5,6% (GIZ, 2022) y N es la vida útil del electrolizador, que en promedio es de 10 años. Por lo que el factor de recuperación de capital da un resultado de 0,13.

En cuanto al precio del agua (P_{H2O}) debe considerar el uso de agua de mar, por ende, se debe internalizar el costo de desalinizar el agua. La bibliografía indica que mientras más cercano a la costa está la planta, entonces más barato es el metro cúbico del agua desalada, por lo que lógicamente en zonas más altas y alejadas de la costa, el precio asciende. Según estudios como el de Julien Armijo, indica que el precio del agua es de 5,9 USD/m³. Por otro lado, el consejo minero indicó en el año 2016 el precio del agua desalinizada es de 5,0 USD/m³. De igual manera, Wood Mackenzie, CRU group y McKinsey indican que el costo por uso de agua de mar es de 5,1 USD/m³, donde un 1,5 USD/m³ corresponden a costos de operación y desalinización, mientras que 3,6 USD/m³ corresponden a costos de transporte. Por lo que si tomamos como referencia los tres resultados antes mencionados, nos da un promedio de 5,3 USD/m³, lo que es equivalente a 0,0053 USD/l. Ahora bien, la cantidad de agua requerida para producir 1 kg de hidrógeno es de 10 litros de agua aproximadamente, por lo que el parámetro Q_{H2O} es 10 l/kg h₂.

Finalmente, la producción de oxígeno(Q_{O2}) como resultado de la producción de hidrógeno (sub-producto) será de 7.8 kg O₂/ kg H₂, con un precio de venta (P_{O2}) de 0,03 USD/kg O₂, esto según datos del libro de Tecnologías del hidrógeno y perspectivas para Chile.



Considerando los resultados para cada parámetro antes destacados, la ecuación 05 queda de la siguiente manera.

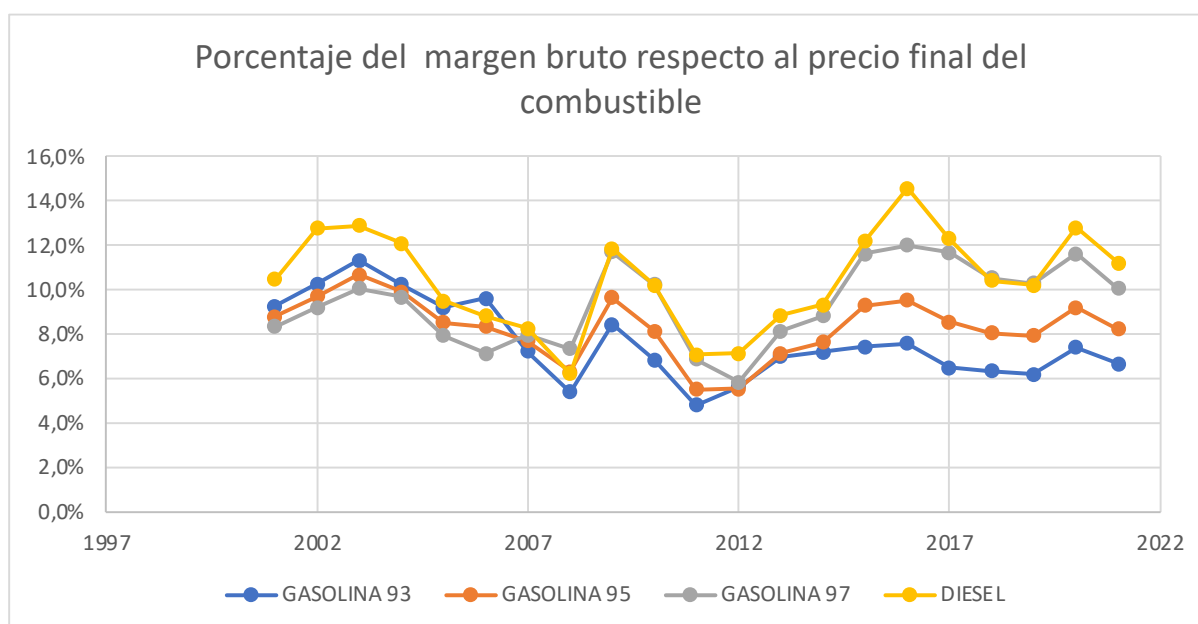
$$LCOH = 30.500[kW] * 820 \left[\frac{USD}{kW} \right] * \frac{1,5\% + 0,14}{8760 h * 41,1 * 610 \left[\frac{kg}{h} \right]} + 10 \left[\frac{l}{kg_{H2}} \right] * 0,0053 \left[\frac{USD}{l} \right] + 50 \left[\frac{kWh}{kg_{H2}} \right] \\ * 0,0563 \left[\frac{USD}{kWh} \right] - 7,8 \left[\frac{kg_{O2}}{kg_{H2}} \right] * 0,03 \left[\frac{USD}{kg_{H2}} \right]$$

Así entonces, el costo nivelado del hidrógeno propuesto es de 4,322 USD/kg_{H2}.

5.5 Análisis de impacto para las empresas distribuidoras

La participación de las empresas distribuidoras de combustibles fósiles, es decir, Copec, Shell Chile, Petrobras e YPF en el precio de los combustibles es mediante el margen bruto de comercialización que varía según el tipo de combustible. En el gráfico 32 podemos ver las variaciones que han mantenido -en promedio- las empresas distribuidoras de combustibles como porcentaje del precio final que pagan los consumidores finales. Según datos de la comisión nacional de energía (CNE) se calculó que en promedio el margen de comercialización es de 7.6% , 8.3% , 9.4% y 10.4% para la gasolina 93, gasolina 95, gasolina 97 y diésel respectivamente.

Gráfico 32: Margen bruto de comercialización según tipo de combustible



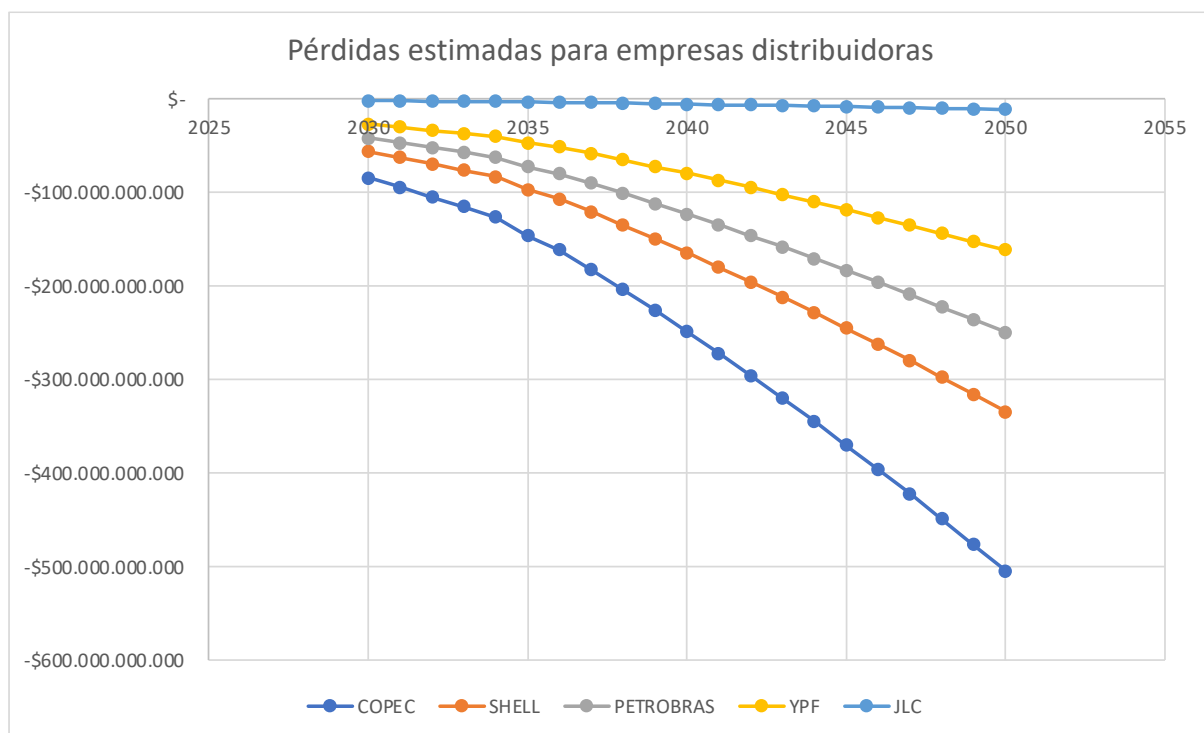
Fuente: Elaboración propia, datos de la CNE.

Las empresas de marca Copec, Esso (actual Petrobras), Shell e YPF representan el 99% del mercado de distribución mayorista, donde Copec posee un 40% del mercado, Esso un 19,8%, Shell un 26,5%, YPF un 12,8% y JLC menos del 1% (Balmaceda & Soruco, 2006).

Considerando las participaciones de mercado de cada empresa, la proyección de demanda de energía, los márgenes de comercialización promedio y asumiendo un precio promedio por litro de combustible igual al promedio de los últimos 5 años cursados (2021-2017), se estimó que en un escenario con participación de hidrógeno (y otras tecnologías), en donde las empresas de distribución no realizaran acciones de inversión para ajustar su oferta de productos y servicios ante el ingreso del hidrógeno al mercado de combustibles para vehículos, las empresas tendrían pérdidas acumuladas (entre el 2030 y 2050) de 5.5 billones, 3.6 billones, 2.7 billones, 1.7 billones y 124 mil millones para Copec, Shell, Petrobras, YPF y JLC respectivamente, el detalle para cada empresa se encuentra en el gráfico 33, en donde se

visualiza claramente que las pérdidas económicas de Copec serían mayores, pues su participación de mercado es considerablemente mayor al resto de las empresas distribuidoras de combustible.

Gráfico 33: Pérdidas estimadas en un escenario con hidrógeno para empresas distribuidoras



Fuente: Elaboración propia, con datos de la CNE.

5.6 Identificar los beneficios económicos del uso del hidrógeno en la industria del transporte.

Las opciones de combustibles para los medios de transporte han ido evolucionando con el paso de los años y muchas de ellas, con la finalidad de contribuir a la descarbonización del planeta, intentando reducir la participación de los combustibles fósiles de la matriz de combustibles. En este documento, se ha presentado el hidrógeno como un posible actor en la matriz de combustible que lograría disminuir considerablemente las emisiones de gases de efecto invernadero en el sector de transportes. Sin embargo, para analizar su ingreso, se debe establecer si es competitivo de manera económica con los combustibles fósiles que se utilizan mayormente en la actualidad.

Entonces, para determinar una relación entre el diésel y el hidrógeno, se considerarán sus energías por unidad de masa, que en el caso del hidrógeno es de 33,3 kWh/kg y en el caso del diésel de 10,3 kWh/l. El resultado de su división es de 3,23, lo que significa que la energía de 1 kg de hidrógeno es equivalente a 3,23 veces la energía de 1 litro de diésel. Por lo que se determina en base al precio promedio del diésel según datos de la CNE en el año 2021 de \$653 CLP y considerando también el promedio del precio de un dólar durante el mismo año, es decir \$759, lo que da un resultado de 0,86 USD litros de diésel. Así entonces, considerando la relación antes mencionada, se estima que para que el precio del hidrógeno sea competitivo con el precio del diésel, debe ser menor o igual a 2,77 USD/kg_{H2}, que comparado con el costo nivelado del hidrógeno arrojado por este estudio (4,322 USD/kg_{H2}) indicaría que el hidrógeno no es competitivo con el diésel, pues el costo es mayor.

Si realizamos el mismo ejercicio para el caso de las gasolinas, considerando su energía por unidad de masa igual a 9,7 kWh/l. La relación sería que 1 kg de hidrógeno equivale a 3,43 veces la energía de 1 litro de gasolina. Así entonces, con el promedio del precio de 1 lt de gasolina durante el año 2021 según datos de la CNE fue de 921,7 CLP, es decir, 1,21 USD. Lo

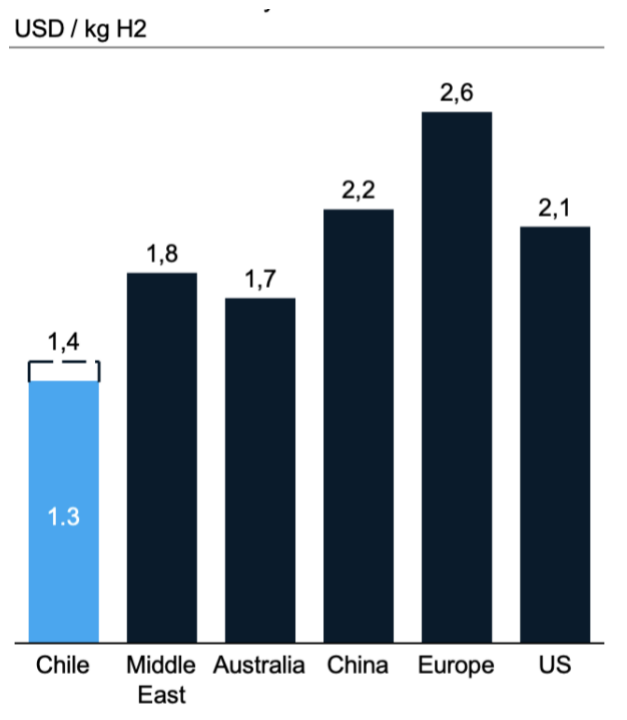


que finalmente determina que para que el hidrógeno sea competitivo debe tener un precio igual o menor a 4,15 USD/kg_{H2}, lo que se acerca más al costo nivelado del hidrógeno calculado.

Si bien el coste nivelado del hidrógeno no es competitivo en el corto plazo, la bibliografía indica que al largo plazo si lo será. Se estima que Chile tendría uno de los menores costos de producción de hidrógeno debido a su posición geográfica, por lo demás, se estima que con el avance de la tecnología los electrolizadores deberían aumentar su capacidad de producción, lo que favorecería a la disminución de los costos del hidrógeno.

El informe elaborado por McKinsey & Company, “Chilean Hydrogen Pathway” indica que para el año 2030, Chile tendrá el menor costo nivelado de hidrógeno, con un valor de 1,3 USD/kg H₂ en el caso del hidrógeno producido en el sur y 1,4 USD/kg H₂ para el caso del hidrógeno producido en el norte, tal como se muestra en el gráfico 34. Asimismo, para el año 2050, se espera que Chile tenga un costo nivelado de hidrógeno igual a 0,8 USD/kg H₂.

Gráfico 34: Comparación de costos de producción de hidrógeno verde para el año 2030



Fuente: (McKinsey & Company, 2020)

5.7 Externalidades del uso del hidrógeno

Si bien el ingreso del hidrógeno como combustible lo cataloga como un importante actor para la descontaminación y un factor relevante para convertirnos en un país cero emisiones, es importante tener en consideración factores de su producción que podrían generar externalidades negativas y de esta manera, poder tomar decisiones que permitan disminuir y/o eliminar dichas externalidades o al menos reducirlas.

Para crear el hidrógeno verde se requiere de energías renovables tales como la energía eólica y la energía solar. En el caso de la energía eólica, ha generado una serie de desafíos para la industria de las energías renovables, debido a que, al finalizar su vida útil, los elementos que la componen a veces son difíciles de reutilizar y por lo general, solo se reutiliza entre un 80% y un 90%, lo que dejaría residuos de su masa para el medio ambiente. En Europa, se estima que en el año 2023 se deberán dismantelar unas 14.000 palas de aerogeneradores, que en la actualidad son fabricadas en base a resina termo endurecible, lo que complejiza su reciclaje. Por otra parte también, se debe considerar siempre la reducción al máximo de la intervención de estos parques eólicos en la fauna aviar. La instalación de un parque eólico en una ruta de migración puede tener impactos altos sobre aves y murciélagos. Por ejemplo, en Estados Unidos se estima una tasa de colisión anual 140.438 a 327.586 aves y de 600.000 a 888.000 murciélagos (Norambuena, 2022). Por ende, es importante una buena planificación previa considerando a los actores que participan de manera directa y también indirecta con el funcionamiento de un parque eólico, para que de esta manera, se disminuyan al máximo los daños provocados por su funcionamiento.

5.8 Conclusiones

Tal y como hemos podido comprobar a lo largo de este documento, el cambio climático se ha encargado de advertir a la sociedad que se deben realizar cambios urgentes y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero de la manera más rápida posible, ante eso, los tratados internacionales en materia de descontaminación han sido de utilidad para que países de todo el mundo, tales como Chile desarrollen estrategias que permitirían disminuir la cantidad de emisiones que producen, y de la misma manera, comprometerse a ser un país cero carbono al año 2050. Es importante que se sigan explorando nuevos tratados en esta materia, debido a que fomentan buenas prácticas, objetivos a lograr y se creen regulaciones para las industrias que forman parte de la cadena productiva del país, con ayuda del Estado, estas industrias inviertan en nuevas tecnologías para contaminar menos. Chile a través de los impuestos verdes ha intentado disminuir las emisiones, sin embargo, debido a la difícil cuantificación de este impuesto resulta no ser muy útil. No obstante, existen otras alternativas de instrumentos de precio al carbono que Chile ya está barajando en implementar, tales como los permisos de emisión transables, que, en la práctica, la experiencia internacional indica que ha generado beneficios económicos y en materia de descontaminación, ya que a diferencia de los impuestos verdes, los precios de los permisos de emisión se determinan mediante la creación de oferta y demanda.

Por otro lado, el sector de la energía destaca como el sector más contaminante en Chile, por lo tanto, es importante tomar acciones que permitan reducir la cantidad de emisiones de gases de efecto invernadero que emite y los planes asociados a aquello incorporan el uso de hidrógeno como vector energético, pero para que esto suceda, es sumamente importante que exista colaboración de todos los agentes participantes, tanto público como privado.

Tras el análisis del costo nivelado del hidrógeno, se pudo verificar que en el corto plazo el hidrógeno no es un combustible competitivo económicamente con los que se utilizan en la



actualidad (gasolina y petróleo diésel). Sin embargo, se proyecta que en el largo plazo si lo sea, sobre todo, considerando las altas expectativas que existen de que Chile podría ser uno de los países con menor costo de producción de hidrógeno verde, debido a su privilegiada ubicación geográfica, que permite generar alta cantidad de energía renovable, en el norte mediante energía solar y en el sur mediante energía eólica, principalmente. Por otro lado, Chile posee costas cercanas a todo su territorio, por lo que el uso de agua desalinizada es un factor que favorece la producción de este combustible.

De igual manera, es importante recalcar que Chile no es un país productor de petróleo y debe importarlo desde otros países, por lo que la dependencia de combustibles de otros países es un problema que potencialmente Chile podría resolver con el hidrógeno verde (debido a que sería productor de H₂) y de la misma manera, Chile podría convertirse en uno de los países exportadores de Hidrógeno para abastecer la demanda mundial.

Sin embargo, se evidencia que aún existen desafíos de innovación en algunas aplicaciones de hidrógeno que se encuentran en etapa de estudios o aún no son comercializadas, asimismo, se espera un aumento en las inversiones por parte del sector público y privado, además de apoyo en innovación y desarrollo de nuevas tecnologías, para que de esta manera, se logre disminuir al máximo los costos de producción del hidrógeno y se transforme en un vector energético más competitivo técnico y económicamente.

Asimismo, para transitar a un país cero emisiones, se debe entender que el hidrógeno no siempre es la mejor opción energética y económica para todas las aplicaciones, sino más bien, una de las posibilidades para reemplazar los combustibles fósiles. Por ejemplo, los vehículos eléctricos (en la actualidad) son más accesibles en comparación con los vehículos a celdas de combustible de hidrógeno. Y de la misma manera, con el desarrollo de nuevas tecnologías, se espera que con el paso de los años estas no sean las únicas opciones.



Por otra parte, los e-fuels (combustibles sintéticos) podrían ayudar a transitar a un país cero emisiones, debido a que poseen la ventaja de poder utilizarse en vehículos que utilizan combustibles fósiles, sin necesidad de adaptarlos, de esta manera, la transición a vehículos eléctricos o a hidrógeno podría ser mucho más fácil, pues no se tendrían que desechar de un día para otro todos los vehículos que hoy forman parte del parque vehicular. Sin embargo, es importante destacar que mientras la tecnología de los e-fuels no cambie (es decir, sigan contaminando durante su uso) no son una opción viable a largo plazo, pues la idea es llegar a ser un país libre de carbono.

Se espera también que las empresas distribuidoras de combustible transiten en internalizar nuevas tecnologías en su oferta de productos, tales como el hidrógeno verde y otros combustibles limpios, pues se demostró que las pérdidas que generarían sin estas acciones serían muy perjudiciales para su funcionamiento. Asimismo, las regulaciones irán avanzando en el largo plazo para eliminar por completo los combustibles fósiles de la matriz de combustibles para vehículos. Además, se ha vislumbrado que hay interés de parte de las empresas del sector automovilístico en el uso de nuevas tecnologías, y ya se están preparando para esta transición.

Por otro lado, es importante considerar que el mercado del hidrógeno está cambiando constantemente, es decir, es muy dinámico, por lo tanto, es siempre importante mantenerse informado respecto a los cambios que pudieran existir en el desarrollo de tecnologías.

Finalmente, es preciso señalar que el hidrógeno verde tendrá un impacto significativo en la industria de combustibles, y posee beneficios que permitirá mitigar las emisiones de gases de efecto invernadero y de esta manera, combatir el cambio climático. El Estado chileno ya está trabajando en la actualización del plan de hidrógeno verde y se esperan acciones que en el



corto plazo permitirían acelerar la economía del hidrógeno verde que, a su vez, impulsaría la participación de Chile en los mercados internacionales del hidrógeno.



5.9 Bibliografía

- Alstom. (06 de Marzo de 2020). Comunicados de prensa y noticias. Obtenido del tren de hidrógeno Coradia iLint de Alstom supera con éxito sus pruebas en Países Bajos.: <https://www.alstom.com/es/press-releases-news/2020/3/el-tren-de-hidrogeno-coradia-ilint-de-alstom-supera-con-exito-sus>
- Anglo American. (2021). Reporte de Sustentabilidad.
- Asociación chilena de hidrógeno. (s.f.). Cadena de valor del hidrógeno. Obtenido de almacenamiento: <https://h2chile.cl/cadena-valor-almacenamiento/>
- Asociación Chilena de hidrógeno. (2021). Hidrógeno verde en Minería. Santiago.
- Asociación chilena de hidrógeno. (2021). Puerta de entrada de aplicaciones H2. Santiago.
- Asociación chilena de hidrógeno. (s.f.). Cadena de valor. Obtenido de Distribución: <https://h2chile.cl/cadena-valor-distribucion/>
- Balmaceda, F., & Soruco, P. (2006). Asimetrías en la respuesta de los precios de la gasolina en Chile. En M. S. Arellano, K. Schmidt, & S. Valdés Prieto, La industria de los combustibles líquidos (págs. 93-136). Santiago.
- Banco Mundial. (11 de junio de 2014). ¿Qué significa la fijación del precio del carbono? Obtenido de <https://www.bancomundial.org/es/news/feature/2014/06/11/what-does-it-mean-to-put-a-price-on-carbon>
- Barros, V. (2005). El Cambio climático global ¿cuántas catástrofes antes de actuar? Argentina: Libros del Zorzal .
- Bermúdez Soto, J., & Guerrero Becar, J. L. (julio de 2004). Los permisos de emisión transables en la ley n° 19.300 y su consagración en el proyecto de ley de bonos de descontaminación. Revista de Derecho Valdivia, 131-145.
- Caballero, M., Lozano, S., & Ortega, B. (2007). Efecto invernadero, calentamiento global y cambio climático: Una perspectiva desde las ciencias de la tierra. Revista Digital Universitaria.
- Carrasco Armijo, M. I. (2012). Estimación de las elasticidades precio por combustible en Chile. Santiago de Chile.

- Correa A., M., Barria Q, C., & Maluenda P., B. (2020). Estrategia nacional de Hidrógeno verde Chile, fuente energética para un planeta cero emisiones. Santiago de Chile.
- de Bucy, J. (2016). The potential of power to gas.
- Diaz Cordero, G. (2012). El cambio Climático. Ciencia y sociedad.
- Fernández Reyes, R. (2016). El acuerdo de París y el cambio transformacional. Papeles de relaciones eco sociales y cambio global, 132, 101-114.
- Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking. (2016). CLEAN HYDROGEN IN EUROPEAN CITIES 2010-2016.
- Funez G., C., & Reyes-Bozo, L. (2019). El hidrógeno como vector energético, pieza clave en la descontaminación de la economía chilena. Universidad Autónoma de Chile.
- García Bernal, N. (2018). Implementación del Impuesto Verde en Chile, art.8° ley n° 20.780.
- Gobierno de Chile. (2015). Contribución nacional tentativa de Chile para el acuerdo climático parís 2015. Santiago de Chile.
- González García-Conde, A. (s.f.). Producción, almacenamiento y distribución de hidrógeno. Madrid, España.
- H2 Chile. (s.f.). Asociación Chilena de Hidrógeno. Obtenido de Producción de hidrógeno: <https://www.h2chile.cl/produccion-del-h2>
- H2 stations.org. (01 de Junio de 2022). More Info. Obtenido de Statistics: <https://www.h2stations.org/statistics/>
- Hyzon Motors. (2022). Vehicles. Obtenido de HYDROGEN-POWERED FUEL CELL ELECTRIC VEHICLES. ON THE ROAD TODAY.: <https://www.hyzonmotors.com/vehicles/hyzon-refuse-truck>
- International Energy Agency. (2015). Technology RoadMap Hydrogen and Fuel Cells.
- International Energy Agency. (2019). The Future of Hydrogen: Seizing today's opportunities. Japón.
- IPCC. (2019). Calentamiento global de 1,5. Ginebra, Suiza.
- IQAir. (2020). World Air Quality Report.

- Jiménez Sáez, F. L. (2020). Evaluación técnica y económica del uso de hidrógeno verde en aplicaciones para la industria y desplazamiento de combustible fósil.
- Ministerio de Energía. (2020). Carbono Neutralidad en el Sector Energía, Proyección de Consumo Energético Nacional 2020. Santiago.
- Ministerio de Energía. (2020). Estrategia nacional Hidrógeno verde. Santiago.
- Ministerio del Medio Ambiente oficina de Cambio Climático. (2020). Cuarto Informe Bienal de Actualización de Chile sobre Cambio Climático. Santiago: gef.
- Ministerio del Medio Ambiente. (2021). Informe del Inventario Nacional de Chile 2020: Inventario nacional de gases de efecto invernadero y otros contaminantes climáticos 1990-2018. Santiago, Chile: Oficina de Cambio Climático.
- Ministerio del Medio Ambiente. (s.f.). Estructura Organizacional: Ministerio del Medio Ambiente. Obtenido de <https://mma.gob.cl/estructura-organizacional/>
- Ministerio del Medio Ambiente. (s.f.). Ministerio del medio ambiente, cambio climático. Obtenido de <https://mma.gob.cl/cambio-climatico/>
- Mora García, L. A. (2014). Logística del transporte y distribución de carga. Bogotá: ECOE.
- Naciones Unidas. (1992). La Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático., (pág. 4). Nueva York.
- Neis, S. (2021). Clean cities, clean air with garbage trucks on hydrogen!
- Organización Meteorológica Mundial. (2020). Declaración de la OMM sobre el estado del clima mundial en 2019. Ginebra, Suiza.
- Our World in Data. (2020). Total greenhouse gas emissions, excluding land use and forestry. Obtenido de <https://ourworldindata.org/grapher/annual-co2-emissions-per-country?tab=map>
- Superintendencia del Medio Ambiente. (s.f.). INSTRUCTIVO PARA LA CUANTIFICACIÓN DE LAS EMISIONES DE FUENTES FIJAS AFECTAS AL IINSTRUCTIVO PARA LA CUANTIFICACIÓN DE LAS EMISIONES DE FUENTES FIJAS AFECTAS AL IMPUESTO DEL ARTÍCULO 8° DE LA LEY N°20.780. Santiago.
- Vásquez, R., & Salinas, F. (2018). Tecnologías del hidrógeno y perspectivas para Chile. Santiago.

- Vázquez, R., Schröer, R., Tello Guerra, P., Fuster, J., Farias Hermosilla, R., Espinoza Cáceres, E., & Machuca Lazo, N. (2021). Inyección de hidrógeno en redes de gas natural. Santiago de Chile.