



UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

ESCENARIOS DE CARBONO NEUTRALIDAD PARA CHILE

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

DIEGO ENRIQUE CANCINO YÁÑEZ

PROFESOR GUÍA:
CARLOS BENAVIDES FARÍAS

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
SEBASTIÁN GWINNER SILVA
MANUEL DÍAZ ROMERO

SANTIAGO DE CHILE
2022

**RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR AL
TÍTULO DE: INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO
POR: DIEGO ENRIQUE CANCINO YÁÑEZ
FECHA: 2022
PROF. GUÍA: CARLOS BENAVIDES FARÍAS**

ESCENARIOS DE CARBONO NEUTRALIDAD PARA CHILE

En el contexto del cambio climático que está afectando al planeta, los países miembros de la ONU han planteado una serie de medidas para combatir este cambio climático. En el caso de Chile, se ha planteado el objetivo de ser carbono neutral para el año 2050. Para lograr este objetivo, se desarrolló la Contribución Determinada a Nivel Nacional (NDC por sus siglas en inglés) donde presenta una serie de medidas de mitigación que permitirán cumplir con el objetivo. Sin embargo, estudios previos indican que las medidas propuestas no son suficientes para alcanzar la carbono neutralidad al año 2050 debido a que no se consideran eventuales problemas a futuro con su implementación y no se tiene la certeza de si estas medidas serán aplicadas según lo indicaron. Asimismo, la meta de carbono neutralidad depende de las capturas del sector forestal, cuya capacidad está sujeta a una serie de incertidumbres.

Producto de esto, el objetivo general de esta memoria es analizar y proyectar distintos escenarios de emisiones absolutas nulas de gases de efecto invernadero para el sector de la energía. A diferencia de los estudios previos, se deberá considerar la carbono neutralidad en términos de emisiones absolutas (y no netas).

La metodología propuesta consiste en varias etapas. Primero se analizan brechas de emisiones en los diferentes subsectores que componen el sector de energía: transporte, generación de energía eléctrica, industria, minería, residencial, comercial y público. Se identifican las medidas de mitigación analizadas en estudios previos y se identifican los sectores y usos finales en los cuales es posible reducir las emisiones para alcanzar la carbono neutralidad. En una siguiente etapa se proponen nuevas medidas de mitigación que, sumadas a las planteadas en la NDC, deberían aumentar los niveles de reducción. Las medidas de mitigación son modeladas utilizando el modelo energético PMR. En total se modelan 21 medidas. Finalmente, las medidas de mitigación son simuladas para el horizonte 2022-2050 y se verifica si es posible alcanzar la carbono neutralidad hacia el año 2050.

Los resultados indican que las medidas de mitigación modeladas permiten simular satisfactoriamente escenarios de carbono neutralidad de emisiones absolutas. Se logra llegar a cero emisiones en cinco de los seis subsectores, dejando al restante muy cerca de este hito. El análisis económico entrega como resultados que 15 de las 21 medidas de mitigación tienen costos negativos de abatimiento, lo que implica que será más fácil de implementar estas medidas que las restantes, cuyos costos de abatimiento son positivos.

AGRADECIMIENTOS

Agradezco en primer lugar a mi familia por la educación y los consejos entregados a lo largo de mi vida. Sin ellos este trabajo no hubiera sido posible.

También agradezco al profesor guía Carlos Benavides por permitirme realizar este trabajo. Él siempre estuvo atento a todas mis consultas, ayudándome en cada problema que se me presentaba, incluso durante su tiempo libre.

TABLA DE CONTENIDO

CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS	1
1.1 Introducción.....	1
1.2 Objetivo General	2
1.3 Objetivos Específicos	2
CAPÍTULO 2: MARCO TEÓRICO	3
2.1 Gases de efecto invernadero	3
2.2 Acuerdo de París	4
2.3 Planificación Energética de Largo Plazo	4
2.4 Modelos de planificación energética	5
CAPÍTULO 3: ESTADO DEL ARTE	7
CAPÍTULO 4: METODOLOGÍA	17
4.1 Brechas de emisiones.....	17
4.2 Medidas de mitigación.....	20
4.2.1 Sector generación eléctrica	23
4.2.2 Sector transporte	23
4.2.3 Sector industria y minería	24
4.2.4 Sector residencial	25
4.2.5 Sector comercial.....	26
4.2.6 Sector público.....	26
4.3 Modelo de planificación energética	26
4.4 Modelamiento de medidas	30
4.4.1 Sector generación eléctrica	32
4.4.2 Sector transporte	33
4.4.3 Sector industria y minería	36
4.4.4 Sector residencial	38
4.4.5 Sector comercial.....	39
4.4.6 Sector público.....	40

CAPÍTULO 5: SIMULACIONES	41
5.1 Casos de estudio	41
5.2 Resultados	42
CAPÍTULO 6: CONCLUSIONES	52
BIBLIOGRAFÍA	53
ANEXOS	55

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2-1. Comparación de los gases de efecto invernadero según su potencial de calentamiento global a 100 años. Fuente: [6].	3
Tabla 3-1. Cuadro comparativo de las medidas de mitigación propuestas en la NDC y en la PELP. Fuente: [1] [11].	12
Tabla 4-1. Emisiones de productos finales para cada subsector, año 2018. Fuente: Elaboración propia.	18
Tabla 4-2. Emisiones de productos finales para cada subsector proyectadas para el año 2050. Fuente: Elaboración propia.	19
Tabla 4-3. Medidas de mitigación propuestas para lograr cero emisiones absolutas en Chile. Fuente: Elaboración propia.	21
Tabla 5-1. Medidas de mitigación agrupadas por sector. Fuente: Elaboración propia.	41
Tabla 5-2. Emisiones de cada sector al aplicar cada medida de mitigación por separado. Fuente: Elaboración propia.	42
Tabla 5-3. Costos globales al aplicar cada medida de mitigación por separado. Fuente: Elaboración propia.	43
Tabla 5-4. Emisiones abatidas en todo el período de estudio, junto con los costos de abatimiento por tonelada de CO ₂ eq. Fuente: Elaboración propia.	44
Tabla 5-5. Emisiones de cada sector al aplicar las medidas de mitigación agrupadas por sector. Fuente: Elaboración propia.	46
Tabla A-1. Evolución de costos de inversión. Fuente: Elaboración propia.	60

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Figura 2-1. Emisiones de Chile en el año 2018 con datos del INGEI. Fuente: Elaboración propia.....	4
Figura 3-1. Participación en el nivel de emisiones de CO ₂ eq por sector a nivel nacional, año 2016. Fuente: [9].....	7
Figura 3-2. Proyección de emisiones al 2050 y meta de reducción de emisiones. Fuente: [9].....	8
Figura 3-3. Curva de abatimiento del sector energía al año 2050. Fuente: [9].....	8
Figura 3-4. Emisiones por sector para el escenario de referencia y la estrategia NDC. Fuente: [10].....	9
Figura 3-5. Emisiones en 2030 para supuestos de referencia y en 1,000 futuros para las estrategias NDC y NDC +. Fuente: [10].....	10
Figura 3-6. Comparación de las emisiones del año 2018 con las proyecciones de los 3 escenarios de la PELP para el año 2050. Fuente: Elaboración propia.	11
Figura 4-1. Diagrama del modelo PMR. Fuente: Elaboración propia.	29
Figura 4-2. Diagrama del modelo PMR actualizado con la creación de nuevos procesos. Fuente: Elaboración propia.	30
Figura 4-3. Comparación de las curvas de crecimiento lineal y logística. Fuente: Elaboración propia.	31
Figura 4-4. Evolución de la capacidad instalada de las centrales a carbón. Fuente: Elaboración propia.	32
Figura 4-5. Evolución de la capacidad instalada de las centrales a gas y diésel. Fuente: Elaboración propia.	33
Figura 5-1. Emisiones del sector generación luego de aplicar las medidas de mitigación. Fuente: Elaboración propia.....	46
Figura 5-2. Emisiones del sector transporte luego de aplicar las medidas de mitigación. Fuente: Elaboración propia.....	47
Figura 5-3. Emisiones del sector industria y minería luego de aplicar las medidas de mitigación. Fuente: Elaboración propia.....	47
Figura 5-4. Emisiones del sector residencial luego de aplicar las medidas de mitigación. Fuente: Elaboración propia.....	48
Figura 5-5. Emisiones del sector comercial luego de aplicar las medidas de mitigación. Fuente: Elaboración propia.....	48
Figura 5-6. Emisiones del sector público luego de aplicar las medidas de mitigación. Fuente: Elaboración propia.....	49
Figura 5-7. Emisiones del sector energía luego de aplicar las medidas de mitigación. Fuente: Elaboración propia.....	49
Figura 5-8. Emisiones del sector energía luego de aplicar las medidas de mitigación, separadas por subsector. Fuente: Elaboración propia.....	50
Figura 5-9. Comparación de las emisiones del año 2018 con las proyecciones de los 3 escenarios de la PELP para el año 2050. Fuente: Elaboración propia.	51

CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS

1.1 Introducción

En el año 2020 Chile actualizó su NDC (Nationally Determined Contribution) [1] y propuso que para el año 2050 se alcanzará la carbono neutralidad. Esto quiere decir que las emisiones absolutas, menos las capturas del sector forestal, de los gases efecto invernadero serán menores o iguales a cero. De acuerdo con el último Inventario de Gases de Efecto Invernadero de Chile, en el año 2018, se emitieron 118 millones de toneladas de dióxido de carbono equivalente (CO₂eq), de las cuales cerca de un 73% de estas correspondieron al sector de la energía, desglosándose en un 27% de generación, 24% de transportes, 16% en industria, donde la mitad es de minería, y 6% de edificación [2].

El calentamiento global se produce por un aumento sostenido de las emisiones de gas invernadero. El más importante es el CO₂, el cual se emite en grandes cantidades por todo el mundo y tiene una capacidad de retener el calor reflejado por la tierra, causando el efecto invernadero. Un aumento de la temperatura de la atmosfera afecta a toda vida en ella y en el planeta, derritiendo glaciares, aumentando el nivel del mar, entre otros problemas [3].

El año 2021 la ONU emitió un informe sobre el cambio climático, donde menciona que “el cambio climático es generalizado, rápido y se está intensificando” [4]. Expertos dicen que los daños ya son irreparables y que hay que tomar medidas para evitar catástrofes mayores. De ahí salió la motivación por querer desarrollar el tema de memoria en este ámbito ya que el cambio climático afectará a todos por igual y hay que trabajar cuanto antes en combatir el calentamiento global para evitar problemas más severos.

El problema para resolver en este trabajo consiste en plantear diferentes escenarios de carbono neutralidad según diferentes medidas de mitigación a implementar. A diferencia de estudios previos, en este trabajo se deberá analizar la carbono neutralidad en términos de emisiones absolutas y no emisiones netas, es decir, se debe suponer que las capturas de emisiones del sector forestal son mínimas. La motivación de realizar este análisis tiene que ver con que probablemente los países deberán aumentar su ambición de reducción de emisión con el objeto de contribuir a detener el incremento global de la temperatura. Si bien la meta de carbono neutralidad parece ambiciosa, en el caso de Chile, esta depende de la captura del sector forestal, la cual se estima que sea del orden de 65 millones tCO₂eq hacia el año 2050.

Durante el desarrollo de esta memoria se analiza y simulan distintas medidas de mitigación con el objeto de alcanzar la carbono neutralidad en emisiones absolutas. Las simulaciones son realizadas utilizando el modelo de planificación energética PMR desarrollado por el Centro de Energía de la Universidad de Chile [5].

El modelamiento de las medidas de mitigación es parte esencial del trabajo a realizar, permitiendo así poder obtener los resultados que permitan concluir este estudio. Para ello primero se deberá analizar las brechas donde se emiten gases contaminantes.

Esto permitirá identificar diferentes medidas de mitigación, las cuales serán modeladas y puestas a prueba.

Por lo tanto, los objetivos de esta memoria son:

1.2 Objetivo General

El objetivo general de esta memoria es analizar y proyectar distintos escenarios de emisiones absolutas nulas de gases de efecto invernadero para el sector de la energía.

1.3 Objetivos Específicos

- Analizar las medidas de mitigación que actualmente se han analizado en el país e identificar las brechas de reducción de emisiones para alcanzar la carbono neutralidad en cada uno de los sectores.
- Identificar nuevas medidas de mitigación que permitan reducir las emisiones de gases de efecto invernadero de los sectores generación eléctrica, transporte, industria, minería, residencial, comercial y público.
- Realizar modelos matemáticos de estas medidas para efectos de simular su impacto en el horizonte de evaluación 2022-2050.
- Simular la implementación de estas medidas y verificar el cumplimiento de la carbono neutralidad.

CAPÍTULO 2: MARCO TEÓRICO

Para entender los conceptos que serán abordados más adelante, primero se explicarán brevemente algunos temas para poder entrar en contexto.

2.1 Gases de efecto invernadero

Los gases de efecto invernadero son gases que se encuentran en la atmósfera y tienen la capacidad de absorber la radiación emitida por el planeta, principalmente por el reflejo de la luz solar, y emitirla en todas direcciones. Por lo tanto, parte de la radiación emitida vuelve a la tierra, generando un aumento progresivo de la temperatura superficial y atmosférica del planeta.

Existen varios tipos de gases de efecto invernadero. Estos tienen una capacidad distinta de absorción de radiación, por lo que, para poder compararlos, se hizo una conversión a CO₂ equivalente [6], la que se muestra en la Tabla 2-1. La tabla indica, por ejemplo, que una tonelada de metano es equivalente a 25 toneladas de dióxido de carbono si se analizan 100 años después de su liberación. Como el metano se degrada en menos tiempo, su potencial es mayor cuando el gas es más joven (84 veces el CO₂ a los 20 años). Sin embargo, se utiliza una conversión a 100 años para hacer la comparación.

Gracias a esta conversión, las cifras sobre gases de efecto invernadero serán indicadas como millones de toneladas de dióxido de carbono equivalente (millón tCO₂eq).

Tabla 2-1. Comparación de los gases de efecto invernadero según su potencial de calentamiento global a 100 años. Fuente: [6].

Gas de efecto invernadero	Fórmula química	Potencial de calentamiento global a 100 años
Dióxido de carbono	CO ₂	1
Metano	CH ₄	25
Oxido de nitroso	N ₂ O	298
Hidrofluorocarbonos	CHF ₃	14.800
	CH ₂ F ₂	675
	SF ₆	22.800
	CF ₄	7.390
	Entre otros	-

El Ministerio de Medio Ambiente publica bienalmente el Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero (INGEI) de Chile. La última versión, del año 2020, contempla datos de la serie 1990-2018. Considerando solo las emisiones del año 2018 y dando énfasis al sector energía, la Figura 2-1 muestra el desglose de las emisiones por subsector. El sector energía contribuye con el 73,1% de las emisiones.

Emisiones de Chile en el año 2018 (MtCO₂eq)



Figura 2-1. Emisiones de Chile en el año 2018 con datos del INGEI. Fuente: Elaboración propia.

2.2 Acuerdo de París

El acuerdo de París del año 2015 surgió de la COP21 y fija el acuerdo entre las partes de la convención Marco de las Naciones Unidas Contra el Cambio Climático. Este acuerdo establece, entre otras cosas, que cada país miembro deberá establecer sus propias Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional.

Una Contribución Determinada a Nivel Nacional (NDC por sus siglas en inglés), es un documento que agrupa todas las acciones que cada país, voluntariamente, ejecutará para reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero. Estas acciones deberán estar en constante actualización acorde al avance del país en materia de combatir el cambio climático. Para la COP21, Chile propuso reducir su intensidad de emisiones condicional al crecimiento económico del país, evitar o reducir la degradación forestal y recuperar bosques degradados [7]. Posteriormente, en el año 2020 Chile actualizó su NDC y propuso: reducir sus emisiones por debajo de las 95 millones tCO₂eq en el año 2030, un presupuesto de carbono que no superará las 1.100 millones tCO₂eq entre los años 2020 y 2030, desarrollar una hoja de ruta de economía circular, un manejo sustentable y recuperación de áreas verdes, y alcanzar la meta de carbono neutralidad en emisiones netas en el año 2050 [1].

2.3 Planificación Energética de Largo Plazo

La Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) es desarrollada por el Ministerio de Energía y, en base a distintos factores, proyecta diferentes escenarios sobre la oferta y demanda de la energía. En este reporte se pueden encontrar proyecciones para alcanzar la carbono neutralidad. En total se analizan cinco escenarios diferentes, los cuales se encuentran en un rango que va de uno optimista a otro pesimista. Para poder modelar de la mejor forma las medidas de mitigación a desarrollar, las

proyecciones de la PELP serán de gran ayuda ya que permiten identificar cómo evolucionará la participación de las energías renovables, la descarbonización de la matriz energética, evaluar la viabilidad de la electromovilidad, evaluar la reconversión térmica y motriz por el uso de electricidad, entre otros.

Por otro lado, dentro del trabajo desarrollado en la PELP, se establecen tres escenarios con diferentes grados de medidas de mitigación que permitirán o no llegar a la carbono neutralidad en el año 2050. Estos escenarios se basan en las medidas propuestas por la NDC, siendo uno de ellos similar a esta, otro optimista y el último pesimista.

2.4 Modelos de planificación energética

Para evaluar diferentes escenarios de carbono neutralidad, existen diferentes modelos que se han usado en Chile [8]. Estos modelos permiten proyectar diferentes niveles de oferta y demanda tanto de productos como de recursos energéticos. A continuación, se describen algunos de estos modelos.

Modelo de proyección de demanda eléctrica CNE

La Comisión Nacional de Energía (CNE) hace proyecciones de demanda eléctrica, separándolas para los clientes libres y clientes regulados. También lo hace a nivel sistémico y a nivel de distribuidoras. Estas proyecciones se realizan a partir de modelos econométricos y considera variables como el PIB, la población y el precio del cobre. Los modelos se estiman mediante series históricas del PIB y población por cada región.

Modelo de proyección de demanda eléctrica Coordinador Eléctrico

El Coordinador Eléctrico Nacional por su parte dispone de un modelo de proyección de demanda eléctrica que toma en cuenta datos históricos de retiros en las diferentes barras del sistema eléctrico nacional y con resolución mensual. Estas proyecciones se hacen separadamente para clientes regulados, clientes libres asociados a industrias mineras y otros clientes libres. Para cada caso se analizan diferentes indicadores, entre los que se encuentran el IMACEC (con tres versiones diferentes: el estándar, uno enfocado solo en la actividad minera y el otro sin considerar la actividad minera), precio de la energía eléctrica, población y número de viviendas.

Modelo de proyección de demanda eléctrica COCHICO

La Corporación Chilena del Cobre (COCHICO) también dispone de un modelo de proyección de demanda eléctrica, pero éste es exclusivo de la actividad minera. Se basa en estimaciones de intensidad energética para los procesos mineros y en proyecciones futuras de producción del cobre. Las proyecciones son para faenas mineras que actualmente están en operación, para proyectos mineros en construcción y para proyectos futuros con posibilidad de concretarse en un horizonte de 10 años. Las variables que utiliza este modelo para hacer sus proyecciones son los coeficientes de consumo unitario de energía por faena y proceso en base a datos operacionales provenientes de diferentes empresas mineras del país.

Modelo de proyección de demanda energética Ministerio de Energía

La PELP utiliza un modelo de proyección de demanda de energía y un modelo para el sector generación eléctrica. El modelo de proyección de demanda de energía es diferente a los demás ya que proyecta la demanda todos los tipos energéticos, no solo electricidad, y para todos los sectores del Balance Nacional de Energía del Ministerio de Energía. Está basado principalmente en modelos desarrollados por el proyecto MAPS-Chile del Ministerio del Medio Ambiente, el cual tiene como objetivo generar evidencia científica de cuáles son las medidas de mitigación más costo-efectivas para combatir el cambio climático en Chile. Tiene la característica de que detalla con mejor precisión los distintos usos finales de la energía, como por ejemplo el calor para procesos industriales, fuerza motriz, iluminación, calefacción residencial, agua caliente sanitaria (ACS), entre otros.

Modelo energético PMR

El modelo energético PMR es desarrollado por el Centro de Energía de la Universidad de Chile¹. Se trata de un modelo de optimización que proyecta en forma integrada la oferta y demanda de energía de todos los energéticos representados en el Balance de Energía. La función objetivo minimiza el costo del consumo energético, de las inversiones, del pago de impuestos de emisiones, entre otros, para así proyectar la demanda y oferta de energía y las emisiones de gases efecto invernadero. Esto requiere de una serie de datos de entrada como la proyección de los precios de combustibles, características de las diferentes tecnologías que operan en el país (costo de inversión, factor de planta, potencia instalada, costos de operación y mantenimiento, etc.), demanda de diferentes productos, entre otros. Este modelo es el que se usará para evaluar los escenarios de carbono neutralidad, por lo que una descripción más detallada se muestra en la sección 4.3.

¹ Carlos Benavides, Manuel Díaz, Raúl O' Ryan, Sebastián Gwinner & Erick Sierra (2021) Methodology to analyse the impact of an emissions trading system in Chile, *Climate Policy*, 21:8, 1099-1110, DOI: [10.1080/14693062.2021.1954869](https://doi.org/10.1080/14693062.2021.1954869)

CAPÍTULO 3: ESTADO DEL ARTE

Se debe tener en consideración algunos trabajos previos en materia del desarrollo de escenarios de carbono neutralidad. Para ello, se hizo una revisión de algunos documentos que se relacionan con el trabajo a realizar.

El primero es un informe del Ministerio de Energía, denominado *Carbono neutralidad en el sector energía. Proyección de consumo energético nacional 2020* [9]. Este informe establece, a grandes rasgos, lo que hay que hacer para combatir el cambio climático, sin entrar en detalles de las medidas a ejecutar. El informe menciona la meta de carbono neutralidad de Chile para el año 2050. Indica el desglose de la participación de los distintos sectores en el nivel de emisiones de CO₂eq (ver Figura 3-1). Proyecta que, para ese año, las emisiones de gases efecto invernadero serán 130 millones de toneladas si no se toman acciones. Determina de esta forma que es necesario reducir a la mitad las emisiones para ese año, dejando a la otra mitad ser absorbida por el sector forestal (ver Figura 3-2). De esta forma se lograría la carbono neutralidad en Chile. Para reducir a la mitad las emisiones, establece una serie de medidas de mitigación, con una proyección del costo neto de operación de estas medidas, donde cerca de tres cuartas partes de las emisiones pueden ser enfrentadas con costos negativos de abatimiento, es decir, en el largo plazo tienen menores costos de operación que si no se hace nada (ver Figura 3-3). Eso sí, tienen un alto costo de implementación, lo cual es una barrera de entrada.

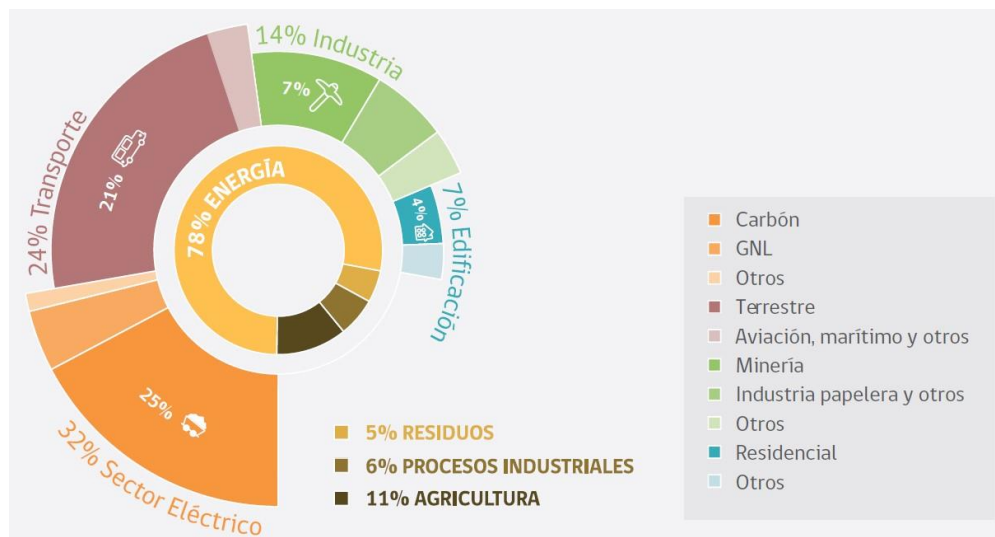


Figura 3-1. Participación en el nivel de emisiones de CO₂eq por sector a nivel nacional, año 2016. Fuente: [9].

Proyección Chile 2050

Emisiones	130 MtCO ₂ e	
Captura Forestal	65 MtCO ₂ e	Reducción/Mitigación 65 MtCO ₂ e

Figura 3-2. Proyección de emisiones al 2050 y meta de reducción de emisiones. Fuente: [9].

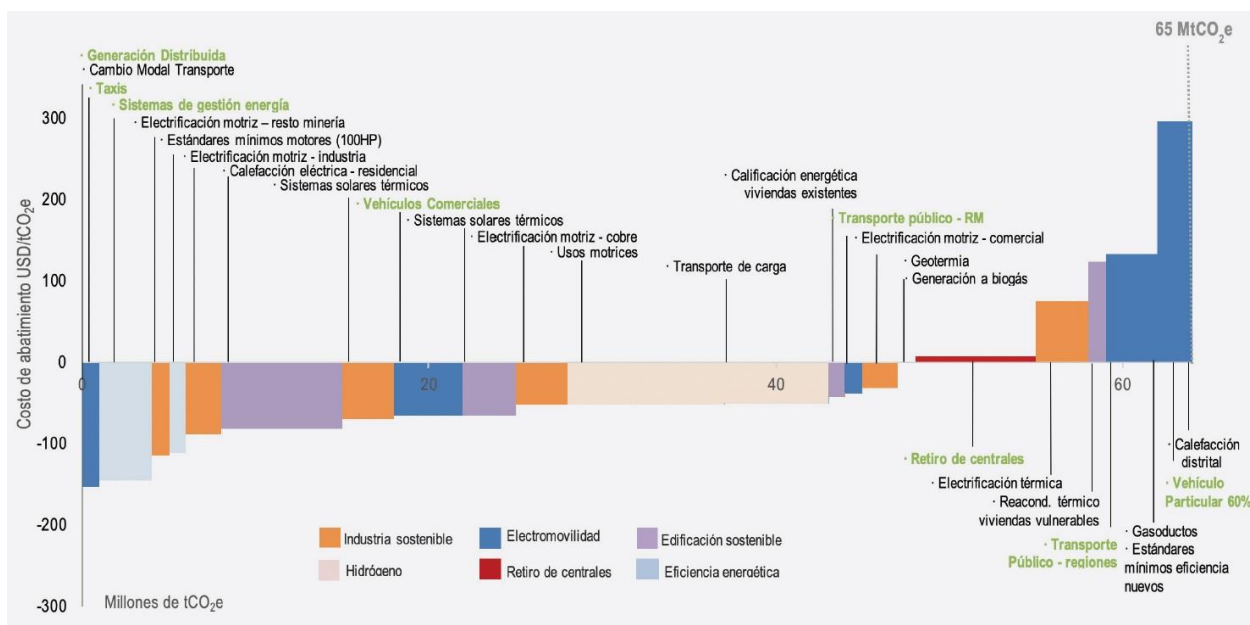


Figura 3-3. Curva de abatimiento del sector energía al año 2050. Fuente: [9].

El segundo documento es la NDC actual de Chile, desarrollado por varios ministerios [1]. Establece lo que se va a hacer para combatir el cambio climático. Por lo tanto, indica las medidas concretas a realizar con los plazos requeridos para esto. La NDC deberá ser actualizada cada cinco años acorde a cómo evolucionen las emisiones de gases en Chile. El problema de estas medidas de mitigación anunciadas es que no considera ninguna complicación ni incertidumbres asociadas durante todo el horizonte de tiempo en que se van a implementar. Es como si se tratara de un escenario ideal y que todo ocurrirá según lo acordado. Por ejemplo, considera solo uno de los cinco escenarios de oferta y demanda de la energía establecidos por la PELP y que no van a ocurrir incendios forestales masivos como los del último tiempo. Esto implica que las complicaciones en el proceso de combatir el cambio climático serán importantes y la probabilidad de cumplir con la meta es baja.

El tercer documento revisado es *Opciones para lograr la neutralidad en carbono para 2050 en Chile en condiciones de incertidumbre. Informe fase II. Modelación y análisis* [10]. Este documento establece lo que se debería hacer y es desarrollado por

varias instituciones del país, entre ellas el Centro de Energía de la facultad. En el documento se pone a prueba la NDC de Chile, incorporando distintos grados de incertidumbre tanto a los diferentes sectores como a las medidas de mitigación. Como resultado se tiene que la NDC actual no cumple con la carbono neutralidad en la gran mayoría de los escenarios. Es por esto que establece una NDC alternativa, llamada NDC+, donde robustece las medidas y adiciona otras, con lo cual se obtiene que en un 83% de los escenarios simulados se logra la meta de la carbono neutralidad. En la Figura 3-4 se puede ver la proyección de las emisiones de gases para el año 2050 tomando las medidas de la NDC. Se puede observar que al 2050 se logra la carbono neutralidad, pero gracias a la absorción de gases del sector forestal. La diferencia de este trabajo con el que se desarrollará en la presente memoria es que en ésta se buscará reducir las emisiones absolutas en cada sector, hasta ser cero emisiones. Aún hay muchas toneladas de CO₂eq por mitigar, sobre todo en el sector transporte y en la industria.

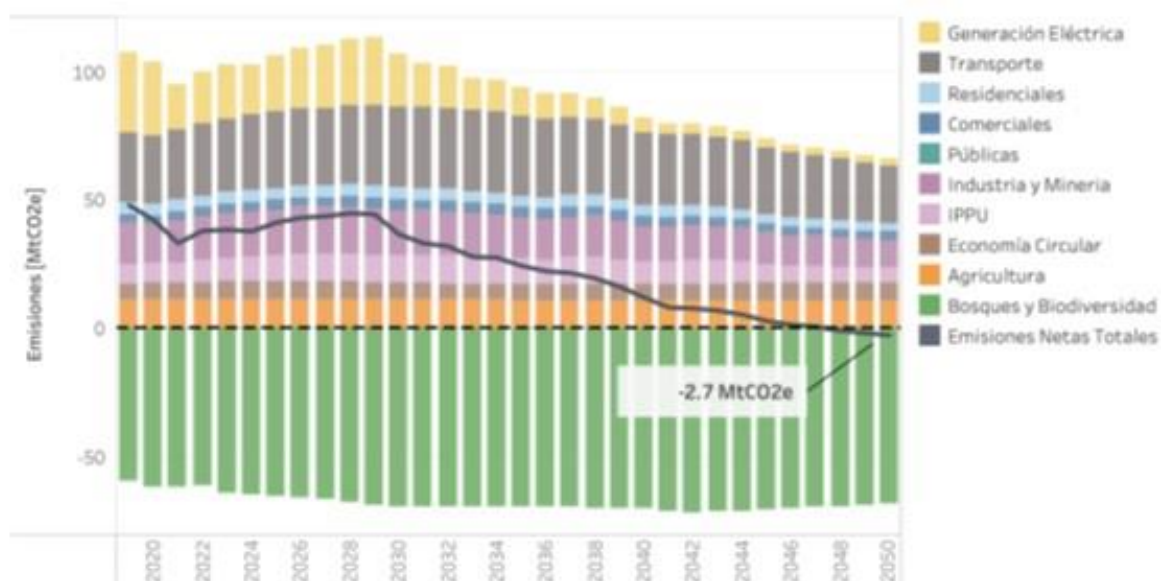


Figura 3-4. Emisiones por sector para el escenario de referencia y la estrategia NDC. Fuente: [10].

En la Figura 3-5 se comparan las NDC con la NDC+. Se ve con más detalle que para el 2050 hay muchas emisiones absolutas por mitigar. Si bien se ve difícil llegar a cero emisiones en algunos sectores, se puede utilizar otros mecanismos de absorción de gases efecto invernadero enfocados a cada subsector, como por ejemplo la utilización de herramientas de captura, uso y almacenamiento de carbono.

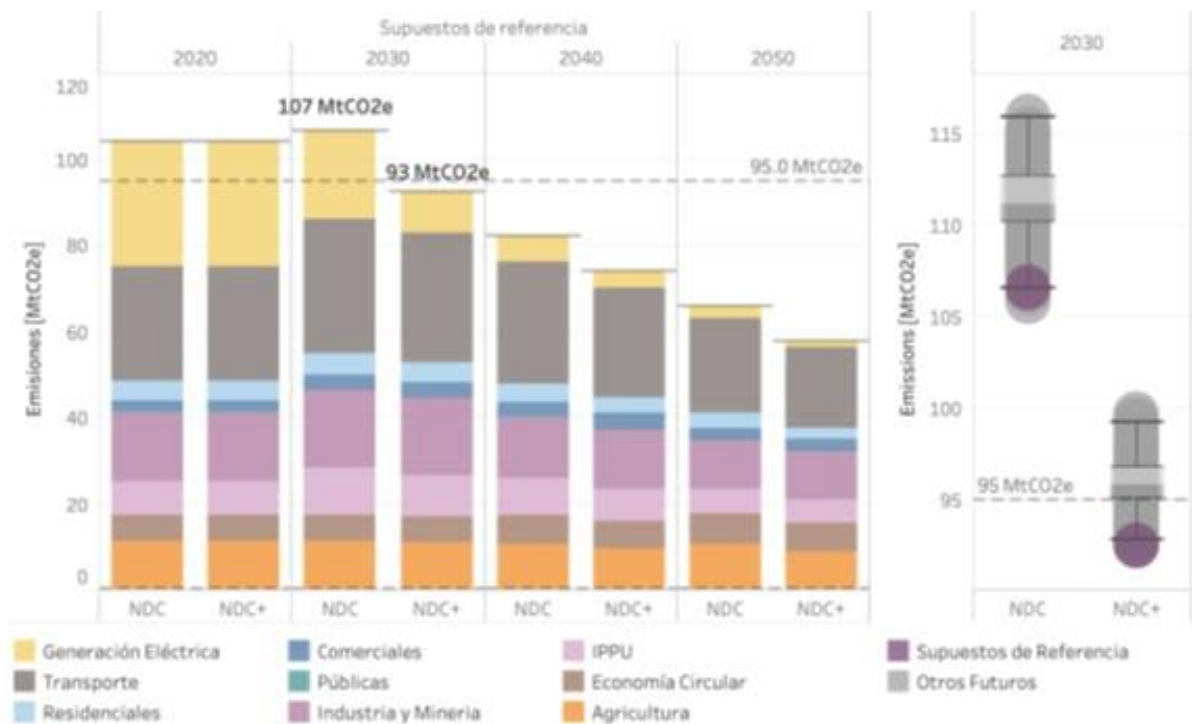


Figura 3-5. Emisiones en 2030 para supuestos de referencia y en 1,000 futuros para las estrategias NDC y NDC +. Fuente: [10].

Por último, la PELP publicó en agosto del 2021 una versión preliminar de la planificación energética para el período 2023-2027 [11]. La novedad de este documento es que incluye tres escenarios con medidas para combatir el cambio climático y proyecta las emisiones de cada sector para el año 2050. Estos escenarios se basan en las medidas propuestas en la NDC y considera un escenario optimista, uno pesimista y otro en un término medio.

El escenario pesimista lleva por nombre “Recuperación Lenta Post Covid” (RPC) ya que considera que los efectos de la pandemia repercutirán negativamente en la aplicación de las medidas planteadas por la NDC, por lo que la transición energética a fuentes renovables será más lenta de lo esperado hace algunos años previo a la aparición del virus Covid-19. En base a las proyecciones de emisiones, este escenario no cumple con la carbono neutralidad para el año 2050.

El siguiente escenario se llama “Rumbo a la Carbono Neutralidad al 2050” (RCN) y es el más parecido a lo planteado por la NDC. Es por esto que este escenario cumple con la carbono neutralidad con lo justo, por lo que no hay holguras.

El último escenario se llama “Acelerando la Transición Energética” (ATE) y es el escenario más ambicioso de todos. En él se robustecen las medidas planteadas por lo que también cumple con la carbono neutralidad incluso antes del 2050. Esto implica que deja holguras en caso de futuras complicaciones. Sin embargo, este escenario aún mantiene emisiones de gases efecto invernadero en el sector de la energía, por lo que

es necesario fortalecer e implementar nuevas medidas para llegar a las cero emisiones absolutas.

Al aplicar las medidas de mitigación propuestas por la PELP, se logra proyectar las emisiones de cada escenario propuesto, las que se muestran en la Figura 3-6. Se incluye además la cantidad emitida durante el año 2018. En la Tabla 3-1 se muestran las medidas propuestas tanto por la PELP como por la NDC.

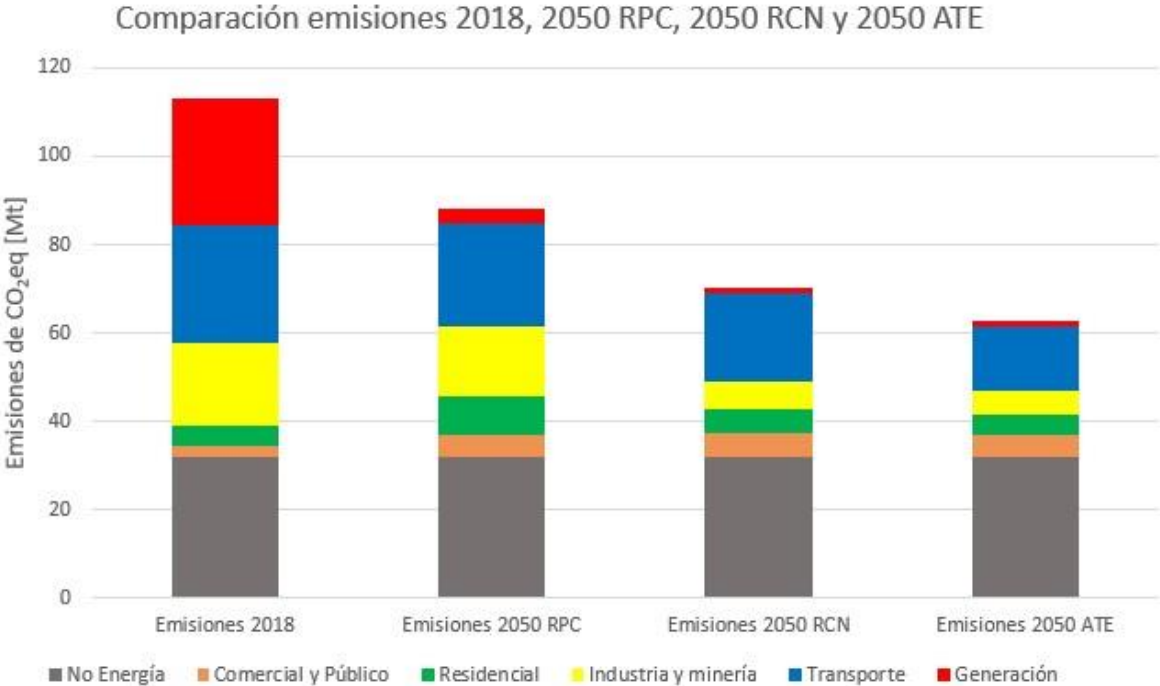


Figura 3-6. Comparación de las emisiones del año 2018 con las proyecciones de los 3 escenarios de la PELP para el año 2050. Fuente: Elaboración propia.

Tabla 3-1. Cuadro comparativo de las medidas de mitigación propuestas en la NDC y en la PELP. Fuente: [1] [11].

Sector	Medida		NDC	RPC	RCN	ATE	
Generación	Retiro de centrales a carbón		Retiro de 5500 MW al 2040	Año 2040	Año 2035	Año 2030	
Generación	Generación distribuida		1800 GWh en residencial y 5657 GWh en comercial	n/a	n/a	n/a	
Generación	Geotermia		35 GWh a nivel nacional, cifras que se mantiene hasta el año 2050	n/a	n/a	n/a	
Transporte	Electromovilidad	Transporte público urbano	100% buses eléctricos al 2040	100% buses eléctricos al 2045			
Transporte		Taxis	100% taxis colectivos a 2050	100% parque eléctrico al 2046	100% parque eléctrico al 2038		
Transporte		Vehículos livianos	58% vehículos particulares y comerciales a 2050	100% venta vehículos cero emisiones al 2050 40% participación vehículos eléctricos al 2050	100% venta vehículos cero emisiones al 2040 60% participación vehículos eléctricos al 2050	100% venta vehículos cero emisiones al 2035 60% participación vehículos eléctricos al 2050	
Transporte		Vehículos medianos				100% venta vehículos cero emisiones al 2030 70% eléctricos medianos al 2050	
Transporte		Transformación de vehículos livianos a vehículos eléctricos (VE)	n/a	n/a	Reemplazo de 15% stock vehículos convencionales a VE al 2035	Reemplazo de 20% stock vehículos convencionales a VE al 2035	

Sector	Medida		NDC	RPC	RCN	ATE
Transporte	Estándares de rendimiento energético	Vehículos livianos	n/a	2024 22,5 km/lge 2027 27,3 km/lge 2030 28,9 km/lge (kilometro por litro de gasolina equivalente)	2024 22,5 km/lge 2027 27,3 km/lge 2030 28,9 km/lge 2040 34,8 km/lge 2050 39,6 km/lge	2024 22,5 km/lge 2027 27,3 km/lge 2030 28,9 km/lge 2040 39,6 km/lge
Transporte		Vehículos medianos	n/a	2025 15,2 km/lge 2028 18,5 km/lge 2031 20,0 km/lge	2025 15,2 km/lge 2028 18,5 km/lge 2031 20,0 km/lge 2040 25,0 km/lge 2050 30,0 km/lge	2025 15,2 km/lge 2028 18,5 km/lge 2031 20,0 km/lge 2040 30,0 km/lge
Transporte		Vehículos pesados (tractocamiones)	n/a	Mejorar un 40% (equivalente a reducir el consumo 27%) el rendimiento a partir de 2030		
Transporte	Hidrógeno verde	Vehículos pesados (tractocamiones)	71% en transporte de carga a 2050	50% del parque al 2050	84% del parque es propulsado al 2050 100% ventas cero y baja emisión al 2045	
Transporte		Transporte aéreo comercial	n/a	n/a		Participación de 78% en suministro energético en vuelos nacionales
Transporte	Infraestructura de bicicleta		n/a	n/a	Aumento lineal de participación del modo bicicleta hasta alcanzar un 6% del transporte urbano	Aumento lineal de participación del modo bicicleta hasta alcanzar un 10% del transporte urbano
Transporte	Transporte marítimo		n/a	n/a	n/a	n/a
Transporte	Cambio modal transporte		Disminución de transporte privado motorizado por cambio a buses y bicicletas	n/a	n/a	n/a

Sector	Medida		NDC	RPC	RCN	ATE
Industria	Estándares de eficiencia en motores		Recambio de total de motores de hasta 100 HP al 2030	Estándares mínimos de eficiencia energética (MEPS) más exigentes en 2025 y 2035.		
Industria	Sistemas de gestión de energía (SGE) en grandes consumidores		Ahorro anual escalonado (0.6% a 2.5%)	Ahorro anual por SGE: 1.9% los primeros 6 años de implementación, 1% entre el año 7 y el año 20, 0.6% desde el año 21	Ahorro anual por SGE: 2.8% los primeros 6 años de implementación, 1% entre el año 7 y el año 20, 0.6% desde el año 21 en adelante	
Industria	ERNC en procesos térmicos			13% participación de energía solar en uso térmico de papel y celulosa, industrias varias, cemento, azúcar, siderurgia, minas varias al 2050		
Industria	Hidrógeno verde	Procesos térmicos	2% en industria a 2050	9% participación en industrias varias al 2050		
Industria		Usos motrices	Industria	n/a	10% participación al 2050	
Industria			Minería		65% minas varias al 2050	
Industria			Minería del cobre		97% minería del cobre al 2050	
Industria	Electrificación	Usos motrices	Industria	n/a	92% en industrias varias al 2050	
Industria			Minería	21% participación minas varias	35% participación en minas varias	
Industria			Minería del cobre	53% minería cobre	3% minería cobre	
Industria		Usos térmicos	Industria	7% en industrias varias, 28% papel y celulosa (PyC)		28% usos térmicos en industrias varias y PyC
Industria			Minería	28% en minas varias y ~72% en minería cobre (fundición)		
Industria	Sistemas solares térmicos (SST)		Industria	10% de usos térmicos en Industria	n/a	n/a

Sector	Medida		NDC	RPC	RCN	ATE
Industria	Sistemas solares térmicos (SST)	Minería del cobre	16% de usos térmicos en Minería del cobre	n/a	n/a	n/a
Industria	Generación biogás		Rellenos sanitarios nuevos con centrales eléctricas	n/a	n/a	n/a
Residencial	Estándares mínimos para refrigeradores		n/a	Se implementan estándares mínimos de eficiencia energética (MEPS)		
Residencial	Medidas de etiquetado de artefactos		MEPS de TV, Lavavajillas, Secadoras, Hornos Eléctricos y Microondas	Se reduce consumo promedio de artefactos al 1% adicional		
Residencial	Envolvente térmica de viviendas	Reglamentación térmica (RT)	n/a	Nueva RT en 2022	Nueva RT en 2022. Se actualiza y mejora en 2031	Nueva RT en 2022. Se actualiza y mejora en 2031 y 2041
Residencial		Reacondicionamiento térmico	Reacondicionamiento a 20.000 viviendas al año	Subsidios: 10.000 viviendas al año a partir del 2022 hasta el 2050	Subsidios: 20.000 viviendas al año a partir del 2022 hasta el 2050 Créditos: 20.000 viviendas al año hasta el 2050	Subsidios: 30.000 viviendas al año a partir del 2022 hasta el 2050 Créditos: 30.000 viviendas al año hasta el 2050
Residencial		Calificación energética nuevas viviendas	n/a	A+ 5%; A 15%; B 25%; C 30%; D 20% & E 5%.	A+ 5%; A 10%; B 35%; C 40%; D 10% & E 0%.	A+ 5%; A 35%; B 35%; C 20%; D 5% & E 0%
Residencial	Net Zero Buildings		n/a	n/a	Se construyen 450.000 viviendas con estándar Net Zero entre 2041-2050	Se construyen 900.000 viviendas con estándar Net Zero entre 2041-2050
Residencial	Recambio a leña seca		n/a	100% a nivel urbano al 2030 y 100% a nivel nacional al 2050		
Residencial	Calefacción	Electrificación de consumos	57% de casas y 70% de departamentos calefaccionan con electricidad al 2050	48% viviendas (casas y departamentos) al 2050	56% viviendas (casas y departamentos) al 2050	

Sector	Medida		NDC	RPC	RCN	ATE
Residencial	Calefacción	Geotermia para calefacción (de baja entalpia)	n/a	n/a	1% participación en hogares tipo casa al 2050	6% participación en hogares tipo casa al 2050
Residencial		Calefacción distrital	0,2% en la matriz consumo energético para el uso calefacción	n/a	n/a	n/a
Residencial	Cocción	Electrificación de consumos	n/a	Se alcanza 10% de participación al 2050		14% participación al 2050
Residencial	Agua Caliente Sanitaria (ACS)	Electrificación de consumos	n/a	Se alcanza 17% de participación al 2050		30% participación al 2050
Residencial		Sistemas solares térmicos (SST)	52% de los hogares al 2050	8.000 SSTs al año a partir del 2022 y hasta el 2050	12.000 SSTs al año a partir del 2022 y hasta el 2050	20.000 SSTs al año a partir del 2022 y hasta el 2050
Residencial	Hidrógeno verde para usos térmicos en general		7% en hogares a 2050	Se menciona la utilización del hidrogeno verde en sector residencial, pero no se indica la magnitud de su utilización		
Publico	Eficiencia energética en luminarias públicas		n/a	Se reemplazan 8.000 unidades al año		Se reemplazan 18.000 unidades al año
Publico	Programa Eficiencia Energética Edificios Públicos		n/a	Se reacondicionan 5 edificios públicos al año	Se reacondicionan 15 edificios públicos al año	
Publico	Programa de Eficiencia Energética en Hospitales		10% de hospitales con SST para ACS	Se reacondicionan 5 hospitales al año.		Se reacondicionan 5 hospitales al año.
Comercial	Electrificación de la calefacción en malls		n/a	n/a	100% uso electricidad para calefacción al 2050	
Comercial	Electrificación usos motrices en sector Otros (para reemplazar diésel)		56% en sector comercial al 2050	50% participación en usos motrices de comercio	55% participación en usos motrices de comercio	60% participación en usos motrices de comercio
Comercial	Calefacción eléctrica público comercial		Supermercados, multitiendas y clínicas usan de 84%, 76% y 48% al 2050, respectivamente	n/a	n/a	n/a

CAPÍTULO 4: METODOLOGÍA

La metodología que permitirá desarrollar el trabajo de esta memoria se basa en tres pilares fundamentales: identificación de brechas de emisiones, propuesta de medidas de mitigación, modelamiento y simulación de las medidas. Estos permiten construir los diferentes escenarios para luego hacer las simulaciones correspondientes.

4.1 Brechas de emisiones

Lo primero que se debe desarrollar en este trabajo es la identificación de brechas de emisiones de gases efecto invernadero en los diferentes subsectores que componen el sector energía. Para lograr esto, se hizo una simulación del modelo PMR para un escenario carbono neutral desarrollado por el Centro de Energía con anterioridad². Este escenario se compone de medidas de mitigación que permiten llegar a la carbono neutralidad considerando las absorciones del sector forestal.

Los resultados muestran las emisiones de los productos finales, tanto del año 2018 como las proyectadas al año 2050. Estos resultados permitirán reconocer los sectores que más emisiones emiten. Luego, se revisará cuáles de éstos no se ven afectados por las medidas de mitigación propuestas en la NDC o PELP, por lo que de este grupo se identificarán las brechas de emisiones. En la Tabla 4-1 se muestran las emisiones de los productos finales del año 2018, para cada subsector dentro del sector energía. Las emisiones por subsector también se presentan por uso final (producción de calor y suso motrices en industrias; agua caliente sanitaria (ACS), calefacción, cocción en sector residencial; etc.). En la Tabla 4-2 se muestran las emisiones proyectadas al año 2050 de estos productos finales.

² Centro de Energía, 2021. Comparación de instrumentos económicos en base al Modelo Energético PMR.

Tabla 4-1. Emisiones de productos finales para cada subsector, año 2018.
Fuente: Elaboración propia.

Subsector y producto	Emisiones 2018 (millón tCO ₂)	Subsector y producto	Emisiones 2018 (millón tCO ₂)
Azúcar	0,26	Público	0,31
calor	0,26	diésel público	0,14
Celulosa	1,11	gas licuado público	0,07
calor	0,65	gas natural público	0,1
calor calderas	0,46	Residencial	4,4
Cemento	1,08	ACS gas licuado	1,44
calor	1,07	ACS gas natural	0,34
motriz	0,01	calefacción gas licuado	0,72
Cobre	4,92	calefacción gas natural	0,79
calor	0,04	calefacción kerosene	0,38
calor calderas	0,26	cocción gas licuado	0,58
diésel motriz	1,28	cocción gas natural	0,15
motriz extracción	3,32	Siderurgia	0,15
petróleo combustible motriz	0,02	calor	0,01
Comercial	2,3	calor calderas	0,12
ACS gas licuado	0,08	motriz	0,02
ACS gas natural	0,05	Transporte aéreo	1,7
calefacción gas licuado	0,15	aéreo	1,7
calefacción gas natural	0,17	Transporte caminero carga	8,65
calefacción kerosene	0,01	camión	3,37
cocción gas licuado	0,25	tractocamión	5,28
cocción gas natural	0,1	Transporte caminero pasajeros	19,88
electrógeno diésel	0,45	bus	0,27
transporte diésel	1,04	bus RM	0,24
Hierro	0,43	medianos	5,84
calor	0,27	minibús	0,92
electricidad motriz	0,16	moto	0,08
Industrias varias	5,15	livianos	9,54
calor	3,15	taxi	1,73
calor calderas	1,77	Transantiago	1,26
motriz	0,23	Transporte ferroviario carga	0,09
Minas varias	2,66	ferroviario	0,09
calor	1,56	Transporte marítimo	0,65
calor calderas	0,18	marítimo	0,65
motriz	0,92	Total	54,48
Pesca	0,74		
calor	0,35		
calor calderas	0,12		
diésel motriz	0,27		

Tabla 4-2. Emisiones de productos finales para cada subsector proyectadas para el año 2050. Fuente: Elaboración propia.

Subsector y producto	Emisiones proyectadas 2050 (millón tCO2)	Subsector y producto	Emisiones proyectadas 2050 (millón tCO2)
Azúcar	0,12	Público	0,58
calor	0,12	diésel público	0,25
Celulosa	0,65	gas licuado público	0,13
calor	0,65	gas natural público	0,19
Cemento	0,45	kerosene público	0,01
calor	0,45	Residencial	4,27
Cobre	1,48	ACS gas licuado	1,79
calor	0,03	ACS gas natural	0,43
calor calderas	0,06	calefacción gas licuado	0,25
diésel motriz	1,38	calefacción gas natural	0,28
petróleo combustible motriz	0,01	calefacción kerosene	0,52
Comercial	2,43	cocción gas licuado	0,8
calefacción kerosene	0,04	cocción gas natural	0,2
cocción gas licuado	0,76	Siderurgia	0,11
cocción gas natural	0,3	calor	0,01
electrógeno diésel	1,33	calor calderas	0,1
Hierro	0,6	Transporte aéreo	2,81
calor	0,48	aéreo	2,81
motriz	0,12	Transporte caminero carga	0,78
Industrias varias	4,49	camión	0,78
calor	4,49	Transporte caminero pasajeros	10,99
Minas varias	1,93	livianos	10,99
calor	1,93	Transporte ferroviario carga	0,19
Pesca	0,62	ferroviario	0,19
calor	0,35	Transporte marítimo	0,88
diésel motriz	0,27	marítimo	0,88
		Total	33,38

4.2 Medidas de mitigación

A partir de lo mostrado en la Tabla 4-2, se pueden identificar procesos a los que se requieren aplicar medidas de mitigación. Por ejemplo, en la industria y minería, hay procesos térmicos que emiten gases de efecto invernadero que están asociados en la producción de los respectivos productos. También en este sector se observa el uso de calderas y motores que actualmente están contaminando. En el sector transporte, la mayor parte de las emisiones se las llevan la utilización de vehículos livianos y medianos, seguido por el transporte de carga en carreteras, seguido por buses, taxis y aviones. El sector residencial contamina principalmente en el ACS, seguido por la calefacción.

Al analizar los datos mostrados en la Tabla 4-2, se logra identificar que la mayoría de los productos finales bajaron su nivel de emisiones, pero en otros aumentaron, como es el caso de transporte con vehículos livianos. Algunas de las medidas de mitigación consideradas en la simulación anterior fueron: incorporación de sistemas solares térmicos en la industria, minería y comercio; hidrógeno en el transporte minero; electrificación de usos motrices; electromovilidad en buses, taxis, vehículos livianos y medianos; entre otras. Sin embargo, estas medidas no alcanzan a tener un 100% de participación ya que, por ejemplo, aún existen emisiones en el uso de calderas en la industria y minería.

El sector transporte concentra casi un tercio de las emisiones de productos finales, las cuales se generan exclusivamente por la utilización de vehículos livianos, por lo que es de suma importancia aumentar el nivel de participación de la electromovilidad para ese proceso. La producción de calor en las diferentes industrias también contribuye de manera importante a las emisiones de gases de efecto invernadero, lo que significa que se debe aumentar la participación de hidrógeno verde en los procesos térmicos. En el sector residencial también hace falta aumentar la participación o crear medidas de mitigación adicionales con el fin de reducir las emisiones del sector.

Considerando lo anterior, junto a lo propuesto por la NDC y PELP mostrado en la Tabla 3-1, se proponen las medidas de mitigación que se usarán en este trabajo, las que se muestran en la Tabla 4-3.

Tabla 4-3. Medidas de mitigación propuestas para lograr cero emisiones absolutas en Chile. Fuente: Elaboración propia.

Sector	Medida		Descripción de medidas a modelar	
Generación	Retiro de centrales a carbón		Retiro de centrales a carbón al año 2030	
Generación	Retiro de otras centrales termoeléctricas		Retiro de otras centrales termoeléctricas al año 2040	
Transporte	Electromovilidad	Transporte público urbano	100% buses eléctricos al 2040 en todo Chile	
Transporte		Taxis	100% taxis y colectivos eléctricos al 2040	
Transporte		Vehículos livianos	100% de participación de electromovilidad en vehículos livianos, medianos y motos al 2050	
Transporte		Vehículos medianos		
Transporte	Hidrógeno verde	Vehículos pesados (tractocamiones)	100% del parque es propulsado por hidrogeno verde al 2050	
Transporte		Transporte aéreo comercial	100% del parque nacional es propulsado por hidrogeno verde al 2050	
Transporte		Transporte marítimo	100% del parque es propulsado por hidrogeno verde al 2050	
Transporte		Transporte ferroviario	100% del parque es propulsado por hidrogeno verde al 2051	
Industria y minería	Hidrógeno verde	Procesos térmicos		100% participación en industria, minería y minería del cobre al 2050
Industria y minería		Usos motrices	Industria	Participación de 50% al año 2050
Industria y minería			Minería	
Industria y minería			Minería del cobre	100% de participación del uso de hidrógeno en el transporte minero
Industria y minería	Electrificación	Usos motrices	Industria	50% participación al 2050
Industria y minería			Minería	

Sector	Medida		Descripción de medidas a modelar	
Industria y minería		Minería del cobre	Participación de 50% al año 2050 para calderas	
Industria y minería	Usos térmicos	Industria		
Industria y minería		Minería		
Industria y minería	Sistemas solares térmicos (SST)		Industria	50% participación al 2050
Industria y minería			Minería del cobre	
Residencial	Calefacción	Electrificación de consumos	100% de participación al 2050, dividido en 43% uso de tecnología Split y 57% otras tecnologías eléctricas	
Residencial	Cocción	Electrificación de consumos	100% participación al 2050	
Residencial	ACS	Electrificación de consumos	50% de participación al 2050	
Residencial		Sistemas solares térmicos (SST)	50% participación al 2050	
Comercial	Electrificación de la calefacción en malls		Reemplazo 100% de biomasa, gas licuado, gas natural y kerosene por electricidad para el uso en calefacción y cocción. Reemplazo 100% de uso diésel por hidrógeno para el uso en grupos electrógenos.	
Comercial	Electrificación usos motrices			
Comercial	Calefacción eléctrica público comercial			
Publico	Electrificación de usos finales		100% de participación de la electricidad en los usos finales del sector	

A continuación, se muestra una descripción más detallada de cada medida de mitigación propuesta.

4.2.1 Sector generación eléctrica

Retiro de centrales a carbón

Parte fundamental de aumentar la participación de electricidad en los consumos energéticos es que la matriz eléctrica sea libre de emisiones. En caso contrario, tener un consumo eléctrico no queda exento de emitir gases contaminantes. Esto se logra al eliminar los combustibles fósiles en la producción de energía eléctrica. Por lo tanto, esta medida busca desconectar las centrales termoeléctricas en base a carbón, sin mayor intervención en el sector. Se espera que la energía suministrada por este tipo de centrales sea reemplazada por fuentes renovables.

Retiro de otras centrales termoeléctricas

Mucho se ha hablado de la desconexión de las centrales a carbón, pero nada se ha dicho acerca del resto de las centrales termoeléctricas. Estas centrales utilizan gas natural y diésel para producir energía eléctrica, por lo que seguiría quedando una parte de la matriz eléctrica con fuentes de emisiones contaminantes. Para lograr que la electricidad sea 100% limpia, es necesario desconectar todas las centrales en base a combustibles fósiles. Por lo tanto, esta medida busca desconectar las centrales termoeléctricas en base a gas natural y diésel, sin mayor intervención en el sector. Se espera que la energía suministrada por este tipo de centrales sea reemplazada por fuentes renovables.

4.2.2 Sector transporte

Electromovilidad en vehículos livianos

Dentro del sector transporte, particularmente el transporte terrestre, la mayor parte de las emisiones se lo llevan los vehículos particulares para el transporte de personas. Esta medida busca reemplazar el uso energético de los vehículos livianos, medianos y motocicletas de combustibles fósiles (gasolina, diésel, gas e híbridos) a electricidad.

Electromovilidad en taxis y colectivos

Otra parte del transporte terrestre de personas está compuesto por los taxis y colectivos. Esta medida busca reemplazar el uso energético de estos vehículos de combustibles fósiles (gasolina, diésel, gas e híbridos) a electricidad.

Electromovilidad en buses

Finalmente, el último grupo en el transporte terrestre de personas lo componen los buses. En este grupo se incluyen los buses urbanos de la Red Metropolitana de Movilidad (ex Transantiago), interurbanos, interregionales y minibuses. Esta medida busca

reemplazar el uso energético de los buses de combustibles fósiles (gasolina, diésel, gas e híbridos) a electricidad.

Hidrógeno en camiones de transporte de carga por carreteras

El transporte de carga por carreteras es una actividad vital en el desarrollo del país. Para esto se utiliza una gran variedad de camiones, los que comúnmente utilizan diésel para funcionar. Sin embargo, existen algunos que funcionan con gasolina, gas licuado y electricidad incluidos modelos híbridos y eléctricos. Esta medida de mitigación busca reemplazar las fuentes energéticas contaminantes por hidrógeno verde. Para ello, se hace una separación de los vehículos en dos tipos: camión estándar (sin remolque) y tractocamión (vehículo remolcador o articulado).

Hidrógeno en transporte aéreo

El transporte aéreo en Chile se utiliza principalmente para el transporte de personas. El combustible que utilizan las aeronaves es un tipo especial de kerosene, producido específicamente para este tipo de vehículos. La medida de mitigación busca reemplazar el kerosene de aviación por hidrógeno verde solamente para vuelos nacionales y en el transporte de personas.

Hidrógeno en transporte marítimo

El transporte marítimo en Chile es utilizado principalmente para el transporte de carga. Para desplazarse, los barcos utilizan un tipo de diésel menos refinado que el que se utiliza en los vehículos de transporte terrestre. Esta medida busca reemplazar este combustible por hidrógeno verde solamente para el transporte de carga en territorio nacional.

Hidrógeno en transporte ferroviario

El transporte ferroviario se puede separar en dos grupos, el de personas y el de carga. En el primer caso, este medio de transporte utiliza electricidad, por lo cual no es necesario aplicar medidas. En cambio, el transporte de carga se hace mediante diésel menos refinado, similar a lo que ocurre con el transporte marítimo. Producto de que los trenes de carga son de diferentes tamaños, no es factible utilizar una línea eléctrica catenaria para impulsarlo. Debido a esto, la medida de mitigación busca reemplazar el diésel por hidrogeno verde para el transporte ferroviario de carga.

4.2.3 Sector industria y minería

Hidrógeno en transporte minero

En la minería, una vez explotada la materia prima, es necesario llevarla a los lugares de procesamiento. Esto se hace mediante camiones de extracción de alto tonelaje (CAEX). Existen variados tipos y tamaños de camiones, tanto en la minería de rajo abierto como subterránea. Todos éstos tienen en común la utilización de diésel como fuente de energía para su movimiento. Esta medida de mitigación busca reemplazar el

uso de diésel por fuentes no contaminantes. Específicamente, se busca reemplazarlo por hidrógeno verde.

Hidrógeno para usos motrices en industria y minería

En diferentes procesos industriales y mineros utilizan motores para su funcionamiento. Estos usan diferentes medios energéticos para funcionar, como el diésel, la gasolina y la electricidad. La medida de mitigación busca reemplazar los combustibles contaminantes de estos motores por el hidrógeno verde.

Electrificación de usos motrices en industria y minería

Al igual que la medida que busca reemplazar los combustibles contaminantes por hidrógeno verde en el uso de motores, esta medida busca reemplazar estos combustibles por electricidad para el sector de la industria y minería.

Hidrógeno para usos térmicos en industria y minería

En la industria y minería también es necesario contar con calor para determinados procesos. Esto se logra al quemar carbón, gas licuado, gas natural, biomasa, diésel, uso de electricidad, entre otros. La medida de mitigación busca reemplazar los usos energéticos contaminantes por hidrógeno verde con el fin de crear calor.

Sistemas solares térmicos en industria y minería

Diversos procesos industriales y mineros utilizan agua caliente para obtener el producto final, o aprovechan el calor del agua para procesos térmicos de baja entalpía. Para calentar agua se utilizan calderas, las cuales pueden usar carbón, gas licuado, gas natural, biomasa, diésel, electricidad, sistemas solares térmicos, entre otros. Esta medida de mitigación busca reemplazar las fuentes contaminantes por sistemas solares térmicos.

Hidrógeno para agua caliente en industria y minería

Bajo el mismo contexto que el punto anterior, esta medida busca reemplazar las fuentes contaminantes en las calderas, esta vez por hidrógeno verde, para calentar agua en los procesos industriales y mineros.

4.2.4 Sector residencial

Electrificación de calefacción en sector residencial

Parte de los procesos que ocurren en un hogar, se encuentra el de la calefacción. Esto se hace mediante el uso de gas licuado, gas natural, kerosene, biomasa y electricidad. Esta medida busca reemplazar las fuentes contaminantes por electricidad. Existen dos grupos de tecnologías que permiten calefaccionar un hogar con electricidad: las que generan calor (estufas infrarrojas, oleo eléctricas, ventiladores con resistencias, entre otras) y las que transfieren el calor entre el interior y el exterior (bombas de calor). Esta última permite además enfriar el interior del hogar durante días calurosos. La medida utilizará ambas tecnologías con cierta proporción.

Electrificación de cocción en sector residencial

La cocción de alimentos es también parte esencial de lo que se hace en un hogar. Se utiliza para esto el gas licuado, gas natural, biomasa y electricidad. Esta medida busca reemplazar las fuentes contaminantes por electricidad en las cocinas de casas y departamentos.

Sistemas solares térmicos en sector residencial

Es esencial para un hogar disponer de agua caliente sanitaria, tanto para la higiene como para su ingesta. Esto se hace mediante el uso de calefón o calderas a gas licuado o natural. También mediante termos eléctricos o sistemas solares. Esta medida de mitigación busca reemplazar el uso de gas por sistemas solares térmicos.

Agua caliente sanitaria mediante electricidad en sector residencial

Bajo el mismo contexto que el punto anterior, esta medida busca reemplazar las fuentes contaminantes por electricidad para calentar agua en el sector residencial, mediante la utilización de termos eléctricos.

4.2.5 Sector comercial

Electrificación en usos finales en sector comercial

El sector comercial dispone de variados procesos, los cuales son agrupados según su uso final. Estos son: calefacción, cocción, ACS, transporte, grupo electrógeno, entre otros. Estos grupos utilizan distintos tipos de fuentes energéticas contaminantes según cada caso. Calefacción, cocción y ACS usan gas licuado, gas natural, kerosene y biomasa. Transporte y grupos electrógenos utilizan diésel. Esta medida busca reemplazar las fuentes contaminantes por electricidad y por hidrógeno verde para el caso de los grupos electrógenos.

4.2.6 Sector público

Electrificación en usos finales en sector público

El sector público, al igual que el sector comercial, tiene variados procesos en su funcionamiento. Es esta oportunidad, los procesos se agrupan según el tipo de fuente energética: gas licuado, gas natural, diésel, kerosene, biomasa y electricidad. La medida busca reemplazar las fuentes contaminantes por electricidad.

4.3 Modelo de planificación energética

Las medidas de mitigación son implementadas en el modelo de planificación energética PMR desarrollado por el Centro de Energía de la Universidad de Chile. Se trata de un modelo matemático con un enfoque de optimización. Su función objetivo (ecuación (1)) busca minimizar el costo de los energéticos junto al de la inversión en

nuevas tecnologías y el impuesto a las emisiones, sujeto a límites de potencia máxima y/o mínima, balance de demanda eléctrica, balance de demanda y producción de productos, entre otros. El modelo incluye una proyección integrada tanto de la oferta como de la demanda de energía. La oferta de ésta considera distintas fuentes y tecnologías: centrales solares fotovoltaicas, concentrador solar de potencia, eólica, sistemas de almacenamiento, hidroelectricidad, geotermia, etc. La demanda es proyectada para los sectores transporte, industria y minería, comercial, público y residencial. Adicionalmente, proyecta el precio de los diferentes usos energéticos representados en el Balance Nacional de Energía: diésel, gasolina, kerosene, gas natural, gas licuado, carbón, electricidad, hidrógeno, etc.

$$\min \sum_{i \in k, t} f_t \cdot (C_{oper} + C_{inv} + C_{coma} + C_{imp} + C_{offset}) \quad (1)$$

s.a

$$\sum_{i \in k, t} Pr(i, t) = D(k, t) \quad (2)$$

$$CE(i, t) = f(Pr(i, t)) \quad (3)$$

$$Pr(i, t) \leq P(i, t) \cdot FP(i) \quad (4)$$

$$Pmin(i, t) \leq P(i, t) \leq Pmax(i, t) \quad (5)$$

Otras restricciones

Donde $C_{oper} = CE(i, t) \cdot PC(i, t)$ son los costos de consumo energético por su correspondiente precio, C_{inv} es el costo de inversión de nuevas tecnologías, C_{coma} son los costos de operación, mantenimiento y administración, C_{imp} es el pago de impuestos y C_{offset} es un offset. La restricción (5) corresponde al balance de producción con la demanda de los productos, (4) es la relación de la producción y consumo de energía, (2) es la limitación de la producción con respecto a su potencia instalada y su factor de planta y (3) restringe la potencia instalada entre valores mínimos y máximos.

Para calcular los niveles de emisiones de cada escenario planteado, se deberán ejecutar una serie de simulaciones, las que entregarán los resultados de estas emisiones y otros datos de interés. Estas simulaciones se componen de varias etapas: base de datos, preparación de los escenarios, obtención de resultados de optimización y obtención de los resultados finales.

La base de datos contiene todos los procesos del sector energía que se realizan en Chile. Este sector se separa en 6 subsectores: generación de electricidad, transporte, industria y minería, residencial, comercial y público. El resto de los sectores (residuos; uso de tierra, cambio de uso de tierra y silvicultura; procesos industriales y uso de

productos; agricultura) quedan fuera tanto de la base de datos como de este estudio. Cada proceso está asignado a una demanda específica, costo de operación, potencia o capacidad instalada máxima o mínima, entre otros parámetros. Varios procesos pueden compartir una demanda. Por ejemplo, la demanda por uso de vehículos livianos para el transporte de pasajeros puede ser suplida por los procesos de vehículos livianos a gasolina, diésel, gas natural, eléctricos o híbridos. La cantidad de participación de cada proceso es calculada por un modelo de optimización, el cual lo hace en base a los parámetros antes mencionados. Es en esta base de datos donde se encuentran las proyecciones de la oferta y demanda de energía, así como también el precio de los usos energéticos.

El software de optimización se encuentra escrito en lenguaje AML (Algebraic Modeling Language) y para ejecutarlo se utiliza el software GAMS (General Algebraic Modeling System). Para esto se requiere una serie de datos de entrada, los que deben ser extraídos de la base de datos. El modelo lee planillas de valores sin formato de extensión CSV, por lo que hay que convertir la base de datos en diferentes archivos de esta extensión. Esto se logra mediante una serie de rutinas escritas en Python, los cuales extraen los datos y luego los preparan para que el modelo lo pueda leer. Es en esta etapa donde se preparan los escenarios, aplicando las diferentes medidas de mitigación según cada caso. Esto se hace al editar los valores de los parámetros y límites de restricción de cada proceso.

La siguiente etapa consiste en la ejecución de la optimización. Cada ejecución demora aproximadamente 25 minutos en completarse. Los resultados obtenidos son el nivel de participación de cada proceso, costos de operación, detalles de demanda, entre otros. Con estos resultados, se calculan las emisiones finales, niveles de potencia y otros indicadores para cada sector, lo que se hace mediante otra subrutina de Python. Con esto termina la simulación.

La Figura 4-1 muestra de forma gráfica cómo funciona el modelo PMR, tomando como ejemplo la producción de hierro. Para poder suplir con la demanda de hierro, se requiere de un proceso que lo produzca, el cual se llama proceso tipo 1 ya que genera el producto final. Para ello, este proceso requiere de calor, movimiento motriz, entre otros, los cuales son generados por procesos tipo 2 debido a que sus productos no son para un uso final y serán utilizados por procesos tipo 1. En este caso, los procesos tipo 2 solo requieren de una fuente energética como entrada, la cual está disponible con su respectivo valor comercial. Se puede observar que el calor puede producirse mediante dos procesos o fuentes energéticas, las que son agrupadas por un nodo ficticio antes de ingresar al proceso tipo 1. Lo mismo ocurre con el caso del uso motriz. Para dirigir que cada fuente energética o producto vaya de un proceso a otro se hace mediante flujos, los cuales pueden tener un grado de eficiencia.

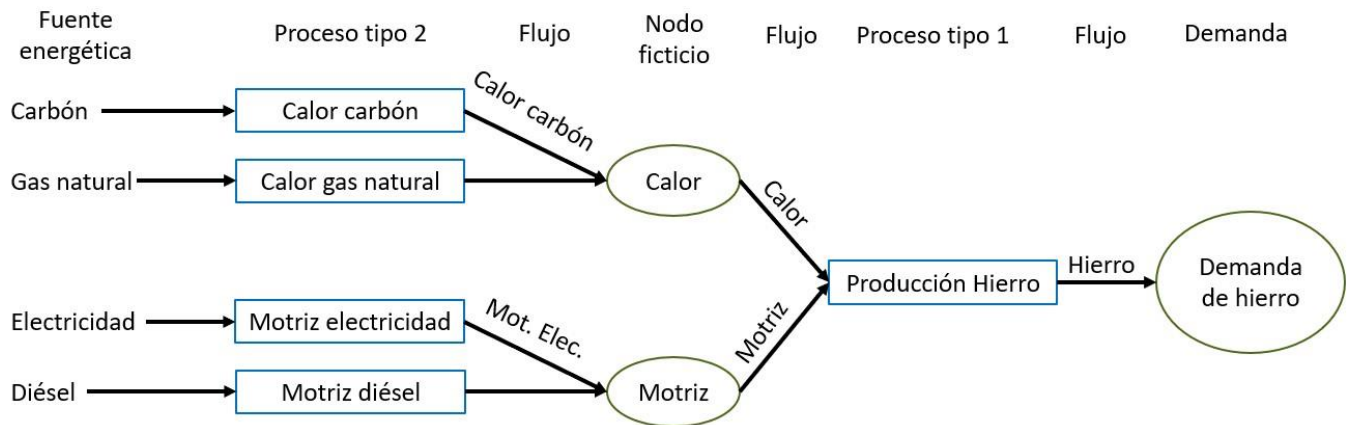


Figura 4-1. Diagrama del modelo PMR. Fuente: Elaboración propia.

El modelo de optimización deberá elegir la fuente energética a utilizar considerando los costos de éstas y la capacidad de producción de cada proceso. De esta forma se valida la utilización de diferentes fuentes energéticas ya que se puede dar el caso que la producción de calor mediante carbón se sature, aumentando así la del gas natural. También se puede dar el caso de que la demanda por hierro supere la producción de éste por parte del proceso tipo 1, por lo que el modelo deberá invertir en mayor potencia instalada de los procesos necesarios.

El Centro de Energía dispone de dos servidores de alta capacidad para realizar las simulaciones. En modelo PMR tuvo que ser actualizado para ser utilizado en el trabajo de esta memoria. Anteriormente para ejecutar un solo escenario era necesario realizar diversos procesos por separado: elección de las medidas de mitigación en la base de datos, extracción de las hojas de datos, cálculo de datos de entrada faltantes, ejecución del programa de optimización y cálculo de los indicadores finales. Para la elección de las medidas de mitigación era necesario editar la base de datos de Excel en un computador que pudiera editar planillas Excel, generando así un caso único de escenario a simular. Luego, se debía enviar esta base de datos al servidor, donde se realizan los pasos siguientes, uno a uno, ejecutando comandos en el terminal de Linux.

La versión actualizada unifica las tres rutinas de Python (que antes eran requeridas para hacer todo este proceso) en una sola, donde incluye además la ejecución del programa de optimización de forma automática. Además, ya no se requiere editar la base de datos para crear los diferentes escenarios, por lo que ésta permanece en el servidor sin ser modificada. Para la creación de los escenarios, se implementa un único panel de medidas externo, el cual contiene la información de qué medidas de mitigación son utilizadas para la ejecución de múltiples escenarios a simular. La rutina de Python se encarga de crear diferentes copias de la información de la base de datos y las edita según sea necesario en cada caso, creando así los diferentes escenarios. Gracias a la capacidad de procesamiento del servidor y de Python para ejecutar tareas en simultáneo, se logró implementar la ejecución de simulaciones en paralelo, lo que permitió ahorrar

mucho tiempo de procesamiento. Si antes se necesitaba de 25 minutos por simulación, en una prueba se logró con ejecutar 30 simulaciones en 45 minutos, lo que se traduce a tener el resultado de un escenario cada 90 segundos.

4.4 Modelamiento de medidas

La mayoría de las medidas fueron modeladas ajustando la potencia máxima y mínima asociada a cada proceso. Imponiendo una restricción de potencia mínima en el modelo de optimización, se obtiene como resultado el nivel deseado de participación de las nuevas tecnologías a implementar. En algunos casos, el proceso que reemplaza a las fuentes contaminantes no se encuentra en el modelo, por lo que es necesario crear estos procesos. Esto se hace en varias etapas. Primero, se debe crear un proceso, asignarle una fuente energética y costo de inversión. Luego, se deben crear los flujos correspondientes, para guiar el producto de un proceso a otro. Finalmente, se actualiza el listado de procesos y flujos en el *data set* del modelo. La Figura 4-2 muestra el resultado de crear los procesos que utilizan hidrógeno verde para el ejemplo mostrado en la Figura 4-1.

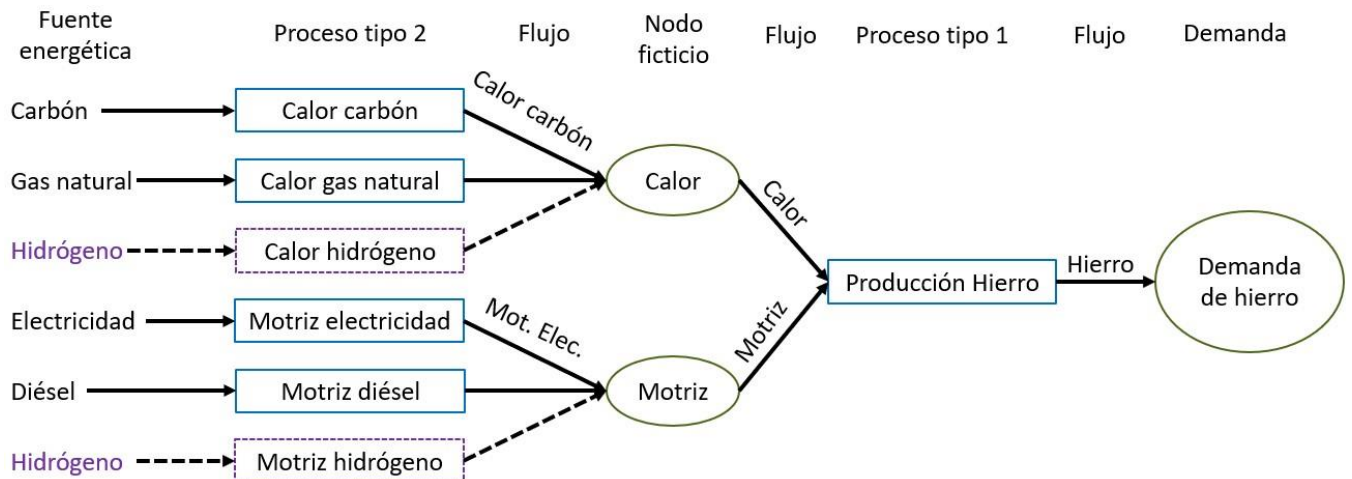


Figura 4-2. Diagrama del modelo PMR actualizado con la creación de nuevos procesos. Fuente: Elaboración propia.

Para modelar las medidas, las potencias instaladas de los procesos cero emisiones irán creciendo con los años, siguiendo una curva logística o “S”, dejando que los procesos contaminantes reduzcan su participación hasta llegar a cero. La Figura 4-3 muestra un ejemplo del uso de esta curva, donde se compara con una participación de crecimiento lineal. Para este ejemplo, la nueva tecnología comenzará a implementarse desde el año 2025 y llegará a su máximo valor en el año 2045.

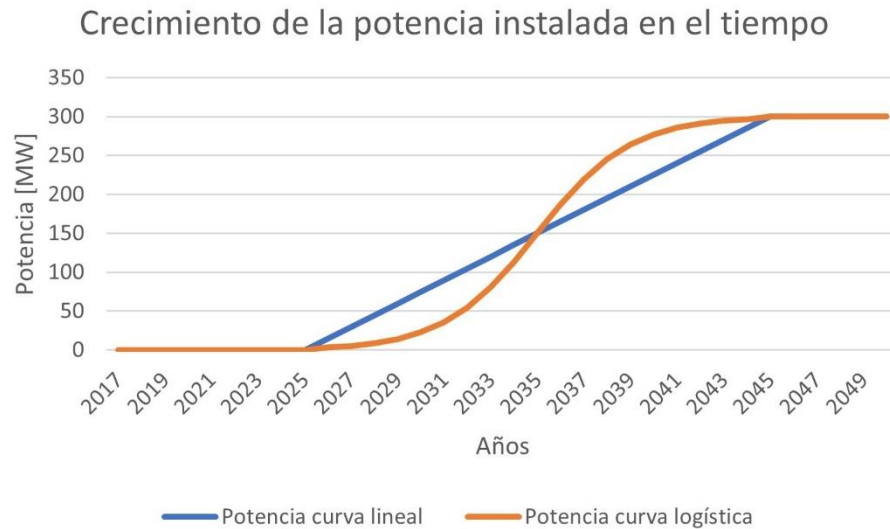


Figura 4-3. Comparación de las curvas de crecimiento lineal y logística.
Fuente: Elaboración propia.

La curva logística se modeló utilizando la fórmula de la ecuación (6) [12].

$$P(t) = \frac{L}{1 - e^{-k(t-t_m)}} \quad (6)$$

Donde $P(t)$ es la potencia en el año t , L es el valor de la asíntota superior, k es la tasa de crecimiento y t_m es el año del punto medio de la curva. Para este ejemplo, los valores usados fueron: $L = 300$, $k = 0,5$ y $t_m = 2035$. La curva opera entre los años 2025 y 2045.

La justificación de usar la curva logística por sobre la lineal se explica porque representa un comportamiento más real de lo que se quiere representar. Cuando se opta por una medida de mitigación, lo esperable es que al comienzo sea difícil de implementar debido a barreras de entrada. Sin embargo, con el paso del tiempo, se espera un crecimiento importante de la participación producto de que la tendencia en un comienzo indica que no se logrará la meta, lo que se traduce en un incremento de los fondos que permitan lograr el objetivo. Ya en el tramo final, se espera un decaimiento de la implementación de las medidas debido a que ya la mayor parte fue implementada y el resto que queda proviene de grupos más conservadores que eran reacios a los cambios, pero finalmente tienen que adaptarse a la medida.

Ahora se explicará cómo se modelaron las medidas de mitigación.

4.4.1 Sector generación eléctrica

Retiro de centrales a carbón

Uno de los parámetros de cada proceso es el año de término de éste. Modificando este valor para cada una de las centrales a carbón, pueden ser desconectadas para una fecha determinada. La medida permite hacer el retiro programado de todas las centrales a carbón que no tenían una fecha de cierre para antes del 2030. El cierre se hace de forma paulatina en función de la capacidad instalada total. En la Figura 4-4 se muestra la evolución de la capacidad instalada de las centrales a carbón modelada con la medida de mitigación. Es necesario destacar que las centrales afectadas por esta medida corresponden a aquellas que se desconectan a partir del año 2025, ya que las anteriores a este año ya fueron o serán retiradas de acuerdo con el programa de descarbonización del gobierno [9].

Respecto a la factibilidad técnica de cumplir con esta medida, un impedimento que presenta es que se debe de disponer de potencia instalada suficiente para que no se produzca un déficit de oferta en energía eléctrica. Además, se debe considerar la presión social de la desvinculación de los respectivos trabajadores, por lo que hace necesario disponer de un plan alternativo para estas personas.



Figura 4-4. Evolución de la capacidad instalada de las centrales a carbón. Fuente: Elaboración propia.

Retiro de otras centrales termoeléctricas

De forma análoga al retiro de centrales a carbón, la medida modela el retiro del resto de las centrales termoeléctricas. Esto se hace de igual forma, adelantando el año de cierre del proceso. La diferencia es que el año en que inicia el retiro de las centrales es el 2030 y culmina al 2040. En la Figura 4-5 se muestra la evolución de la capacidad instalada de las centrales a gas y diésel modelada con la medida de mitigación.

Sobre la factibilidad técnica, se repite lo mencionado con la medida anterior de las centrales a carbón.

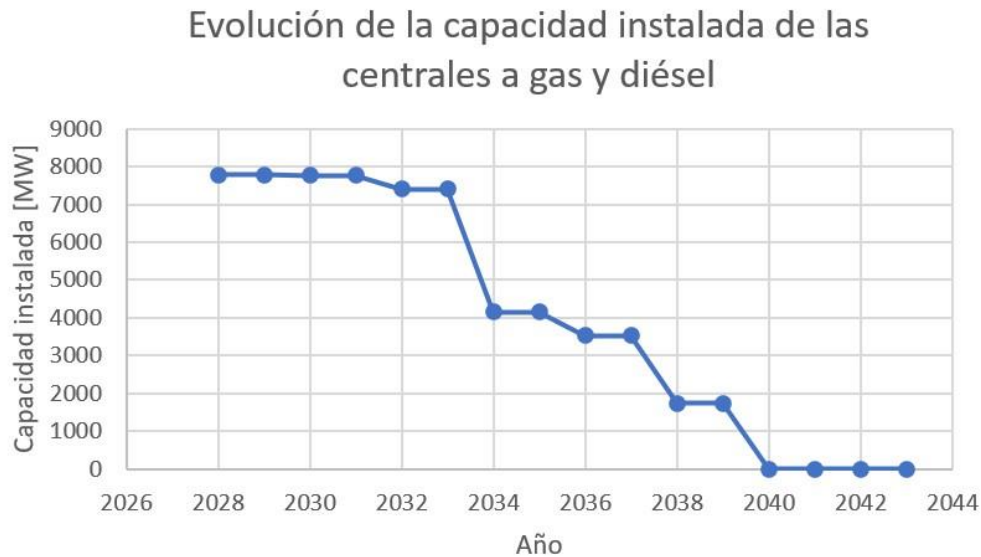


Figura 4-5. Evolución de la capacidad instalada de las centrales a gas y diésel. Fuente: Elaboración propia.

4.4.2 Sector transporte

Electromovilidad en vehículos livianos

Para modelar esta medida, se fuerza un grado de participación en el parámetro de potencia (cantidad de vehículos eléctricos). La cantidad de vehículos eléctricos se determina proporcionalmente a la cantidad total de kilómetros recorridos que debe realizar el parque automotriz. La participación de vehículos eléctricos se va incrementando, siguiendo la curva logística entre los años 2024 y 2050, hasta alcanzar una participación de 100% de vehículos eléctricos hacia el año 2050. Los procesos afectados por la medida son los que incorporan vehículos eléctricos livianos, medianos y motos, suministrando las demandas km recorridos, km medianos y km moto respectivamente. A medida que aumenta la cantidad de vehículos eléctricos, los demás tipos de vehículos irán desapareciendo conforme a que la demanda se mantiene correctamente suministrada.

Técnicamente esta medida de mitigación es factible de implementar mientras el mercado de la electromovilidad sea competitivo con el mercado de vehículos convencionales. Además, en Chile se dejarán de vender este tipo de vehículos a partir del año 2035 [13], lo que fomenta a la participación de la electromovilidad. El único inconveniente es el uso de vehículos convencionales antiguos, por lo que para llegar al 100% de participación al 2050, es necesario sacarlos de circulación o reconvertirlos a vehículos eléctricos, lo cual ambos puntos pueden lograrse con las debidas leyes y/o reglamentos.

Electromovilidad en taxis y colectivos

Similar al caso de los vehículos livianos, se fuerza un grado de participación en el parámetro de potencia (cantidad de taxis eléctricos) en base a la demanda total por uso de vehículos (km recorridos taxi). Es un solo proceso el que se ve afectado, el cual ya se encontraba en el modelo. Nuevamente va en aumento a partir del año 2024 siguiendo la curva logística hasta alcanzar el 100% de participación para el año 2040.

La implementación de esta medida se puede lograr de la misma forma que lo ocurrido con los vehículos livianos. Es más, resulta más fácil de implementar ya que los taxis y colectivos requieren ser cambiados con mayor frecuencia debido a su mayor utilización.

Electromovilidad en buses

Siguiendo con la misma línea de las demás medidas de electromovilidad, esta medida de mitigación fuerza un grado de participación en el parámetro de potencia mínima (cantidad de buses eléctricos) en base a la demanda total por uso de vehículos (cantidad de kilómetros recorridos). La participación va aumentando, siguiendo la curva logística desde el año 2024 hasta el año 2040, donde alcanza el 100% de participación. En esta oportunidad, los procesos afectados son cuatro: Transantiago, buses de la Región Metropolitana, buses de otras regiones y minibuses. Cada uno de estos con su respectiva demanda: km Transantiago, km bus RM, km bus y km minibús. Todos estos procesos ya se encontraban en el modelo.

Esta medida es aplicable técnicamente si se disponen de los recursos necesarios para ello. Si bien los buses a diésel van a seguir vendiéndose hasta el año 2045 [13], lograr un 100% de participación de vehículos cero emisiones para el 2040 va a depender de los recursos disponibles para cumplir con ese objetivo y de que el mercado de buses eléctricos sea competitivo con el de buses a diésel.

Hidrógeno en camiones de transporte de carga por carreteras

Esta medida de mitigación se modela de igual forma que en los casos de electromovilidad, salvo que ahora afecta a procesos que utilizan hidrógeno verde. En este caso, son dos los procesos afectados: camión y tractocamión con sus respectivas demandas km camión y km tractocamión. Ambos procesos ya se encontraban en el modelo. La medida fuerza el valor de potencia (número de vehículos) en base a la demanda total por uso de vehículos (cantidad de kilómetros recorridos) siguiendo la curva logística entre los años 2024 y 2050, donde llega al 100% de participación.

Al igual que el caso de los buses, la factibilidad técnica de esta medida va a depender de los recursos económicos del momento. Al menos la medida de mitigación está pensada para llegar a 100% de participación para el año 2050, lo que da algo más de tiempo para cumplir con ese hito que en el caso de los buses, considerando que también se dejarán de vender estos vehículos a diésel para el año 2045 [13].

Hidrógeno en transporte aéreo

Análogo al caso de los camiones, la medida de transporte aéreo se modela al forzar la potencia (número de aviones) de acuerdo con la demanda de éstos (pasajero-kilometro o pkm). También sigue la curva logística en su nivel de participación entre los años 2024 y 2050, llegando al 100% de participación. Sólo un proceso se ve afectado, el cual ya se encontraba en el modelo.

Esta medida va a ser una de las más difíciles de implementar, ya que los aviones suelen tener una vida útil muy alta. Cambiar los aviones actuales por unos que funcionen a hidrógeno verde va a ser muy costoso si se quiere lograr con un 100% de participación para el año 2050. La reconversión también puede ser una buena opción por lo que se requiere de normativas y/o leyes necesarias que lo impulsen y permitan cumplir con el objetivo planteado.

Hidrógeno en transporte marítimo

Modelar esta medida requirió un trabajo adicional a las anteriores, debido a que el proceso que reemplaza el suministro de la demanda (tonelada-kilómetro marítimo o tkm marítimo) no se encontraba en el modelo, por lo que se tuvo que incorporar. Incorporar un nuevo proceso implica crearlo, crear los flujos de la demanda y relacionar estos flujos con respecto a otros que tienen relación con la misma demanda. En este caso, como la demanda es el producto final, no fue necesaria una intervención mayor en la parte de relacionar los flujos.

Para crear el proceso, fue necesario establecer el costo de inversión inicial. Se hizo el supuesto de que una embarcación nueva que funcione a hidrógeno tiene un costo de 38,5 millones de dólares. Esto es un 10% más de lo que costaría una unidad a diésel.

El resto de la modelación sigue los mismos estándares que las demás medidas del sector transporte, donde la potencia de este nuevo proceso se fuerza para que pueda suplir la demanda siguiendo la curva logística en el nivel de participación. La participación llega al 100% y la transición se hace entre los años 2024 y 2050.

Al igual que en el caso de los aviones, lograr con el 100% de participación en este proceso va a requerir tanto de recursos económicos como de incentivos y de la factibilidad de reconvertir los motores para que puedan utilizar hidrógeno verde en vez de diésel.

Hidrógeno en transporte ferroviario

Al igual que en caso del transporte marítimo, el transporte ferroviario no contaba con el proceso correspondiente al uso de trenes a hidrógeno. El proceso fue creado bajo el supuesto de que cada tren a hidrógeno tiene un costo de inversión de 5,5 millones de dólares. El nuevo proceso se modeló siguiendo la curva logística de participación, entre los años 2024 y 2050, donde llega al 100% de participación.

Siguiendo con la tendencia de los aviones y barcos, la factibilidad de que el transporte ferroviario sea cero emisiones va a depender de los recursos o incentivos.

4.4.3 Sector industria y minería

Hidrógeno en transporte minero

Esta medida fuerza la participación de los procesos que utilizan camiones a hidrógeno para la extracción del cobre en la minería. Los procesos involucrados son dos, uno para la minería a rajo abierto y otro para la minería subterránea. Ambos procesos ya se encontraban en el modelo y competirán con la misma demanda de los procesos que hacen la extracción mediante el uso de diésel. La participación sigue la curva logística que va desde los años 2025 al 2050, momento en que llega al 100% de participación.

La factibilidad técnica de logra con el 100% de participación es favorable en este sector ya que las mineras suelen tener los recursos para hacerlo. Además, si se considera que su vida útil es de 15 años y que se dejará de comprar este tipo de maquinaria para el año 2035 [13], se cumple perfectamente que para el 2050 se alcance un 100% de participación.

Hidrógeno para usos motrices en industria y minería

Para reemplazar el uso de fuentes energéticas contaminantes por hidrógeno verde, la medida fuerza la participación de los procesos que utilizan este último tipo energético para reducir las emisiones en el sector. Son ocho los procesos involucrados en diferentes industrias, los cuales no se encontraban en el modelo, por lo que tuvieron que ser creados. Esta vez sí se tuvo que asignar la relación de los flujos para separar la demanda por usos motrices de los demás usos (calor, calderas, ACS, entre otros). El costo de inversión establecido fue de 2.190 USD/kWt (kilowatt térmico). La participación sigue la curva logística entre los años 2025 al 2050, donde llega al 50% de participación.

Técnicamente esta medida es posible de implementar, ya que el tamaño de los motores no debiera ser muy diferente a los que ya se usan. El único inconveniente es el costo que tiene esta implementación, ya que no existe un plan de cambio programado como lo ocurrido con los vehículos y además la vida útil de los motores suele ser extensa. Para lograr con el objetivo del 50% de participación, se requieren de recursos económicos o incentivos.

Electrificación de usos motrices en industria y minería

Esta medida es análoga a la anterior ya que afecta a la misma demanda. La diferencia es el uso de electricidad en vez de hidrógeno verde. Nuevamente los procesos no se encontraban en el modelo, por lo que fueron creados. Se supuso un costo de inversión de 100 USD/kWt. La participación también sigue la curva logística entre los años 2025 y 2050, llegando al 50% de participación. De esta forma, junto con la medida anterior, se llega al 100% de fuentes energéticas cero emisiones para usos motrices en industria y minería.

También de forma análoga a los motores a hidrógeno, esta medida es técnicamente factible, pero se debe considerar los recursos económicos o incentivos.

Hidrógeno para usos térmicos en industria y minería

Modelar esta medida se hace de forma similar a la demás. Se fuerza la participación de los procesos que generan calor a partir del hidrógeno, dejándolos competir con los procesos que utilizan fuentes contaminantes. En total son 18 los procesos intervenidos, de los cuales solo seis ya se encontraban en el modelo. Los 12 restantes fueron creados con su correspondiente relación de flujos. El costo de inversión usado fue de 2.190 USD/kWt. La participación se da entre los años 2025 y 2050, siguiendo la curva logística, siendo la participación final de un 100%.

Siguiendo con la tendencia de las medidas de mitigación anteriores, este caso también es técnicamente factible, pero deben evaluarse los recursos económicos e incentivos para lograr con el 100% de participación.

Sistemas solares térmicos en industria y minería

De forma similar a la anterior, esta medida fuerza la participación de procesos de calderas solares para calentar agua. Son 12 los procesos afectados, de los cuales 10 ya estaban en el modelo. Los dos procesos restantes fueron agregados junto a su relación de flujo y asumiendo un costo de inversión de 1.125 USD/kWt. La participación de los procesos sigue la curva logística entre los años 2025 y 2050, donde alcanza el 50% de participación.

Si bien la instalación de sistemas solares térmicos requiere de un espacio físico dedicado en su instalación, estos se pueden ubicar en los techos de edificaciones de las industrias. Casi todas las industrias que hay en Chile no se encuentran en grandes edificios de muchos pisos de altura, por lo que la relación de superficie del techo versus la superficie construida permite la instalación de sistemas solares térmicos acorde al nivel de potencia que necesitan. Además, la participación escogida en esta medida no llega al 100% para dar holgura a industrias que necesiten más potencia de la que puedan instalar en sus techumbres o en casos de industrias en el sur de Chile donde la radiación solar no es la adecuada para este tipo de tecnología. De todas formas, es necesario disponer de los recursos o incentivos para poder cumplir con el nivel de participación.

Hidrógeno para agua caliente en industria y minería

Análogamente al caso anterior, esta medida utiliza procesos de calderas a hidrógeno para calentar agua. Como se trata de la misma demanda de la medida de calderas solares, el número de procesos afectados es idéntico. Esta vez seis de los procesos ya estaban en el modelo, teniendo que crear los otros seis junto a las relaciones de los flujos. El costo de inversión usado fue de 2.190 USD/kWt. La participación sigue la curva logística entre los años 2025 y 2050, llegando al 50% de participación. De esta forma, el uso de fuentes cero emisiones en calderas de la industria y minería alcanza el 100% de participación si se consideran tanto esta como la medida anterior.

En este caso, las calderas a hidrógeno entran a reemplazar a otras de un mismo tamaño, por lo que no requieren de un espacio físico nuevo. La participación del 50% es para complementar a la medida anterior, permitiendo su uso en el sur de Chile o en industrias que demanden gran cantidad de potencia. Con esto se resuelve el problema

que tenía la medida anterior. De todas formas, se hace necesario que se evalúen los recursos económicos o incentivos con el fin de cumplir con la participación planteada.

4.4.4 Sector residencial

Electrificación de calefacción en sector residencial

Esta medida utiliza ocho procesos por cada región del país. Se usan dos procesos para reemplazar el uso de una fuente energética, debido a que el modelo posee una demanda separada por cada tipo de fuente. De esta forma, se logra reemplazar el gas licuado, gas natural, kerosene y biomasa por electricidad. Estos dos procesos representan el uso de tecnologías convencionales y el uso de bombas de calor. Aquellos que reemplazan el gas licuado y gas natural ya estaban en el modelo, mientras que los que lo hacen con el kerosene y biomasa tuvieron que ser creados. Se supuso una inversión de 175 USD/kWt para la tecnología convencional y de 235 USD/kWt para la tecnología Split. La medida fue modelada forzando la participación de los procesos eléctricos, siguiendo la curva logística. Utiliza 4/7 partes de la demanda para implementar tecnologías convencionales, dejando el 3/7 restante para la tecnología Split. El tiempo de operación de la medida va desde el 2024 al 2050, momento que se logra el 100% de participación.

Esta medida va a ser otra muy difícil de implementar, ya que toca un bien esencial en la vida de las personas. Muchas familias dependen mucho del kerosene o de la biomasa en el sur del país, por lo que, para lograr con un cambio en su modo de calefacción, se requiere de recursos económicos o incentivos que permitan llegar a todas las familias de Chile.

Electrificación de cocción en sector residencial

Similarmente a la anterior, la medida de electrificación en la cocción fue modelada con procesos que reemplazan fuentes contaminantes con electricidad. Esta vez, son tres los procesos que deben ser reemplazados en cada región y la tecnología a implementar es una sola. Ninguno de los procesos que usan electricidad estaba en el modelo, por lo que tuvieron que ser creados. Se supuso un costo de inversión de 110 USD/kWt. La participación de los nuevos procesos se modela siguiendo la curva logística, la cual opera entre los años 2024 al 2050, donde alcanza el 100% de participación.

También como la medida anterior, la factibilidad técnica está sujeta a recursos económicos y a incentivos debido a que muchas familias están muy ligadas a los combustibles convencionales y modificar su forma de cocinar no depende exclusivamente de ellas.

Sistemas solares térmicos en sector residencial

Al igual que las demás medidas del sector residencial, esta medida utiliza procesos para reemplazar el uso de gas licuado y natural mediante sistemas solares térmicos. Como cada demanda es única para cada tipo de fuente de energía y región, se tienen que usar dos procesos por región. Estos procesos ya se encontraban en el modelo. Se

fuerza su participación para que sigan la curva logística entre los años 2024 y 2050, momento que alcanza el 50% de participación.

Tal como se mencionó en la medida de sistemas solares térmicos de la industria y minería, la instalación de estos equipos requiere de un espacio físico para su instalación, ubicándose en los techos de las casas. Existe un problema en el caso de las personas que viven en departamentos, ya que no existe un espacio suficiente para abastecer a todas las personas que viven en un edificio. También está la dificultad de utilizar este tipo de tecnología en el sur de Chile, donde la radiación del sol no permite su utilización. Por estas razones es que la medida solo llega a un 50% de participación. Según datos que entregó el último Censo del año 2017 [14], en Chile de un total de 6.486.533 viviendas, son 5.167.728 viviendas en del tipo casa y solo 1.138.062 del tipo departamento en edificio, por lo que estas cifras permiten concluir que es factible instalar un 50% de participación de los sistemas solares térmicos solamente en casas. Además, como se trata de equipos caros, se debe disponer de los recursos económicos o incentivos necesarios para cumplir con este nivel de participación.

Agua caliente sanitaria mediante electricidad en sector residencial

Esta medida es análoga a la anterior ya que opera en la misma demanda. La diferencia es que utiliza procesos de energía eléctrica en vez de solar. En esta oportunidad los procesos no se encontraban en el modelo, por lo que tuvieron que ser creados. Se supuso un costo de inversión de 210 USD/kWt. La participación también sigue la curva logística, operando entre los años 2024 y 2050, alcanzando el 50% de participación. De esta forma, junto con la medida anterior, se alcanza el 100% de participación de fuentes cero emisiones para el uso de ACS.

En este caso, los termos eléctricos entran a reemplazar a los actuales calefones o calderas en las casas o departamentos sin tener que disponer de un espacio físico nuevo. La participación de 50% es para complementar a la medida anterior, permitiendo su uso en el sur de Chile o en edificios de departamentos. Con esto se resuelve el problema que tenía la medida anterior. De todas formas, se hace necesario que se evalúen los recursos económicos o incentivos con el fin de cumplir con la participación planteada.

4.4.5 Sector comercial

Electrificación en usos finales en sector comercial

En este sector son 17 los procesos que necesitan ser reemplazados por otros de cero emisiones: ocho son de calefacción, tres de cocción, cuatro de ACS, uno de transporte y uno de grupo electrógeno. Los primeros 16 se hacen de forma análoga a lo que se hizo con las medidas del sector residencial y la medida de electromovilidad de vehículos livianos, teniendo que usar o crear procesos que reemplazan las fuentes contaminantes por electricidad. El último es diferente ya que no se había trabajado con grupos electrógenos diésel. En este caso se creó un nuevo proceso que incorpora grupos electrógenos a hidrógeno verde. Se supuso un costo de inversión de 1.600 USD/kWt. En todos los procesos se forzó una participación que sigue la curva logística entre los años 2024 y 2050, llegando al 100% de participación.

La factibilidad técnica de esta medida se da de la misma forma en que se cumple con la factibilidad de los sectores residenciales y transporte. Por otro lado, sobre el uso de grupos electrógenos a hidrógeno, se espera que el tamaño de estos sea similar a los que ya se usan, lo que implica que no existirá un problema físico en su implementación. Lo que si es importante es que para que se cumpla el reemplazo, debe haber recursos económicos o incentivos con el fin de cumplir con el nivel de participación deseado.

4.4.6 Sector público

Electrificación en usos finales en sector público

Como este sector tiene procesos agrupados por uso energético y demanda única en estos, se crearon procesos similares pero que usen electricidad en vez de fuentes contaminantes. Así podrán competir cada uno con la respectiva demanda.

Se supuso que el gas licuado y natural eran usados para calefacción y cocción. Los costos de inversión son de 200 USD/kWt y fueron obtenidos de los costos en el sector residencial. Para el kerosene y biomasa, se supuso que su uso sólo para calefacción, lo que en promedio significaría un costo de inversión de 210 USD/kWt bajo los mismos supuestos anteriores. Se supuso que el diésel es usado solo en grupos electrógenos, por lo que su reemplazo será por estos mismos equipos a hidrógeno. Su costo de inversión es el mismo al usado en el sector comercial, quedando en 1.600 USD/kWt. Como la demanda del sector público se mide en tera calorías, el costo de inversión se valoriza en el equivalente por unidad de potencia, quedando los 200 USD/kWt en 26.553 USD/Tcal/h, los 210 USD/kW en 27.880 USD/Tcal/h y los 1.600 USD/kW en 212.420 USD/Tcal/h.

Luego se fuerza la participación de los procesos para que sigan la curva logística entre los años 2024 y 2050, momento en que llega al 100% de participación.

La factibilidad técnica de esta medida se da de la misma forma en que se cumple con la factibilidad de los sectores residenciales, transporte y comercial.

CAPÍTULO 5: SIMULACIONES

5.1 Casos de estudio

El propósito de los casos de estudios considerados es, en primer lugar, evaluar cada medida de mitigación por separado. Con esto se analizará la cantidad de emisiones mitigadas por cada medida y los costos de abatimiento que esto conlleva. Luego, se agruparán estas medidas según el sector en la que operan, para poder analizar si se cumple con el objetivo de llegar a cero emisiones absolutas en cada uno de éstos. Estas se muestran en la Tabla 5-1.

Tabla 5-1. Medidas de mitigación agrupadas por sector. Fuente: Elaboración propia.

Generación
Retiro de centrales a carbón
Retiro de otras centrales termoeléctricas
Transporte
Electromovilidad en vehículos livianos
Electromovilidad en taxis y colectivos
Electromovilidad en buses
Hidrógeno en camiones de transporte de carga por carreteras
Hidrógeno en transporte aéreo
Hidrógeno en transporte marítimo
Hidrógeno en transporte ferroviario
Industria y minería
Hidrógeno en transporte minero
Hidrógeno para usos motrices en industria y minería
Electrificación de usos motrices en industria y minería
Hidrógeno para usos térmicos en industria y minería
Sistemas solares térmicos en industria y minería
Hidrógeno para agua caliente en industria y minería
Residencial
Electrificación de calefacción en sector residencial
Electrificación de cocción en sector residencial
Sistemas solares térmicos en sector residencial
Agua caliente sanitaria mediante electricidad en sector residencial
Comercial
Electrificación en usos finales en sector comercial
Público
Electrificación en usos finales en sector público

5.2 Resultados

La Tabla 5-2 muestra los resultados de evaluar las medidas de mitigación por separado. La columna “Al aplicar medida” muestra las emisiones sectoriales luego de aplicar la medida. Por ejemplo, en el sector transporte se alcanza un total de emisiones de 56,6 millón tCO₂eq en el año 2050 si no se aplica ninguna medida. Si se aplica la medida de “Electromovilidad en vehículos livianos”, las emisiones del sector transporte alcanzan 28,6 millón tCO₂eq, lo cual representa una reducción de un 49,4% de las emisiones en el sector. Se puede observar que todas las medidas de mitigación aportan en reducir emisiones.

Tabla 5-2. Emisiones de cada sector al aplicar cada medida de mitigación por separado. Fuente: Elaboración propia.

Medida de mitigación	Sector al que pertenece	Emisiones del sector proyectadas en el año 2050 (millón tCO ₂ eq)		Porcentaje de mitigación con respecto a su sector
		Sin aplicar la medida	Al aplicar medida	
Retiro de centrales a carbón	Generación	10,5	2,31	78%
Retiro de otras centrales termoeléctricas			2,98	71,6%
Electromovilidad en vehículos livianos			28,65	49,4%
Electromovilidad en taxis y colectivos			54,56	3,5%
Electromovilidad en buses			53,32	5,7%
Hidrógeno en camiones de transporte carga por carreteras	Transporte	56,56	40,67	28,1%
Hidrógeno en transporte aéreo			50,07	11,5%
Hidrógeno en transporte marítimo			55,68	1,6%
Hidrógeno en transporte de carga ferroviario			56,37	0,3%
Hidrógeno en transporte minero			13,47	36,6%
Hidrógeno para usos motrices en industria y minería	Industria y minería	21,23	20,36	4,1%
Electrificación de usos motrices en industria y minería			20,37	4,1%
Hidrógeno para usos térmicos en industria y minería			12,73	40%
Sistemas solares térmicos en industria y minería			19,49	8,2%
Hidrógeno para agua caliente en industria y minería			19,49	8,2%
Electrificación de calefacción en sector residencial	Residencial	4,3	3,25	24,4%
Electrificación de cocción en sector residencial			3,5	18,6%
Sistemas solares térmicos en sector residencial			3,08	28,4%
ACS mediante electricidad en sector residencial			3,08	28,4%
Electrificación en usos finales en sector comercial	Comercial	6,85	0	100%
Electrificación en usos finales en sector público	Público	0,58	0	100%

Se observa que en el caso del sector generación, la suma de los porcentajes de emisiones reducidas supera el 100%. Esto se explica debido a que, para suplir con el déficit de potencia instalada total, el modelo de optimización debe instalar más potencia en otros tipos de centrales generadoras de electricidad. Las centrales que aumentan su nivel de potencia instalada corresponden a centrales de fuentes renovables, las que además tienen un costo de operación menores a las termoeléctricas, lo que permite reducir el factor de planta de éstas, reduciendo aún más el nivel de emisiones del sector. Por ejemplo, solo al desconectar las centrales a gas natural, aumenta la potencia de centrales eólicas y solares, lo que aumenta la cantidad de energía que éstas producen por sobre el valor de energía que producían las centrales a gas, lo que implica que se reduzca la generación en centrales a carbón.

El resultado de los costos de implementar estas medidas se muestra en la Tabla 5-3. La columna “costo global” corresponde al costo de la función objetivo del modelo de optimización la cual incluye los costos de todos los procesos involucrados en el modelo para todo el período de estudio 2017-2050. El costo global incluye el costo de inversión, el costo de operación asociado al consumo de combustibles, impuestos, mantención y administración, entre otros. Luego se compara el costo global considerando la implementación de las medidas de mitigación.

Al analizarlos se observa que la mayoría de las medidas de mitigación utilizadas tienen costos de operación global menores al caso base. Esto significa que implementar estas medidas contribuye con un ahorro económico además de reducir las emisiones en el sector. Este resultado coincide con lo mostrado en la Figura 3-3 y explicado en [9]. El único caso que no coincide es el de calefacción en el sector residencial. Esto se puede deber a diferencias en los costos de inversión utilizados o a diferentes proyecciones de demanda o costos de las fuentes energéticas.

Tabla 5-3. Costos globales al aplicar cada medida de mitigación por separado. Fuente: Elaboración propia.

Medida de mitigación	Sector al que pertenece	Costo global (millones de dólares)	Porcentaje respecto al caso base
Caso sin medidas (base)	-	\$ 905.728,02	0,00%
Retiro de centrales a carbón	Generación	\$ 907.685,78	0,22%
Retiro de otras centrales termoeléctricas	Generación	\$ 906.409,29	0,08%
Electromovilidad en vehículos livianos	Transporte	\$ 933.809,76	3,10%
Electromovilidad en taxis y colectivos	Transporte	\$ 901.670,72	-0,45%
Electromovilidad en buses	Transporte	\$ 905.513,93	-0,02%
Hidrógeno en camiones de transporte carga por carreteras	Transporte	\$ 903.752,82	-0,22%
Hidrógeno en transporte aéreo	Transporte	\$ 902.111,95	-0,40%
Hidrógeno en transporte marítimo	Transporte	\$ 905.805,69	0,01%
Hidrógeno en transporte de carga ferroviario	Transporte	\$ 905.471,32	-0,03%
Hidrógeno en transporte minero	Industria y minería	\$ 903.446,32	-0,25%

Medida de mitigación	Sector al que pertenece	Costo global (millones de dólares)	Porcentaje respecto al caso base
Hidrógeno para usos motrices en industria y minería	Industria y minería	\$ 905.688,59	-0,00%
Electrificación de usos motrices en industria y minería	Industria y minería	\$ 905.621,02	-0,01%
Hidrógeno para usos térmicos en industria y minería	Industria y minería	\$ 909.445,63	0,41%
Sistemas solares térmicos en industria y minería	Industria y minería	\$ 902.629,10	-0,34%
Hidrógeno para agua caliente en industria y minería	Industria y minería	\$ 904.843,07	-0,10%
Electrificación de calefacción en sector residencial	Residencial	\$ 911.794,93	0,67%
Electrificación de cocción en sector residencial	Residencial	\$ 903.026,02	-0,30%
Sistemas solares térmicos en sector residencial	Residencial	\$ 899.878,24	-0,65%
ACS mediante electricidad en sector residencial	Residencial	\$ 902.958,35	-0,31%
Electrificación en usos finales en sector comercial	Comercial	\$ 893.883,42	-1,31%
Electrificación en usos finales en sector público	Público	\$ 904.535,88	-0,13%

Si bien anteriormente se mostraron las emisiones abatidas comparando solamente lo ocurrido en el año 2050, es posible acumular todas las emisiones abatidas para todo el período de estudio. Considerando esto y con los costos de implementación de las medidas, se calculó el costo por tonelada de emisión mitigada en el período 2017-2050. Estos resultados se muestran en la Tabla 5-4. Se puede observar que los costos de abatimiento por tonelada de CO₂eq tienen valores que se encuentran en el rango mostrado en la Figura 3-3.

Tabla 5-4. Emisiones abatidas en todo el período de estudio, junto con los costos de abatimiento por tonelada de CO₂eq. Fuente: Elaboración propia.

Medida de mitigación	Sector al que pertenece	Emisiones abatidas 2017-2050 (millón tCO ₂ eq)	Costo de abatimiento (USD/tCO ₂ eq)
Caso sin medidas	-	-	-
Retiro de centrales a carbón	Generación	213,04	\$ 9,19
Retiro de otras centrales termoeléctricas	Generación	100,36	\$ 6,79
Electromovilidad en vehículos livianos	Transporte	344,13	\$ 81,60
Electromovilidad en taxis y colectivos	Transporte	34,69	\$ -116,96
Electromovilidad en buses	Transporte	55,35	\$ -3,87
Hidrógeno en camiones de transporte carga por carreteras	Transporte	186,56	\$ -10,59
Hidrógeno en transporte aéreo	Transporte	68,56	\$ -52,74

Medida de mitigación	Sector al que pertenece	Emisiones abatidas 2017-2050 (millón tCO ₂ eq)	Costo de abatimiento (USD/tCO ₂ eq)
Hidrógeno en transporte marítimo	Transporte	10,68	\$ 7,27
Hidrógeno en transporte de carga ferroviario	Transporte	2,35	\$ -109,23
Hidrógeno en transporte minero	Industria y minería	83,63	\$ -27,28
Hidrógeno para usos motrices en industria y minería	Industria y minería	10,54	\$ -3,74
Electrificación de usos motrices en industria y minería	Industria y minería	10,49	\$ -10,20
Hidrógeno para usos térmicos en industria y minería	Industria y minería	103,28	\$ 36,00
Sistemas solares térmicos en industria y minería	Industria y minería	23,82	\$ -130,10
Hidrógeno para agua caliente en industria y minería	Industria y minería	23,78	\$ -37,21
Electrificación de calefacción en sector residencial	Residencial	11,46	\$ 529,40
Electrificación de cocción en sector residencial	Residencial	10,57	\$ -255,63
Sistemas solares térmicos en sector residencial	Residencial	16,01	\$ -365,38
ACS mediante electricidad en sector residencial	Residencial	16,01	\$ -173,00
Electrificación en usos finales en sector comercial	Comercial	77,18	\$ -153,47
Electrificación en usos finales en sector público	Público	7,12	\$ -167,44

En la Tabla 5-5 se muestran los resultados de las emisiones de cada sector al aplicar sus correspondientes medidas de mitigación en forma simultánea. Se puede observar que se logra llegar a cero emisiones en cinco sectores. Sin embargo, el sector de industria y minería no logró llegar a cero emisiones, pero se acercó bastante. Esto se debe a que las medidas involucradas reemplazan el total de la potencia instalada de fuentes contaminantes por fuentes limpias, pero no el total instalado. Existen casos que parte de la demanda es satisfecha por electricidad, por lo que esta cantidad de potencia instalada no debiera ser reemplazada. Por cómo funciona el modelo de optimización, el reemplazo del uso de energía se da de forma óptima, por lo que, para estos casos, se hace un reemplazo de hidrógeno verde donde antes se usaba electricidad. Luego, queda un remanente de potencia con fuentes contaminante que no es reemplaza, lo que explica el hecho que haya emisiones en el sector luego de aplicar las medidas. Se puede modelar la medida para que todas las fuentes energéticas, contaminantes o no, sean reemplazadas por nuevas fuentes cero emisiones. Sin embargo, esto no es óptimo para el objetivo que se quiere lograr ya que requiere de invertir en tecnologías que no necesitan ser cambiadas.

Tabla 5-5. Emisiones de cada sector al aplicar las medidas de mitigación agrupadas por sector. Fuente: Elaboración propia.

Sector	Emisiones del sector proyectadas al año 2050 (millón tCO ₂ eq)		Porcentaje de mitigación
	Sin aplicar la medida	Al aplicar medida	
Generación	10,5	0	100%
Transporte	55,56	0	100%
Industria y minería	21,23	0,96	95,48%
Residencial	4,3	0	100%
Comercial	6,85	0	100%
Público	0,58	0	100%

En las Ilustraciones Figura 5-1 a la Figura 5-6 se muestran cómo evolucionan las medidas de mitigación para cada sector estudiado. Se observa que las medidas se comportan como lo esperado. La forma de las curvas obtenidas indica que la modelación de las medidas fue correcta conforme a la curva logística aplicada.

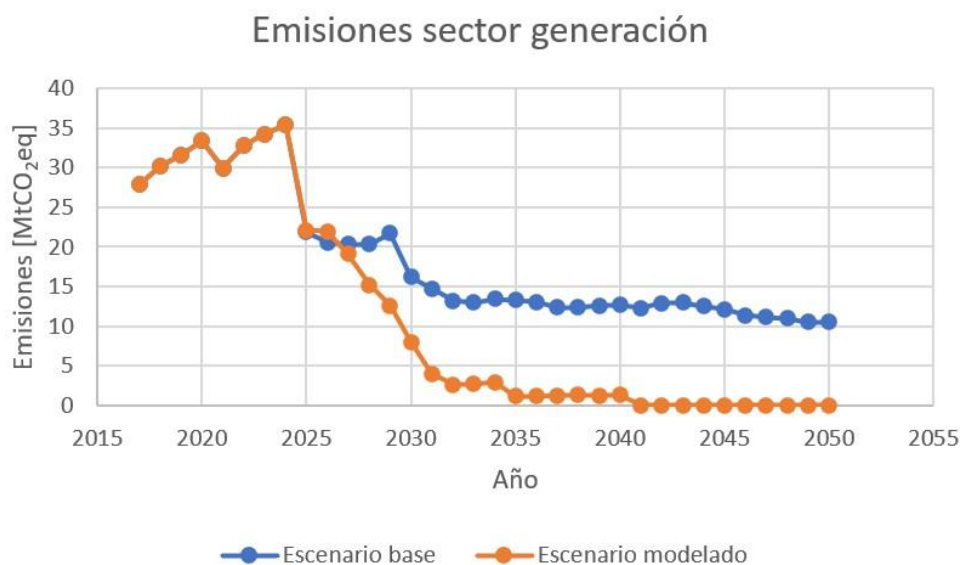


Figura 5-1. Emisiones del sector generación luego de aplicar las medidas de mitigación. Fuente: Elaboración propia.

Emisiones sector transporte

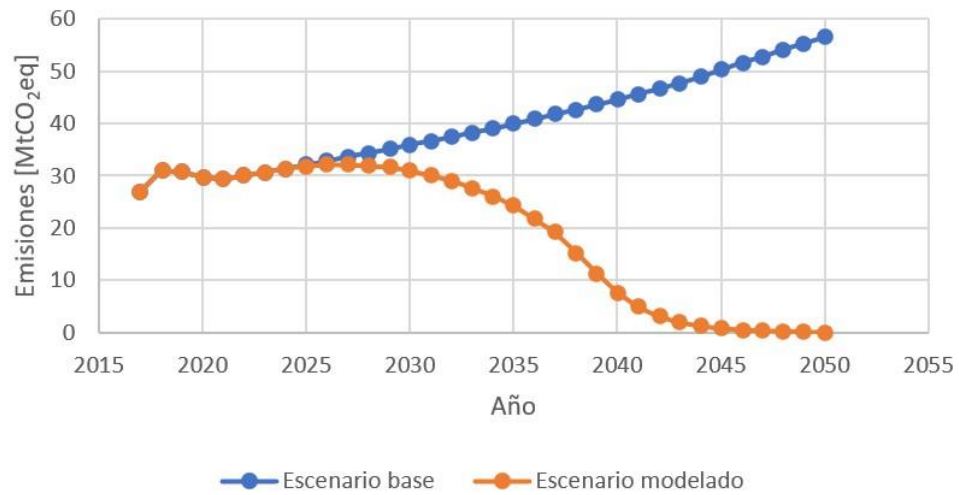


Figura 5-2. Emisiones del sector transporte luego de aplicar las medidas de mitigación. Fuente: Elaboración propia.

Emisiones sector industria y minería

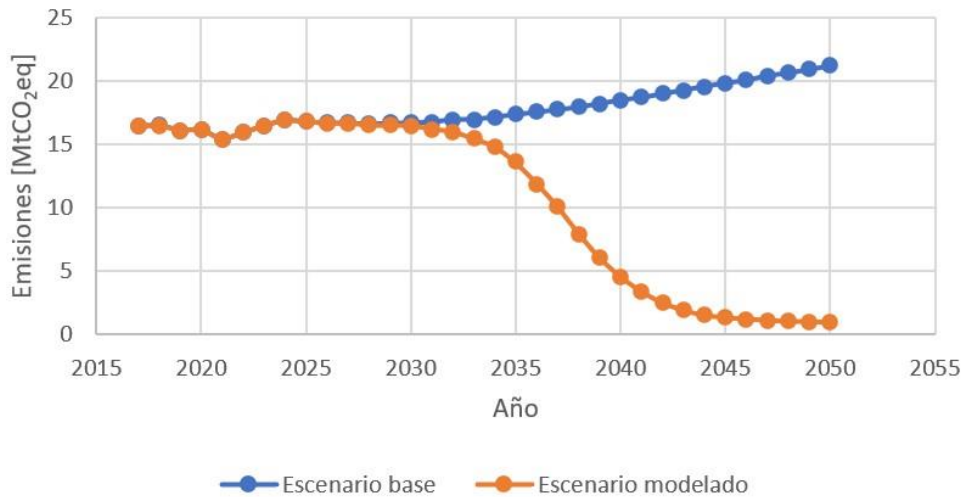


Figura 5-3. Emisiones del sector industria y minería luego de aplicar las medidas de mitigación. Fuente: Elaboración propia.

Emisiones sector residencial

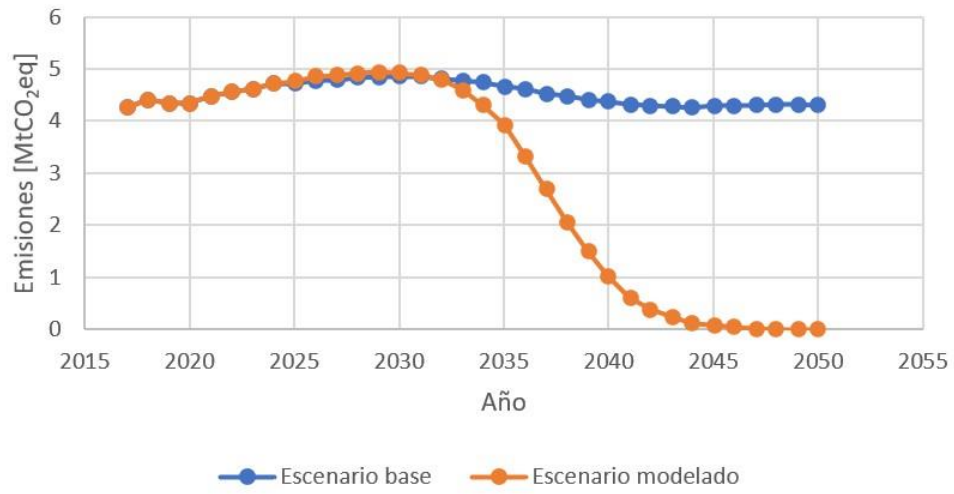


Figura 5-4. Emisiones del sector residencial luego de aplicar las medidas de mitigación. Fuente: Elaboración propia.

Emisiones sector comercial

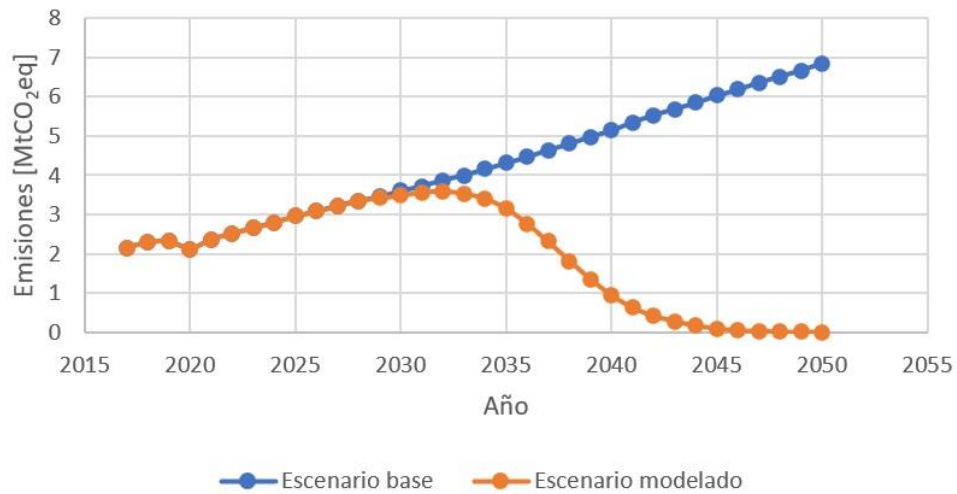


Figura 5-5. Emisiones del sector comercial luego de aplicar las medidas de mitigación. Fuente: Elaboración propia.

Emisiones sector público

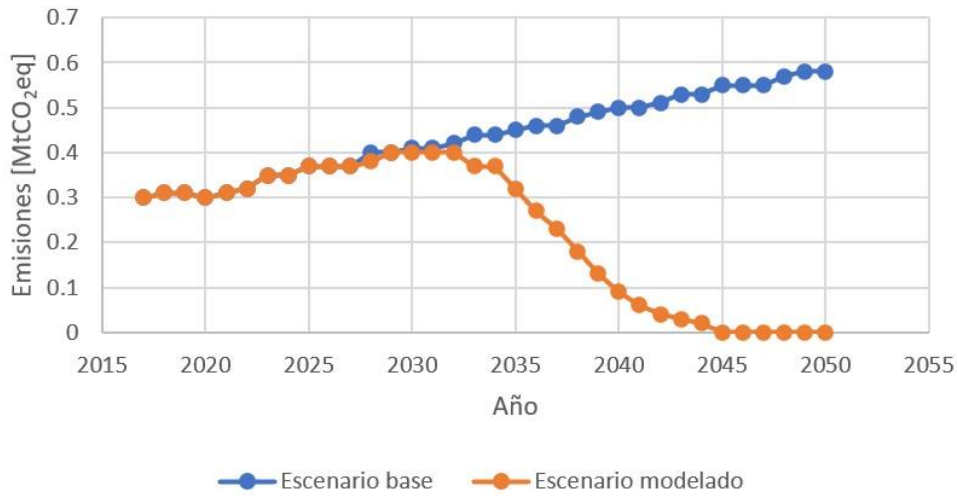


Figura 5-6. Emisiones del sector público luego de aplicar las medidas de mitigación. Fuente: Elaboración propia.

Juntando todos los resultados anteriores, en la Figura 5-7 se muestra el comportamiento de las emisiones para todo el sector energía, simulación producida al implementar todas las medidas de mitigación simultáneamente. Se observa una primera caída de las emisiones producto de lo modelado en el sector generación. Luego, se observa que el resto del período mantiene la forma de la curva logística según lo modelado en el resto de las medidas de mitigación. El resultado es satisfactorio y de acuerdo con lo esperado.

Emisiones sector energía

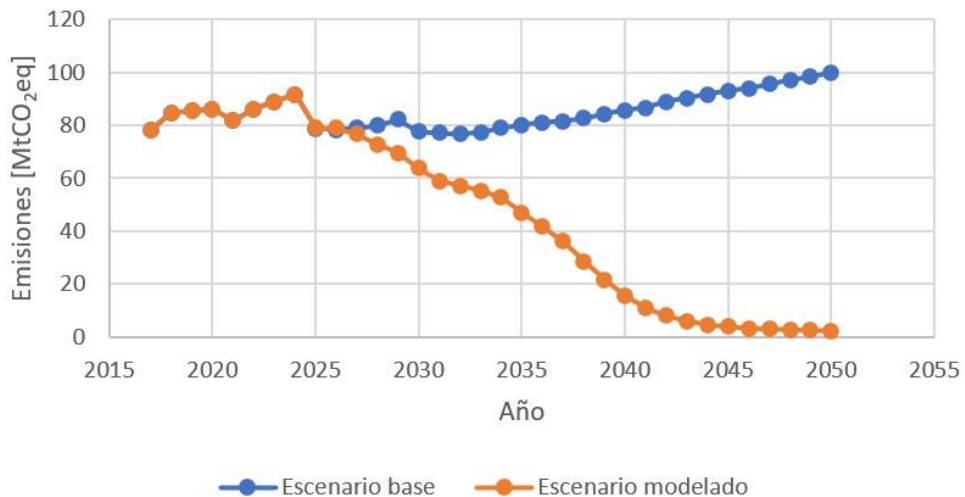


Figura 5-7. Emisiones del sector energía luego de aplicar las medidas de mitigación. Fuente: Elaboración propia.

En la Figura 5-8 se muestra el mismo resultado, pero esta vez se separan las emisiones en cada subsector. Nuevamente se puede observar la forma de curva logística para cada caso.

Finalmente, la Figura 5-9 actualiza el gráfico mostrado en la Figura 3-6, agregando el resultado obtenido con las medidas de mitigación modeladas. Como se puede ver, se logró disminuir las emisiones del sector energía a niveles muy cercanos a cero, quedando un remanente debido a la causa explicada anteriormente.

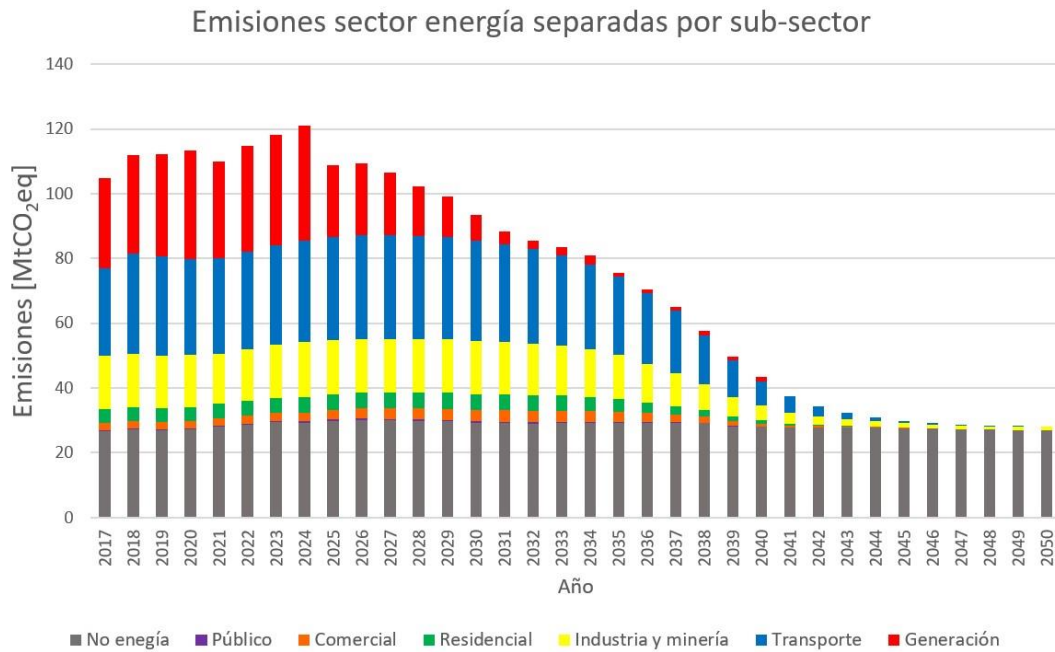


Figura 5-8. Emisiones del sector energía luego de aplicar las medidas de mitigación, separadas por subsector. Fuente: Elaboración propia.

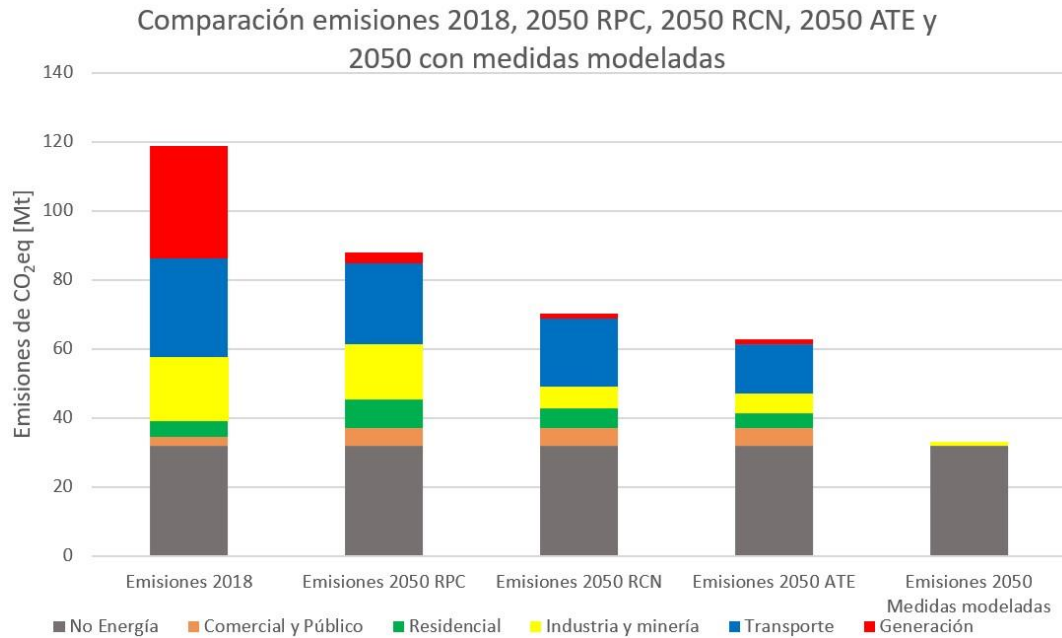


Figura 5-9. Comparación de las emisiones del año 2018 con las proyecciones de los 3 escenarios de la PELP para el año 2050. Fuente: Elaboración propia.

CAPÍTULO 6: CONCLUSIONES

Durante este trabajo de memoria se logró evaluar y modelar distintas medidas de mitigación que permitió crear escenarios de carbono neutralidad para Chile. Se comenzó con una búsqueda bibliográfica, donde se dio cuenta de trabajos previos relacionados con el objetivo planteado y se identificaron potenciales medidas de mitigación. Luego, a partir de simulaciones preliminares utilizando el modelo PMR, se logró obtener las emisiones de CO₂eq de los usos finales de los distintos sectores energéticos del país. Esto, junto a la búsqueda bibliográfica, permitió identificar las brechas de emisiones y proponer medidas de mitigación para alcanzar la carbono neutralidad. Las medidas fueron modeladas y simuladas, las cuales dieron origen a escenarios de carbono de carbono neutralidad. Las medidas de mitigación modeladas permiten llegar a “cero” emisiones absolutas.

El objetivo planteado fue bastante ambicioso. Llegar a cero emisiones absolutas en el sector de la energía es algo que ningún país del mundo se ha propuesto de alcanzar en el corto plazo. Pero los resultados económicos indican que varias de las medidas de mitigación se pueden implementar con costos negativos de abatimiento. Esto significa que son varios los procesos que pueden ser modificados energéticamente para ser cero emisiones sin que esto conlleve a un perjuicio para los representantes de dichos procesos. Adicionalmente se mostró el costo que tiene mitigar cada tonelada de CO₂eq de acuerdo con cada medida de mitigación, lo cual sirve para identificar cuáles de estas son más atractivas y cuáles requieren mayor destinación de recursos para lograr con su implementación.

Aunque este trabajo fue pensado bajo un contexto de cero emisiones, la herramienta de simulación desarrollada permite hacer algunos ajustes, permitiendo analizar el impacto de distintos niveles de implementación de las medidas evaluadas. Es por esta razón por lo que las medidas de mitigación fueron modeladas de tal forma que un usuario cualquiera pueda cambiar un solo parámetro que ajuste el nivel de participación de cada medida por separado.

Como trabajo futuro se plantea el desarrollo de las medidas de mitigación que tengan relación con eficiencia energética o cambios de hábitos. Se espera que, con este tipo de medidas, los costos de abatimiento se puedan reducir. Además, con una mejor eficiencia de los consumos eléctricos, se reducirá la demanda por esta fuente energética, lo que pueda significar una aceleración en el retiro de centrales contaminantes.

Finalmente se concluye que se cumplieron con los objetivos planteados en un comienzo. Pero el objetivo principal, llegar a la carbono neutralidad para el 2050, aún está pendiente, y es necesario trabajar arduamente para evitar una crisis climática peor de la que actualmente afecta al mundo.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Gobierno de Chile, «Contribución Determinada a Nivel Nacional (NDC) de Chile. Actualización 2020,» 2020. [En línea]. Available: https://mma.gob.cl/wp-content/uploads/2020/04/NDC_Chile_2020_espan~ol-1.pdf.
- [2] Ministerio del Medio Ambiente, «Sistema Nacional de Inventarios de Gases de Efecto Invernadero de Chile,» 2020. [En línea]. Available: <https://snichile.mma.gob.cl/>.
- [3] A. MacMillan y J. Turrentine, «Global Warming 101,» NRDC, 07 Abril 2021. [En línea]. Available: <https://www.nrdc.org/stories/global-warming-101>.
- [4] IPCC, «Comunicado de prensa del IPCC,» Agosto 2021. [En línea]. Available: https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2021/08/IPCC_WGI-AR6-Press-Release-Final_es.pdf.
- [5] FCFM, Centro de Energía, «Clúster de simulación de escenarios de mitigación de cambio climático,» 2021. [En línea]. Available: <https://pmr.centroenergia.cl/>.
- [6] Climate Change Connection, «CO2 Equivalents,» [En línea]. Available: <https://climatechangeconnection.org/emissions/co2-equivalents/>.
- [7] «Contribución Determinada Tentativa de Chile (INDC),» 09 2015. [En línea]. Available: <https://cambioclimatico.mma.gob.cl/wp-content/uploads/2020/05/2015-INDC-web.pdf>.
- [8] Centro de Energía, «Estudio de actualización y complementación de herramientas de prospectivas de largo plazo asociadas a la demanda energética,» Santiago, 2019.
- [9] Ministerio de Energía, «Carbono neutralidad en el sector energía. Proyección de consumo energético nacional 2020,» 2020. [En línea]. Available: https://energia.gob.cl/sites/default/files/pagina-basica/informe_resumen_cn_2019_v07.pdf.
- [10] Centro de Energía, «Opciones para lograr la neutralidad en carbono para 2050 en Chile en condiciones de incertidumbre. Informe fase II. Modelación y análisis,» Abril 2021. [En línea]. Available: <https://publications.iadb.org/publications/spanish/document/Opciones-para-lograr-la-carbono-neutralidad-en-Chile-una-evaluacion-bajo-incertidumbre.pdf>.

- [11] Ministerio de Energía, «Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) Periodo 2023-2027 – Informe preliminar,» 30 Agosto 2021. [En línea]. Available: <https://energia.gob.cl/documentos/pelp2023-2027-informe-preliminar>.
- [12] D. Kucharavy y R. De Guio, «Application of S-shaped curves,» *Procedia Engineering*, vol. 9, nº doi 10.1016/j.proeng.2011.03.142, pp. 559-572, 2011.
- [13] V. Reyes, «Gobierno puso fecha: En 2035 se venderán sólo vehículos eléctricos en Chile,» *Bio Bio Chile*, 18 10 2021. [En línea]. Available: <https://www.biobiochile.cl/noticias/economia/mercado-automotriz/2021/10/18/gobierno-puso-fecha-en-2035-se-venderan-solo-vehiculos-electricos-en-chile.shtml>.
- [14] Ministerio de Vivienda y Urbanismo, «Observatorio Urbano,» Estadísticas Habitacionales, 2017. [En línea]. Available: <https://www.observatoriourbano.cl/estadisticas-habitacionales/>.

ANEXO

Costos de inversión para el modelamiento de las medidas de mitigación.

Retiro de centrales a carbón

Retiro de centrales a carbón no implica una nueva inversión.

Retiro de otras centrales termoeléctricas

Retiro de otras centrales termoeléctricas no implica una nueva inversión.

Electromovilidad en vehículos livianos

Electromovilidad en vehículos livianos y medianos: Curva de costo de inversión según Tabla A-1.

Electromovilidad en motocicletas: \$ 5.000 USD/veh para todo el período.

Fuente: Trabajo previo Centro de Energía.

Electromovilidad en taxis y colectivos

Electromovilidad en taxis y colectivos: Curva de costo de inversión según Tabla A-1.

Fuente: Trabajo previo Centro de Energía.

Electromovilidad en buses

Electromovilidad en buses del sistema Red (Transantiago), buses RM, buses otras regiones y minibuses: Curva de costo de inversión según Tabla A-1.

Fuente: Trabajo previo Centro de Energía.

Hidrógeno en camiones de transporte de carga por carreteras

Camión a hidrógeno: \$ 200.000 USD/veh para todo el período.

Tractocamión a hidrógeno: \$ 280.000 USD/veh para todo el período.

Fuente: Trabajo previo Centro de Energía.

Hidrógeno en transporte aéreo

Avión a hidrógeno: \$ 2.440.000 USD/veh para todo el período.

Fuente: Trabajo previo Centro de Energía.

Hidrógeno en transporte marítimo

Barco de carga a hidrógeno: \$ 38.500.000 USD/veh para todo el período.

Supuestos: Se supuso un costo de un 10% más que lo que costaría un barco de carga a diésel (\$ 35.000.000 USD/veh) ya que lo único diferente de éste es el motor.

Fuente: <https://www.mundomaritimo.cl/noticias/liquidacion-en-alta-mar-bajan-precios-de-buques-graneleros>

Hidrógeno en transporte ferroviario

Tren de carga a hidrógeno: \$ 5.500.000 USD/veh para todo el período.

Supuestos: Se supuso un costo de un 10% más que lo que costaría un tren de carga a diésel (\$ 5.000.000 USD/veh) ya que lo único diferente de éste es el motor.

Fuente: <https://www.danielbowen.com/2011/11/23/how-much-does-a-train-cost/>

Hidrógeno en transporte minero

Minería del cobre a rajo abierto y subterráneas: \$ 1.000 USD/kWt para todo el período.

Fuente: Trabajo previo Centro de Energía.

Hidrógeno para usos motrices en industria y minería

Industrias de hierro, pesca y minería del cobre: \$ 2.190 USD/kWt para todo el período.

Fuente: Se copia el costo de inversión de procesos similares en industrias varias y minas varias.

Electrificación de usos motrices en industria y minería

Industrias de hierro, pesca y minería del cobre: \$ 100 USD/kWt para todo el período.

Fuente: Se copia el costo de inversión de procesos similares en industrias varias y minas varias.

Hidrógeno para usos térmicos en industria y minería

Industrias de azúcar, celulosa, cemento, hierro, pesca, siderurgia, minas varias, industrias varias y minería del cobre: \$ 2.190 USD/kWt para todo el período.

Fuente: Industrias de celulosa e industrias varias; trabajo previo Centro de Energía. Industrias de azúcar, cemento, hierro, pesca, siderurgia, minas varias y minería del cobre; copian el costo de inversión de industrias de celulosa e industrias varias.

Sistemas solares térmicos en industria y minería

Industrias de celulosa, pesca, siderurgia, minas varias, industrias varias y minería del cobre: 1.125 \$ USD/kWt para todo el período.

Fuente: Industrias de celulosa, pesca, minas varias e industrias varias; trabajo previo Centro de Energía. Industrias de siderurgia y minería del cobre; copian el costo de inversión de industrias de celulosa, pesca, minas varias e industrias varias.

Hidrógeno para agua caliente en industria y minería

Industrias de celulosa, pesca, siderurgia, minas varias, industrias varias y minería del cobre: \$ 2.190 USD/kWt para todo el período.

Fuente: Industrias de celulosa e industrias varias; trabajo previo Centro de Energía. Industrias de pesca, siderurgia, minas varias y minería del cobre; copian el costo de inversión de industrias de celulosa e industrias varias.

Electrificación de calefacción en sector residencial

Calefacción convencional a electricidad: \$ 175 USD/kWt para todo el período.

Calefacción por bomba de calor a electricidad: \$ 235 USD/kWt para todo el período.

Supuestos: Estufa eléctrica tecnología convencional tipo panel \$ 139.990 CLP, 1 kW de potencia térmica. Aire acondicionado tecnología bomba de calor tipo "Split" \$ 799.990 CLP, 4,25 kW de potencia térmica. Dólar a \$ 800 CLP/USD.

Fuente: <https://sodimac.falabella.com/sodimac-cl/product/110379431/Convector-electrico-1000-W/110379439>

<https://sodimac.falabella.com/sodimac-cl/product/110002847/Aire-acondicionado-Split-inverter-frio-calor-18.000-BTU-AR18TSFZAWK-ZS/110002853>

Electrificación de cocción en sector residencial

Encimera eléctrica con horno eléctrico: \$ 110 USD/kWt para todo el período.

Supuestos: Encimera vitrocerámica de 4 platos \$ 369.990 CLP, 6,6 kW de potencia térmica. Horno eléctrico \$ 499.990 CLP, 3,4 kW de potencia térmica. Dólar a \$ 800 CLP/USD.

Fuente: <https://www.bosch-home.cl/electrodomesticos/coccion-y-horneado/encimeras/encimeras-vitroceraicas/PKF631B17E#/Togglebox=manuals/>

<https://www.sodimac.cl/sodimac-cl/product/6822800>

Sistemas solares térmicos en sector residencial

Sistema solar térmico: \$ 975 USD/kWt para todo el período.

Fuente: Trabajo previo Centro de Energía.

Agua caliente sanitaria mediante electricidad en sector residencial

Termo eléctrico residencial: \$ 210 USD/kWt para todo el período.

Supuestos: Termo eléctrico \$ 539.990 CLP, 3,2 kW de potencia eléctrica. Dólar a \$ 800 CLP/USD.

Fuente: <https://www.cosmoclimate.cl/termo-electrico-piso-rheem-189-lts-32-kw-220v>

Electrificación en usos finales en sector comercial

Calefacción convencional a electricidad: \$ 175 USD/kWt para todo el período.

Calefacción por bomba de calor a electricidad: \$ 235 USD/kWt para todo el período.

Encimera eléctrica con horno eléctrico: \$ 110 USD/kWt para todo el período.

Sistema solar térmico: \$ 975 USD/kWt para todo el período.

Termo eléctrico residencial: \$ 210 USD/kWt para todo el período.

Electromovilidad: Curva de costo de inversión según Tabla A-1.

Grupo electrógeno a hidrógeno: \$ 1.600 USD/kWt para todo el período.

Supuestos: Grupo electrógeno a hidrógeno \$ 16.000 USD, 10 kW de potencia.

Fuente: Calefacción, cocción y ACS; copian el costo de inversión usado en sector residencial. Electromovilidad; trabajo previo Centro de Energía.

Fuente grupo electrógeno: https://www.alibaba.com/product-detail/China-low-price-industrial-biogas-to_1600466921353.html

Electrificación en usos finales en sector público

Uso de electricidad en reemplazo al gas licuado: \$ 26.553 USD/Tcal/h para todo el período.

Uso de electricidad en reemplazo al gas natural: \$ 26.553 USD/Tcal/h para todo el período.

Uso de hidrógeno en reemplazo al diésel: \$ 210.420 USD/Tcal/h para todo el período.

Uso de electricidad en reemplazo al kerosene: \$ 27.880 USD/Tcal/h para todo el período.

Uso de electricidad en reemplazo a la biomasa: \$ 27.880 USD/Tcal/h para todo el período.

Supuestos: En el caso del uso de electricidad en el reemplazo de gas licuado y gas natural, se supuso que su uso era para calefacción y cocción. Luego, se hizo un promedio de los costos de inversión usados en el sector residencial, quedando en \$ 200 USD/kWt. Este valor fue convertido a USD/Tcal/h para coincidir con la unidad de medida de la demanda. Para el caso del uso de hidrogeno en reemplazo al diésel, se supuso que su uso era equivalente al uso de grupos electrógenos del sector comercial. Por lo tanto, se copia ese costo de inversión de ese sector, \$ 1.600 USD/kWt, convirtiéndolo a USD/Tcal/h. Finalmente, el uso de electricidad como reemplazo de kerosene y biomasa, se supuso que sería usado exclusivamente a calefacción. Los costos de inversión fueron copiados del sector residencial, \$ 210 USD/kWt, convirtiéndolo a USD/Tcal/h.

Tabla A-1. Evolución de costos de inversión. Fuente: Elaboración propia.

	Vehículos livianos	Vehículos medianos	Taxis y colectivos	Buses Red, RM y otras regiones	Minibuses	Vehículos comerciales
Año	USD/Veh	USD/Veh	USD/Veh	USD/Veh	USD/Veh	USD/Veh
2017	47.883	94.842	47.883	575.000	150.000	24.921
2018	39.363	72.477	39.363	505.775	131.895	16.676
2019	36.323	64.497	36.323	481.075	125.435	13.734
2020	33.363	56.727	33.363	457.025	119.145	10.870
2021	31.843	52.737	31.843	444.675	115.915	9.399
2022	31.283	51.267	31.283	440.125	114.725	8.857
2023	30.723	49.797	30.723	435.575	113.535	8.315
2024	30.163	48.327	30.163	431.025	112.345	7.773
2025	29.603	46.857	29.603	426.475	111.155	7.231
2026	29.043	45.387	29.043	421.925	109.965	6.689
2027	28.883	44.967	28.883	420.625	109.625	6.534
2028	28.643	44.337	28.643	418.675	109.115	6.302
2029	28.323	43.497	28.323	416.075	108.435	5.992
2030	28.083	42.867	28.083	414.125	107.925	5.760
2031	27.923	42.447	27.923	412.825	107.585	5.605
2032	27.763	42.027	27.763	411.525	107.245	5.450
2033	27.603	41.607	27.603	410.225	106.905	5.295
2034	27.483	41.292	27.483	409.250	106.650	5.179
2035	27.483	41.292	27.483	409.250	106.650	5.179
2036	27.483	41.292	27.483	409.250	106.650	5.179
2037	27.403	41.082	27.403	408.600	106.480	5.102
2038	27.403	41.082	27.403	408.600	106.480	5.102
2039	27.403	41.082	27.403	408.600	106.480	5.102
2040	27.363	40.977	27.363	408.275	106.395	5.063
2041	27.363	40.977	27.363	408.275	106.395	5.063
2042	27.323	40.872	27.323	407.950	106.310	5.025
2043	27.323	40.872	27.323	407.950	106.310	5.025
2044	27.323	40.872	27.323	407.950	106.310	5.025
2045	27.283	40.767	27.283	407.625	106.225	4.986
2046	27.283	40.767	27.283	407.625	106.225	4.986
2047	27.283	40.767	27.283	407.625	106.225	4.986
2048	27.283	40.767	27.283	407.625	106.225	4.986
2049	27.283	40.767	27.283	407.625	106.225	4.986
2050	27.283	40.767	27.283	407.625	106.225	4.986