

CARBONO NEUTRALIDAD EN EL SECTOR ENERGÍA

PROYECCIÓN DE CONSUMO
ENERGÉTICO NACIONAL 2020

ÍNDICE

Índice de Figuras y Tablas	4
Palabras del Ministro	5
Resumen Ejecutivo	7
Presentación	14
1. Antecedentes	16
2. Metodología	19
2.1 Herramientas de Simulación	19
2.2 Interacción del Modelo Energético y Eléctrico	21
2.3 Escenarios Energéticos	23
2.4 Demanda Energética	24
2.5 Sector Eléctrico	25
2.6 Supuestos Básicos de Integración de Modelos	28
3. Descarbonización Costo-Eficiente	30
3.1 Curva de Abatimiento al Año 2050	30
3.2 Estrategias de Descarbonización	32
3.3 Rol de los Instrumentos de Precio al Carbono	34
4. Acciones de Mitigación	36
4.1 Retiro de Centrales a Carbón	37
4.2 Electromovilidad	42
4.3 Hidrógeno	44
4.4 Industria Sostenible	46
5. Costos de la Carbono Neutralidad	49
6. Conclusiones y Próximos Pasos	52
7. Anexos	55
7.1 Modelación de Escenarios Energéticos por Medida	55
7.2 Detalles de Medidas de Mitigación	56
7.3 Costo de Combustibles Fósiles	57
7.4 Costo de Tecnologías de Generación Eléctrica	57
7.5 Fichas de Industria Sostenible	58
7.6 Fichas de Hidrógeno Verde	65
7.7 Fichas de Electromovilidad	68
7.8 Fichas de Edificación Sostenible	74
7.9 Ficha de Retiro de Centrales	81
7.10 Fichas de Eficiencia Energética	82
8. Siglas y Acrónimos	85
9. Referencias	86

ÍNDICE DE FIGURAS Y TABLAS

FIGURA 1:	Matriz de energía primaria (izquierda) y matriz de consumo final (derecha) año 2018.	16
FIGURA 2:	Distribución sectorial del consumo de energía final, año 2018.	16
FIGURA 3:	Inventario de Gases de Efecto Invernadero de Chile, serie 1990-2016.	17
FIGURA 4:	Participación en el nivel de emisiones de CO ₂ e por sector a nivel nacional, año 2016.	18
FIGURA 5:	Esquema de la metodología utilizada para las simulaciones del sector energético.	21
FIGURA 6:	Proyecciones de crecimiento del PIB.	22
FIGURA 7:	Demanda Energética y Eléctrica en Escenarios Referencial y Carbono Neutral.	25
FIGURA 8:	Esquema de construcción de escenario de Carbono Neutralidad.	26
FIGURA 9:	Capacidad instalada por tecnología y para cada escenario.	27
FIGURA 10:	Generación eléctrica por tecnología y para cada escenario.	27
FIGURA 11:	Composición de la demanda eléctrica en escenarios energéticos.	28
FIGURA 12:	Curva de abatimiento del sector energía al año 2050.	31
FIGURA 13:	Estrategias de costo de abatimiento incluyendo diferentes alternativas de descarbonización.	33
FIGURA 14:	Trayectoria de emisiones del escenario de Carbono Neutralidad hacia el 2050: mitigación y captura.	36
FIGURA 15:	Reducción de emisiones acumuladas por ámbito y medida, periodo 2020-2050.	38
FIGURA 16:	Cronograma de la primera fase de retiro de centrales a carbón.	39
FIGURA 17:	Trayectorias de retiro de centrales a carbón.	40
FIGURA 18:	Evolución del parque generador con retiro de centrales a carbón.	40
FIGURA 19:	Emisiones del sector generación con retiro de centrales a carbón.	41
FIGURA 20:	Factor de emisión de la red eléctrica.	41
FIGURA 21:	Niveles de penetración de medidas de electromovilidad en escenario de referencia y carbono neutral.	42
FIGURA 22:	Niveles de penetración de medidas de hidrógeno en escenario referencial y carbono neutral.	45
FIGURA 23:	Aumento de demanda eléctrica por medidas de hidrógeno.	46
FIGURA 24:	Niveles de penetración de medidas de electrificación.	47
FIGURA 25:	Costos totales de inversión y operación medidas del sector energía.	50
FIGURA 26:	Costos de inversión (capex) y operación (opex) por ámbito de acción.	51
TABLA 1:	Proyección del crecimiento de la población.	23
TABLA 2:	Costos de las estrategias de descarbonización, periodo 2020-2050.	33
TABLA 3:	Reducción de emisiones por ámbito de acción.	37
TABLA 4:	Costos de inversión utilizados en evaluación de hidrógeno.	46
TABLA 5:	Costos de inversión y capacidad utilizados en análisis de maquinaria.	48
TABLA 6:	Costos de inversión y operación en valor presente por ámbito de acción.	49
TABLA 7:	Costos de inversión y operación promedio quinquenales, medidas sector energía.	50



PALABRAS DEL MINISTRO

Juan Carlos Jobet E.
Ministro de Energía

Estamos en medio de tiempos cruciales para la acción climática, con decisiones esenciales que deben estimular la cooperación entre las partes si queremos alcanzar los niveles de emisiones de GEI requeridos por la ciencia. No hay otra opción más que lo que la comunidad científica nos exige: tenemos que alcanzar la neutralidad de carbono al año 2050, incluso antes si es posible. La ciencia no es negociable, ni tampoco lo es nuestro planeta.

Actualmente, dos tercios de las emisiones mundiales de gases de efecto invernadero (GEI) corresponden al sector energético, recayendo en él una gran responsabilidad en el origen del cambio climático y en las soluciones a éste. Estamos empezando a ver sus primeros efectos, donde los más vulnerables se ven perjudicados en mayor medida. Esto hace del cambio climático el principal desafío de nuestra generación.

Tenemos que ser carbono neutrales, es nuestro compromiso con las futuras generaciones, y es lo correcto. Nuestro Plan de Carbono Neutralidad en el sector energía es concreto y ambicioso, en esencia, descarbonizaremos la matriz eléctrica mediante la salida de las centrales a carbón y la incorporación de más energía renovable, y con esa electricidad se avanzará en el reemplazo de combustibles fósiles en los distintos sectores de la economía, entre ellos, minería, industria, transporte, comercio y edificaciones.

Como primer paso, hemos comprometido el retiro de todas las centrales de generación termoeléctrica a carbón antes del año 2040. Esto es sumamente ambicioso en relación a otros países que se han abocado a retirar el carbón de sus matrices eléctricas, pues en el caso chileno, este combustible ha alcanzado el 40% de la generación a nivel nacional en los últimos años. Este proceso ya ha comenzado, habiéndose retirado del sistema eléctrico tres centrales a julio de este año, y se contempla la salida de otras ocho unidades antes del 2024, lo cual representa un 30% de la capacidad a carbón existente.

Adicionalmente, debemos desarrollar al máximo el potencial de energías renovables. Hace cinco años propusimos el objetivo de alcanzar un 70% de generación eléctrica con energías renovables al 2050, hoy nuestras proyecciones indican que podríamos alcanzar esos niveles al año 2030, es decir, veinte años antes. Un desafío clave en este ámbito es otorgarle flexibilidad al sistema eléctrico y construir las líneas de transmisión para garantizar la seguridad del sistema con alta capacidad renovable.

Una vez que contemos con una matriz eléctrica limpia, la electrificación de usos intensivos en energía representa enormes oportunidades de mitigación de emisiones de GEI, y es aquí donde entra con fuerza la producción y consumo de hidrógeno verde, la electromovilidad, la eficiencia energética, la edificación sustentable y la electrificación de usos motrices y térmicos en industria y minería. Varias de estas medidas conllevan, además, importantes co-beneficios en pos del bienestar de las personas, pues su implementación reduce drásticamente la emisión de contaminantes locales, impactando positivamente la salud de las personas.

De acuerdo a la opinión de líderes y expertos, la actual pandemia ha desencadenado la recesión más profunda del último siglo, y está causando daños enormes no sólo en la salud de las personas, sino en cuanto a empleo y bienestar general. De allí surge la oportunidad de una recuperación sostenible utilizando los recursos fiscales de reactivación para invertir en resiliencia ante el cambio climático.

Por otra parte, nuestra transición energética hacia la carbono neutralidad requerirá de un precio al carbono que internalice de mejor manera las externalidades que ha conllevado nuestro desarrollo económico y energético, por lo que debemos encontrar el instrumento más idóneo que permita suficiente flexibilidad y certidumbre en el logro de nuestros objetivos de mitigación, enviando al mismo tiempo las señales correctas al sector privado, de modo que éste pueda tenerlo en cuenta en su cartera de inversión.

Para finalizar, quisiera relevar la importancia de que el plan de carbono neutralidad debe ser de nuestro país, y no de un gobierno en particular. Los esfuerzos se deben mantener en el tiempo, pues el cambio climático así también lo hará. Seguiremos buscando los espacios que nos permitan avanzar más rápidamente hacia una matriz más limpia y renovable, más económica y amigable con el medio ambiente y las comunidades locales.

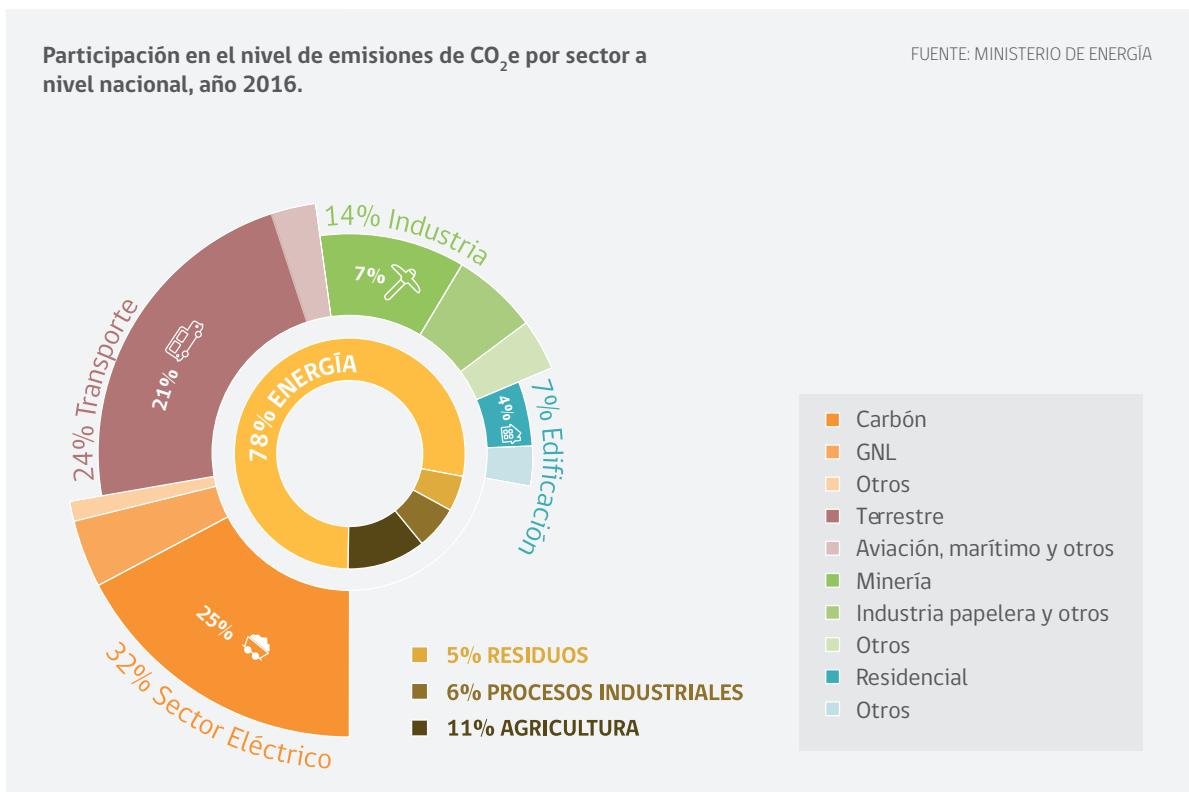


RESUMEN EJECUTIVO

Antecedentes

El año 2016 Chile emitió aproximadamente 112 millones de toneladas de dióxido de carbono equivalente (MtCO₂e), de las cuales un 78% correspondieron al sector energía (MMA, 2018), donde además se concentran las mayores oportunidades de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI).

Actualmente, las mayores emisiones del sector energía provienen del subsector eléctrico, con un 32% del total, como resultado de la generación termoeléctrica, siendo la generación a carbón la mayor responsable, con el 25% de las emisiones nacionales totales. El siguiente subsector más emisor es el transporte, con un 24% del total, en donde al transporte terrestre le corresponde el 21% de las emisiones del país. La industria y minería emiten un 14% de las emisiones, en donde la mitad de esto pertenece al sector minero.



El presente documento da cuenta del trabajo metodológico y de las proyecciones de consumo energético nacional realizadas por el Ministerio de Energía, en cuanto al análisis llevado a cabo con respecto a alcanzar la neutralidad de emisiones de GEI -ó carbono neutralidad- del país al año 2050, y las medidas de mitigación que permiten alcanzar dicha meta.

Metodología y Escenarios

El trabajo consistió en la proyección de consumo energético nacional, tomando como base los escenarios energéticos de largo plazo definidos en la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) que desarrolla el Ministerio de Energía. En esta oportunidad se evaluó un escenario que alcanza la carbono neutralidad, comparado con un escenario de referencia, tomando como base las condiciones del escenario E de la PELP.

La herramienta utilizada para la proyección de consumo energético al largo plazo corresponde al Long-Range Energy Alternatives Planning System (LEAP), el cual consiste en un software de simulación de sistemas energéticos utilizado para el análisis de políticas energéticas en el mediano y largo plazo, mediante la representación integrada de la demanda energética a través de la metodología bottom-up de cada una de las actividades económicas del país, de acuerdo a la estructura del Balance Nacional de Energía.

Las simulaciones computacionales que determinan los equilibrios de largo plazo que puedan darse en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), se desarrollaron en la plataforma AMEBA, la cual realiza análisis de sistemas energéticos, y permite estudiar fenómenos de corto plazo (despacho y predespacho económico), mediano-largo plazo (coordinación hidrotérmica) y largo plazo (planificación de inversión en generación y transmisión).

El escenario de referencia, o de políticas en curso, incluye ciertas medidas de mitigación de emisiones de gases de efecto invernadero que se encuentran, o prontamente se encontrarán, en vigencia, como por ejemplo algunas medidas de eficiencia energética, cuotas tendenciales de electromovilidad, y la salida de 2.500 MW de centrales a carbón al 2050 (que representan cerca de un 45% del total de la capacidad de generación eléctrica a carbón al año 2019), entre otros; en tanto en el escenario de carbono neutralidad se incluyeron diversas medidas adicionales de mitigación de gases de efecto invernadero, como por ejemplo la electrificación de procesos motrices, electromovilidad intensiva, retiro de la totalidad de centrales a carbón, uso de hidrógeno verde, entre otros.

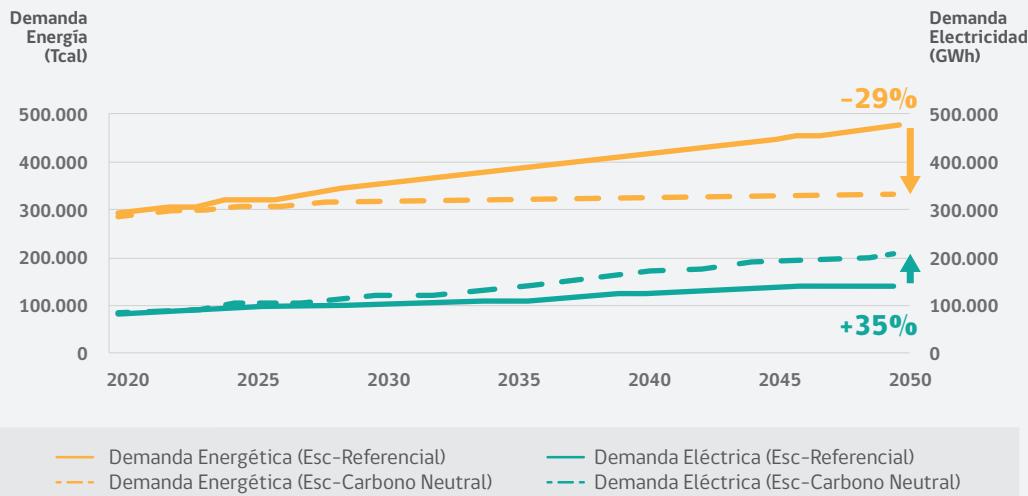
Demanda Energética

Los resultados revelan que alcanzar la neutralidad de emisiones logra importantes ganancias de eficiencia respecto del escenario de referencia. El consumo energético final del país, que hoy en día llega a los 289 mil teracalorías, en el escenario referencial alcanza al 2050 un total de 471 mil teracalorías; sin embargo, de tomar la trayectoria carbono neutral se alcanzarían 324 mil teracalorías al 2050, resultando un ahorro en consumo energético final de 29%.

Uno de los factores que posibilitan los significativos ahorros en consumo energético final es la electrificación directa o indirecta (mediante almacenamiento o uso de hidrógeno) de múltiples usos finales intensivos en energía, tales como los usos motrices de la minería e industria, los sistemas de calefacción y climatización tanto en el sector residencial como en los sectores comercial e industrial, y los requerimientos de electricidad para la producción de hidrógeno verde. En el escenario de referencia la demanda de electricidad alcanza los 154 TWh al 2050, si se compara con la demanda eléctrica que se alcanaría en el escenario carbono neutral, el cual asciende a más de 207 TWh al 2050, consignando un crecimiento de la demanda eléctrica de 35% frente al escenario de referencia.

Demanda Energética y Eléctrica en Escenarios Referencial y Carbono Neutral.

FUENTE: MINISTERIO DE ENERGÍA



Mitigación Costo-Eficiente

De acuerdo al escenario de referencia se estima que Chile emitiría aproximadamente 130 MtCO₂e al año 2050. Para efectos del análisis se ha asumido que el sector forestal mantendrá una captura de 65 MtCO₂e al año 2050, lo cual significa que para alcanzar cero emisiones netas al 2050 se requiere reducir o mitigar 65 MtCO₂e eq a esa fecha. Cabe mencionar que las proyecciones del sector forestal indican que el promedio de captura de bosques se reducirá en las próximas décadas, por lo que este análisis ha considerado la valorización de los esfuerzos necesarios para mantener esta captura (datos de MMA, 2019).

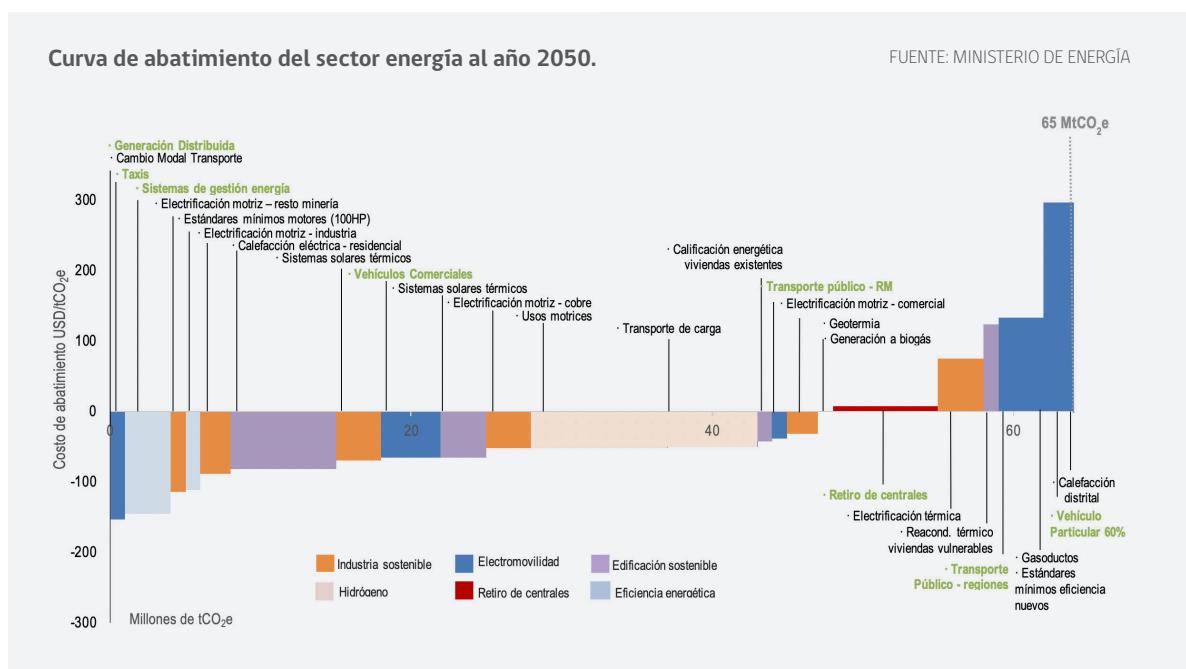
Proyección Chile 2050

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

Para cumplir este objetivo, el país debe diseñar una estrategia costo-eficiente de reducción de emisiones. Si bien las acciones del sector energético juegan un rol preponderante, se debe sumar la participación de otros sectores de la economía. Con este fin, se realizó una evaluación técnico-económica de medidas de mitigación prospectadas y en curso, considerando sus costos de inversión (Capex), y costos o ahorros operacionales (Opex). Se estimaron impactos financieros directos, sin considerarse en este análisis los co-beneficios ambientales que conllevaría la implementación de las medidas de mitigación de GEI, como por ejemplo la mejora en salud que implicaría la reducción de contaminantes locales, y que a su vez propendería a una mayor eficiencia en la aplicación de una economía que apunte a la carbono neutralidad. No se han analizado en este informe los efectos macroeconómicos de esta política pública. Se garantizó una elección costo-eficiente de cada medida de mitigación, a través de un proceso iterativo de las simulaciones sobre el impacto individual y conjunto de cada una de ellas, en términos de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y los impactos económicos.

Curva de abatimiento del sector energía al año 2050.

FUENTE: MINISTERIO DE ENERGÍA



Para seleccionar las medidas más costo-eficientes, éstas se ordenaron desde la más económica hasta la más costosa en base a su costo medio de abatimiento. El costo medio de abatimiento de cada medida se calculó como la diferencia del valor presente neto del escenario con medida y el escenario de referencia, dividido por su reducción de emisiones durante el periodo de evaluación (2020-2050). Se utilizó una tasa social de descuento del 6%, que es la utilizada en evaluación social de proyectos. Las medidas con costos medios de abatimiento negativos, cuya inversión inicial se compensa con los ahorros monetarios de su implementación, serían las primeras en seleccionarse. Este tipo de medidas permite reducir 48 MtCO₂e, es decir, un 74% de las reducciones requeridas al 2050.

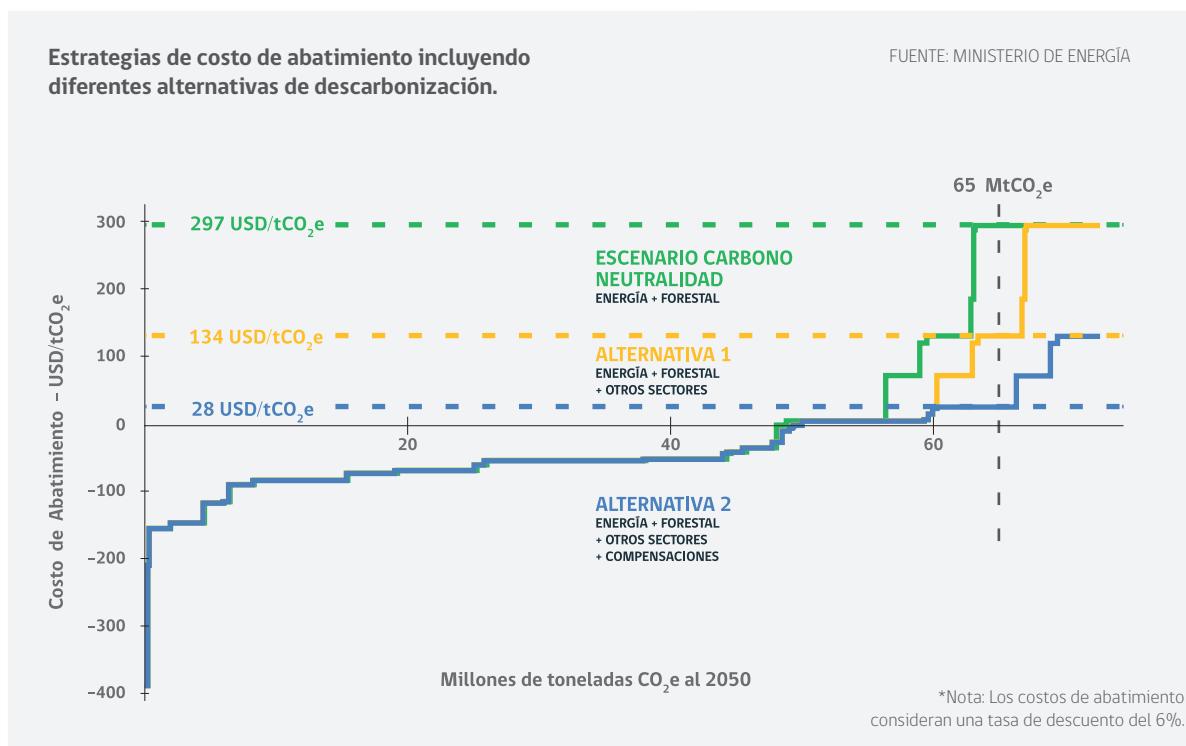
Algunas de las medidas consideradas en este grupo corresponden a la implementación de acciones de eficiencia energética en procesos industriales de grandes consumidores de energía, a partir de la operación de Sistemas de Gestión de Energía, con un ahorro potencial anual de 2,5% del consumo al 2050. Cabe destacar que el porcentaje de ahorro considerado es mayor al indicado en el Proyecto de Ley de Eficiencia Energética en discusión en el Congreso (Boletín 12058-08), por lo que se debería evaluar aumentar su alcance. A su vez, si bien las acciones de eficiencia energética son atractivas desde un punto de vista económico, existen barreras que afectan su implementación, entre ellas resistencia al cambio al interior de las organizaciones y tiempos de recuperación de capital muy extensos (MEN, 2010).

La electrificación de usos motrices en los sectores de industria y minería también generaría ahorros netos, con un potencial de reducir emisiones de 8,6 MtCO₂e al 2050. No obstante, esta medida enfrenta barreras económicas relevantes si se considera que muchas inversiones en tecnologías basadas en combustibles fósiles ya han sido realizadas, y no se vislumbra su reemplazo en el corto plazo sin los incentivos adecuados. Asimismo, el fomento de vehículos comerciales, taxis y buses RED eléctricos implicaría un ahorro neto. Estas tecnologías ya comienzan a tener un espacio en el parque vehicular debido a sus menores costos de operación (MEN, MTT y MMA, 2017). La utilización de hidrógeno producido en base a fuentes de energías renovables en el transporte de carga también sería económicamente

conveniente, aunque esta tecnología está en pleno desarrollo y se espera que sea comercialmente competitiva a partir del 2030 (CORFO, 2018).

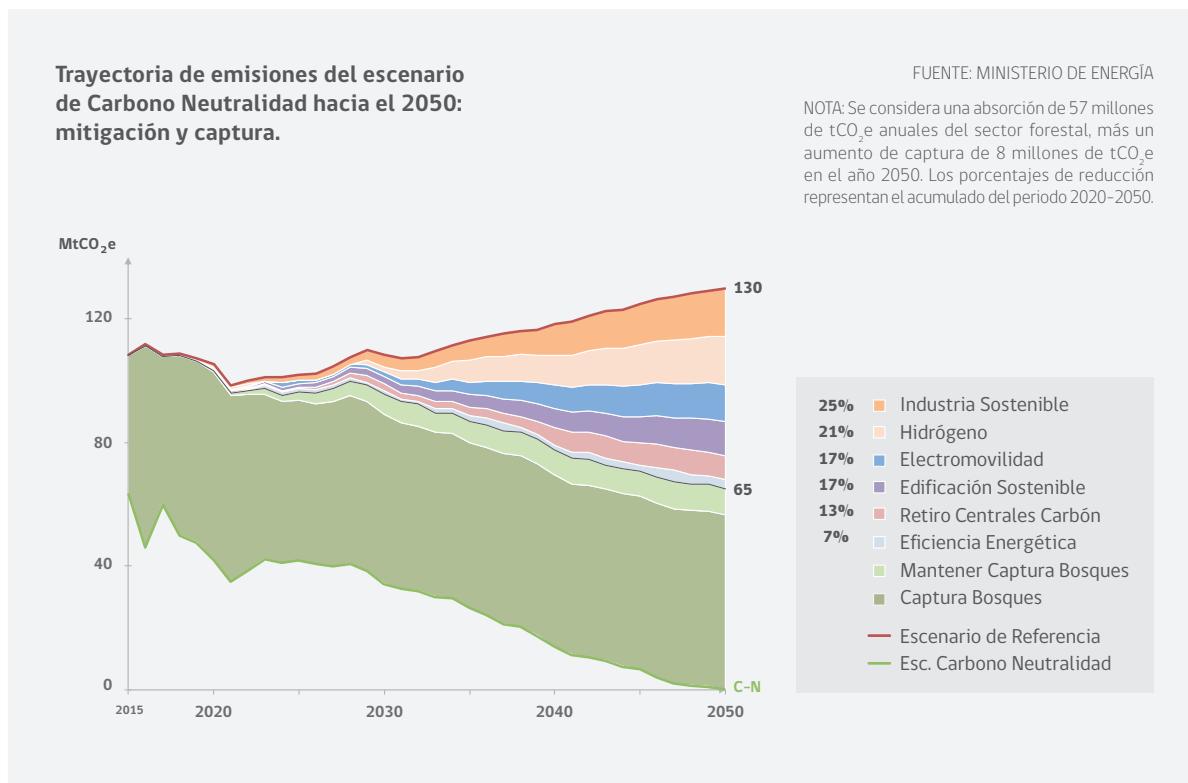
No obstante, se requiere implementar medidas cuyos costos de inversión y de mantención y operación son mayores a cero. Este grupo de medidas reducirían 17 MtCO₂e al 2050, lo que equivale al 26% de la reducción requerida. Una de las medidas más relevantes, corresponde al retiro de operación de la totalidad de las centrales a carbón al año 2040. Ésta permite reducir 7,5 MtCO₂e al 2050, equivalente al 12% de la reducción de emisiones, a un costo de 8 USD/tCO₂e; sin embargo, esta medida habilita todas las medidas relacionadas a electrificación, electromovilidad e hidrógeno, pues de no existir una matriz limpia, esas acciones no mitigarían emisiones. Cabe mencionar, que el escenario referencial considera que 2.500 MW de los 5.500 MW de la capacidad instalada se hubieran retirado por condiciones naturales de antigüedad y de eficiencia operacional de las centrales como activo.

En el escenario de carbono neutralidad que solo considera medidas del sector energía, la última medida necesaria para reducir 65 MtCO₂e tiene un costo de abatimiento de 297 USD/tCO₂e, sin embargo, si se consideran otras medidas de mitigación en otros sectores como el agropecuario y de residuos, es posible aumentar los niveles de mitigación a un costo menor, reduciendo el costo para lograr cero emisiones netas al 2050 hasta 134 USD/tCO₂e. Una manera de obtener este resultado es entregar flexibilidad al mercado para el cumplimiento de la meta, mediante un sistema de permisos de emisión transables a nivel nacional. Esto permitiría focalizar los esfuerzos en sectores con tecnologías de mitigación más costo-eficientes. A la vez, si se autoriza la compensación de emisiones en dicho sistema, sería posible limitar aún más los costos de abatimiento.



Acciones de Mitigación de Emisiones

Los resultados muestran que el sector energía tiene un gran potencial de abatimiento en los distintos sectores que lo componen. Los ámbitos con mayor impacto en la reducción de emisiones son la industria sostenible y la implementación del consumo de hidrógeno verde (con reducciones de emisiones de 25% y 21% en el periodo 2020-2050, respectivamente), ambos representando grandes reemplazos de consumo de diésel por electrificación e hidrógeno verde. Si se toma en cuenta que la medida de Retiro de Centrales a carbón habilita los ámbitos de Industria Sostenible, Hidrógeno verde y Electromovilidad, se concluye que el retiro de centrales es habilitante -pues permite reducir emisiones provenientes desde la generación eléctrica- y por ende, responsable del 76% de la reducción de emisiones en el periodo 2020-2050.



Costos de la Carbono Neutralidad

Alcanzar la meta de carbono neutralidad significaría ahorros netos para la economía nacional de entre 32 y 46 mil millones de dólares durante el periodo 2020-2050, dependiendo de la estrategia de descarbonización que implemente el país, e implicaría inversiones que oscilan entre 27 y 49 mil millones de dólares para el mismo periodo (en valor presente a tasa de descuento del 6%). La evaluación de costos se realiza mediante los CAPEX y OPEX incrementales de cada medida, considerando los diferenciales con respecto al escenario de referencia. Solo se han considerado impactos financieros directos, es decir, no se valorizaron los beneficios ambientales.

Se recomienda, por tanto, promover medidas costo-efectivas, como la eficiencia energética, el uso de hidrógeno en el transporte de carga y la electrificación de usos motrices en la industria y minería, las cuales pese a contar con importantes

inversiones en algunos casos, producen ahorros netos que son superiores en el largo plazo. Se necesita a su vez, entregar flexibilidad para reducir emisiones a mínimo costo mediante instrumentos de precio al carbono, como los sistemas de permisos de emisión transables y la compensación de emisiones.

Rol de Instrumentos de Precio al Carbono

Considerando que Chile es actualmente un país de ingreso medio, con restricciones de acceso a cooperación internacional, el Artículo 6 del Acuerdo de París puede ser una vía relevante para obtener financiamiento climático que apoye las metas de descarbonización y carbono-neutralidad previstas. Por este motivo, se hace necesario profundizar en el análisis de la aplicación de diversos instrumentos de flexibilidad como los que define este artículo o que se promueven en el ámbito bilateral y regional (permisos de emisión transables, compensaciones, certificados de energías renovables y de eficiencia energética) y su impacto en reducir los costos de la carbono neutralidad en el país, en conjunto con los mecanismos que comenzarán a funcionar a nivel local con la introducción del sistema de compensación de emisiones bajo el Impuesto Verde y con las definiciones de la futura Ley Marco de Cambio Climático.

Próximos Pasos

El trabajo realizado constituirá la base para la elaboración del Plan de Carbono Neutralidad del Sector Energía, enfocado en identificar las medidas de mitigación de emisiones de GEI, con sus respectivas barreras y acciones habilitantes, tal que orienten un desarrollo sustentable del sector energético. Del mismo modo, los aspectos metodológicos y la proyección de consumo energético nacional se desarrollarán anualmente y serán un insumo fundamental para las actualizaciones de la Planificación Energética de Largo Plazo.

Para ello será clave desarrollar el monitoreo de las soluciones existentes respecto de los análisis preliminares, y seguir avanzando en el análisis y evaluación de políticas e instrumentos que permitan la implementación de las medidas. Además, se debe estimar e incluir en el análisis las externalidades ambientales que conlleva la implementación de medidas de mitigación en los sectores de generación, transporte y residencial, las cuales representan grandes co-beneficios en la salud de las personas.



PRESENTACIÓN

El Informe Especial del Panel Intergubernamental del Cambio Climático (IPCC) sobre los impactos del calentamiento global de 1,5 °C (noviembre 2018), fijó el año 2030 como el plazo para disminuir en 45% las emisiones netas de CO₂e con respecto al año 2010, y el año 2050 para alcanzar la carbono neutralidad. La neutralidad de emisiones consiste en el estado de equilibrio entre las emisiones y absorciones de gases de efecto invernadero (GEI), considerando que las emisiones son iguales o menores a las absorciones.

El año 2019 Chile tomó la Presidencia de la COP25, en un marco de creciente preocupación de la ciudadanía por el cuidado del medioambiente, lo que puso el foco en la reducción en las emisiones de CO₂e para alcanzar los niveles exigidos por la ciencia, al reconocer su potencial de afectación en los ecosistemas, la salud, el bienestar humano y los sistemas socio-económicos. A su vez, como parte de los compromisos establecidos en el Acuerdo de París, Chile tenía comprometido entregar la actualización de su Contribución Determinada a nivel Nacional (NDC) el año 2020¹, la cual establece las metas de mitigación y captura del país al 2030. Durante el mes de junio del 2019, el Presidente de la República anunció el compromiso público-privado de retirar todas las centrales de generación eléctrica a carbón antes del 2040, lo cual se llevaría a cabo en dos fases: de corto plazo con fechas de retiro informadas para 10 unidades a carbón, que representa el 25% del total de la capacidad eléctrica a carbón, antes de terminar el año 2024; y una fase de mediano y largo plazo en que se irán revisando las fechas de salida de las unidades restantes antes del año 2040. En esta misma instancia se anuncia la meta de alcanzar la carbono neutralidad del país al año 2050, la cual quedaría estipulada posteriormente en el proyecto de Ley Marco de Cambio Climático, actualmente en tramitación legislativa.

En este contexto, los Ministerios de Medio Ambiente, de Agricultura, de Ciencia, Tecnología, Conocimiento e Innovación, de Hacienda, de Transporte y Telecomunicaciones, y Energía trabajaron en conjunto para evaluar las medidas de mitigación necesarias para alcanzar la carbono neutralidad al año 2050, y sus costos asociados. En Chile y en el mundo, el sector energía es el mayor emisor de CO₂ e. Por otro lado, la mayor parte de las capturas se encuentran en el sector forestal.

El presente documento da cuenta del trabajo llevado a cabo por el Ministerio de Energía en cuanto al análisis de carbono neutralidad, su contexto, metodología, y resultados. El trabajo consistió en la proyección de escenarios energéticos de largo plazo con base en la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) que desarrolla el Ministerio de Energía, considerando así un escenario de referencia, que incluyó políticas en curso, y un escenario de carbono neutralidad en el cual se incluyeron

1. El Gobierno de Chile hizo entrega oficial de la actualización de su Contribución Determinada a Nivel Nacional (NDC) a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) el 09 de abril 2020. <https://mma.gob.cl/gobierno-entrega-la-actualizacion-de-su-compromiso-de-reduccion-de-emisiones-y-medidas-para-enfrentar-el-cambio-climatico/>

diversas medidas adicionales de mitigación de gases de efecto invernadero. La evaluación de costos consideró los costos de inversión (Capex) y costos o ahorros operacionales (Opex) incrementales de cada una de las medidas². Se garantizó la elección costo-eficiente de cada medida, a través de un proceso iterativo de las simulaciones sobre el impacto individual y conjunto de cada una de ellas, en términos de las emisiones de GEI y los efectos económicos.

Las medidas de mitigación son agrupadas en ámbitos de acción, y los ámbitos con mayor impacto en la reducción de emisiones GEI son la Industria Sostenible y el Hidrógeno (25% y 21% de reducciones en periodo 2020-2050 respectivamente), los cuales representan grandes reemplazos de consumo de diésel por electrificación y uso de hidrógeno verde. Si se toma en cuenta que la medida de Retiro de Centrales a carbón habilita la Industria Sostenible, el Hidrógeno verde y la Electromovilidad, se tiene que el retiro de centrales es responsable del 76% de la reducción de emisiones en el periodo 2020-2050.

Alcanzar la meta de carbono neutralidad significaría ahorros netos para la economía nacional de entre 32 y 46 mil millones de dólares durante el periodo 2020-2050, dependiendo de la estrategia de descarbonización que implemente el país, e implicaría inversiones que oscilan entre 27 y 49 mil millones de dólares para el mismo periodo. Se recomienda, por tanto, promover medidas costo-efectivas, como la eficiencia energética, el uso de hidrógeno en el transporte de carga y la electrificación de usos motrices en la industria y minería, las cuales, pese a contar con importantes inversiones en algunos casos, producen ahorros netos que son superiores en el largo plazo. Se necesita a su vez, entregar flexibilidad para reducir emisiones a mínimo costo mediante instrumentos de precio al carbono, como los sistemas de permisos de emisión transables y la compensación de emisiones.

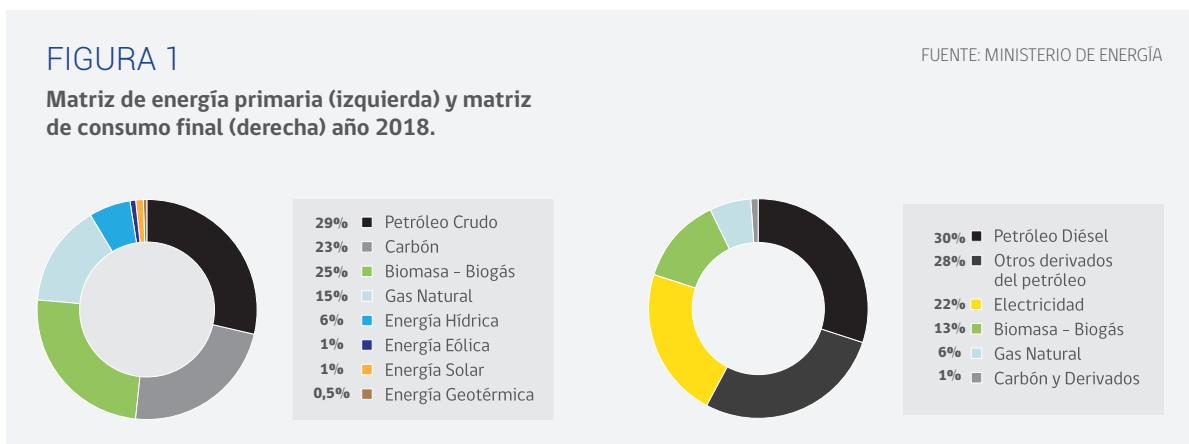
El trabajo realizado y que se presenta a continuación, constituirá la base para la elaboración del Plan de Carbono Neutralidad del País, el cual se transformará en un compromiso por parte del Ministerio de Energía de actualizarse y monitorearse anualmente a través de proyecciones emanadas de distintos procesos como la Planificación Energética de Largo Plazo y el Sistema Nacional de Prospectiva que figura en la Ley Marco de Cambio Climático, y por supuesto deberá analizar la manera de promover e implementar las medidas propuestas, así como habilitar las condiciones regulatorias que así lo permitan.

2. Solo se consideraron impactos financieros directos (no se sumaron externalidades). No se consideran en este análisis otros beneficios ambientales de dichas medidas, tales como la reducción de contaminantes locales, ni los efectos macroeconómicos de esta política pública.

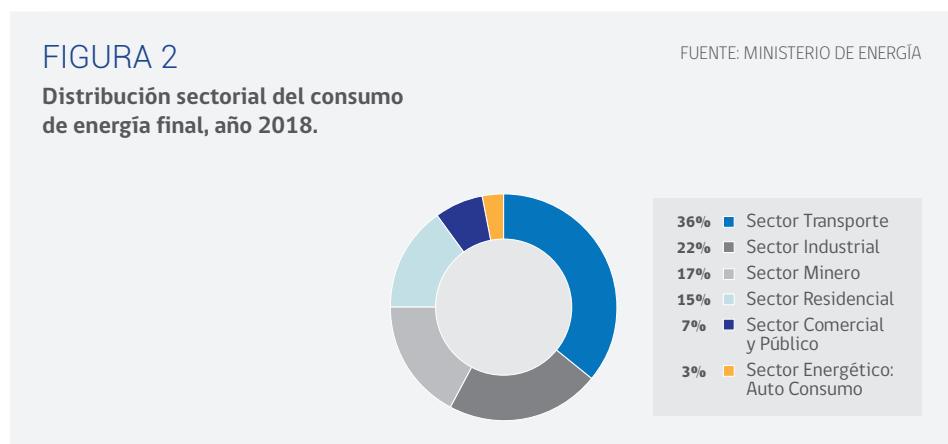
1

■ ANTECEDENTES

De acuerdo al Balance Nacional de Energía, la matriz de energía primaria del año 2018 alcanzó un total de 330.770 teracalorías (TCal), en la cual se mantiene una alta participación del petróleo crudo, con un 29% del total, seguido por la biomasa con un 25% y el carbón mineral con 23%. En tanto, los derivados del petróleo dominan la matriz de consumo final con un 58% de participación, del cual el principal energético lo constituye el petróleo diésel (el que por sí solo representa el 30% del consumo final). La electricidad representa el 22% del total, seguido por la biomasa con un 13% (**Figura 1**).

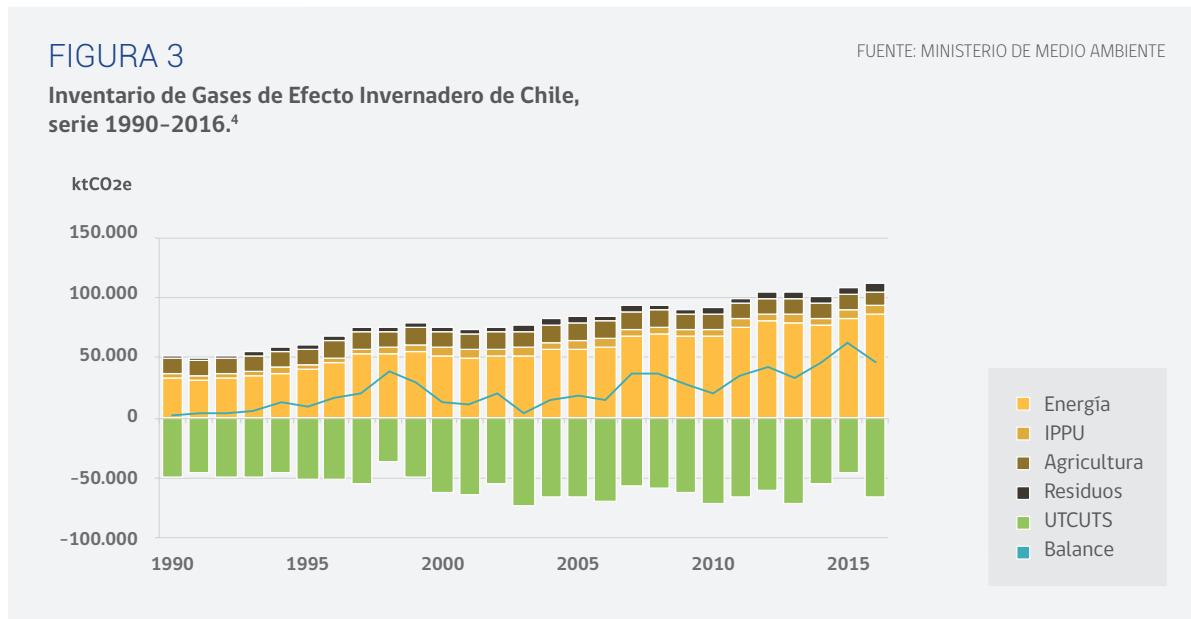


Respecto a la distribución sectorial del consumo final de energía del año 2018, se presenta una alta participación del sector transporte con un 36%, seguida por el sector industrial con un 22%, y el sector minero con un 17% (**Figura 2**).



3. La matriz de energía primaria muestra la participación que tienen los energéticos capturados directamente de recursos naturales en el consumo total.

El año 2016 Chile emitió aproximadamente 112 millones de toneladas de CO₂ equivalente (MtCO₂e), de las cuales un 78% correspondieron al sector energía (MMA, 2018), donde además, se concentran las mayores oportunidades de reducción de emisiones. Las emisiones provenientes del sector energía han aumentado un 159% desde el año 1990, y 66% y 27% desde los años 2000 y 2010 respectivamente. De acuerdo al inventario de gases de efecto invernadero (INGEI), al año 1990 Chile era prácticamente carbono neutral, pues el balance entre las emisiones totales del país y las capturas del sector forestal, era prácticamente cero ([Figura 3](#)).



Actualmente, las mayores emisiones del sector energía provienen del subsector eléctrico, con un 32% del total, como resultado de la generación termoeléctrica, siendo la generación a carbón la más responsable de ello, con el 25% de las emisiones nacionales totales (el 7% restante se debe a generación con petróleo diésel y gas natural, principalmente).

El siguiente subsector más emisor es el transporte, con un 24% del total, en donde al transporte terrestre le corresponde el 21% de las emisiones del país. La industria y minería emiten un 14% de las emisiones, en donde la mitad de esto pertenece al sector minero.

Por último, el sector edificación emite un 7% del total, y el 4% corresponde al sector residencial.

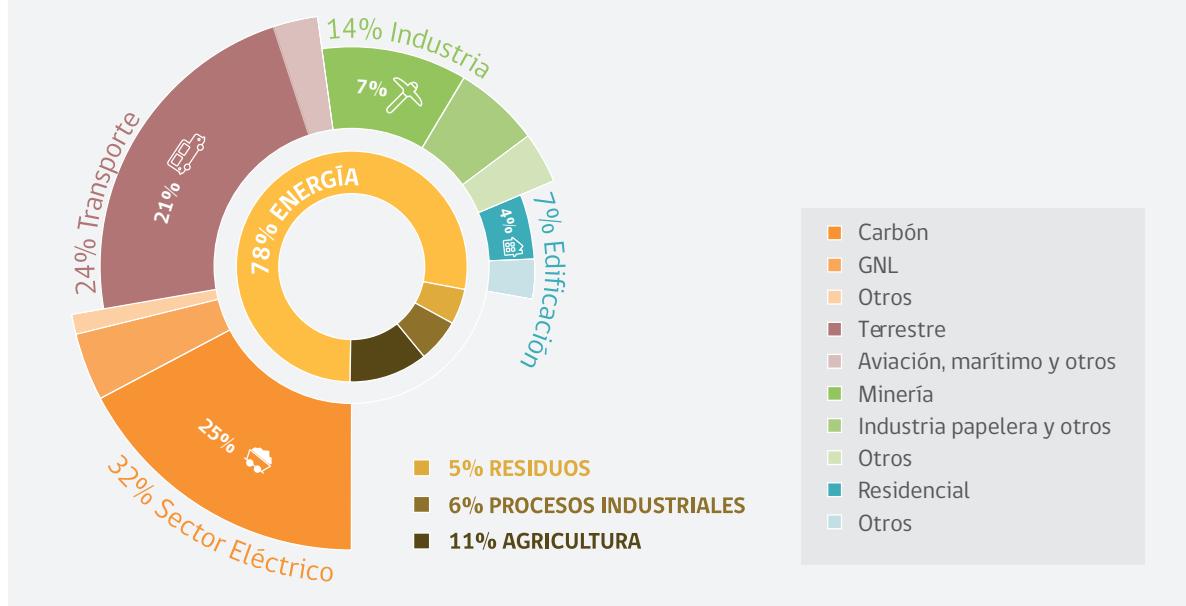
En la [Figura 4](#) se presenta un esquema gráfico con los porcentajes de participación por cada sector y subsector en cuanto al nivel de emisiones de GEI del año 2016, siendo el sector energía el mayor emisor a nivel nacional.

4. IPPU: Procesos industriales y uso de productos. UTCUTS: Uso de la tierra, cambio de uso de la tierra y silvicultura.

FIGURA 4

FUENTE: MINISTERIO DE ENERGÍA

Participación en el nivel de emisiones de CO₂e por sector a nivel nacional, año 2016.



De acuerdo al escenario actual (o de políticas en curso), se estima que Chile emitiría aproximadamente 130 MtCO₂e al año 2050⁵. Para efectos del análisis, se ha asumido que el sector forestal realizará una captura de 65 MtCO₂e al año 2050⁶, lo cual significa que para alcanzar cero emisiones netas al 2050 se requiere reducir 65 MtCO₂e a esa fecha.

5. Considera un escenario de referencia que incluye ciertas medidas de mitigación de emisiones de GEI, como por ejemplo, algunas medidas de eficiencia energética, cuotas tendenciales de electromovilidad, y la salida de 2.500 MW de centrales a carbón por razones de naturaleza económica, entre otros.

6. Las proyecciones del sector forestal indican que el promedio de captura de bosques se reducirá en las próximas décadas, por lo que este análisis ha considerado la valorización de los esfuerzos necesarios para mantener esta captura (datos de MMA, 2019).

2 ■ METODOLOGÍA

El desafío que presenta la elaboración de una estrategia de largo plazo que contemple alcanzar la Carbono Neutralidad en la práctica, requiere de la construcción de escenarios energéticos, tanto de oferta como de demanda, que sean capaces de modelar las distintas trayectorias factibles de desarrollo futuro.

Al respecto, en la actualidad el Ministerio de Energía desarrolla continuamente el proceso de Planificación Energética de Largo Plazo (PELP), el cual está establecido en la legislación eléctrica, particularmente en el artículo 83º de la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE), la cual establece –entre otros– lo siguiente:

- “Cada cinco años, el Ministerio de Energía deberá desarrollar un proceso de planificación energética de largo plazo, para los distintos escenarios energéticos de expansión de la generación y del consumo, en un horizonte de al menos treinta años”.
- “...Anualmente, el Ministerio podrá actualizar la proyección de la demanda, los escenarios macroeconómicos, y los demás antecedentes considerados en los escenarios definidos en el decreto a que hace referencia el artículo 86º”.

En virtud del cumplimiento de la legislación, el Ministerio de Energía ha desarrollado una serie de herramientas y capacidades que permiten cumplir dichos objetivos, enfocados en el modelamiento y planificación energética.

2.1 Herramientas de Simulación

2.1.1 Modelo de proyección de demanda energética y eléctrica

La herramienta utilizada para la construcción de escenarios de demanda energética de largo plazo corresponde al Long-Range Energy Alternatives Planning System (LEAP⁷), el cual consiste en un software de simulación de sistemas energéticos utilizado para el análisis de políticas energéticas en el mediano y largo plazo, mediante la representación integrada de la demanda energética a través de la metodología bottom-up de cada una de las actividades económicas del país, de acuerdo a la estructura del Balance Nacional de Energía, presentando toda su información a nivel de desagregación regional, considerando para ello los distintos usos finales dados a la energía en cada sector.

El modelo permite la representación de todas las fuentes energéticas del país, en conformidad con el BNE. La modelación permite que, a través de la proyección de los principales datos de actividad y variables socioeconómicas, sea posible la estimación de la demanda energética futura. Dentro de sus funcionalidades, se incluye:

7. <https://www.energycity.org/>

- Contabilizar las fuentes y sumideros de emisiones de gases de efecto invernadero del sector energético.
- Analizar las emisiones de contaminantes del aire (locales y regionales).

2.1.2 Modelo de optimización del sistema eléctrico

Las simulaciones computacionales que determinan los equilibrios de largo plazo que puedan darse en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), se realizaron, en esta oportunidad, en la plataforma AMEBA⁸.

AMEBA es una plataforma web de análisis de sistemas energéticos que cuenta con el estado del arte en cuanto a algoritmos computacionales y modelos matemáticos para abordar íntegramente la toma de decisiones en los mercados eléctricos⁹.

Permite estudiar fenómenos de corto plazo (despacho y predespacho económico), mediano-largo plazo (coordinación hidrotérmica) y largo plazo (planificación de inversión en generación y transmisión).

Los planes de obras de generación y los refuerzos de transmisión descritos a lo largo del presente informe, fueron determinados a través del modelo de optimización estocástica INVX de la plataforma AMEBA, el cual corresponde a un modelo de planificación centralizada de largo plazo, que tiene por objetivo determinar las expansiones futuras, tanto de la oferta de generación como de los refuerzos de transmisión necesarios, de manera de minimizar de forma conjunta el valor esperado de los costos de operación (costos de combustible y de falla) y de inversión (costos de capital y mantenimiento) del sistema eléctrico, para un horizonte de tiempo y tasa de actualización determinada. El modelo es capaz de reconocer endógenamente en su formulación, simultáneamente, las restricciones técnicas de la operación de las centrales eléctricas (como, por ejemplo, mínimos técnicos, requerimientos de reservas operativas, entre otros), el flujo de potencia en la red de transmisión considerando líneas AC y DC, y los flujos de agua por cuencas hidrográficas para múltiples embalses, entre otros.

Infraestructura del sector de generación eléctrica

Respecto a los proyectos de generación en construcción, que debiesen entrar en operación en el periodo 2020-2024, se consideró lo publicado en el Informe de Precio de Nudo de Corto Plazo de la Comisión Nacional de Energía, de marzo de 2019. Adicionalmente, se consideraron los proyectos comprometidos según la adjudicación de las licitaciones de suministro de clientes regulados en los últimos años, principalmente las licitaciones del año 2015.

Potenciales y perfiles de generación renovable

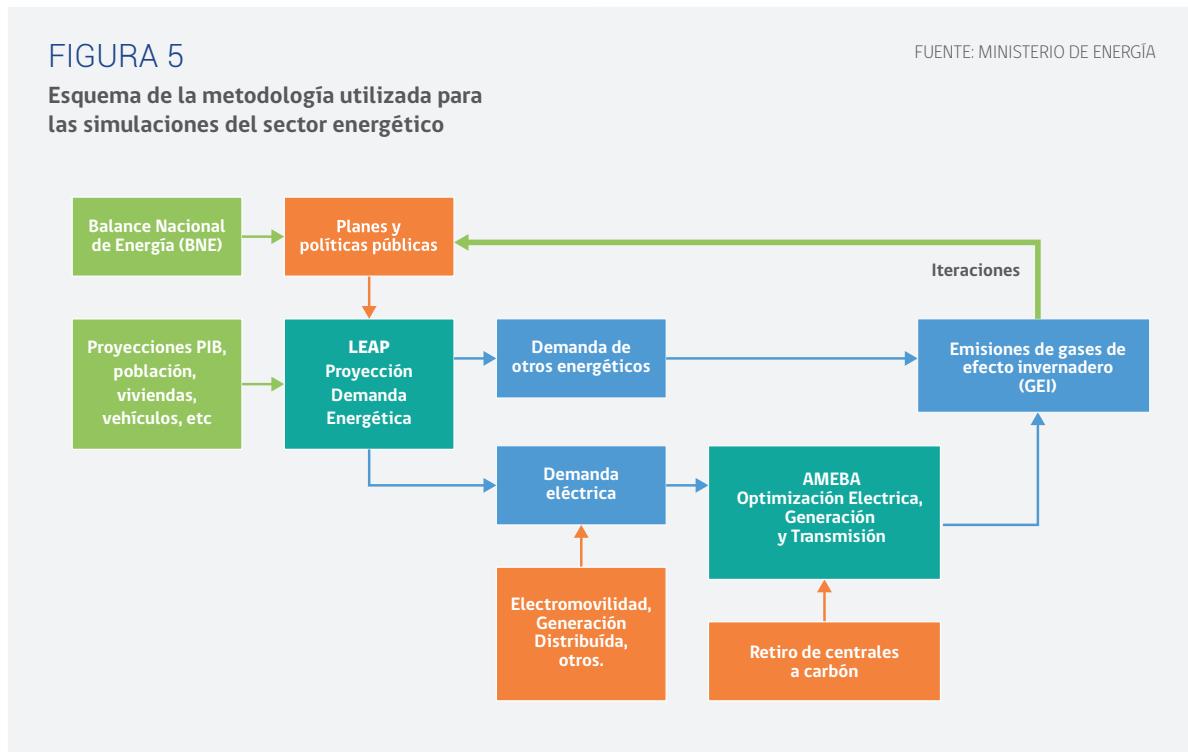
La definición de áreas con potenciales de generación eléctrica en base a recursos energéticos renovables, está basada en la georreferenciación y caracterización de los recursos aprovechables para energía renovable, considerando restricciones técnicas, territoriales y ambientales, mediante el uso combinado de información geoespacial. Los perfiles de generación de las centrales fotovoltaicas y eólicas se obtienen a partir de la información de los Exploradores Eólico y Solar. En el caso de las centrales de concentración solar de potencia (CSP), se utiliza un perfil de generación fijo, como complemento de la producción fotovoltaica.

8. Este software es desarrollado por SPEC (www.spec.cl).

9. Más información en www.ameba.cloud.

2.2 Interacción del Modelo Energético y Eléctrico

A efectos de poder estimar el impacto en reducción de emisiones de las medidas, tanto en el sector de generación eléctrica como en los sectores de consumo final de energía, fue necesario generar una interacción de los modelos energéticos y eléctrico, tal como se describe en la [Figura 5](#) siguiente:



2.2.1 Principales inssumos

1. Consumo Energético Histórico

Se utiliza el Balance Nacional de Energía para establecer la línea base en términos de consumo energético para cada uno de los sectores de la economía: industria, minería, transporte, comercial, público y residencial, con desagregación regional y para cada fuente energética: electricidad, derivados del petróleo, gas natural, leña, entre otros..

2. Proyecciones de PIB de Ministerio de Hacienda

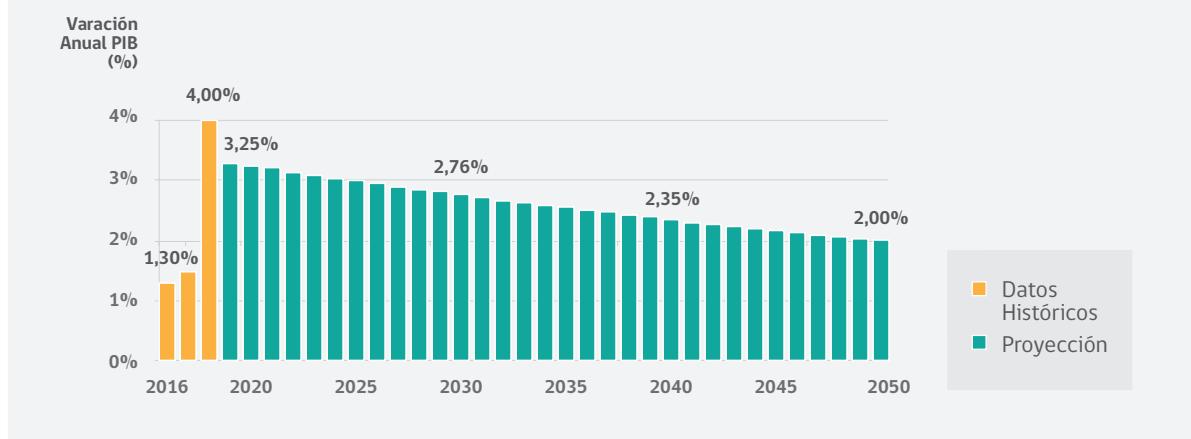
El trabajo de simulación de escenarios energéticos de largo plazo presenta una proyección del crecimiento económico nacional para el periodo 2018–2050, proporcionada por el Ministerio de Hacienda ([Figura 6](#)).

La estrategia de estimación distingue tres períodos:

- i. Largo plazo (crecimiento esperado al 2050),
- ii. Mediano plazo o periodo de transición y
- iii. Corto plazo, periodo entre 2019–2024, que incorpora la información disponible en el momento del diseño de las trayectorias.

FIGURA 6

FUENTE: MINISTERIO DE HACIENDA

Proyecciones de crecimiento del PIB.

El crecimiento del PIB de 2018 considera el dato observado en Cuentas Nacionales publicado por el Banco Central. Para el periodo de corto plazo comprendido entre 2019 y 2024, se tomó en cuenta las siguientes fuentes de información: el acta de resultados del comité consultivo del PIB tendencial de agosto de 2018; el informe de política monetaria del Banco Central, disponible a marzo de 2019 y el informe de finanzas públicas de la Dirección de Presupuestos del primer trimestre; las encuestas de expectativas económicas y la actualización de la encuesta de Consensus Forecast, que recoge la percepción del mercado y algunos centros de estudio. De forma complementaria, se consideró una función de crecimiento del producto para conciliarla con la información de las otras fuentes.

Se estimó la tasa de crecimiento de largo plazo en 2% para Chile alcanzada en 2049 y 2050, a partir de un ejercicio de convergencia del PIB per-cápita en el grupo de países de la OECD, tomando como referencia Australia y Nueva Zelanda, dada su matriz productiva.

Para el periodo intermedio, se hizo una extrapolación geométrica de la información de corto plazo con la convergencia de largo plazo. Además, se corroboró el escenario con la información disponible del World Economic Outlook del Fondo Monetario Internacional, OECD y la información de mediano plazo recolectada por el Consensus Forecast.

3. Proyecciones de crecimiento de variables socioeconómicas y actividades productivas del país.

Para las proyecciones de población, vivienda, transporte público y privado, producción minero-industrial (celulosa, cobre, hierro), entre otros, se utilizaron diversas fuentes de información como el INE, CASEN, SEC, y datos de otros Ministerios.

La población es una de los principales determinantes de la evolución de las proyecciones energéticas. Se consideran las estadísticas del Instituto Nacional de Estadísticas, elaboradas a partir del último censo realizado. Entre el año 2019-2050, se presenta una tasa de crecimiento poblacional promedio de 0,4% al año. A continuación, las cifras para los años 2017, 2030 y 2050.

TABLA 1

Proyección del crecimiento de la población.

Año	2017	2030	2050
Población	18.419.192	20.735.289	21.626.079
Variación c/respecto a 2017	-	+13%	+17%

Fuente: INE

4. Proyecciones de costos de inversión de tecnologías de generación eléctrica.
Solar fotovoltaica, eólica, solar de concentración de potencia o CSP, geotermia, centrales de ciclo combinado, hidráulica de pasada, almacenamiento e infraestructura de transmisión eléctrica.
5. Proyecciones de precios de combustibles.
Carbón, gas natural y derivados de petróleo.

2.2.2 Escenarios de análisis

La metodología consiste en la evaluación de un escenario base de políticas actuales, sin esfuerzo adicional, versus un escenario con todas las iniciativas de política pública y privadas que permitan alcanzar la carbono-neutralidad al año 2050. De esta manera, se establecen los siguientes dos escenarios de análisis:

- Escenario de referencia: en base a políticas en curso. Destacar el cierre de centrales a carbón de acuerdo a mérito económico y antigüedad (pre acuerdo de cierre de centrales), considerando una salida de 2.500 MW al año 2050.
- Escenario carbono neutral: aplicando medidas adicionales para alcanzar la carbono neutralidad (detalladas más adelante), y el cierre de la totalidad de centrales a carbón al año 2040 (5.500 MW).

Luego, se identificó un conjunto de 18 iniciativas generales de políticas públicas y privadas, aplicadas al uso energético de los distintos sectores de la economía para reducir emisiones en el periodo 2019 - 2050, que se traducen en 50 medidas específicas. Finalmente se garantizó la elección costo-eficiente de medidas finales, a través de un análisis iterativo del impacto individual y conjunto de cada una de las medidas y su interacción de efectos económicos y en emisiones.

2.3 Escenarios Energéticos

Se desarrolló una primera etapa de definición conceptual de escenarios, con el propósito de alinear los objetivos derivados de la visión 2030 y 2050. Además, se incorporó en la discusión la experiencia nacional previa respecto de elaboración de escenarios. Específicamente, se analizaron y discutieron:

- Ejercicios anteriores desarrollados en el país, como MAPS-Chile y la Planificación Energética de Largo Plazo.
- Compromisos adquiridos por el país a nivel internacional.
- Medidas de mitigación comprometidas en el marco del Informe Bienal de Actualización, presentado en diciembre de 2018 por el Ministerio de Medio Ambiente a la Convención Marco de Cambio Climático.

- Compromisos tendientes hacia una mayor ambición del país, enunciados tanto por el Presidente de la República, como por los ministros de las carteras de Energía y Medio Ambiente (ej.: Transición a la neutralidad de emisiones de GEI, compromisos en electromovilidad, retiro de centrales a carbón, entre otros)..

En el caso del escenario de referencia actual, se buscó levantar información concreta respecto a políticas, estrategias y planes tendientes a la reducción de emisiones de GEI, que han sido publicadas hasta la fecha, por lo cual, la modelación se efectuó considerando dichas medidas de mitigación bajo implementación. Este escenario intenta proyectar lo que ya conocemos o creemos que sucederá con una alta confiabilidad, minimizando a la vez la incertidumbre de las proyecciones.

En tanto, para el escenario carbono neutral, en el cual se busca lograr una neutralidad de emisiones de GEI al año 2050, se requiere de una reflexión y debate mayor, que permita discutir respecto de las políticas, estrategias y planes potenciales futuros, acompañados de una visión país de largo plazo para definir estándares deseados, ya sea de eficiencia energética, cambios tecnológicos, sustitución de combustibles, u otras áreas de mitigación de cambio climático. En particular, para este último escenario, se analizan diversos caminos que permiten alcanzar dicha meta, ya sea aumentando la ambición desde el sector Uso de la Tierra, Cambio de Uso de la Tierra y Silvicultura (UTCUTS), como también del resto de los sectores. Para efectos del trabajo realizado, se supone que el sector UTCUTS contará con una captura de 65 MtCO₂e al año 2050.

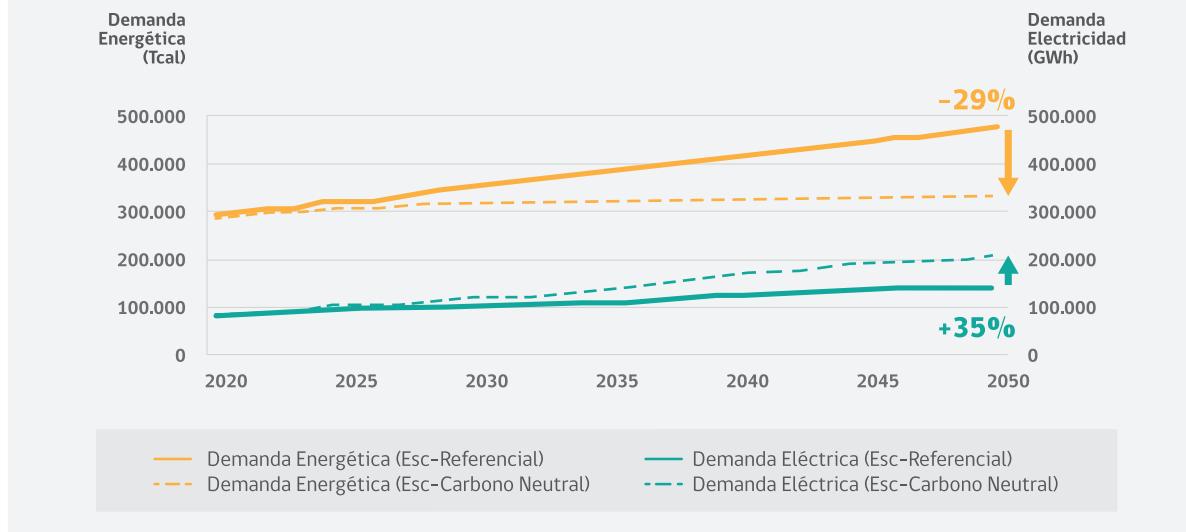
2.4 Demanda Energética

Los resultados revelan que alcanzar la neutralidad de emisiones logra importantes ganancias de eficiencia respecto del escenario de referencia. El consumo energético final del país, que hoy en día alcanza 289 mil teracalorías (Tcal), alcanza en el escenario referencial 471 mil teracalorías al 2050, sin embargo, de tomar la trayectoria carbono neutral se alcanzarían 324 mil teracalorías al 2050, resultando un ahorro en consumo energético final de 29%.

Uno de los factores que posibilitan los significativos ahorros en consumo energético final es la electrificación de múltiples usos finales intensivos en energía, tales como la electromovilidad, los usos motrices de la minería e industria, los sistemas de calefacción y climatización, tanto en el sector residencial como en los sectores comercial e industrial, y los requerimientos de electricidad para la producción de hidrógeno verde. En el escenario de referencia la demanda de electricidad alcanza los 154 TWh al 2050, si se compara con la demanda eléctrica que se alcanzaría en el escenario carbono neutral, el cual asciende a más de 207 TWh al 2050, se observa un crecimiento de la demanda eléctrica en 35% frente al escenario de referencia ([Figura 7](#)).

FIGURA 7

FUENTE: MINISTERIO DE ENERGÍA

Demanda Energética y Eléctrica en Escenarios Referencial y Carbono Neutral.

2.5 Sector Eléctrico

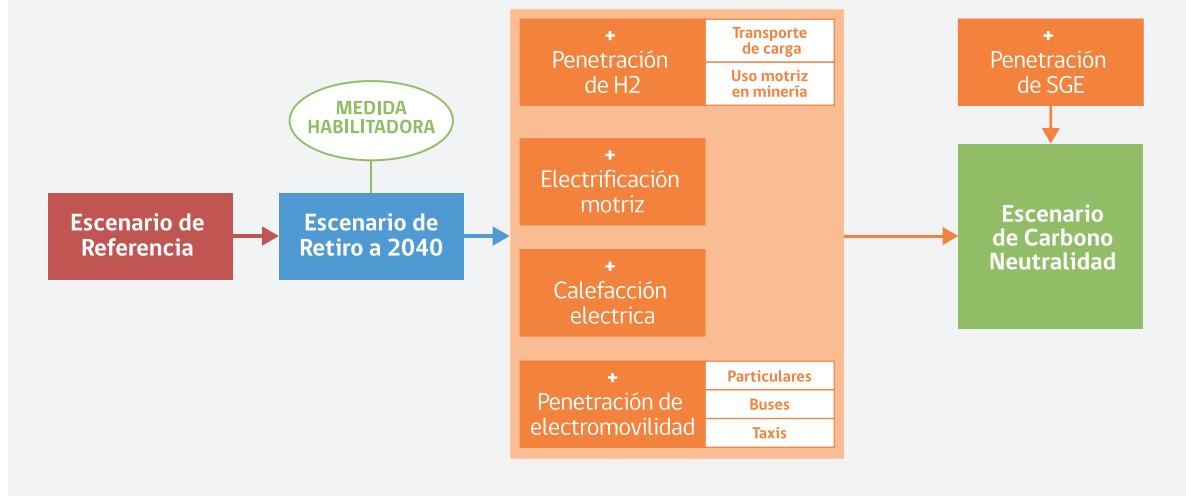
La metodología de simulación de medidas del sector eléctrico consistió en que, a partir del escenario de referencia, se elaboró una primera variante que considera el retiro de todas las centrales de generación eléctrica a carbón al año 2040, según el cronograma establecido en el Acuerdo (al año 2024) y considerando una trayectoria definida en base a criterios de vida útil y evaluación económica (entre los años 2025 y 2040). Este escenario se simuló y se contabilizaron los costos de inversión en generación y transmisión eléctrica, los costos de operación del sistema eléctrico y las emisiones de CO₂e, los que luego fueron comparados con los niveles del escenario de referencia para estimar el costo de abatimiento de la medida Retiro de Centrales.

Con la medida de retiro al año 2040, se llega al final del periodo a un parque generador con 85% de capacidad instalada en base a energías renovables, lo que lo convierte en un escenario propicio para la electrificación de consumos en distintos sectores de la economía, prácticamente sin aumentar las emisiones de GEI desde la generación eléctrica, pese al incremento de consumo eléctrico. Tal como se muestra en la [Figura 8](#), el retiro de centrales se considera como una medida "habilitante" para la adopción de aquellas medidas de mitigación que aumentan la demanda eléctrica (y por ende, reducen el consumo de otros energéticos), resultando particularmente relevantes el hidrógeno, la electrificación motriz, la electromovilidad y la calefacción eléctrica.

FIGURA 8

FUENTE: MINISTERIO DE ENERGÍA

Esquema de construcción de escenario de Carbono Neutralidad



Teniendo ello en cuenta, y con el fin de estimar el costo de abatimiento de cada medida, se simuló el efecto en la demanda eléctrica de las medidas de electrificación, considerando el retiro de las centrales a carbón al 2040. Para cada simulación, se contabilizaron los costos de inversión en generación y transmisión eléctrica, los costos de operación del sistema eléctrico y las emisiones de CO₂e, los que luego se compararon contra los niveles del "escenario de retiro a 2040".

Finalmente, se simuló el "escenario de Carbono Neutralidad", el cual considera la agregación de las medidas de electrificación antes descritas, así como otras de eficiencia energética o generación distribuida (las cuales no se individualizaron dado el menor impacto que tienen). De manera análoga a lo realizado con las medidas individuales, se contabilizaron los costos de inversión en generación y transmisión eléctrica, los costos de operación del sistema eléctrico y las emisiones de CO₂e, y se compararon contra los niveles del escenario de referencia, con el fin de cuantificar el costo de la Carbono Neutralidad.

Para el caso de la medida de aumentar el ahorro anual de energía asociado a Sistemas de Gestión de Energía (SGE), se construyó un escenario cuya demanda eléctrica es equivalente a la de Carbono Neutralidad, agregada con la porción de energía que reduce esta medida (en relación al escenario de referencia), de forma que el nivel de demanda queda por arriba del escenario de Carbono Neutralidad. Es decir, se simuló un escenario equivalente al de Carbono Neutralidad, pero como si tuviera la medida de SGE que tiene el escenario de referencia.

La [Figura 9](#) y [Figura 10](#) presentan las proyecciones en capacidad instalada y de generación por tecnología para los escenarios simulados. Ambos escenarios alcanzan una generación de energías renovables de 85% a partir del año 2030, y el escenario carbono neutral alcanza una generación de 95% proyectada al año 2050.

FIGURA 9

Capacidad instalada por tecnología para cada escenario

FUENTE: MINISTERIO DE ENERGÍA

NOTA: porcentajes representan energía renovable.

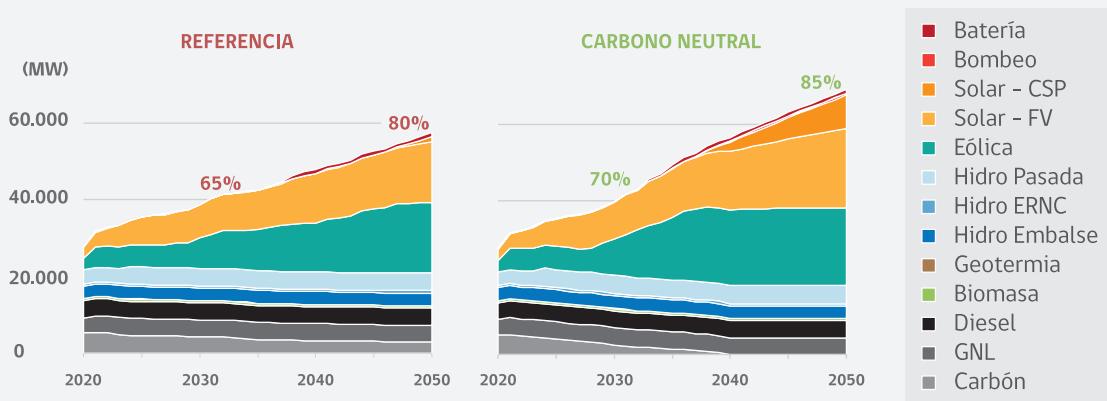
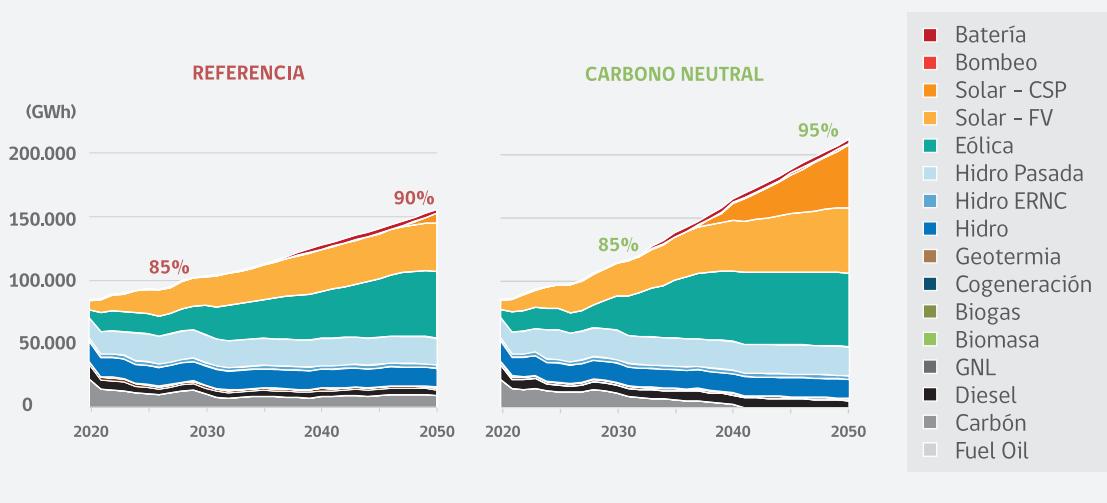


FIGURA 10

Generación eléctrica por tecnología para cada escenario.

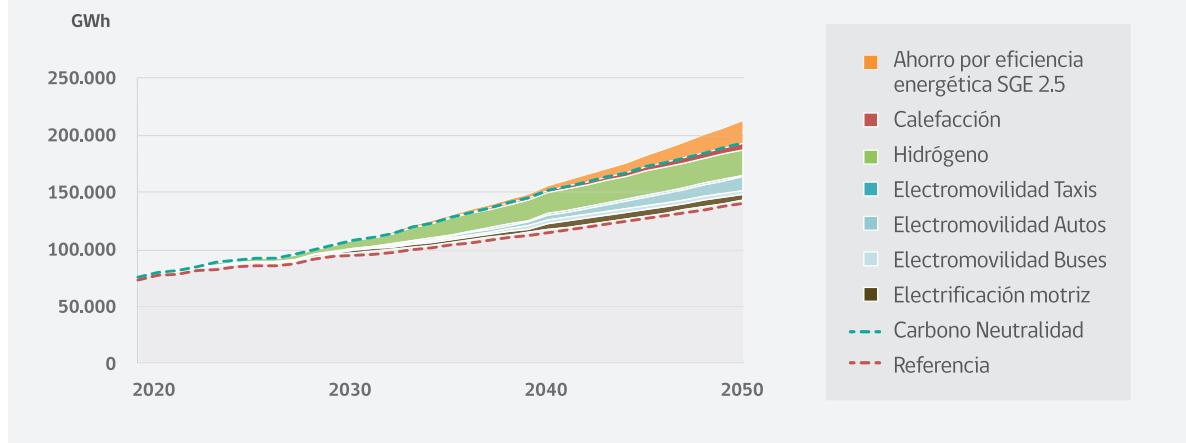
FUENTE: MINISTERIO DE ENERGÍA



Por otro lado, la [Figura 11](#), muestra el aumento de demanda eléctrica producida por la incorporación de medidas de mitigación electro-intensivas. Se observa que las medidas de consumo de hidrógeno son las que aumentan en mayor medida la demanda eléctrica a partir del año 2035, y la medida que sigue en mayor consumo eléctrico es la electromovilidad, en donde los vehículos particulares son los que aumentan en mayor grado la demanda. Es importante notar que ambas medidas -hidrógeno y electromovilidad- apuntan principalmente a desplazar consumos energéticos dependientes fuertemente de combustibles fósiles, en particular el diésel, reemplazándolos por un mayor uso de la matriz eléctrica, que estará compuesta principalmente por fuentes de energía renovable. La medida de SGE se presenta sobre el escenario de carbono neutralidad, de modo de visualizar la magnitud del ahorro de energía que implica dicha medida.

FIGURA 11

FUENTE: MINISTERIO DE ENERGÍA

Composición de la demanda eléctrica en escenarios energéticos.

2.6 Supuestos Básicos de Integración de Modelos

En el modelamiento de las medidas de mitigación sobre los distintos sectores económicos, se pueden generar efectos simultáneos que en la práctica podrían sesgar el resultado, ya sea sobreestimando el impacto conjunto de medidas independientes o bien subestimándolo, en términos de reducción de emisiones. Con el fin de enfrentar las interrelaciones sectoriales, a continuación se detallan los posibles episodios de interrelación de variables y medidas:

2.6.1 Demanda eléctrica

Es esencial asegurar la consistencia entre el vector de consumo eléctrico que surge de la demanda de cada una de las actividades de la economía nacional, y el que surge de la planificación a largo plazo del sistema eléctrico. En este sentido, y como se explica en la sección 2.1.1 asociada a la metodología de modelación de los escenarios energéticos de largo plazo, en el presente ejercicio de búsqueda de alcanzar la Carbono Neutralidad, los modelos o herramientas utilizadas para la proyección de estos vectores se estructuraron de manera que el resultado obtenido es desarrollado a partir de una ejecución secuencial de los modelos, es decir, en primera instancia se estiman los volúmenes de energía eléctrica necesarios para la satisfacción de los usos energéticos finales de la actividad económica nacional (incluyendo el sector residencial), y una vez obtenida la demanda final de electricidad para todo el periodo de análisis, es este mismo vector el que es incorporado al modelo que optimiza la planificación eléctrica.

2.6.2 Generación eléctrica en el segmento de distribución

La generación distribuida de electricidad, o generación de electricidad a menor escala (a nivel de distribución), de parte del sector residencial y comercial, es un fenómeno que puede seguir aumentando conforme los costos de la tecnología sigan reduciéndose. Es por ello que resulta fundamental la consistencia de una modelación de sistemas energéticos que involucre, por un lado, la demanda energética del sector residencial y comercial, y por otro, la optimización de la generación eléctrica.

En el presente ejercicio, a partir de las demandas energéticas de los distintos sectores económicos, mediante el enfoque bottom up, se estiman las necesidades de energía de largo plazo, entre ellas, de electricidad. En forma paralela, se tiene un modelo de proyección de generación distribuida residencial y no residencial (comercial/industrial), desde donde se obtiene una trayectoria de largo plazo de generación eléctrica distribuida con fines de autoconsumo e inyección de excedentes, si las condiciones de mercado simuladas en este modelo así lo sugieren.

Posteriormente, los volúmenes de generación eléctrica distribuida son restados de la demanda eléctrica obtenida a partir del modelo de proyección de demanda; para luego pasar a ser considerado como input o entrada del modelo de generación eléctrica.

2.6.3 Demanda de leña y proyecciones del sector forestal

El modelo de proyección de demanda energética proyecta la demanda de biomasa para uso energético de parte de todos los sectores económicos del país, esto es, de parte de la industria de la celulosa y otras industrias, así como de parte de los sectores terciarios: el sector residencial, el sector público y las actividades de comercio y servicio. Por lo que la demanda de biomasa de parte de estos sectores nace a partir de las distintas necesidades energéticas particulares de cada uno. El ejemplo más relevante es la calefacción para el sector residencial, donde la demanda proyectada de biomasa es aquella necesaria para satisfacer sus necesidades de calefacción para alcanzar ciertos niveles determinados de confort térmico, de acuerdo a las condiciones geográficas y características de las viviendas. El resultado de esta proyección no está necesariamente ligado al ejercicio de proyección del sector forestal para la evaluación de medidas de mitigación en el sector UTCUTS.

2.6.4 Generación eléctrica a partir de residuos

La generación de electricidad mediante la utilización de residuos es una aplicación existente en Chile, donde se utilizan aquellos provenientes principalmente de residuos municipales, así como residuos del tratamiento de aguas sanitarias.

En el presente ejercicio de Carbono Neutralidad, la proyección de operación eléctrica considera la tecnología de biogás, de acuerdo a los niveles actuales de capacidad instalada y volumen de generación. Sin embargo, en su optimización a largo plazo no se incorpora a esta la tecnología como una de las posibles a expandirse, manteniendo constantes en el tiempo los niveles actuales de operación de la generación eléctrica a biogás/biomasa proveniente de residuos. Esto, debido principalmente a que la naturaleza económica de estos proyectos está asociada a proyectos específicos de determinadas industrias, cuyo giro principal difiere de la generación eléctrica.

2.6.5 Medidas de Sistemas de Gestión de Energía (SGE) y eficiencia energética

El escenario de Carbono Neutralidad contiene una diversidad de medidas de eficiencia energética simuladas para reducir las emisiones GEI de cada una de las actividades económicas: Sistemas de gestión de energía, calificación energética de viviendas, estándares mínimos de eficiencia energética en artefactos, etc.

La estimación de reducción de consumo energético de la medida de sistemas de gestión de energía (SGE) no considera las reducciones que ya son consecuencia del resto de las medidas de eficiencia energética.

3

DESCARBONIZACIÓN COSTO EFICIENTE

Para cumplir el objetivo de Carbono Neutralidad al 2050 de manera responsable, el país debe diseñar una estrategia costo-eficiente de reducción de emisiones, con el principal objetivo de alcanzar un desarrollo inclusivo y sostenible con foco en el bienestar social, en mejorar las condiciones ambientales e impulsar la economía nacional. Si bien las acciones del sector energético juegan un rol preponderante, se debe sumar la participación de otros sectores de la economía. Con este fin, se realizó una evaluación técnico-económica de medidas de mitigación prospectadas y en curso, considerando sus costos de inversión, de operación y de mantención¹⁰.

3.1 Curva de Abatimiento al Año 2050

Para seleccionar las medidas más costo-eficientes, éstas se ordenaron desde la más económica hasta la más costosa en base a su costo medio de abatimiento. El costo medio de abatimiento de cada medida se calculó como la diferencia del valor presente neto del escenario con medida y el escenario de referencia (sin medidas adicionales), dividido por su reducción de emisiones durante el periodo de evaluación (2020-2050). Se utilizó una tasa social de descuento del 6%¹¹. La Figura 12 presenta la curva de costos medios de abatimiento de las medidas estudiadas al año 2050. Las medidas con costos medios de abatimiento negativos, cuya inversión inicial se compensa con los ahorros monetarios de su implementación, serían las primeras en seleccionarse. Este tipo de medidas permite reducir 48 MtCO₂e, es decir, un 74% de las reducciones requeridas al año 2050.

Algunas de las medidas consideradas en este grupo corresponden a la implementación de acciones de eficiencia energética en procesos industriales de grandes consumidores de energía, con un ahorro potencial anual de 2,5% del consumo al 2050. A su vez, si bien las acciones de eficiencia energética son atractivas desde un punto de vista económico, existen barreras que afectan su implementación, entre ellas, la resistencia al cambio al interior de las organizaciones y los tiempos de recuperación de capital muy extensos (MEN, 2010).

La electrificación de usos motrices en industria y minería también generaría ahorros netos con un potencial de reducción de emisiones de 8,6 MtCO₂e al 2050. No obstante, esta medida enfrenta barreras económicas relevantes si se considera que muchas inversiones en tecnologías basadas en combustibles fósiles ya han sido realizadas, y no se espera su reemplazo en el corto plazo sin los incentivos adecuados. Asimismo, el fomento de vehículos comerciales, taxis y buses RED eléctricos implicaría un ahorro neto. Estas tecnologías ya comienzan a tener un espacio en el parque vehicular, debido a sus menores costos de operación (MEN, MTT y MMA, 2017). La utilización de hidrógeno producido en base a fuentes de energías

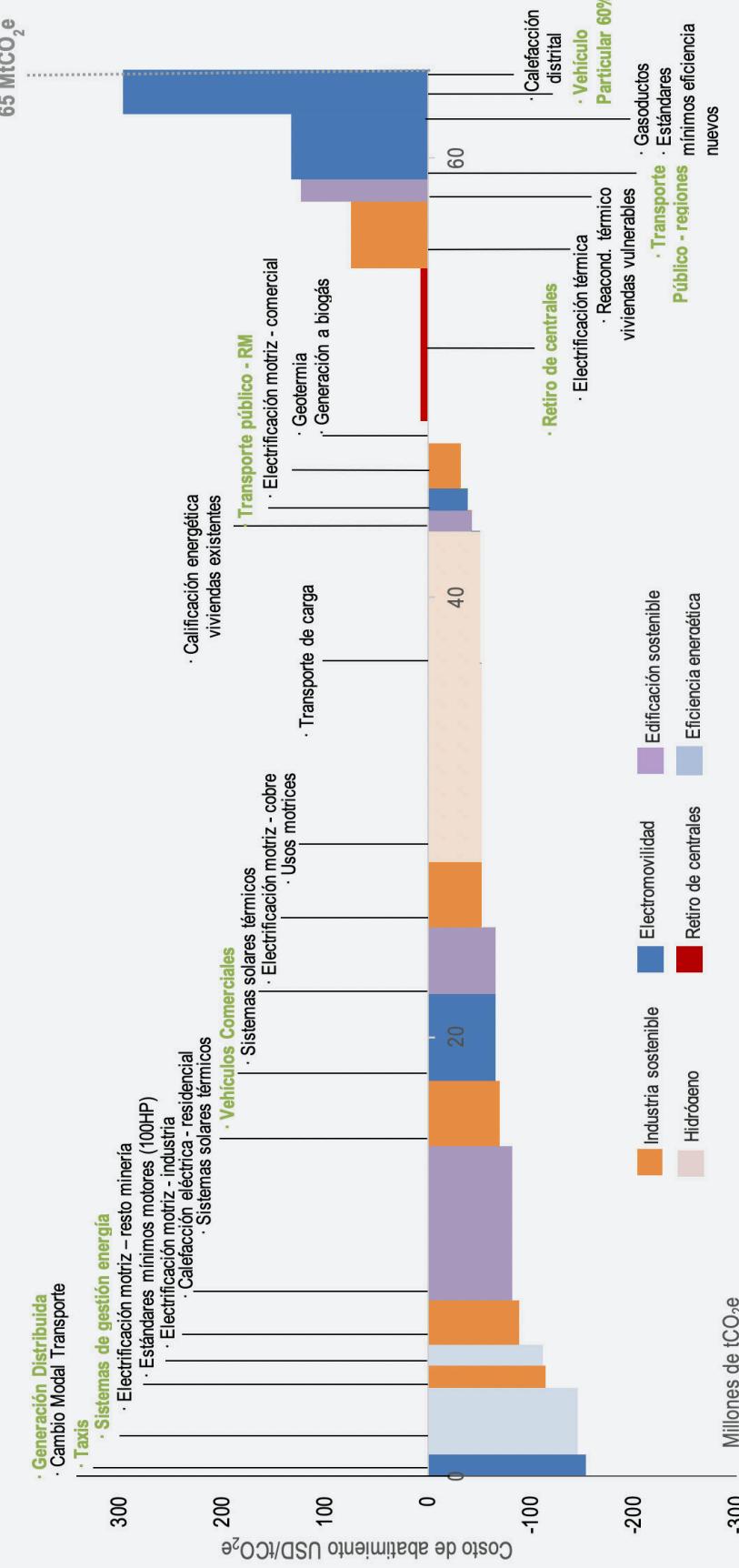
10. No se consideran otros beneficios ambientales de dichas medidas, tales como la reducción de contaminantes locales, ni los efectos macroeconómicos de esta política pública.

11. El Sistema Nacional de Inversiones del Ministerio de Desarrollo Social indica utilizar una tasa de descuento de 6% para la evaluación de proyectos sociales.

FIGURA 12
Curva de abatimiento del sector energía al año 2050.

FUENTE: MINISTERIO DE ENERGÍA

Nota: Los costos de abatimiento consideran una tasa de descuento del 6%.
En **verde** se muestran las medidas en curso.



renovables en el transporte terrestre de carga también sería económicamente conveniente, aunque esta tecnología está en pleno desarrollo y se espera que sea comercialmente competitiva a partir del año 2030 (CORFO, 2018).

No obstante, también se requiere implementar medidas cuyos costos de inversión y de mantención y operación son mayores a cero, debido al impacto relevante en la reducción de emisiones. Este grupo de medidas reducirían 17 MtCO₂e al 2050, lo que equivale al 26% de la reducción requerida. Una de las medidas más relevantes en este grupo, corresponde al retiro de operación de la totalidad de las centrales de generación eléctrica a carbón al año 2040. Si bien ésta permite reducir de forma directa 7,5 MtCO₂e al 2050, equivalente al 12% de la reducción de emisiones, a un costo de 8 USD/tCO₂e, es esencial para habilitar todas las medidas relacionadas a electrificación, tales como electromovilidad e hidrógeno, pues de no existir una matriz limpia, esas acciones no mitigarían emisiones. Cabe mencionar que el escenario referencial contempla que 2.500 MW de los 5.500 MW de la capacidad instalada se retiran, considerando aspectos de antigüedad y eficiencia operacional de las máquinas, y resguardando que las unidades sin retirar posean menos de 40 años de antigüedad al año 2050.

Otras medidas cuyos costos son aún mayores podrían ser necesarias, tales como estándares mínimos de eficiencia energética para electrodomésticos como lavavajillas (292 USD/tCO₂e) y el fomento de vehículos particulares livianos eléctricos (297 USD/tCO₂e).

3.2 Estrategias de Descarbonización

En la [Figura 13](#) se presentan curvas de costo medio de abatimiento bajo diferentes estrategias de descarbonización. Como se observa, en el escenario de Carbono Neutralidad que sólo considera medidas del sector energía, la última medida necesaria tiene un costo de abatimiento de 297 USD/tCO₂e (en naranjo). Sin embargo, si se consideran otras medidas de mitigación en otros sectores como el agropecuario y de residuos¹², es posible aumentar los niveles de mitigación a un costo menor, reduciendo el costo para lograr cero emisiones netas al 2050 hasta 134 USD/tCO₂e (Alternativa 1 en amarillo).

Una manera de obtener un resultado como el descrito en la Alternativa 1, es entregar flexibilidad al mercado para el cumplimiento de la meta mediante instrumentos de precio al carbono como un sistema de permisos de emisión transables a nivel nacional. Esto permitiría focalizar los esfuerzos en sectores con tecnologías de mitigación más costo-eficientes y, dependiendo de cómo se distribuyen los permisos, podría resultar una fuente importante de recursos para aumentar la ambición en mitigación y también la resiliencia del sector energía. A la vez, si se autoriza la compensación de emisiones en dicho sistema, sería posible limitar aún más los costos de abatimiento, como se muestra en la Alternativa 2.

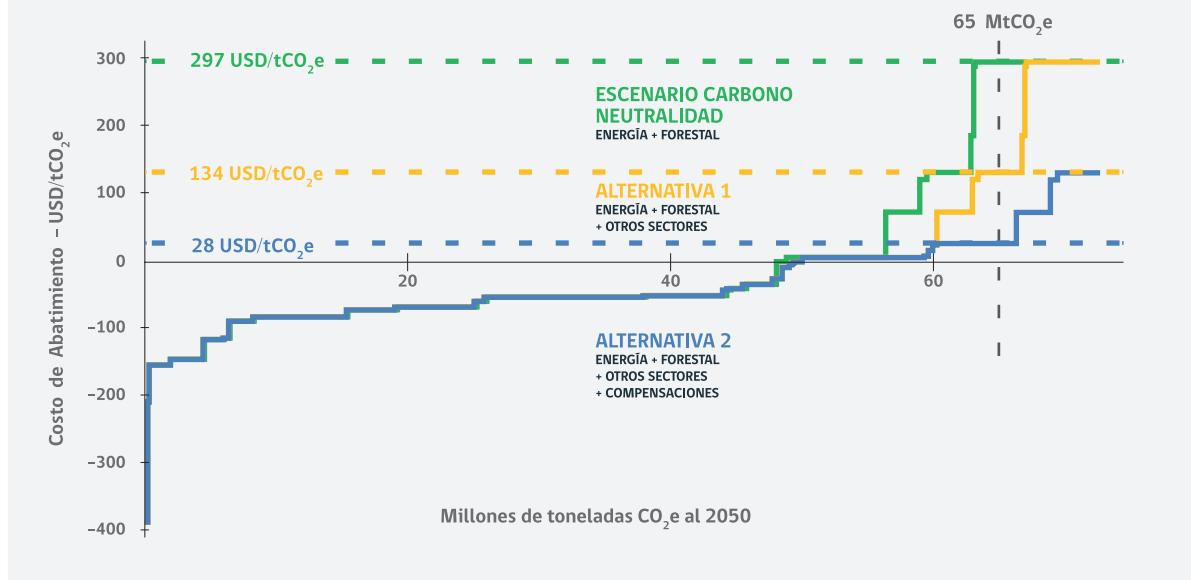
12. Medidas evaluadas por el Ministerio del Medio Ambiente. Para mayor información revisar Palma et al. (2019). Chilean NDC Mitigation Proposal: Methodological Approach and Supporting Ambition. Mitigation and Energy Working Group Report. https://mma.gob.cl/wp-content/uploads/2020/03/Mitigation_NDC_White_Paper.pdf

FIGURA 13

Estrategias de costo de abatimiento incluyendo diferentes alternativas de descarbonización.

FUENTE: MINISTERIO DE ENERGÍA

NOTA: Los costos de abatimiento consideran una tasa de descuento del 6%.



La **Tabla 2** presenta los costos de inversión (Capex), operación y mantenimiento (Opex), y costos netos de las estrategias analizadas para el periodo de evaluación 2020-2050 en valor presente, utilizando una tasa de descuento del 6%. La evaluación de costos se realiza mediante los Capex y Opex incrementales de cada medida, considerando los diferenciales con respecto al escenario de referencia. Sólo se han considerado impactos financieros directos, es decir, no se valorizaron los cobeneficios ambientales y de salud sobre los ciudadanos, los cuales por supuesto mejorarán aún más las evaluaciones realizadas en el contexto del presente informe.

De acuerdo a estos resultados, alcanzar la carbono-neutralidad implicaría ahorros netos para la economía de entre 31.500 y 46.300 millones de dólares, dependiendo de la estrategia de descarbonización que implemente el país. Esto requiere una inversión que oscila entre 27.300 y 48.600 millones de dólares durante el mismo periodo. Se observa que los ahorros netos de la Alternativa 1 serían 15% mayores que los del Escenario Carbono Neutralidad, al incluir medidas más costo-eficientes en todos los sectores de la economía. A su vez, los ahorros netos de la Alternativa 2, serían un 20% mayor que los de la Alternativa 1, con el uso de la compensación de emisiones.

TABLA 2

Costos de las estrategias de descarbonización, periodo 2020-2050.

Estrategia		Costos Inversión MM USD	Costos O&M MM USD	Costo Total MM USD
Escenario Carbono Neutralidad	Energía + forestal	48.600	- 80.100	- 31.500
Alternativa 1	Energía + forestal + otros sectores	41.300	- 78.400	- 37.100
Alternativa 2	Energía + forestal + otros sectores + compensaciones	27.300	-73.600	- 46.300

Tasa de descuento 6%

Fuente: Ministerio de Energía

3.3 Rol de los Instrumentos de Precio al Carbono

El precio al carbono es un enfoque efectivo, flexible y de bajo costo para reducir los gases de efecto invernadero. En combinación con otras políticas, un precio al carbono puede ayudar a acelerar y asegurar la transición hacia una economía baja en carbono costo-efectiva, tal como lo muestran los resultados presentados en la [Figura 12](#). Así, existe una amplia gama de instrumentos de precio al carbono (IPC) como impuestos al CO₂, sistemas de compensación de emisiones (offsets), sistemas de transacción de emisiones (ETS por sus siglas en inglés) o programas sectoriales o nacionales de mitigación (NAMAs por sus siglas en inglés). Si bien a nivel global el mercado de carbono ha sufrido altibajos, debido fundamentalmente al sobrecumplimiento de metas y sobre oferta de certificados de reducción de emisiones que se generaron fundamentalmente bajo el Protocolo de Kioto (y la consiguiente reducción en los precios), su desarrollo en el corto y mediano plazo se ve auspicioso, donde cada vez más jurisdicciones están aplicando o piensan aplicar algún tipo de IPC. Según el Banco Mundial (2019), 28 jurisdicciones regionales, nacionales y subnacionales tienen previsto o están implementando un ETS, mientras que 29 países están implementando o contemplan un impuesto al carbono (Chile está incluido). Con ellas, suman 57 las iniciativas totales de fijación de precios del carbono aplicadas a nivel mundial hasta ahora, las que cubren cerca de 11 gigatoneladas de CO₂ equivalente.

Por otro lado, a efectos de dinamizar la implementación de las metas hacia la carbono neutralidad, y de fomentar la cooperación climática, bajo el Acuerdo de París los países acordaron por unanimidad establecer el Artículo 6, como un mecanismo que permite a las partes implementar sus contribuciones determinadas a nivel nacional (NDC) de manera costo-efectiva y en colaboración con otras partes, ya sea a través de la transferencia de resultados de mitigación (sean permisos de emisión, certificados de reducción de emisiones o de energías renovables, entre otros) para crear un mercado de carbono global, o bien, mediante la transferencia directa de recursos económicos para fomentar la cooperación bilateral y multilateral. A través de él, el Acuerdo de París busca cerrar la brecha en la ambición requerida para contener el aumento de temperatura a menos de 1,5°C hacia el 2050. Asimismo, es el único Artículo que posibilita y/o promueve la participación del sector privado en la implementación de los compromisos de mitigación.

Para la descarbonización mundial y nacional, se necesitará movilizar cantidades importantes de recursos económicos. Según el Banco Mundial (2016), alcanzar las metas del Acuerdo de París requerirá de financiamiento internacional del orden de los USD 100 billones anuales a partir de 2020. Los mercados de carbono podrían reducir este costo en USD 115 billones al 2030 y en USD 4.000 billones al 2050, movilizando aproximadamente USD 1,9 trillones. Estos escenarios asumen NDCs cada vez más ambiciosas, mayor demanda por certificados y con precios por tonelada de CO₂e al alza. Cabe destacar la experiencia global con el Mecanismo de Desarrollo Limpio bajo el Protocolo de Kioto, donde 1 dólar invertido en certificados de reducción de emisiones, habría llevado a una inversión baja en carbono de entre 5 y 10 dólares.

De acuerdo con una modelación efectuada por la Asociación Internacional de Transacción de Emisiones (IETA, 2019), los ahorros esperados sólo se alcanzarían si las partes aplican enfoques cooperativos como los establecidos bajo el Artículo 6, en contraste con un costo mayor si las partes actúan individualmente. Según dicho estudio, el Artículo 6 tendría el potencial de reducir 5 gigatoneladas

de CO₂/año a partir de 2030, adicionales a lo proyectado, acelerando de esta forma la descarbonización de la economía mundial.

En síntesis, el Artículo 6 viabiliza el establecimiento de un mercado de emisiones entre países y otros actores que las partes autoricen, con el fin de acelerar la descarbonización requerida y bajar los costos de tecnologías limpias con alto potencial de mitigación, que hoy resultan costosas de implementar. Asimismo, la aplicación de este Artículo en Chile podría acelerar aún más la penetración de energías renovables, el retiro de centrales a carbón, la electrificación del transporte y otros sectores y la eficiencia energética.

A nivel nacional, la Ley N°21.210/2020 que Moderniza la Legislación Tributaria, permitió introducir en el artículo 8 de la Ley N° 20.780/2014, la implementación un sistema de compensación de emisiones del impuesto verde, el cual comenzará a funcionar a partir del año 2023 y entregará flexibilidad a los contribuyentes afectos al impuesto, permitiéndoles compensar todo o parte de sus emisiones, tanto de contaminantes locales (MP, NOx o SO₂) como globales (CO₂) a través de proyectos de reducción de emisiones del mismo contaminante, autorizados por el Ministerio del Medio Ambiente y auditados por terceras partes.

Esta es una gran oportunidad para que proyectos de reducción de emisiones logren financiamiento a través de la venta de certificados de reducción de emisiones y para el país de lograr una reducción real de contaminación tanto global como local¹³, con sus consecuentes co-beneficios.

Otra oportunidad corresponde a los instrumentos señalados en los Artículos 13 y 14 del Proyecto de Ley de la Ley Marco de Cambio Climático (Boletín N° 13.191-12), donde se define la creación de normas de emisión de gases de efecto invernadero y el uso de certificados de reducción de emisiones para compensarlos, entregando la posibilidad que proyectos que reduzcan o absorban emisiones de gases de efecto invernadero, puedan obtener certificados para el cumplimiento de las normas. Además, se otorga flexibilidad para reducir en la fuente y/o mediante proyectos de reducción o absorción de emisiones de dichos gases.

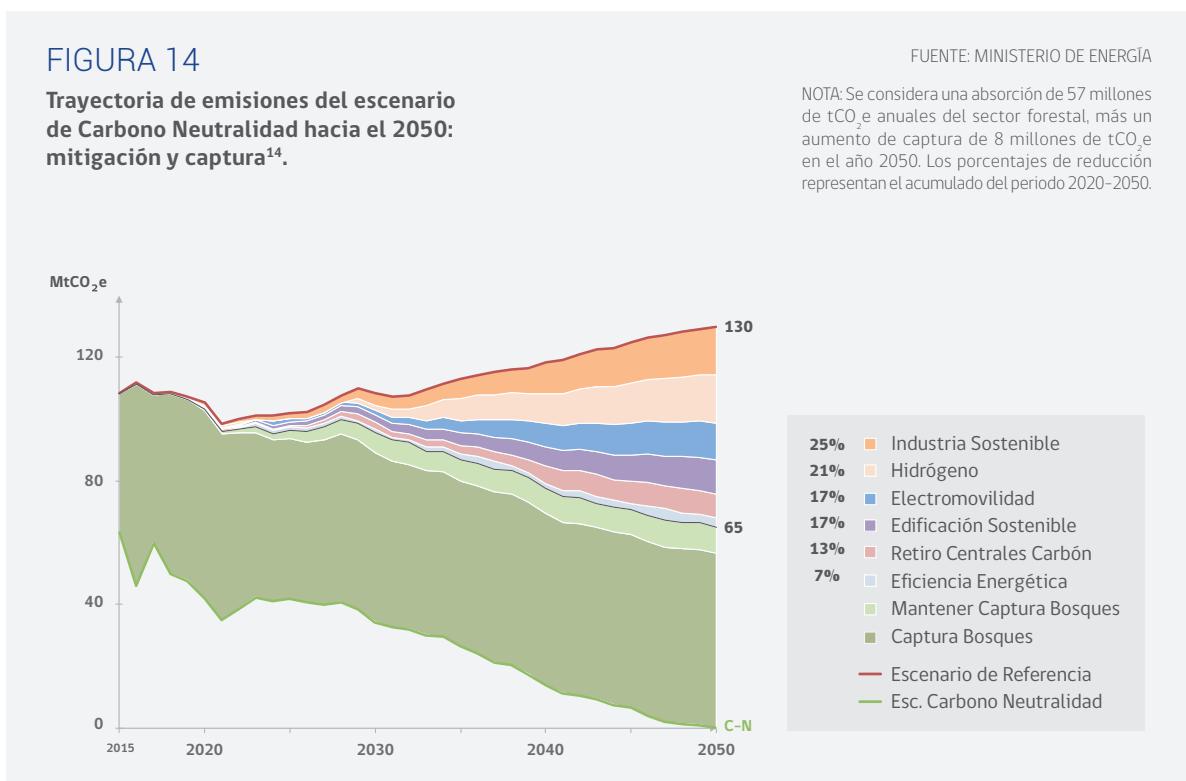
Ambos sistemas se complementarían, con el consecuente desafío de definir la infraestructura y las reglas para que ambos se interconecten, de manera de evitar la doble contabilidad y asegurar una reducción real los gases de efecto invernadero en el país. Adicionalmente, se deberá analizar la compatibilidad de estos sistemas nacionales, con los mecanismos establecidos a nivel internacional, de modo de aprovechar al máximo las oportunidades que dan los IPC para alcanzar la carbono-neutralidad en Chile.

13. Cabe hacer notar que de acuerdo a la Ley de Modernización Tributaria específica que la compensación de contaminantes locales deberá hacerse por medio de proyectos de reducción de emisiones ubicados en la misma zona saturada o latente donde se encuentra la fuente de emisiones, o en su defecto, estar ubicado en la misma comuna o aledañas, según como se defina en el reglamento, que definirá el Ministerio del Medio Ambiente.

4

■ ACCIONES DE MITIGACIÓN

Los ámbitos con mayor impacto en la reducción de emisiones son la Industria Sostenible y el Hidrógeno (25% y 22% reducciones en periodo 2020-2050, respectivamente), ambos representan grandes reemplazos de consumo de diésel por electrificación e hidrógeno verde. Si se toma en cuenta que la medida de Retiro de Centrales habilita los ámbitos de Industria Sostenible, Hidrógeno y Electromovilidad, se tiene que el retiro de centrales a carbón es responsable del 76% de reducción de emisiones en el periodo 2020-2050 (**Figura 14**).



En el año 2050 las medidas de mitigación provenientes de Industria Sostenible e Hidrógeno abatirían casi la mitad de las reducciones necesarias para alcanzar la carbono neutralidad, con reducciones de 16 MtCO₂e y 15 MtCO₂e respectivamente. La Electromovilidad y Edificación Sostenible en tanto, reducirían 12 MtCO₂e y 11 MtCO₂e en el mismo año (**Tabla 3**).

14 Proyecciones forestales proporcionadas por el Ministerio de Medio Ambiente. La banda de Bosques representa la proyección forestal tendencial, y la banda Mantener Captura Bosques representa los esfuerzos necesarios para mantener la captura en torno a los 65 MtCO₂e.

TABLA 3:**Reducción de emisiones por ámbito de acción.**

Ámbito	Reducción emisiones Año 2050 [MtCO₂e]	Reducción Año 2050 [%]	Reducción acumulada 2020-2050 [MtCO₂e]	Reducción acumulada 2020-2050 [%]
Eficiencia Energética	3	5%	53	6%
Edificación Sostenible	11	17%	147	17%
Hidrógeno	15	24%	199	22%
Industria Sostenible	16	24%	219	25%
Retiro de Centrales	8	12%	112	13%
Electromovilidad	12	18%	155	17%
Total general	65	100%	857	100%

Fuente: Ministerio de Energía

La **Figura 15** a continuación, presenta el impacto de las medidas de mitigación en el periodo 2020-2050 por ámbito de acción. Se puede allí individualizar el impacto que tiene el retiro de centrales a carbón, la electrificación de usos motrices, la utilización de hidrógeno en usos motrices en el sector industrial y transporte de carga, además de la electrificación de los usos de calefacción en hogares.

4.1 Retiro de Centrales a Carbón¹⁵

El martes 4 de junio de 2019, el Presidente de la República Sebastián Piñera anunció el plan de descarbonización energética “Energía Zero Carbón”, el cual contempla los siguientes objetivos:

- Retiro de ocho unidades generadoras a carbón al año 2024 (según se detalla en el esquema siguiente).
- Cese de generación eléctrica a carbón al año 2040.
- Alcanzar la meta de Carbono Neutralidad al año 2050.

El cronograma de cierre de las centrales a carbón en su primera fase, actualizado a junio 2020 (en el que se adelantó el retiro de centrales en dos oportunidades: diciembre 2019, y mayo 2020), se muestra en la **Figura 16**. Las 11 unidades generadoras que componen ahora la primera fase, representan un 31% del total de capacidad instalada a carbón.

15 Para mayores detalles, revisar el documento “Estrategia de descarbonización: retiro y/o reconversión de unidades a carbón” (MEN 2020).

FIGURA 15
**Reducción de emisiones acumuladas por
ámbito y medida, periodo 2020-2050.**

FUENTE: MINISTERIO DE ENERGÍA
NOTAS: 1) No se grafica medida gasoductos (<1%). 2) No se grafican medidas de calefacción distrital y geotermia (<1%). 3) EE: Eficiencia Energética. No se grafica cambio modal transporte y estándares mínimos de eficiencia en artefactos (<1%).

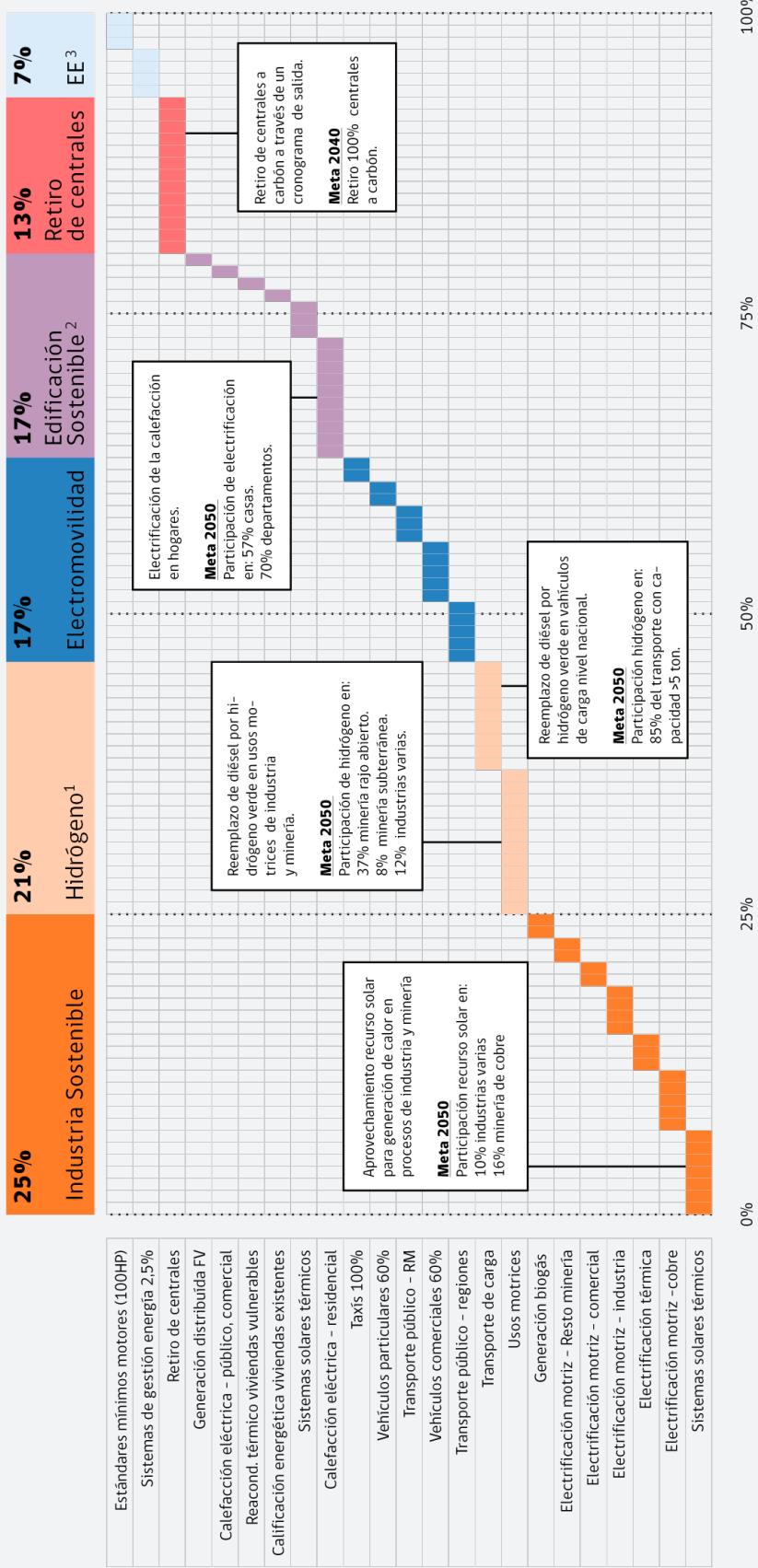


FIGURA 16

Cronograma de la primera fase de retiro de centrales a carbón.



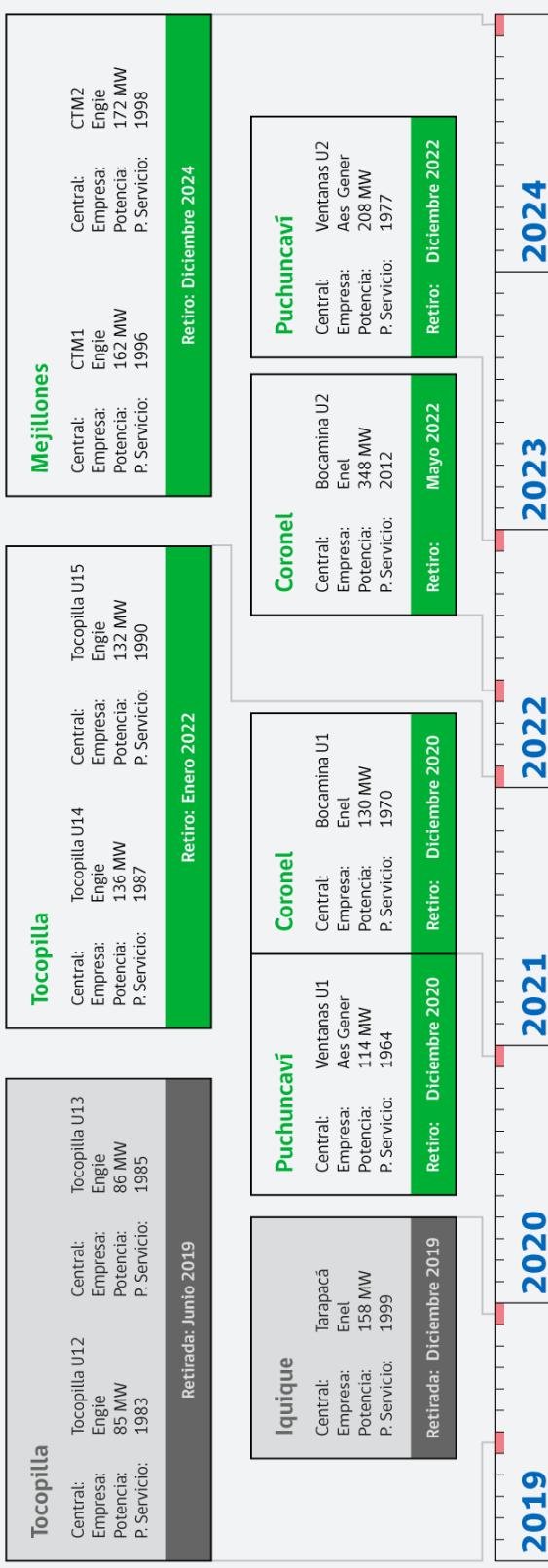
CIERRE DE LAS CENTRALES A CARBÓN

Cronograma Primera Fase 2019-2024

Primera fase: 1.731 MW



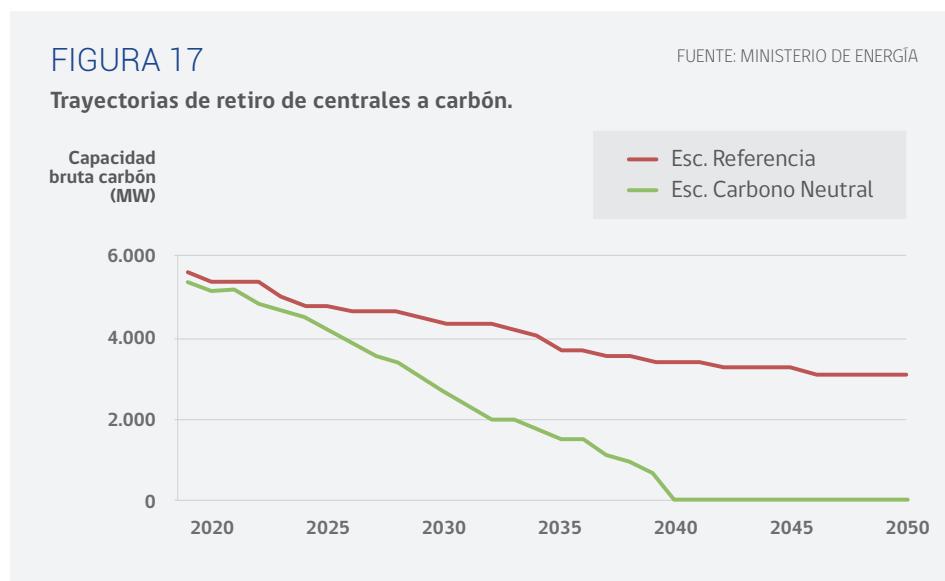
FUENTE: MINISTERIO DE ENERGÍA



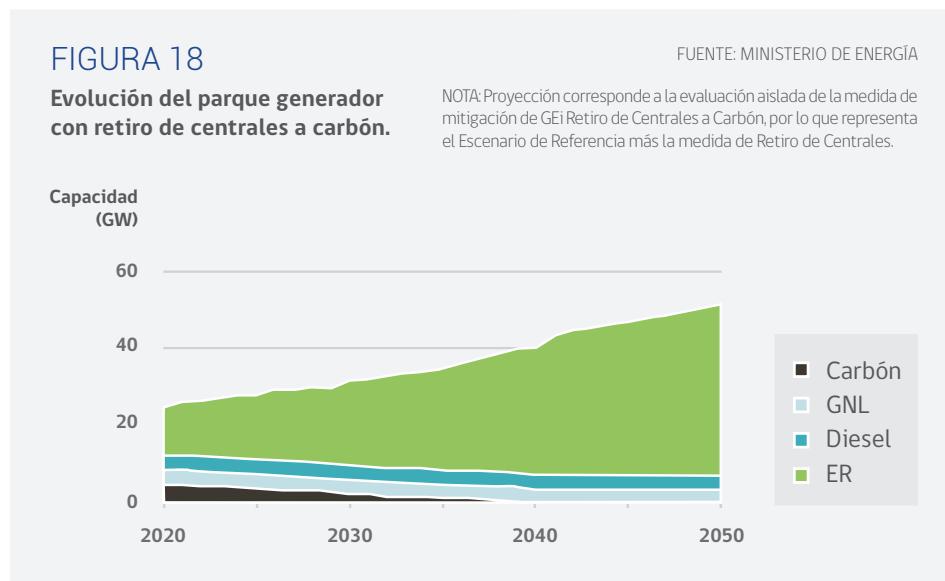
Actualizado a Mayo 2020

En el escenario de referencia se considera el retiro de 2.500 MW de capacidad instalada en base a carbón al año 2050, y solo quedan en operación unidades de generación con menos de 40 años de antigüedad en el 2050. En el escenario carbono neutral se simula el retiro de la totalidad de las unidades generadoras a carbón al año 2040 (ver [Figura 17](#)). Para ello, se consideraron las trayectorias de intensidad de retiro de centrales a carbón proyectadas en el Informe de Actualización de Antecedentes 2019 de la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP), en particular, la tendencia media utilizada en los escenarios D y E de la PELP.

Entre 2019 y 2024 se considera el retiro de centrales según quedó estipulado en el acuerdo de la Mesa de Retiro y/o Reconversión de Unidades a Carbón¹⁶, y entre los años 2024 y 2040, se calculó una trayectoria en base a criterios de vida útil y eficiencia económica operacional (según factor de planta histórico de los últimos años).

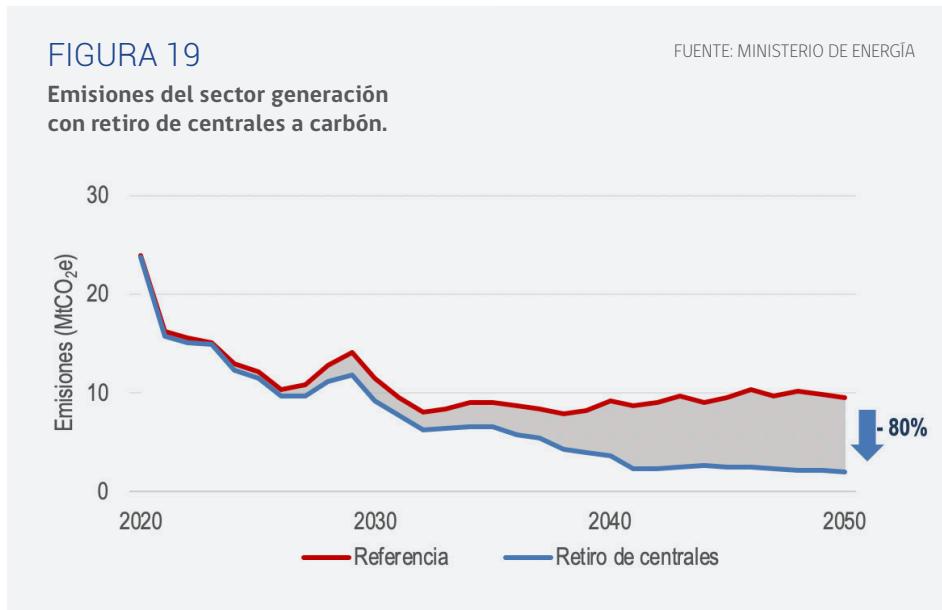


Ante el retiro de centrales, el parque de generación eléctrica se expande fundamentalmente en base a centrales eólicas y solares (tanto fotovoltaicas como de concentración de potencia) lo que se observa en la [Figura 18](#).

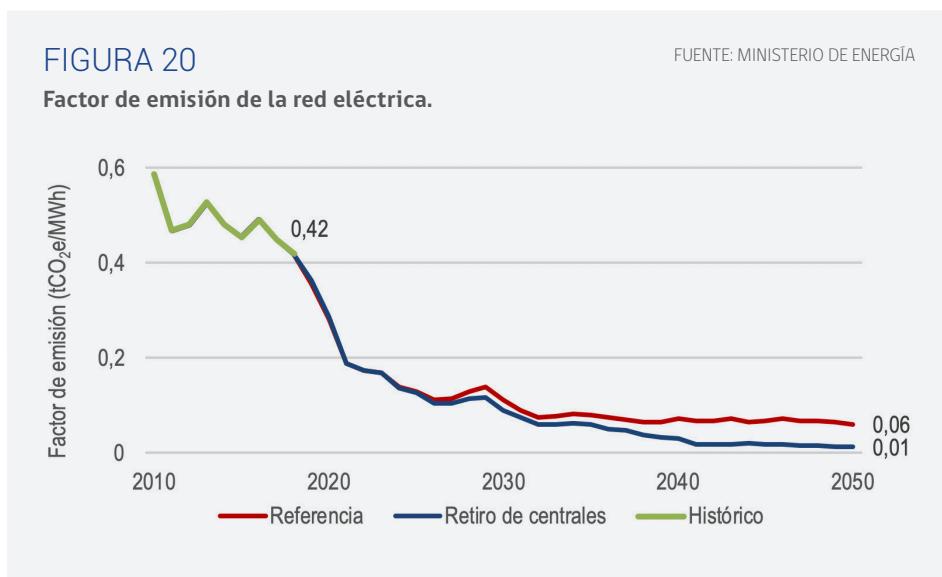


16 Mayor información en <https://www.energia.gob.cl/panel/mesa-de-trabajo-descarbonizacion>

Al sacar de operación la totalidad de centrales de generación eléctrica en base a carbón antes de terminar el año 2040, principal fuente emisora del sector eléctrico, las emisiones del sector generación eléctrica disminuyen sustancialmente, con cifras que alcanzan un 80% de disminución al año 2050, lo que puede observarse gráficamente en la (Figura 19).



A su vez, dado que al año 2050 se proyecta una generación de energía con alrededor de 95% de energías renovables, a esa fecha el factor de emisión de la red eléctrica, medido en unidades de tCO₂ por cada MWh producido, disminuyen a prácticamente a cero (Figura 20).



Finalmente, en el escenario con retiro al 2040, disminuyen en 14% los costos de operación del sistema eléctrico, aumentan en 15% los costos de inversión en proyectos de generación eléctrica (principalmente renovables), y disminuyen en 31% las emisiones acumuladas en el sector eléctrico, en el periodo 2019-2050, en relación al escenario de referencia.

4.2 Electromovilidad

En este ámbito se simularon medidas de electromovilidad en vehículos particulares, comerciales, taxis colectivos, así como en el transporte público de la Región Metropolitana y el resto de las regiones. En el escenario de referencia se tiene una penetración de 20% de vehículos particulares y taxis eléctricos al 2050, y una penetración de 20% de buses eléctricos en la Región Metropolitana y 0% en las demás regiones del país al 2050. En el escenario carbono neutral se tiene una penetración de casi 60% de vehículos eléctricos particulares y comerciales al 2050, siguiendo una trayectoria de penetración de vehículos eléctricos del 45% al año 2045, considerando que fuentes externas¹⁷ estiman dicho nivel de penetración para Europa¹⁸. En este escenario se tiene además, 100% taxis eléctricos al 2050 y 100% de buses eléctricos al 2040 en todas las regiones (Figura 21).

FIGURA 21

FUENTE: MINISTERIO DE ENERGÍA

Niveles de penetración de medidas de electromovilidad en escenario de referencia y carbono neutral.

Electromovilidad		Referencia		Carbono Neutral			
		2020	2050	2030	2035	2040	
Vehículos particulares	Ventas	Comerciales	10%	80%	20%	85%	100%
		Particulares	10%	80%	20%	85%	100%
	Parque total	Comerciales	2%	20%	3%	30%	60%
		Particulares	2%	20%	3%	30%	60 %
Taxis colectivos			2%	20%	30%	65%	100%
Transporte Público	Regiones		< 1%	20%	20%	100%	100%
		Santiago	< 1%	20%	50%	100%	100%






17. O'Donovan et al. (2018). Long-Term Electric Vehicle Outlook 2018. Bloomberg New Energy Finance.

18. Se supuso un retraso de 5 años con respecto a la tendencia de Europa.

Para cada parque vehicular se utiliza una metodología distinta para estimar la penetración de electromovilidad, la que se explica a continuación.

Parque vehicular particular y comercial

- i. En primer lugar, se estima el parque de vehículos particulares totales del país en el largo plazo¹⁹, en base a un modelo que relaciona el PIB per-cápita²⁰ y la distribución de ingresos con la tasa de motorización del país, utilizando datos de 122 países entre los años 1970 y 2003.
- ii. Se tomó como valor de referencia un parque vehicular de aproximadamente 3,34 millones y 1,18 millones de vehículos particulares²¹ y comerciales²², respectivamente.
- iii. Luego, se determinó la proporción de ventas de vehículos eléctricos a partir de fuentes externas²³ para el caso de referencia; para el escenario de Carbono-neutralidad, se ha establecido una distribución de ventas por tecnologías con tasas de crecimiento que permitan alcanzar las metas descritas anteriormente.
- iv. A partir del crecimiento del parque vehicular, la tasa de retiro de vehículos antiguos y la distribución de ventas, se estimaron las ventas de autos nuevos por tipo de tecnología, determinando así la inversión realizada en vehículos particulares por tipo de tecnología. Para el precio de vehículos por tecnología, se consideraron fuentes externas²⁴.
- v. En base al número de vehículos eléctricos en circulación, se determinó la cantidad de electrolineras necesarias de carga lenta y rápida que se deben construir y sus costos.

Transporte público

1. Para la Región Metropolitana:

- Se determinó la cantidad de buses existente y el retiro de máquinas, según los vencimientos de los contratos vigentes.
- Luego, se estimó la flota de buses total necesaria, la cual se calcula siguiendo el crecimiento de los incrementos de PKM²⁵ parametrizado en el modelo de demanda energética con que cuenta el Ministerio de Energía;
- Se estableció la entrada de nuevas máquinas, considerando una vida útil de 10 años para buses diésel y 14 años para buses eléctricos²⁶;

19. Chamon, M., Mauro, P., & Okawa, Y. (2008). Mass car ownership in the emerging market giants. *Economic Policy*, 244–296.

20. Se han utilizado dos escenarios de crecimiento económico (PIB) proporcionados por el Ministerio de Hacienda en 2019.

21. Considera Automóvil, Station Wagon y Todo Terreno.

22. Considera Furgones, Minibuses, Camionetas, Minibus de Transporte Colectivo, Minibuses y Furgones de Transporte Escolar y Trabajadores, y buses de Transporte Escolar y Trabajadores.

23. EBP Chile. (2018). Estudio de Movilidad Eléctrica en Chile (escenario de penetración del 40% en ventas de vehículos eléctricos a 2050).

24. Soulopoulos, N. (2019). When will electric vehicles be cheaper than conventional vehicles? Bloomberg New Energy Finance, 12(2). Se tomó el precio promedio entre EE.UU. y Europa por segmento, se promediaron los precios entre segmentos según las ventas reportadas por ANAC en el periodo 2006 – 2016. Se ha considerado un precio de vehículos a combustión interna 30% inferior a los de EE.UU. y Europa, por contar con importaciones de distintos vehículos y menores estándares de exigencia.

25. Pasajeros-kilómetros

26. Contenido Esencial de las Bases de Licitación de Concesión de Uso de Vías 2018.

- Se consideró una distribución de compra entre buses diésel/eléctricos anual con una tasa de penetración exponencial, que permite alcanzar las metas definidas en la Estrategia de Electromovilidad, que impulsa el Ministerio de Energía, el cual contempla un parque vehicular 100% eléctrico al 2040;
- Finalmente, se determinó la inversión realizada en buses nuevos por tipo de tecnología.

2. Para el resto de las regiones:

- Se definió un stock inicial (al año 2017) en base a cifras de parque vehicular de buses para transporte colectivo que maneja el INE, descontando los presentes en la Región Metropolitana;
- Luego, se proyectó la flota necesaria en función del crecimiento de los PKM parametrizados en el modelo energético;
- Posterior a ello, se asumió una distribución de penetración de buses eléctricos sobre la flota total, de forma que permita alcanzar la meta de la Estrategia de Electromovilidad y contar con 100% de buses eléctricos al año 2040, considerando un crecimiento exponencial.
- Finalmente, se determinó la inversión realizada en buses nuevos por tipo de tecnología.

Los supuestos más relevantes considerados en la proyección de electromovilidad son:

- Se consideró una tasa de retiro de vehículos particulares y comerciales del 2% anual para todo el período para todos los escenarios.
- Se utilizaron costos por electrolineras fijos: 3.100 USD para los de carga lenta y 40.000 USD para los de carga rápida.

4.3 Hidrógeno

El hidrógeno verde puede convertirse en una efectiva ayuda para enfrentar los diversos y críticos desafíos energéticos. Ofrece vías de descarbonización de un rango amplio de actividades económicas, en donde es difícil o costoso reducir emisiones GEI. Además, puede ayudar a mejorar la calidad del aire y fortalecer la seguridad e independencia energética del país.

Se analizó la utilización de hidrógeno verde (H_2) en los siguientes casos (ver [Figura 22](#)):

- Reemplazo de diésel en transporte de carga terrestre nacional (85% de vehículos con capacidad mayor o igual a 5 toneladas al año 2050, equivalente al 70% del consumo final de energía en este ámbito).
- Reemplazo de motores diésel en la minería e industria nacional (37%, 12% y 8% de la energía utilizada para fines motrices en los sectores de Cobre de mina rajo, Industrias varias y Cobre de mina subterránea, respectivamente) equivalente al 20% del consumo final de energía en este ámbito.
- Reemplazo de gas para usos residenciales y comerciales (7% de la energía utilizada para agua caliente sanitaria).

FIGURA 22

FUENTE: MINISTERIO DE ENERGÍA

Niveles de penetración de medidas de hidrógeno en escenario referencial y carbono neutral.

Hidrógeno	Referencia	Carbono Neutral		
		2030	2040	2050
Transporte de Carga 	Sin medidas	20%	50%	70%
Usos Motrices 	Sin medidas	2%	10%	20%
Gasoductos 	Residencial	0%	5%	7%
	Comercial	0%	2%	2%

La metodología utilizada para proyectar la penetración de hidrógeno consideró, como primer paso, proyectar la demanda de energéticos por sector para el escenario base y para el escenario con H₂. Luego, se calcularon los costos de inversión y operación de infraestructura de generación y transmisión eléctrica. En seguida, se calcularon los costos de inversión y operación de otra infraestructura y maquinaria:

- i. Plantas electrolizadoras,
- ii. Maquinaria diésel,
- iii. Maquinaria a hidrógeno y
- iv. Gasoductos.

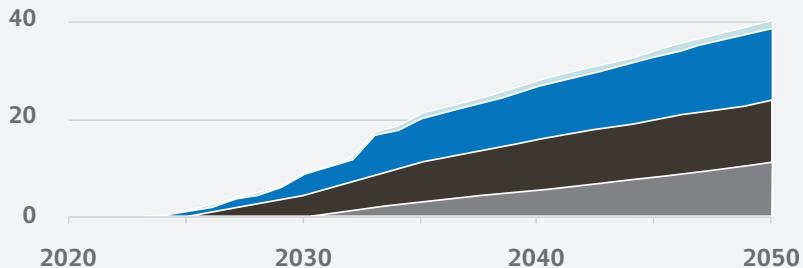
Finalmente, se estimó la diferencia en costos totales y emisiones para calcular el costo de abatimiento de la medida. En la Figura 23 se muestra la desagregación del aumento de demanda eléctrica debido a las proyecciones de producción de hidrógeno en el escenario carbono neutral.

FIGURA 23

FUENTE: MINISTERIO DE ENERGÍA

Aumento de demanda eléctrica por medidas de hidrógeno.**Demand
Eléctrica
(TWh)**

- Residencial
- Transporte
- Minería
- Industria



Los costos de inversión en maquinarias considerados ([Tabla 4](#)), corresponden a un escenario optimista de reducción de costos en vehículos con celdas de hidrógeno y un escenario referencial de costos de plantas electrolizadoras:

TABLA 4:**Costos de inversión utilizados en evaluación de Hidrógeno.**

Inversión (USD/kW)	2020	2030	2040	2050
Vehículos de carga a hidrógeno	1.000	625	250	200
Plantas de electrolisis	1.000	650	450	450
Vehículos de carga diésel	415	415	415	415

Fuente: IEA, Agora

Esta medida es robustamente costo-eficiente para diversos otros escenarios analizados de manera preliminar. Sin embargo, es importante indicar que su desarrollo depende fuertemente de avances tecnológicos, formación de capital humano y de la capacidad de desplegar efectivamente las inversiones eléctricas y no-eléctricas necesarias.

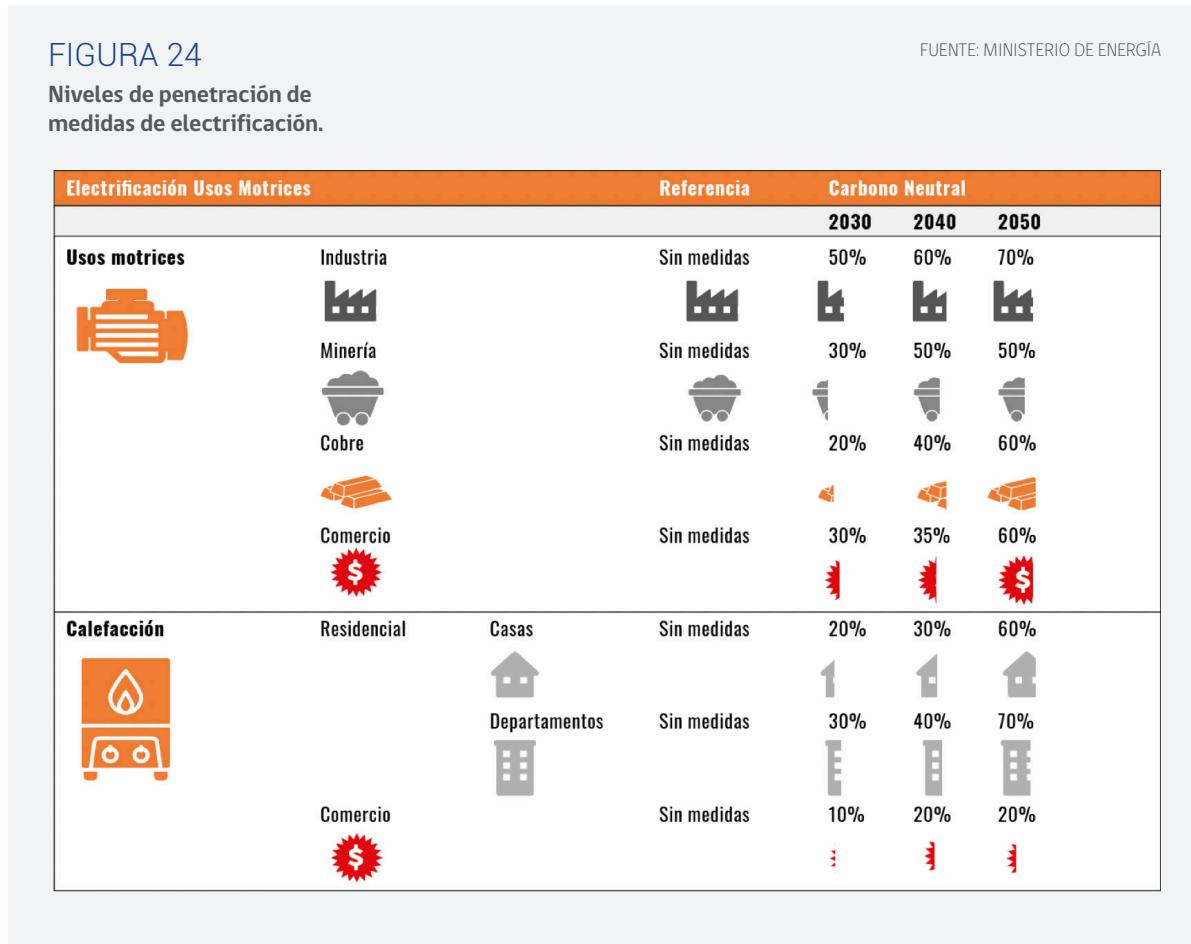
4.4 Industria Sostenible

La medida de electrificación motriz se presenta como una importante alternativa para alcanzar la Carbono Neutralidad, dado su bajo costo de abatimiento, impulsado principalmente por el ahorro en el consumo de combustibles, dada la mayor eficiencia de los motores eléctricos frente a los de diésel. Si bien una penetración más intensiva de electricidad ofrece un costo de abatimiento aún mejor, la disminución efectiva en emisiones al 2050 solo se incrementa en un 38%.

Se analizó el incremento en la participación de electricidad en el uso motriz en los siguientes casos (ver [Figura 24](#) siguiente):

- Sector de Minería del Cobre, alcanzando un 65% del consumo energético total para usos motrices en el año 2050.

- Sector de Minas varias, alcanzando un 44% del consumo energético total para usos motrices en el año 2050.
- Sector de Industrias varias, alcanzando un 54% del consumo energético total para usos motrices en el año 2050.



La metodología utilizada para la proyección de la electrificación motriz fue la siguiente:

1. Se proyectó la demanda energética por sector para los escenarios de referencia y con electrificación motriz.
2. Con las demandas proyectadas, se obtuvo la diferencia de electricidad entre ambos escenarios, asociadas a las nuevas maquinarias eléctricas, así como también las diferencias de consumos en diésel, que representan el ahorro económico de la medida.
3. Posterior a ello, se calcularon los costos de inversión y operación por la infraestructura de generación y transmisión eléctrica, debido al aumento de la demanda eléctrica.
4. Finalmente, se estimó la diferencia en costos totales y en emisiones para calcular el costo de abatimiento de la medida.

Respecto a los escenarios considerados:

- Se analizó el escenario de penetración de electrificación motriz descrito y luego un escenario de adopción más agresivo (se duplicó la penetración respecto al escenario base).
- Se consideró una proyección optimista de costos de inversión en tecnologías de generación eléctrica renovable.
- Se consideró una proyección de precios altos de combustibles fósiles (diésel, carbón y gas natural), tanto en el cálculo de ahorro por sustitución por combustible, como en el modelo de generación eléctrica.

Los costos de inversión y capacidad de maquinaria considerados (**Tabla 5**) corresponden a los costos promedios de maquinaria para los sectores de Minería del cobre, Minas Varias e Industrias Varias, junto con las capacidades unitarias acordes a cada sector.

TABLA 5

Costos de inversión utilizados en evaluación de Hidrógeno.

	Costo por maquinaria (miles USD)²⁷	Capacidad de la maquinaria (kW) ²⁸
Minería de Cobre	1.000	2.700
Minas Varias	500	500
Industrias Varias	84	300

27. Fuente: NREL (2017) Electrification Futures Study: End-Use Electric Technology Cost and Performance Projections through 2050.

28. Fuente: "Electric and hybrid electric non-road mobile machinery - present situation and future trends" (Lajunen, 2016).

5

COSTOS DE LA CARBONO NEUTRALIDAD

Se realizó una evaluación económica de las medidas prospectadas y en curso, considerando sus costos de inversión, de operación y de mantención, con una tasa social de descuento del 6%. Este análisis se realizó desde un punto de vista técnico-económico, sin considerar el análisis de los beneficios ambientales y sociales de dichas medidas, tales como la reducción de contaminantes locales.

Se valorizaron costos de inversión (Capex) y operación (Opex) de cada una de las medidas específicas, considerando el diferencial de costos entre el escenario base y el de Carbono Neutralidad. Por ejemplo: para el caso de electromovilidad, se incluyó la reducción de costos por sustituir gasolinas y diésel por electricidad.

Se utilizaron fuentes como Bloomberg New Energy Finance, International Energy Agency, National Renewable Energy Laboratory (US), Department of Energy (US), entre otras fuentes nacionales e internacionales

La **Tabla 6** da cuenta del diferencial de costos de inversión y operación, en valor presente, por medida/ámbito entre el escenario de Referencia y el escenario de Carbono Neutralidad (medidas de energía y forestal).

TABLA 6

Costos de inversión y operación en valor presente por ámbito de acción.²⁹

Ámbito	Costos Inversión MM USD	Costos O&M MM USD	Costo Total MM USD
Retiro de Centrales	2.100	- 1.200	900
Industria Sostenible	4.800	- 14.400	- 9.600
Electromovilidad	23.100	- 20.200	2.900
Hidrógeno	9.200	- 18.800	- 9.600
Edificación Sostenible	5.900	- 16.900	- 11.000
Eficiencia Energética	2.800	- 8.900	- 6.100
Mantener Captura Forestal	700	300	1.000
Total	48.600	-80.100	- 31.400

Tasa de descuento 6%

Fuente: Ministerio de Energía

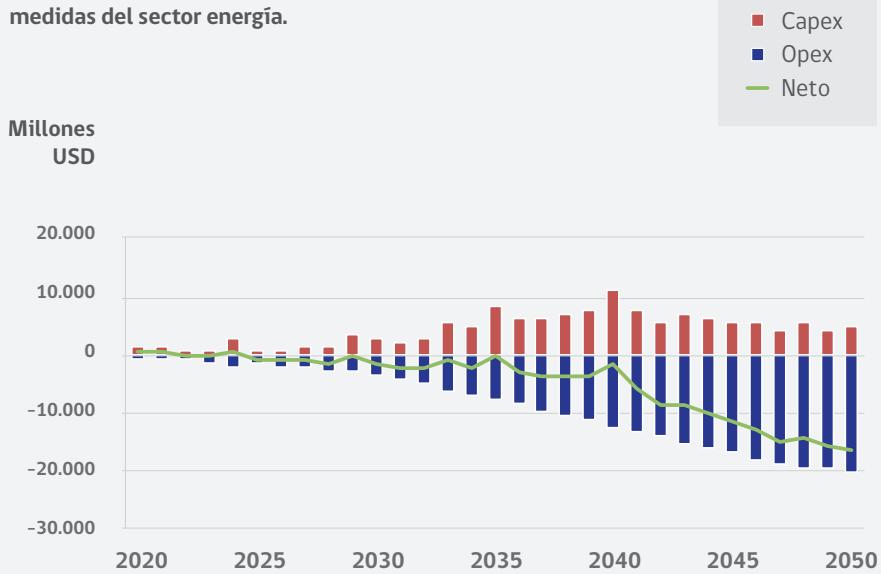
La **Figura 25** presenta la trayectoria de desembolso de inversiones (Capex) y gastos de operación y mantención (Opex) de las medidas del sector energía a valores reales. Se observan aumentos de inversiones entre los años 2035 y 2040, los cuales corresponden, en su mayoría, al recambio de tecnologías en cuanto a hidrógeno, electrificación motriz y electromovilidad. Se observa como los ahorros (Opex negativos) sobrepasan con creces las inversiones requeridas, obteniéndose un beneficio neto anual relevante a partir del año 2042.

29 Podría haber diferencias en los totales debido al redondeo de valores.

FIGURA 25

FUENTE: MINISTERIO DE ENERGÍA

**Costos totales de inversión y operación
medidas del sector energía.**



El quinquenio en el cual se requerirían mayores inversiones es entre 2035 y 2040, con 7.800 millones de dólares anuales, bajando hasta 5.100 millones de dólares en el último quinquenio evaluado. Los beneficios aumentan consistentemente en el tiempo, partiendo en solo 1.100 millones de dólares ahorrados en el primer quinquenio, para llegar a 19.200 millones de dólares ahorrados al año en el último periodo evaluado, superando con creces las inversiones requeridas. ([Tabla 7](#))

TABLA 7

**Costos de inversión y operación promedio
quinquenales, medidas sector energía.**

Ámbito	2020-2025	2025-2030	2030-2035	2035-2040	2040-2045	2045-2050
Capex	1.300	1.800	4.500	7.800	7.300	5.100
Opex	-1.100	-2.500	-5.700	-10.000	-14.900	-19.200

FUENTE: MINISTERIO DE ENERGÍA

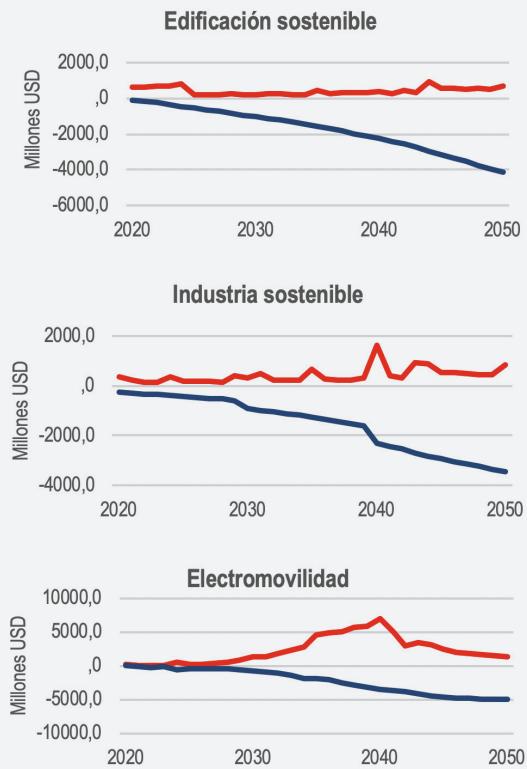
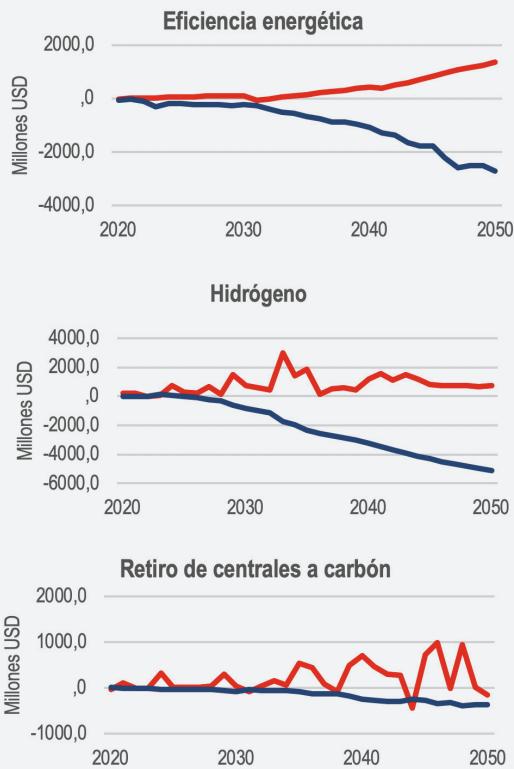
A continuación, en la [Figura 26](#) se presentan los costos por ámbito de medidas de mitigación. La electromovilidad es donde se tienen las mayores inversiones, debido a los altos costos de los vehículos eléctricos y su alta penetración en el escenario carbono neutral. En Hidrógeno e Industria Sostenible se ven **peaks** de inversiones alrededor del 2035 y 2040, que corresponden a recambios de tecnología en los años en donde se simula el comienzo de penetración de las tecnologías con mayor fuerza. El retiro de centrales a carbón presenta los menores ahorros, pero se debe recordar que esta medida habilita todas las medidas electro intensivas de mitigación, que se encuentran en todos los demás ámbitos.

FIGURA 26

Costos de inversión (Capex) y operación (Opex) por ámbito de acción.

FUENTE: MINISTERIO DE ENERGÍA

— Capex
— Opex



6

CONCLUSIONES Y PRÓXIMOS PASOS

Chile cuenta con un gran potencial energético renovable que le permitirá aportar substancialmente en la mitigación de gases de efecto invernadero, lo cual sumado al potencial de captura del sector forestal, entrega un auspicioso balance económico para alcanzar la carbono neutralidad al año 2050 de manera sostenible, con foco en lo social, ambiental y económico. Las medidas que posibilitan la carbono neutralidad exigen inversiones relevantes, pero con retornos sociales y económicos que dejan entrever importantes ahorros en el largo plazo.

Los resultados muestran que el sector energía tiene un gran potencial de abatimiento en los distintos sectores que lo componen. Los ámbitos con mayor impacto en la reducción de emisiones son la industria sostenible y la implementación del consumo de hidrógeno verde (con reducciones de emisiones de 25% y 21% en el periodo 2020-2050, respectivamente), ambos representan grandes reemplazos de consumo de diésel por electrificación e hidrógeno verde. Si se toma en cuenta que la medida de Retiro de Centrales a carbón habilita los ámbitos de Industria Sostenible, Hidrógeno y Electromovilidad, se concluye que el retiro de centrales es habilitante -pues permite reducir emisiones provenientes desde la generación eléctrica- y por ende, responsable del 76% de reducción de emisiones en el periodo 2020-2050.

Como todo ejercicio de planificación, el presente documento y sus proyecciones fueron desarrolladas considerando los supuestos que han sido expuestos en las secciones precedentes, los cuales serán revisados de forma continua en las actualizaciones que se realizarán regularmente. Asimismo, es necesario establecer un sistema de seguimiento de las medidas implementadas, de manera tal que la revisión permanente de escenarios y medidas, tome en consideración el impacto de la implementación de éstas y actualice las proyecciones según los progresos en el país.

En ese sentido, se debe seguir avanzando en el análisis y evaluación de políticas e instrumentos que permitan la implementación de las medidas. Entre los temas que debieran ser sensibilizados y evaluados en próximos ejercicios se encuentran:

1. Disponibilidad del recurso hídrico. El cambio climático está teniendo un efecto en la disponibilidad del recurso agua para sus distintos usos, en particular, para la generación de energía eléctrica. Sus proyecciones pueden afectar el desempeño de distintas medidas de mitigación. Se hace necesario evaluar, por ejemplo, el impacto en la demanda final de energía debido a escenarios de cambio climático que utiliza el IPCC en sus proyecciones. Estos escenarios que proyectan distintas alzas en temperatura podrían cambiar los escenarios proyectados de ciertas tecnologías.

2. Velocidad de retiro de centrales a carbón. Este punto es el resultado de negociaciones entre los sectores público y privado, que no involucran costos adicionales para el Estado. Se ha evidenciado que el retiro de centrales termoeléctricas a carbón es una medida clave y habilitante para la carbono neutralidad.
3. Niveles de penetración de medidas. Se presenta en particular, una penetración de electrificación motriz, calefacción eléctrica y electromovilidad, bastante alta dadas las condiciones actuales, se debe analizar la sensibilización de dichas medidas.
4. Demanda por electricidad. Una demanda creciente es importante para la introducción de nuevas tecnologías. Si la demanda no crece de forma acelerada, el recambio tecnológico puede sufrir un retraso que deberá ser evaluado. Es necesario abordar los efectos en la infraestructura de distribución, dado que se proyectan fuertes incrementos de electrificación a nivel de consumo residencial..
5. Considerando que Chile es actualmente un país de ingreso medio, con restricciones de acceso a cooperación internacional, el Artículo 6 del Acuerdo de París puede ser una vía relevante para obtener financiamiento climático que apoye las metas de descarbonización y carbono-neutralidad previstas. Por este motivo, se hace necesario profundizar en el análisis de la aplicación de diversos instrumentos de flexibilidad como los que define este artículo o que se promueven en el ámbito bilateral y regional (permisos de emisión transables, compensaciones, certificados de energías renovables y de eficiencia energética) y su impacto en reducir los costos de la carbono neutralidad en el país, en conjunto con los mecanismos que comenzarán a funcionar a nivel local con la introducción del sistema de compensación de emisiones bajo el Impuesto Verde y con las definiciones de la futura Ley Marco de Cambio Climático.

El trabajo desarrollado y presentado en este informe define la metodología que será aplicada en la proyección de consumo energético nacional y en el levantamiento de barreras y acciones habilitadoras que permitan conseguir la carbono neutralidad antes del año 2050. De esta manera, se desarrollará un informe anual con la proyección de consumo energético del país, el cual será un insumo para las actualizaciones anuales de la Planificación Energética de Largo Plazo, cuyo objetivo principal es proyectar la oferta y demanda energética y guiar la expansión de la transmisión eléctrica, según lo establecido en la Ley General de Servicios Eléctricos.

De manera regular se desarrollará un Plan de Carbono Neutralidad que congregará un trabajo multiactores para evaluar continuamente las medidas de mitigación de emisiones e impulsar acciones regulatorias que las apoyen en el beneficio de seguir un desarrollo sustentable para el país, y serán la base para el desarrollo de escenarios energéticos de largo plazo, construidos mediante procesos participativos.

Los análisis y proyecciones futuros deberán incluir las externalidades ambientales y sociales que conlleva la implementación de medidas de mitigación en los sectores de generación eléctrica, transporte y residencial, los cuales representan grandes beneficios en la salud de las personas y en el desarrollo de un entorno respetuoso del medio ambiente.

Para finalizar, la carbono neutralidad es una meta que va a requerir de grandes esfuerzos del sector energía, no solo en materia de mitigación de GEI, sino también de adaptación, de modo de aumentar su resiliencia para enfrentar los impactos del cambio climático y así asegurar un suministro de energía limpio, seguro y a precios asequibles. En los próximos análisis se deberá contar con cada vez mayor información que dé cuenta de la vulnerabilidad del sector, tanto de la generación como del transporte, además de análisis del comportamiento futuro de la demanda frente a escenarios de cambio climático, para así poder planificar la implementación de las medidas de adaptación necesarias.

7.1 Modelación de escenarios energéticos por medida

DESCRIPCIÓN		ESCENARIO DE REFERENCIA	ESCENARIO
Ámbito	Medida		
Retiro de Centrales	Energías renovables en reemplazo de centrales térmicas	Retiro de 2,500 MW al 2050	Retiro de 5,500 MW al 2040
Edificación Sostenible	Fomento a renovación energética de viviendas	OGUC	OGUC & 57% de casas (70% deptos.) calefaccionan con electricidad al 2050
	SST - residencial y público	Sin medidas asociadas	52% en usos de ACS en hogares y 10% en hospitales al 2050
	Generación distribuida	1278 GWh en Residencial al 2050 y 3633 GWh en Comercial	1.800 GWh en Residencial al 2050 y 5.657 GWh en Comercial
	RT viviendas vulnerables	Sin medidas asociadas	Reacondicionamiento a 20.000 viviendas al año
	MEPS nuevos	Sin medidas asociadas	MEPS de TV, Lavavajillas, Secadoras, Hornos Eléctricos y Microondas
	Calefacción eléctrica público y comercial	Sin medidas asociadas	Supermercados, multitieras y clínicas usan 84%, 76% y 48% al 2050, respectivamente.
	Geotermia	Sin medidas asociadas	35 GWh a nivel nacional, cifra que se mantiene hasta el año 2050
	Calefacción distrital	Sin medidas asociadas	0,2% en la matriz de consumo energético para el uso calefacción
Electro movilidad	Taxis 100% eléctricos	21% taxis colectivos a 2050	100% taxis colectivos a 2050
	Transporte público - RM	20% de buses en RM a 2050	100% de buses de transporte público urbano en Chile a 2040
	Transporte público - Regiones	0% de buses en regiones no RM a 2050	100% de buses de transporte público urbano en Chile a 2040
	Vehículos particulares 60%	21% vehículos particulares a 2050	58% vehículos particulares a 2050
	Vehículos comerciales 60%	21% vehículos particulares a 2050	58% vehículos particulares a 2050
	Cambio modal transporte	Sin medidas asociadas	Disminución de transporte privado motorizado por cambio a buses y bicicleta
Hidrógeno	Transporte de carga	Sin medidas asociadas	71% en transporte de carga a 2050
	Usos motrices en industria y minería	Sin medidas asociadas	12% en usos motrices en industria y minería a 2050
	Usos térmicos vía gasoductos	Sin medidas asociadas	7% en de hogares y 2% en industria a 2050
Industria Sostenible	SST Industria y minería	Sin medidas asociadas	10% de usos térmicos en Industria y 16% en minería de cobre
	Electrificación motriz - resto minería	Sin medidas asociadas	52% en minería (no cobre) a 2050
	Electrificación motriz - industria	Sin medidas asociadas	67% en industrias varias a 2050
	Electrificación motriz - comercial	Sin medidas asociadas	56% en sector comercial a 2050
	Electrificación motriz - minería cobre	Sin medidas asociadas	57% en minas de rajo a 2050 y 74% en subterráneas a 2050
	Generación biogás	Sin medidas asociadas	Rellenos sanitarios nuevos con centrales eléctricas.
	Electrificación térmica	Sin medidas asociadas	25% adicional en usos térmicos en industria y minería
	Sistemas de Gestión de Energía	Ahorro anual de 0,6% para todo el periodo	Ahorro anual escalonado (0,6% a 2,5%)
	MEPS Motores hasta 100HP	Sin medidas asociadas	Recambio de total de motores al 2030

7.2 Detalles de medidas de mitigación

A continuación, se presentan los softwares y/o la fuente a partir del cual se obtienen las medidas de mitigación del sector energía, su reducción de emisiones, y costo de abatimiento respectivo.

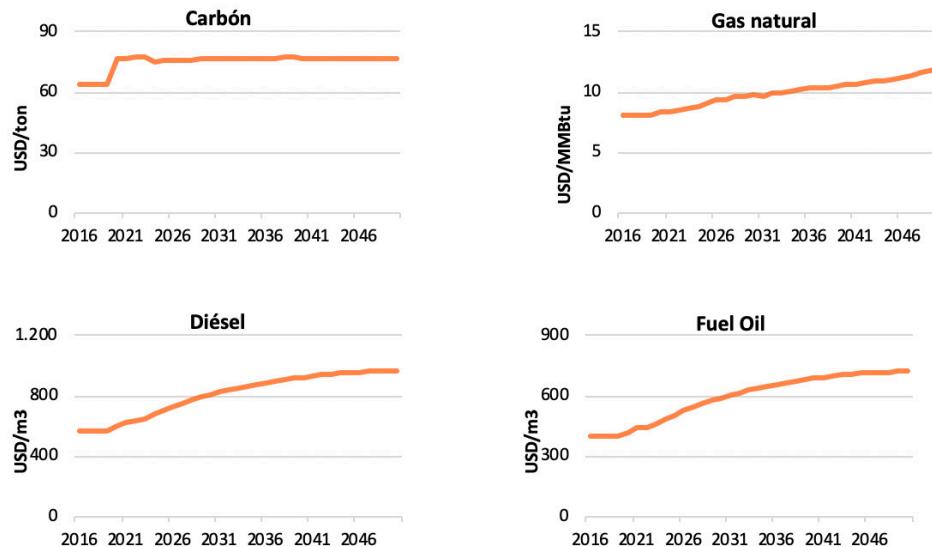
Descripción		Simulación				Reducción de Emisiones [MtCO ₂ e]				Costo de Abatimiento [USD/tCO ₂ e]
Ámbito	Medida	LEAP	AMEBA	GAMS	MAPS	Año 2030	Periodo 2020-2030	Año 2050	Periodo 2020-2050	
Industria sostenible	Electrificación motriz - resto minería	x	x			0,3	1,4	1,5	20,9	-114
	Electrificación motriz - industria	x	x			0,6	3,1	1,8	28,5	-97
	SST Industria y minería	x				1,3	7,6	3,7	59,8	-70
	Electrificación motriz - minería cobre	x	x			0,7	4,6	3,0	43,3	-58
	Electrificación motriz - comercial	x				0,1	0,3	2,3	21,4	-32
	Generación biogás			x		0,3	2,9	0,7	14,2	0
	Electrificación térmica	x				0,4	1,7	2,6	31,2	75
Hidrógeno verde	Usos motrices	x	x			0,8	0,1	9,1	112,8	-52
	Verde	x	x			1,2	1,4	6,1	83,8	-50
	Usos térmicos vía gasoductos	x	x			-0,1	-0,7	0,3	2,5	188
Electro movilidad	Cambio modal transporte	x				0,1	0,9	0,1	3,7	-208
	movilidad	x	x			0,5	3,0	1,6	24,4	-152
	Vehículos comerciales	x	x			0,0	1,3	3,6	44,3	-66
	Transporte público RM	x	x			0,4	0,7	1,1	20,0	-38
	Transporte público regiones	x	x			0,4	1,9	3,3	46,4	134
	Vehículos livianos	x	x			0,0	0,0	2,2	16,1	297
Edificación sostenible	Generación distribuida	x				0,2	0,9	0,2	4,9	-385
	Renovación energética de viviendas	x	x			1,5	9,2	7,5	93,5	-78
	SST Residencial y público	x				0,7	3,9	2,4	36,2	-65
	Calefacción eléctrica público comercial	x	x			0,0	-0,1	0,7	5,6	-52
	Geotermia	x				0,0	0,0	0,0	0,3	-17
	RT Viviendas vulnerables	x				0,1	0,7	0,5	6,2	124
	Calefacción distrital	x				0,0	0,0	0,0	0,1	315
Retiro de centrales	Cierre de centrales a carbón	x	x			2,3	10,7	7,5	112,5	8
Eficiencia energética	Ley eficiencia energética - SGE 2,5%	x	x			0,1	1,3	2,5	29,8	-126
	Energética			x		0,7	6,5	0,4	20,8	-111
	MEPS Nuevos	x				0,1	0,6	0,1	2,0	292

NOTAS: SST: Sistemas solares térmicos. RT: reacondicionamiento térmico. MEPS: Estándares mínimos de eficiencia energética.

Costo de abatimiento considera tasa de descuento del 6%.

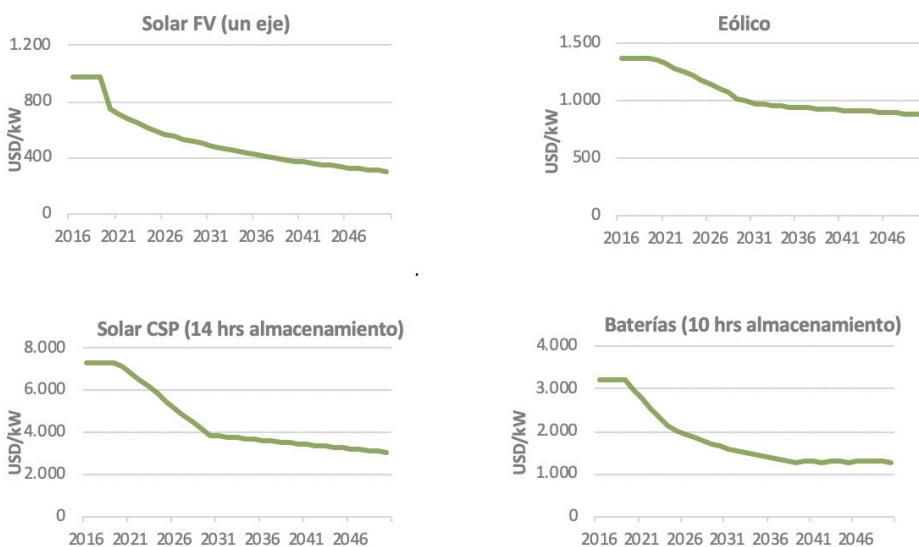
7.3 Costo de Combustibles Fósiles

Las proyecciones de los precios de combustibles fueron construidas en base a proyecciones internacionales de diversas fuentes, entre las que se encuentran Energy Information Agency, World Bank, Bloomberg New Energy Finance y McDaniel & Associates Consultants Ltda. En esta oportunidad, esta proyección corresponde a la tendencia alta de costos de combustible utilizados en dos (2) escenarios de la PELP 2019, coincidentes con la tendencia de demanda alta de energía.



7.4 Costo de Tecnologías de Generación Eléctrica

Las proyecciones de los costos de inversión de tecnologías de generación y almacenamiento, fueron construidas en base a proyecciones internacionales de diversas fuentes, entre las que se encuentran NREL, BNEF e IRENA.



7.5 Fichas de Industria Sostenible

NOMBRE	Electrificación de procesos motrices en sector minas varias	
SUBSECTOR	Industria y Minería	
FUENTE	División de Prospectiva y Análisis de Impacto Regulatorio (DPAIR) del Ministerio de Energía	
DESCRIPCIÓN GENERAL	Esta medida considera la electrificación de usos motrices en minas varias (actividades mineras, excluida la minería de cobre), reemplazando del uso de combustibles fósiles por el uso de electricidad. Por usos motrices se consideran todos los procesos que utilizan tecnologías que involucren fuerzas mecánicas, fijas o móviles; concepto que considera actividades de molienda, transporte de carga al interior de las faenas y maquinarias específicas asociadas a operaciones mineras, tales como retroexcavadoras, palas mecánicas, rastrillos, etc.	
MODELACIÓN		
Principales Supuestos	Esta medida consideró un incremento de la participación de 20%, 30% y 40% en la participación de la electrificación en usos motrices de minas varias para los años 2020, 2030 y 2040 respectivamente. Específicamente, se consideró la electrificación de 5.840 GWh al 2050 equivalente al 52% del consumo energético total para usos motrices en Minería Varias (68% en minería del hierro, 34% minería del salitre). La medida consideró los subsectores del Balance Nacional de Energía para minería, por lo tanto, no consideró la minería del litio, la cual es una tecnología en desarrollo. Se asume que su desarrollo será cero emisiones o emisiones netas.	
Elementos de Costos	Se consideró un costo de inversión promedio de 1.000 USD/kW instalado, tomando en cuenta un funcionamiento de 80% de las horas del año. Además, se consideró una proyección optimista de costos de inversión en tecnologías de generación renovable y se utilizó una proyección de precios de combustibles (diésel, carbón y gas natural) del escenario "alto" PELP, basada en proyecciones de precios del National Renewable Energy Laboratory (NREL), Bloomberg New Energy Finance, IEA, entre otros.	
Referencias	Antti, L., Jussi, S., Jenni P., Kari, T., Teemu, L., Panu, S. (2016) "Electric and hybrid electric non-road mobile machinery - present situation and future trends". World Electric Vehicle Journal Vol. 8 - ISSN. Jadun, P. Colin McMillan, Daniel Steinberg, Matteo Muratori, Laura Vimmerstedt, and Trieu Mai (2017) "Electrification Futures Study: End-Use Electric Technology Cost and Performance Projections through 2050", National Renewable Energy Laboratory (NREL). MEN (2019) "Actualización de la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP)", Ministerio de Energía.	
REDUCCIÓN DE EMISIONES		
	Año 2030	Año 2050
Reducción de emisiones (MtCO ₂ e)	0,3	1,5
Reducción de emisiones acumuladas desde el 2020 (MtCO ₂ e)	1,4	20,9
EVALUACIÓN DE COSTOS (PERÍODO 2020-2050)		
	Sin Tasa	Tasa 6%
CAPEX (MM USD)	903	327
OPEX (MM USD)	-9.516	-2.708
Costo total (MM USD)	-8.612	-2.381
Costo de abatimiento (USD/tCO ₂ e)	-413	-114

NOMBRE	Electrificación de usos motrices en industrias varias	
SUBSECTOR	Industria y Minería	
FUENTE	División de Prospectiva y Análisis de Impacto Regulatorio (DPAIR) del Ministerio de Energía	
DESCRIPCIÓN GENERAL	Esta medida considera la electrificación de usos motrices en industrias varias, reemplazando del uso de combustibles fósiles por el uso de electricidad. Por usos motrices se consideran todos los procesos que utilizan tecnologías que involucren fuerzas mecánicas, fijas o móviles; concepto que considera actividades de molienda, transporte de carga al interior de los establecimientos y maquinarias específicas tales como motores, grúas, entre otros.	
MODELACIÓN		
Principales Supuestos	Esta medida consideró un incremento de la participación de 10%, 20% y 30% en la participación de la electrificación en usos motrices de industrias varias para los años 2020, 2030 y 2040 respectivamente. Específicamente para el segmento de industrias varias (agroindustria, construcción, manufactura de madera, entre otros) se consideró la electrificación de 15.860 GWh para usos motrices al año 2050, equivalente al 67% del consumo energético y para otras industrias, como papel y celulosa, cemento y siderurgia se proyectó un 90% de electrificación en los usos motrices para el 2050.	
Elementos de Costos	Se consideró un costo de inversión promedio de 280 USD/kW, tomando en cuenta un funcionamiento del 66% de las horas del año. Además, se consideró una proyección optimista de costos de inversión en tecnologías de generación renovable y se utilizó una proyección de precios de combustibles (diésel, carbón y gas natural) del escenario "alto" de la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP), basada en proyecciones de precios del National Renewable Energy Laboratory (NREL), Bloomberg New Energy Finance, IEA, entre otros.	
Referencias	Antti, L., Jussi, S., Jenni P., Kari, T., Teemu, L., Panu, S. (2016) "Electric and hybrid electric non-road mobile machinery – present situation and future trends". World Electric Vehicle Journal Vol. 8 – ISSN Jadun, P., Colin McMillan, Daniel Steinberg, Matteo Muratori, Laura Vimmerstedt, and Trieu Mai (2017) "Electrification Futures Study: End-Use Electric Technology Cost and Performance Projections through 2050", National Renewable Energy Laboratory (NREL). MEN (2019) "Actualización de la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP)", Ministerio de Energía.	
REDUCCIÓN DE EMISIones		
	Año 2030	Año 2050
Reducción de emisiones (MtCO ₂ e)	0,6	1,8
Reducción de emisiones acumuladas desde el 2020 (MtCO ₂ e)	3,1	28,5
EVALUACIÓN DE COSTOS (PERÍODO 2020-2050)		
	Sin Tasa	Tasa 6%
CAPEX (MM USD)	401	224
OPEX (MM USD)	-9.433	-2.979
Costo total (MM USD)	-9.033	-2.754
Costo de abatimiento (USD/tCO ₂ e)	-317	-96,7

NOMBRE	Sistemas Solares Térmicos- Industria y minería	
SUBSECTOR	Industria y Minería	
FUENTE	División Ambiental y Cambio Climático (DACC), División de Prospectiva y Análisis de Impacto Regulatorio (DPAIR) y División Energías Sostenibles (DES) del Ministerio de Energía	
DESCRIPCIÓN GENERAL	Esta medida tiene como objetivo el aprovechamiento del recurso solar para procesos térmicos y/o de generación de calor/vapor tales como calefacción, calentamiento de fluidos, secado, entre otros.	
MODELACIÓN		
Principales Supuestos	En esta medida se proyectó el reemplazo paulatino de tecnologías en base a combustibles fósiles por energía solar térmica a partir del año 2026, alcanzando una participación del 10% al 2050 en industrias varias y una participación del 16% en procesos de minería de cobre.	
Elementos de Costos	Se tomaron como base los costos del proyecto MAPS Fase 2, ajustados en base a la actividad calculada por sector. Se consideró que las inversiones serían tempranas, a partir del 2020, tendiendo a disminuir la inversión en estos sistemas al final del periodo. Los ahorros, al ser acumulativos, van incrementando hasta aumentar a casi 5 veces el ahorro que se tenía en el año 2020.	
Referencias	MAPS Chile (2014) "Opciones de mitigación para enfrentar el cambio climático: resultados de Fase 2. Ministerio del Medio Ambiente", Ministerio del Medio Ambiente.	
REDUCCIÓN DE EMISIones		
	Año 2030	Año 2050
Reducción de emisiones (MtCO ₂ e)	1,3	3,7
Reducción de emisiones acumuladas desde el 2020 (MtCO ₂ e)	7,6	59,8
EVALUACIÓN DE COSTOS (PERÍODO 2020-2050)		
	Sin Tasa	Tasa 6%
CAPEX (MM USD)	628	350
OPEX (MM USD)	-12.722	-4.529
Costo total (MM USD)	-12.094	-4.178
Costo de abatimiento (USD/tCO ₂ e)	-202	-69,8

NOMBRE	Electrificación de usos motrices en el sector minería del cobre	
SUBSECTOR	Industria y Minería	
FUENTE	División de Prospectiva y Análisis de Impacto Regulatorio (DPAIR) del Ministerio de Energía	
DESCRIPCIÓN GENERAL	Esta medida considera la electrificación de usos motrices en el segmento de minería del cobre, reemplazando del uso de combustibles fósiles por el uso de electricidad. Por usos motrices se consideran todos los procesos que utilizan tecnologías que involucren fuerzas mecánicas, fijas o móviles; concepto que considera actividades de molienda, transporte de carga al interior de las faenas y maquinarias específicas asociadas a operaciones mineras, tales como retroexcavadoras, palas mecánicas, rastrillos, etc.	
MODELACIÓN		
Principales Supuestos	Para calcular el impacto de la medida se utilizó como base el escenario de referencia 2016 que resulta del software LEAP, y se identificaron procesos motrices en la minería del cobre, tanto a rajo abierto como subterránea, que corresponde principalmente a la demanda energética de motores. Específicamente para la minería a rajo abierto se consideró la electrificación de 4.300 GWh de usos motrices al año 2050, lo que equivale al 57% del consumo energético y para la minería subterránea se consideró la electrificación de 400 GWh, equivalente al 74% del consumo energético.	
Elementos de Costos	Se consideró un costo de inversión promedio de 370 USD/kW instalado, tomando en cuenta un funcionamiento del 80% de las horas del año. Además, se consideró una proyección optimista de costos de inversión en tecnologías de generación renovable y se utilizó una proyección de precios de combustibles (diésel, carbón y gas natural) del escenario "alto" de la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP), basada en proyecciones de precios del National Renewable Energy Laboratory (NREL), Bloomberg New Energy Finance, IEA, entre otros.	
Referencias	Antti, L., Jussi, S., Jenni P., Kari, T., Teemu, L., Panu, S. (2016) "Electric and hybrid electric non-road mobile machinery - present situation and future trends". World Electric Vehicle Journal Vol. 8 - ISSN Jadun, P., Colin McMillan, Daniel Steinberg, Matteo Muratori, Laura Vimmerstedt, and Trieu Mai (2017) "Electrification Futures Study: End-Use Electric Technology Cost and Performance Projections through 2050", National Renewable Energy Laboratory (NREL). MEN (2019) "Actualización de la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP)", Ministerio de Energía.	
REDUCCIÓN DE EMISIÓNES		
	Año 2030	Año 2050
Reducción de emisiones (MtCO ₂ e)	0,7	3,0
Reducción de emisiones acumuladas desde el 2020 (MtCO ₂ e)	4,6	43,3
EVALUACIÓN DE COSTOS (PERÍODO 2020-2050)		
	Sin Tasa	Tasa 6%
CAPEX (MM USD)	1.010	406
OPEX (MM USD)	-9.658	-2.897
Costo total (MM USD)	-8.648	-2.491
Costo de abatimiento (USD/tCO ₂ e)	-200	-58

NOMBRE	Electrificación de usos motrices en el sector comercial		
SUBSECTOR	Comercial		
FUENTE	División de Prospectiva y Análisis de Impacto Regulatorio (DPAIR) del Ministerio de Energía.		
DESCRIPCIÓN GENERAL	Esta medida considera la electrificación de usos motrices en el sector comercial, reemplazando el uso de diésel por el uso de electricidad. Por usos motrices se consideran todos los procesos que utilizan tecnología que involucren fuerzas mecánicas, fijas o móviles; concepto que, en este segmento, considera principalmente actividades de transporte de carga al interior de los establecimientos.		
MODELACIÓN			
Principales Supuestos	Se consideró que al año 2050, la electricidad participa del 56% del consumo energético del sector comercial (excluidos bancos, supermercados, multi tiendas, clínicas).		
Elementos de Costos	Se consideró un costo de inversión promedio de maquinaria de 415 USD/kW, tomando en cuenta un funcionamiento del 40% de las horas del año. Además, se consideró una proyección optimista de costos de inversión en tecnologías de generación renovable y se utilizó una proyección de precios de combustibles (diésel, carbón y gas natural) del escenario "alto" de la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP). Finalmente se consideró una proyección optimista de costos de inversión en tecnologías de generación renovable y se utilizó una proyección de precios de combustibles (diésel, carbón y gas natural) del escenario "alto" PELP, basada en proyecciones de precios del National Renewable Energy Laboratory (NREL), Bloomberg New Energy Finance, IEA, entre otros...		
Referencias	Antti, L., Jussi, S., Jenni P., Kari, T., Teemu, L., Panu, S. (2016) "Electric and hybrid electric non-road mobile machinery - present situation and future trends". World Electric Vehicle Journal Vol. 8 - ISSN. Jadun, P., Colin McMillan, Daniel Steinberg, Matteo Muratori, Laura Vimmerstedt, and Trieu Mai (2017) "Electrification Futures Study: End-Use Electric Technology Cost and Performance Projections through 2050", National Renewable Energy Laboratory (NREL). MEN (2019) "Actualización de la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP)", Ministerio de Energía.		
REDUCCIÓN DE EMISIones			
	Año 2030		Año 2050
Reducción de emisiones (MtCO ₂ e)	0,1		2,3
Reducción de emisiones acumuladas desde el 2020 (MtCO ₂ e)	0,3		21,4
EVALUACIÓN DE COSTOS (PERÍODO 2020-2050)			
	Sin Tasa		Tasa 6%
CAPEX (MM USD)	3.300		1.034
OPEX (MM USD)	-7.091		-1.719
Costo total (MM USD)	-3.790		-685
Costo de abatimiento (USD/tCO ₂ e)	-177		-32

NOMBRE	Generación biogás	
SUBSECTOR	Energía	
FUENTE	Mitigation Actions Plans and Scenarios: "Opciones de mitigación para enfrentar el cambio climático: resultados de Fase 2. Ministerio del Medio Ambiente"	
DESCRIPCIÓN GENERAL	La presente medida propone que en rellenos sanitarios nuevos se incremente el porcentaje de captura de biogás y se instalen centrales eléctricas.	
MODELACIÓN		
Principales Supuestos	Para esta medida se consideraron los supuestos utilizados de la medida de MAPS fase 2. Específicamente, esta medida consideró una entrada paulatina de proyectos de generación en nuevos rellenos sanitarios que cumplen la condición de captura mínima de biogás (metano) necesaria para tener 1 MW de potencia instalada, equivalente aproximadamente a 2.283 tCH4/año). La generación eléctrica equivalente considerada fue de 2,5 kWh por m3 de biogás combustionado (o 3,8 MWh/ton metano) considerando una eficiencia de conversión eléctrica del 38%.	
Elementos de Costos	Se tomaron como base los costos del proyecto MAPS Fase 2, ajustados en base a la actividad calculada por sector. Específicamente, esta medida consideró un costo de inversión por sistema de captura de 1.200 USD/tCH4 y un costo de operación y mantenimiento anual cercano a los \$240 USD/tCH4 . Para generación de energía se consideró un costo de inversión de 1.700 USD/kW y un costo de operación de 180 USD/MWh, además de un costo de inversión para transmisión y conexión a la red cercano a 285.000 USD/km.	
Referencias	MAPS Chile (2014) "Opciones de mitigación para enfrentar el cambio climático: resultados de Fase 2. Ministerio del Medio Ambiente", Ministerio del Medio Ambiente.	
REDUCCIÓN DE EMISIONES		
	Año 2030	Año 2050
Reducción de emisiones (MtCO ₂ e)	0,3	0,7
Reducción de emisiones acumuladas desde el 2020 (MtCO ₂ e)	2,9	14,2
EVALUACIÓN DE COSTOS (PERÍODO 2020-2050)		
	Sin Tasa	Tasa 6%
CAPEX (MM USD)	106	37,9
OPEX (MM USD)	-89	-31,0
Costo total (MM USD)	17	6,9
Costo de abatimiento (USD/tCO ₂ e)	1,2	0,5

NOMBRE	Electrificación térmica	
SUBSECTOR	Industria y Minería	
FUENTE	División Ambiental y Cambio Climático (DACC)	
DESCRIPCIÓN GENERAL	Esta medida tiene el objetivo de reemplazar el uso de combustibles altos emisiones en los procesos térmicos incluyendo calderas y hornos del sector industrial y minero por electricidad de la red.	
MODELACIÓN		
Principales Supuestos	Se consideró que la electrificación de procesos térmicos en la industria y minería, alcanza una penetración adicional de 25% al año 2050, respecto al escenario referencial.	
Elementos de Costos	Se utilizó un costo de inversión promedio de 0,5 USD/kWh requerido. Además, se consideró una proyección optimista de costos de inversión en tecnologías de generación renovable y se utilizó una proyección de precios de combustibles (diésel, carbón y gas natural) del escenario "alto" PELP, basada en proyecciones de precios del National Renewable Energy Laboratory (NREL), Bloomberg New Energy Finance, IEA, entre otros..	
Referencias	Andrei, Horia & Cepisca, Costin & Grigorescu, Sorin. (2011). Power Quality and Electrical Arc Furnaces. 10.5772/15996. IEA ETSAP (2010) Iron and Steel. Technology Brief I02.	
REDUCCIÓN DE EMISIONES		
	Año 2030	Año 2050
Reducción de emisiones (MtCO ₂ e)	0,4	2,6
Reducción de emisiones acumuladas desde el 2020 (MtCO ₂ e)	1,7	31,2
EVALUACIÓN DE COSTOS (PERÍODO 2020-2050)		
	Sin Tasa	Tasa 6%
CAPEX (MM USD)	6.629	2.402
OPEX (MM USD)	-155	-50
Costo total (MM USD)	6.474	2.352
Costo de abatimiento (USD/tCO ₂ e)	207	75

7.6 Fichas de Hidrógeno Verde

NOMBRE	Hidrógeno Verde – Usos motrices	
SUBSECTOR	Industria y Minería	
FUENTE	División Ambiental y Cambio Climático (DACC), División de Prospectiva y Análisis de Impacto Regulatorio (DPAIR)	
DESCRIPCIÓN GENERAL	Esta medida considera el reemplazo del uso de diésel por hidrógeno verde en usos motrices de la minería e industria nacional. Por usos motrices se consideran todos los procesos que utilizan tecnologías que involucren fuerzas mecánicas, fijas o móviles.	
MODELACIÓN		
Principales Supuestos	Para esta medida se consideró el reemplazo de hasta un 37%, 12% y 8% de la energía utilizada para fines motrices en los sectores de cobre de mina rajo, industrias varias y cobre de mina subterránea respectivamente, al 2050. Se consideró la producción de hidrógeno a través del proceso de electrólisis, cuyos insumos son electricidad y agua. Se consideró que las plantas electrolizadoras se conectan al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y tienen contratos de suministro de energía eléctrica renovable, lo que implica que la producción de hidrógeno no generará emisiones de gases de efecto invernadero o son despreciables	
Elementos de Costos	Para esta medida se consideraron los costos de inversión y operación de la infraestructura y maquinaria necesaria, como vehículos de celda de combustible y electrolizadores, además del costo de producción de agua a través de plantas desaladoras. Específicamente, se consideró un precio por vehículos de celda de combustible de hidrógeno de 930 USD/kW al año 2022, el cual disminuye gradualmente hasta llegar a 200 USD/kW al 2050, mientras que para los vehículos diésel se consideró un precio estable de 415 USD/kW para todo el periodo de análisis. Para los electrificadores de hidrógeno se utilizó un precio de 925 USD/kW al año 2022, el cual disminuye a 450 USD/kW el 2040, manteniéndose estable hasta el 2050. Además, se consideró un costo nivelado de desalación de agua de 1.000 USD/m ³ . Se estimó una eficiencia del 14% para motores diésel, 43% para celdas de combustible y 73% para plantas de electrólisis. Además, se tomó en cuenta que la maquinaria en minería/industria al año acumula 7.000 horas de uso. Finalmente, se consideró una proyección optimista de costos de inversión en tecnologías de hidrógeno y generación renovable y se utilizó una proyección de precios de combustibles (diésel, carbón y gas natural) del escenario “alto” PELP, basada en proyecciones de precios del National Renewable Energy Laboratory (NREL), Bloomberg New Energy Finance, IEA, entre otros.	
Referencias	Bruce S, Temminghoff M, Hayward J, Schmidt E, Munnings C, Palfreyman D, Hartley P (2018) National Hydrogen Roadmap. CSIRO, Australia. CORFO (2019) "Construcción de una Estrategia para el desarrollo del mercado de hidrógeno verde en Chile a través de Acuerdos Público Privados", Corporación de Fomento de la Producción. IEA (2015). Technology Roadmap: Hydrogen and Fuel Cells. Tractebel, Hinicio (2017) "Study on early business cases for H ₂ in energy storage and more broadly power to H ₂ applications". Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking (FCH-JU).	
REDUCCIÓN DE EMISIONES		
	Año 2030	Año 2050
Reducción de emisiones (MtCO ₂ e)	0,8	9,1
Reducción de emisiones acumuladas desde el 2020 (MtCO ₂ e)	0,1	112,8
EVALUACIÓN DE COSTOS (PERÍODO 2020-2050)		
	Sin Tasa	Tasa 6%
CAPEX (MM USD)	12.666	4.702
OPEX (MM USD)	-39.025	-10.535
Costo total (MM USD)	-26.360	-5.833
Costo de abatimiento (USD/tCO ₂ e)	-234	- 52

NOMBRE	Hidrógeno Verde - Transporte de carga	
SUBSECTOR	Transporte	
FUENTE	División Ambiental y Cambio Climático (DACC), División de Prospectiva y Análisis de Impacto Regulatorio (DPAIR)	
DESCRIPCIÓN GENERAL	Esta medida considera el reemplazo del uso de diésel por hidrógeno verde en vehículos de transporte de carga a nivel nacional.	
MODELACIÓN		
Principales Supuestos	El uso de hidrógeno verde en la industria del transporte de carga se calculó tomando en cuenta una participación del 85% del parque de vehículos con capacidad el transporte de carga terrestre. Se consideró que las plantas electrolizadoras se conectan al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y tienen contratos de suministro de energía eléctrica renovable, lo que implica que la producción de hidrógeno no generará emisiones de efecto invernadero o estas son despreciables.	
Elementos de Costos	Para esta medida se consideraron los costos de inversión y operación de la infraestructura y maquinaria necesaria, como plantas electrolizadoras, maquinaria diésel, maquinaria a hidrógeno, además del costo de producción de agua a través de plantas desaladoras. Específicamente, se consideró un precio por vehículos de celda de combustible de hidrógeno de 930 USD/kW al año 2022, el cual disminuye gradualmente hasta llegar a 200 USD/kW al 2050, mientras que para los vehículos diésel se consideró un precio estable de 415 USD/kW para todo el periodo de análisis hasta el 2050. Para los electrificadores de hidrógeno, se consideró un precio de 925 USD/kW al año 2022, el cual disminuye a 450 USD/kW el 2040, manteniéndose estable hasta el 2050. Además, se utilizó un costo nivelado de desalación de agua de 1.000 USD/m ³ y la instalación progresiva de estaciones de hidrógeno ("hidrolineras") a un costo individual 1 MMUSD hasta alcanzar 550 en el año 2050. Para las eficiencias de los equipos prioritarios se estimaron los siguientes valores: 14% para motor diésel y 43% para celda de combustible. Para las plantas electrolizadoras se tomó en cuenta un factor del 90%. Además, se consideró que el transporte de carga al año acumula 4.380 horas de funcionamiento. Finalmente se consideró una proyección optimista de costos de inversión en tecnologías de hidrógeno y generación renovable y se utilizó una proyección de precios de combustibles (diésel, carbón y gas natural) del escenario "alto" PELP, basada en proyecciones de precios del National Renewable Energy Laboratory (NREL), Bloomberg New Energy Finance, IEA, entre otros.	
Referencias	Bruce S, Temminghoff M, Hayward J, Schmidt E, Munnings C, Palfreyman D, Hartley P (2018) National Hydrogen Roadmap. CSIRO, Australia. CORFO (2019) "Construcción de una Estrategia para el desarrollo del mercado de hidrógeno verde en Chile a través de Acuerdos Público Privados", Corporación de Fomento de la Producción. IEA (2015). Technology Roadmap: Hydrogen and Fuel Cells. Tractebel, Hinicio (2017) "Study on early business cases for H ₂ in energy storage and more broadly power to H ₂ applications". Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking (FCH-JU).	
REDUCCIÓN DE EMISIONES		
	Año 2030	Año 2050
Reducción de emisiones (MtCO ₂ e)	1,2	6,1
Reducción de emisiones acumuladas desde el 2020 (MtCO ₂ e)	1,4	83,8
EVALUACIÓN DE COSTOS (PERÍODO 2020-2050)		
	Sin Tasa	Tasa 6%
CAPEX (MM USD)	10.188	3.943
OPEX (MM USD)	-28.830	-8.116
Costo total (MM USD)	-18.642,7	-4.172,4
Costo de abatimiento (USD/tCO ₂ e)	-222	-50

NOMBRE	Hidrógeno Verde- Gasoductos	
SUBSECTOR	Comercial, público y residencial	
FUENTE	División Ambiental y Cambio Climático (DACC), División de Prospectiva y Análisis de Impacto Regulatorio (DPAIR)	
DESCRIPCIÓN GENERAL	Esta medida considera el uso de hidrógeno para uso en agua caliente sanitaria a nivel residencial, transportado a través de gasoductos.	
MODELACIÓN		
Principales Supuestos	<p>Esta medida consideró una participación de un 7% de hidrógeno verde en la matriz de gas transportada a través de gasoductos para uso térmico a nivel residencial, principalmente para la generación de agua caliente sanitaria (ACS). El hidrógeno verde reemplaza parcialmente el consumo de Gas Natural (GN).</p> <p>Se consideró la producción de hidrógeno a través del proceso de electrólisis, cuyos insumos son electricidad y agua. Se consideró que las plantas electrolizadoras se conectan al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y tienen contratos de suministro de energía eléctrica renovable, lo que implica que la producción de hidrógeno no generará emisiones de gases de efecto invernadero o éstas son despreciables.</p>	
Elementos de Costos	<p>Para esta medida se consideraron costos de inversión y operación de la infraestructura y maquinaria necesaria, como plantas electrolizadoras y gaseoductos, además del costo de producción de agua a través de plantas desaladoras.</p> <p>Específicamente, se utilizó un precio para los electrólizadores de hidrógeno de 925 USD/kW al año 2022, el cual disminuye a 450 USD/kW el 2040, manteniéndose estable hasta el 2050. Además se consideró un costo nivelado de desalación de agua de 1.000 USD/m³.</p> <p>Finalmente, se consideró una proyección optimista de costos de inversión en tecnologías de hidrógeno y generación renovable y se utilizó una proyección de precios de combustibles (diésel, carbón y gas natural) del escenario "alto" PELP, basada en proyecciones de precios del NREL, Bloomberg New Energy Finance, IEA, entre otros.</p>	
Referencias	<p>Bruce S, Temminghoff M, Hayward J, Schmidt E, Munnings C, Palfreyman D, Hartley P (2018) National Hydrogen Roadmap. CSIRO, Australia.</p> <p>CORFO (2019) "Construcción de una Estrategia para el desarrollo del mercado de hidrógeno verde en Chile a través de Acuerdos Público Privados", Corporación de Fomento de la Producción.</p> <p>Tractebel, Hinicio (2017) "Study on early business cases for H₂ in energy storage and more broadly power to H₂ applications". Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking (FCH-JU).</p>	
REDUCCIÓN DE EMISIONES		
	Año 2030	Año 2050
Reducción de emisiones (MtCO ₂ e)	-0,1	0,3
Reducción de emisiones acumuladas desde el 2020 (MtCO ₂ e)	-0,7	2,5
EVALUACIÓN DE COSTOS (PERÍODO 2020-2050)		
	Sin Tasa	Tasa 6%
CAPEX (MM USD)	1.622	591
OPEX (MM USD)	-541	-116
Costo total (MM USD)	1.082	475
Costo de abatimiento (USD/tCO ₂ e)	428	188

7.7 Fichas de Electromovilidad

NOMBRE	Cambio Modal Transporte	
SUBSECTOR	Transporte	
FUENTE	División de Prospectiva y Análisis de Impacto Regulatorio (DPAIR) del Ministerio de Energía en base a los supuestos del proyecto MAPS Fase 2	
DESCRIPCIÓN GENERAL	Esta medida considera la operación de un programa de cambio modal de manera de lograr la disminución del uso de transporte privado motorizado, con el objetivo de fomentar el uso de bicicletas y transporte público (específicamente buses).	
MODELACIÓN		
Principales Supuestos	La medida consideró que el programa de cambio modal se inicia el año 2020 y finaliza el 2025, proyectando una disminución anual de 0,2% de la participación modal asignada a transporte particular privado motorizado, la que es distribuida en promedio en un 40% en el modo bicicleta y 60% en modo buses.	
Elementos de Costos	La medida contempló la intervención de 1.000 km de vías en todo el país para la construcción de ciclovías y otros proyectos complementarios (como estacionamientos, bicicletas públicas, señalización especial, entre otros), con un costo de inversión total de \$72.000 millones y un costo de mantención de \$ 24.000 millones cada 5 años.	
Referencias	MAPS Chile (2014) "Opciones de mitigación para enfrentar el cambio climático: resultados de Fase 2. Ministerio del Medio Ambiente", Ministerio del Medio Ambiente.	
REDUCCIÓN DE EMISIONES		
	Año 2030	Año 2050
Reducción de emisiones (MtCO ₂ e)	0,1	0,1
Reducción de emisiones acumuladas desde el 2020 (MtCO ₂ e)	0,9	3,7
EVALUACIÓN DE COSTOS (PERÍODO 2020-2050)		
	Sin Tasa	Tasa 6%
CAPEX (MM USD)	298	179
OPEX (MM USD)	-2.276	-937
Costo total (MM USD)	-1.978	-758
Costo de abatimiento (USD/tCO ₂ e)	-542	-208

NOMBRE	100% taxis eléctricos al 2050	
SUBSECTOR	Transporte	
FUENTE	División de Prospectiva y Análisis de Impacto Regulatorio (DPAIR) del Ministerio de Energía.	
DESCRIPCIÓN GENERAL	Esta medida considera una penetración del 100% de taxis eléctricos al 2050 a nivel nacional.	
MODELACIÓN		
Principales Supuestos	<p>En el escenario de referencia, se consideró una penetración de un 21% de taxis eléctricos al 2050 (15% a batería y 6% híbrido enchufable). En el escenario de carbono-neutralidad se consideró una penetración del 100% de taxis eléctricos al 2050. En ambos escenarios se utilizó una tasa de retiro de vehículos antiguos del 2% anual constante.</p> <p>Adicionalmente, se consideró el parque vehicular existente al 2017 reportado por el Instituto Nacional de Estadísticas (INE).</p>	
Elementos de Costos	<p>Para el cálculo de inversiones, se consideraron los siguientes precios de vehículos para el 2020: 40.600 USD por vehículo a batería, 43.600 USD por vehículo híbrido enchufable y 27.600 USD por vehículo de motor de combustión interna. Para el 2050, se consideraron los siguientes precios: 39.100 USD por vehículo híbrido enchufable, 32.100 USD vehículo a batería y 27.800 USD por vehículo de motor de combustión interna. Adicionalmente, se consideraron costos fijos de inversión de 3.100 USD por electrolineras de carga lenta y 40.000 USD por electrolineras de carga rápida.</p> <p>Se consideró una proyección optimista de costos de inversión en tecnologías de generación renovable y se utilizó una proyección de precios de combustibles (diésel, carbón y gas natural) del escenario "alto" de la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP), basada en proyecciones de precios del National Renewable Energy Laboratory (NREL), Bloomberg New Energy Finance (BNEF), International Energy Agency (IEA), principalmente.</p>	
Referencias	MEN, MTT y MMA (2017). "Estrategia Nacional de Electromovilidad", Ministerio de Energía, Ministerio de Transporte y Telecomunicaciones y Ministerio del Medio Ambiente.	
REDUCCIÓN DE EMISIÓNES		
	Año 2030	Año 2050
Reducción de emisiones (MtCO ₂ e)	0,5	1,6
Reducción de emisiones acumuladas desde el 2020 (MtCO ₂ e)	3,0	24,4
EVALUACIÓN DE COSTOS (PERÍODO 2020-2050)		
	Sin Tasa	Tasa 6%
CAPEX (MM USD)	4.348	1.624
OPEX (MM USD)	-16.002	-5.339
Costo total (MM USD)	-11.654	- 3.715
Costo de abatimiento (USD/tCO ₂ e)	-478	-153

NOMBRE	Electromovilidad - particular mediano 60%
SUBSECTOR	Transporte
FUENTE	División de Prospectiva y Análisis de Impacto Regulatorio (DPAIR) del Ministerio de Energía
DESCRIPCIÓN GENERAL	Esta medida considera la penetración del 60% de vehículos particulares medianos eléctricos al 2050.
MODELACIÓN	
Principales Supuestos	<p>En el escenario de referencia, se consideró una penetración de un 21% de vehículos particulares medianos al 2050 (15% a batería y 6% híbrido enchufable). En el escenario de carbono-neutralidad se consideró una penetración del 60% de vehículos particulares medianos al 2050 (40% de vehículos a batería y 20% de vehículos híbridos enchufables).</p> <p>En ambos escenarios se utiliza una tasa de retiro promedio de vehículos antiguos del 2%.</p> <p>Además, se consideró el parque vehicular existente al 2017 reportado por el Instituto Nacional de Estadísticas (INE).</p>
Elementos de Costos	<p>Para el cálculo de inversiones, se utilizaron los siguientes precios de vehículos para el 2020: 40.600 USD por vehículo a batería, 43.600 USD por vehículo híbrido enchufable y 27.600 USD por vehículo a diésel. Para el año 2050 se consideraron los siguientes precios: 39.100 USD por vehículo híbrido enchufable, 32.100 USD vehículo a batería y 27.800 USD por vehículo a diésel.</p> <p>Adicionalmente, se consideraron costos fijos de inversión de 3.100 USD por electrolineras de carga lenta y 40.000 USD por electrolineras de carga rápida.</p> <p>Finalmente, se consideró una proyección optimista de costos de inversión en tecnologías de generación renovable y se utilizó una proyección de precios de combustibles (diésel, carbón y gas natural) del escenario "alto" de la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP), basada en proyecciones de precios del National Renewable Energy Laboratory (NREL), Bloomberg New Energy Finance, IEA, entre otros.</p>
Referencias	<p>MEN, MTT y MMA (2017). "Estrategia Nacional de Electromovilidad", Ministerio de Energía, Ministerio de Transporte y Telecomunicaciones y Ministerio del Medio Ambiente.</p> <p>BNEF (2018) "Long Term Electric Vehicle Outlook 2018". Bloomberg New Energy Finance</p> <p>EBP (2018) "Estudio de Movilidad Eléctrica en Chile", Agencia Chilena de Eficiencia Energética.</p> <p>Soulopoulos, N. (2018) "When will electric vehicles be cheaper than conventional vehicles?" Bloomberg New Energy Finance (BNEF).</p> <p>UChile (2019) "Desarrollo de una herramienta de modelamiento y simulación de políticas climáticas", Centro de Energía de la Universidad de Chile.</p>

REDUCCIÓN DE EMISIones

	Año 2030	Año 2050
Reducción de emisiones (MtCO ₂ e)	0	3,6
Reducción de emisiones acumuladas desde el 2020 (MtCO ₂ e)	1,3	44,3

EVALUACIÓN DE COSTOS (PERÍODO 2020-2050)

	Sin Tasa	Tasa 6%
CAPEX (MM USD)	12.303	3.761
OPEX (MM USD)	-25.497	-6.675
Costo total (MM USD)	-13.194	-2.913
Costo de abatimiento (USD/tCO ₂ e)	-298	-66

NOMBRE	100% Transporte público en la Región Metropolitana al 2040	
SUBSECTOR	Transporte	
FUENTE	División de Prospectiva y Análisis de Impacto Regulatorio (DPAIR) del Ministerio de Energía.	
DESCRIPCIÓN GENERAL	Esta medida considera un adelanto de la medida de la Estrategia de Electromovilidad, simulando una penetración del 100% de buses eléctricos en la región Metropolitana al 2040.	
MODELACIÓN		
Principales Supuestos	<p>Se consideró una participación del 100% de buses eléctricos en la Región Metropolitana al 2040, equivalente a una flota de 11.300 buses. Se estableció la entrada de nuevas máquinas considerando una vida útil de 10 años para buses diésel y 14 años para buses eléctricos.</p> <p>Se definió un stock inicial (al año 2017) en base a cifras de parque vehicular de buses para transporte colectivo del INE. Éste se proyectó en base a la función del crecimiento de los PKM parametrizados en el modelo energético, utilizando el software LEAP.</p>	
Elementos de Costos	<p>Para el cálculo de inversiones, se consideraron los siguientes precios de buses para el 2020: 360.000 USD por bus eléctrico y 240.000 USD por bus a diésel.</p> <p>El precio del bus a diésel se mantuvo para todo el periodo 2020–2050, mientras que el precio por bus eléctrico disminuyó, alcanzando un valor de 334.000 USD por unidad al 2050.</p> <p>Adicionalmente, se consideró una proyección optimista de costos de inversión en tecnologías de generación renovable y se utiliza una proyección de precios de combustibles (diésel, carbón y gas natural) del escenario "alto" de la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP), basada en proyecciones de precios del NREL, Bloomberg New Energy Finance, IEA, entre otros</p>	
Referencias	<p>MEN, MTT y MMA (2017). "Estrategia Nacional de Electromovilidad", Ministerio de Energía, Ministerio de Transporte y Telecomunicaciones y Ministerio del Medio Ambiente.</p> <p>BNEF (2018) "Long Term Electric Vehicle Outlook 2018". Bloomberg New Energy Finance</p> <p>EBP (2018)"Estudio de Movilidad Eléctrica en Chile", Agencia Chilena de Eficiencia Energética.</p> <p>Soulopoulos, N. (2018) "When will electric vehicles be cheaper than conventional vehicles?" Bloomberg New Energy Finance (BNEF).</p> <p>UChile (2019) "Desarrollo de una herramienta de modelamiento y simulación de políticas climáticas", Centro de Energía de la Universidad de Chile.</p>	
REDUCCIÓN DE EMISIones		
	Año 2030	Año 2050
Reducción de emisiones (MtCO ₂ e)	0,4	1,1
Reducción de emisiones acumuladas desde el 2020 (MtCO ₂ e)	0,7	20,0
EVALUACIÓN DE COSTOS (PERÍODO 2020-2050)		
	Sin Tasa	Tasa 6%
CAPEX (MM USD)	3.308	1.201
OPEX (MM USD)	-6.586	- 1.955
Costo total (MM USD)	-3.279	-754
Costo de abatimiento (USD/tCO ₂ e)	-164	-38

NOMBRE	Electromovilidad-público regiones	
SUBSECTOR	Transporte	
FUENTE	División de Prospectiva y Análisis de Impacto Regulatorio (DPAIR) del Ministerio de Energía.	
DESCRIPCIÓN GENERAL	Esta medida considera una penetración del 100% de buses eléctricos en regiones al 2040.	
MODELACIÓN		
Principales Supuestos	<p>En el escenario de referencia, se consideró una penetración de un 0% de buses eléctricos en regiones al 2050. En el escenario de carbono-neutralidad se utilizó una penetración del 100% de buses eléctricos en regiones al 2040, equivalente a una flota de 96.000 buses. Se estableció la entrada de nuevas máquinas considerando una vida útil de 10 años para buses diésel y 14 años para buses eléctricos</p> <p>Se definió un stock inicial (al año 2017) en base a cifras de parque vehicular de buses para transporte colectivo del INE, descontando los presentes en la Región Metropolitana. Éste se proyectó en base función del crecimiento de los PKM parametrizados en el modelo energético, utilizando el software LEAP.</p>	
Elementos de Costos	<p>Para el cálculo de inversiones, se consideraron los siguientes precios de buses para el 2020: 360.000 USD por bus eléctrico y 240.000 USD por bus a diésel. El precio del bus a diésel se mantuvo para todo el periodo 2020-2050, mientras que el precio por bus eléctrico disminuyó considerando una tasa del 6%, alcanzando un valor de 334.000 USD por unidad al 2050.</p> <p>Adicionalmente, se consideró una proyección optimista de costos de inversión en tecnologías de generación renovable y se utiliza una proyección de precios de combustibles (diésel, carbón y gas natural) del escenario "alto" de la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP), basada en proyecciones de precios del NREL, Bloomberg New Energy Finance, IEA, entre otros</p>	
Referencias	<p>MEN, MTT y MMA (2017). "Estrategia Nacional de Electromovilidad", Ministerio de Energía, Ministerio de Transporte y Telecomunicaciones y Ministerio del Medio Ambiente.</p> <p>BNEF (2018). "Long Term Electric Vehicle Outlook 2018". Bloomberg New Energy Finance</p> <p>EBP (2018)."Estudio de Movilidad Eléctrica en Chile", Agencia Chilena de Eficiencia Energética.</p> <p>Soulopoulos, N. (2018) "When will electric vehicles be cheaper than conventional vehicles?" Bloomberg New Energy Finance (BNEF).</p> <p>UChile (2019) "Desarrollo de una herramienta de modelamiento y simulación de políticas climáticas", Centro de Energía de la Universidad de Chile.</p>	
REDUCCIÓN DE EMISIones		
	Año 2030	Año 2050
Reducción de emisiones (MtCO ₂ e)	0,4	3,3
Reducción de emisiones acumuladas desde el 2020 (MtCO ₂ e)	1,9	46,4
EVALUACIÓN DE COSTOS (PERÍODO 2020-2050)		
	Sin Tasa	Tasa 6%
CAPEX (MM USD)	30.666	10.323
OPEX (MM USD)	-15.253	-4.118
Costo total (MM USD)	15.413	6.205
Costo de abatimiento (USD/tCO ₂ e)	332	134

NOMBRE	Electromovilidad- Vehículos particulares 60%	
SUBSECTOR	Transporte	
FUENTE	División de Prospectiva y Análisis de Impacto Regulatorio (DPAIR) del Ministerio de Energía	
DESCRIPCIÓN GENERAL	Esta medida contempla los efectos de masificación del uso de vehículos eléctricos particulares livianos en el parque automotor del país.	
MODELACIÓN		
Principales Supuestos	<p>Se consideró una participación del 60% de vehículos eléctricos particulares al 2050, mayor al considerado en la Estrategia de Nacional de Electromovilidad (Ministerio de Energía, 2017).</p> <p>En el escenario de referencia no se consideró la penetración de este tipo de vehículos.</p>	
Elementos de Costos	<p>Para el cálculo de inversiones, se consideraron los siguientes precios de vehículos particulares livianos para el 2020: 40.600 USD por vehículo a batería, 43.600 USD por vehículo híbrido enchufable y 27.600 USD por vehículo de motor de combustión interna, mientras que al 2050 se consideraron los siguientes precios: 39.100 USD por vehículo híbrido enchufable, 32.100 USD por vehículo a batería y 27.800 USD por vehículo de motor de combustión interna. Adicionalmente, se consideraron costos fijos de inversión de 3.100 USD por electrolineras de carga lenta y 40.000 USD por electrolineras de carga rápida.</p> <p>Finalmente se consideró una proyección optimista de costos de inversión en tecnologías de generación renovable y se utiliza una proyección de precios de combustibles (diésel, carbón y gas natural) del escenario "alto" de la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP), basada en proyecciones de precios del NREL, Bloomberg New Energy Finance, IEA, entre otros.</p>	
Referencias	<p>MEN, MTT y MMA (2017). "Estrategia Nacional de Electromovilidad", Ministerio de Energía, Ministerio de Transporte y Telecomunicaciones y Ministerio del Medio Ambiente.</p> <p>BNEF (2018) "Long Term Electric Vehicle Outlook 2018". Bloomberg New Energy Finance</p> <p>EBP (2018) "Estudio de Movilidad Eléctrica en Chile", Agencia Chilena de Eficiencia Energética.</p> <p>Soulopoulos, N. (2018) "When will electric vehicles be cheaper than conventional vehicles?" Bloomberg New Energy Finance (BNEF).</p> <p>UChile (2019) "Desarrollo de una herramienta de modelamiento y simulación de políticas climáticas", Centro de Energía de la Universidad de Chile.</p>	
REDUCCIÓN DE EMISIones		
	Año 2030	Año 2050
Reducción de emisiones (MtCO ₂ e)	-0,002	2,2
Reducción de emisiones acumuladas desde el 2020 (MtCO ₂ e)	0,03	16,1
EVALUACIÓN DE COSTOS (PERÍODO 2020-2050)		
	Sin Tasa	Tasa 6%
CAPEX (MM USD)	19.388	5.999
OPEX (MM USD)	-5.425	-1.210
Costo total (MM USD)	13.963	4.789
Costo de abatimiento (USD/tCO ₂ e)	866	297

7.8 Fichas de Edificación Sostenible

NOMBRE	Generación Distribuida	
SUBSECTOR	Comercial, público y residencial	
FUENTE	División de Prospectiva y Análisis de Impacto Regulatorio (DPAIR) del Ministerio de Energía	
DESCRIPCIÓN GENERAL	Esta medida considera el impacto en demanda eléctrica de la generación distribuida, tanto residencial como comercial, bajo el amparo de la Ley de Generación Distribuida (actual Ley 21.118, que modifica la Ley 20.571), que considera el universo de proyectos a desarrollar, permitiendo la instalación de sistemas de energías renovables no convencionales con una capacidad de hasta 300 kW y entregando facilidades para realizar un traspaso de excedentes a otra dirección del mismo propietario dentro de la misma concesionaria.	
MODELACIÓN		
Principales Supuestos	<p>Se utilizaron las proyecciones de adopción de generación distribuida realizadas por la DPAIR del Ministerio de Energía, las que siguen una lógica "bottom-up", modelando la adopción desde el hogar (micro-nivel) hasta calcular la adopción a nivel regional y país (macro-nivel) considerando los niveles de radiación solar provenientes del Explorador Solar del Ministerio de Energía, características socioeconómicas de las viviendas y desempeño financiero de los sistemas individuales. En el escenario referencial se estimó una proyección de 847 MW de generación fotovoltaica residencial al 2050, equivalente a 1.278 GWh, aportados por más de 420.000 viviendas; y una proyección de 2.407 MW de generación comercial, equivalente a 3.633 GWh al mismo año.</p> <p>Para el escenario de carbono-neutralidad se proyectan 1.171 MW instalados de generación distribuida residencial al 2050, aproximadamente 585.000 viviendas, los cuales generan 1.800 GWh al 2050 y 3.678 MW a nivel comercial los cuales generan 5.657 GWh al 2050.</p>	
Elementos de Costos	<p>Se tomó en cuenta un precio máximo proyectado de energía eléctrica en tarifa BT1 de 133\$/kWh para el año 2020 con fluctuaciones de precios durante el periodo 2021-2050, hasta alcanzar un precio de 121 \$/kWh el año 2050. Se consideró un precio proyectado por panel fotovoltaico de 1.064 USD/kWp para el año 2020 con una disminución paulatina del precio durante el periodo 2021-2050, alcanzando 43% de reducción del precio al 2050, equivalente a 604 USD/kWp. Además se consideró una proyección optimista de costos de inversión en tecnologías de generación renovable y se utilizó una proyección de precios de combustibles (diésel, carbón y gas natural) del escenario "alto" PELP, basada en proyecciones de precios del National Renewable Energy Laboratory (NREL), Bloomberg New Energy Finance (BNEF), International Energy Agency (IEA), principalmente.</p>	
Referencias	<p>Acuña, E., Pérez, J. C., Villalón, J., & Villalón, G. (INE, 2004) "Chile: proyecciones y estimaciones de población. Total país período de información: 1950-2050", 2004.</p> <p>Bloomberg New Energy Finance (2017), "Q1 2017 Global PV Market Outlook", 17 de febrero de 2017.</p> <p>Comisión Nacional de Energía (2017), "Fijación de Precios de Nudo Promedio Sistema Interconectado Central y Sistema Interconectado del Norte Grande", enero de 2017.</p> <p>Denholm, P., Margolis, R. M., & Drury, E. (2009). "The solar deployment system (SolarDS) model: Documentation and sample results". National Renewable Energy Laboratory.</p> <p>Sultan, F., Farley, J. U., & Lehmann, D. R. (1990). "A meta-analysis of applications of diffusion models". Journal of marketing research, 70-77.</p>	
REDUCCIÓN DE EMISIones		
	Año 2030	Año 2050
Reducción de emisiones (MtCO ₂ e)	0,2	0,2
Reducción de emisiones acumuladas desde el 2020 (MtCO ₂ e)	0,9	4,9
EVALUACIÓN DE COSTOS (PERÍODO 2020-2050)		
	Sin Tasa	Tasa 6%
CAPEX (MM USD)	1.333	711
OPEX (MM USD)	-7.950	-2.605
Costo total (MM USD)	-6.617	-1.894
Costo de abatimiento (USD/tCO ₂ e)	-1.344	-385

NOMBRE	Fomento a la renovación energética de viviendas	
SUBSECTOR	Comercial, público y residencial	
FUENTE	División Ambiental y Cambio Climático (DACC), División de Prospectiva y Análisis de Impacto Regulatorio (DPAIR) y División Energías Sostenibles (DES) del Ministerio de Energía MAPS Chile (2014) "Opciones de mitigación para enfrentar el cambio climático: resultados de Fase 2. Ministerio del Medio Ambiente", Ministerio del Medio Ambiente	
DESCRIPCIÓN GENERAL	Esta medida considera dos acciones: la renovación térmica y etiquetado de viviendas de sectores medios, junto a la electrificación de la calefacción a nivel residencial (reemplazando artefactos residenciales de calefacción que utilizan gas licuado, kerosene, gas natural).	
MODELACIÓN		
Principales Supuestos	<p>Para la medida de renovación térmica y etiquetado de viviendas, se considera una duración de 5 años, suponiendo una penetración del 10% del parque de viviendas existentes construidas antes del 2000 (antes de la primera reglamentación térmica). Se consideró un stock inicial cercano a los 5 millones de viviendas. Al final de los 5 años de duración del programa, se estimó que 570.000 viviendas obtienen la calificación energética.</p> <p>Se asume que en promedio las viviendas que acceden a la calificación energética pasan de una vivienda de condiciones de aislación pre-reglamentación térmica, a una vivienda de estándar E, la que en promedio posee una demanda térmica de calefacción un 35% menor.</p> <p>En tanto la medida de calefacción eléctrica residencial, consideró al 2050 una participación del 57% de electrificación para calefacción de viviendas tipo casa y un 70% para viviendas tipo departamento.</p> <p>Estas medidas consideran la actualización de la reglamentación térmica de la OGUC (artículo 4.1.10), de modo de elevar los estándares térmicos de las viviendas, permitiendo que ellas reduzcan su demanda de energía en calefacción, lo que posibilita el uso de ésta tecnología y con la potencia que se supuso.</p>	
Elementos de Costos	<p>Para la medida de renovación térmica y etiquetado de viviendas se consideraron los supuestos de costos utilizados de la medida de MAPS fase 2 y se actualizaron a la fecha. Específicamente se estimó un costo de inversión de \$92 millones y costos de operación y mantención de \$23 millones anuales.</p> <p>La medida de calefacción eléctrica residencial se tomó en cuenta un costo promedio de inversión de 250 USD/kW de capacidad instalada tomando en cuenta un funcionamiento del 40% de las horas del año. Para este análisis se consideraron los costos asociados a artefactos tipo Split Inverter; No se consideraron costos de reinversión.</p> <p>Además se utilizó una proyección optimista de costos de inversión en tecnologías de generación renovable y se utilizó una proyección de precios de combustibles (diésel, carbón y gas natural) del escenario "alto" de la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP), basada en proyecciones de precios del National Renewable Energy Laboratory (NREL), Bloomberg New Energy Finance, IEA, entre otros.</p>	
Referencias	<p>MEN (2019) "Actualización de la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP)", Ministerio de Energía.</p> <p>MAPS Chile (2014) "Opciones de mitigación para enfrentar el cambio climático: resultados de Fase 2. Ministerio del Medio Ambiente", Ministerio del Medio Ambiente</p>	
REDUCCIÓN DE EMISIones		
	Año 2030	Año 2050
Reducción de emisiones (MtCO ₂ e)	1,5	7,5
Reducción de emisiones acumuladas desde el 2020 (MtCO ₂ e)	9,2	93,5
EVALUACIÓN DE COSTOS (PERÍODO 2020-2050)		
	Sin Tasa	Tasa 6%
CAPEX (MM USD)	6.619	3.130
OPEX (MM USD)	-35.005	-10.429
Costo total (MM USD)	-28.386	-7.299
Costo de abatimiento (USD/tCO ₂ e)	-304	-78

NOMBRE	Sistemas solares térmicos (SST) en sector público y residencial	
SUBSECTOR	Comercial, público y residencial	
FUENTE	División de Prospectiva y Análisis de Impacto Regulatorio (DPAIR) y División Energías Sostenibles (DES) del Ministerio de Energía	
DESCRIPCIÓN GENERAL	Esta medida tiene como objetivo el aprovechamiento del recurso solar para la generación de calor en viviendas para agua caliente sanitaria, desplazando el uso de combustibles y electricidad para estos fines.	
MODELACIÓN		
Principales Supuestos	Se consideró un 7% de participación de sistemas solares térmicos (SST) para uso de agua caliente sanitaria en hogares al 2050	
Elementos de Costos	Se utilizó un costo de inversión promedio de 1.170 USD por colector solar, considerando un funcionamiento del 50% de las horas del año. Además, se consideró una proyección optimista de costos de inversión en tecnologías de generación renovable y se utilizó una proyección de precios de combustibles (diésel, carbón y gas natural) del escenario "alto" de la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP), basada en proyecciones de precios del National Renewable Energy Laboratory (NREL), Bloomberg New Energy Finance, IEA, entre otros.	
Referencias	MAPS Chile (2014) "Opciones de mitigación para enfrentar el cambio climático: resultados de Fase 2. Ministerio del Medio Ambiente", Ministerio del Medio Ambiente.	
REDUCCIÓN DE EMISIONES		
	Año 2030	Año 2050
Reducción de emisiones (MtCO ₂ e)	0,7	2,4
Reducción de emisiones acumuladas desde el 2020 (MtCO ₂ e)	3,9	36,2
EVALUACIÓN DE COSTOS (PERÍODO 2020-2050)		
	Sin Tasa	Tasa 6%
CAPEX (MM USD)	1.118	489
OPEX (MM USD)	-8.638	-2.848
Costo total (MM USD)	-7.520	-2.359
Costo de abatimiento (USD/tCO ₂ e)	-208	-65

NOMBRE	Calefacción eléctrica en sector público y comercial	
SUBSECTOR	Comercial, público y residencial	
FUENTE	División de Prospectiva y Análisis de Impacto Regulatorio (DPAIR) del Ministerio de Energía	
DESCRIPCIÓN GENERAL	Esta medida considera la electrificación de la calefacción a nivel de edificios públicos y en el sector comercio, reemplazando el uso combustibles de origen fósil para dicho uso.	
MODELACIÓN		
Principales Supuestos	En el sector comercial se consideró una participación al 2050 del 84%, 76% y 48% de electrificación de la calefacción de supermercados, multitiendas y clínicas respectivamente. En el sector público, particularmente hospitales, se tomó en cuenta una participación del 14% de la electricidad en calefacción.	
Elementos de Costos	Se utilizó un costo de inversión promedio de 475 USD/kW instalado, considerando un funcionamiento del 60% de las horas del año. Además, se consideró una proyección optimista de costos de inversión en tecnologías de generación renovable y se utilizó una proyección de precios de combustibles (diésel, carbón y gas natural) del escenario "alto" de la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP), basada en proyecciones de precios del National Renewable Energy Laboratory (NREL), Bloomberg New Energy Finance, IEA, entre otros.	
Referencias	MEN (2019) "Actualización de la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP)", Ministerio de Energía.	
REDUCCIÓN DE EMISIones		
	Año 2030	Año 2050
Reducción de emisiones (MtCO ₂ e)	0,01	0,7
Reducción de emisiones acumuladas desde el 2020 (MtCO ₂ e)	-0,1	5,6
EVALUACIÓN DE COSTOS (PERÍODO 2020-2050)		
	Sin Tasa	Tasa 6%
CAPEX (MM USD)	981	241
OPEX (MM USD)	-2.159	-533
Costo total (MM USD)	-1.177	-292
Costo de abatimiento (USD/tCO ₂ e)	-210	-52

NOMBRE	Calefacción Distrital	
SUBSECTOR	Comercial, público y residencial	
FUENTE	División Ambiental y Cambio Climático (DACC), División de Prospectiva y Análisis de Impacto Regulatorio (DPAIR) y División Energías Sostenibles (DES) del Ministerio de Energía.	
DESCRIPCIÓN GENERAL	Esta medida considera la adopción de calefacción distrital en viviendas, hospitales y colegios en reemplazo de calefacción en base a diésel, kerosene, gas natural y leña.	
MODELACIÓN		
Principales Supuestos	Esta medida consideró la adopción de calefacción distrital en viviendas tipo casa, desde el año 2022, con una penetración que llega al 0,2% en la matriz de consumo energético para el uso calefacción al 2050. Esta medida toma en cuenta un alto estándar térmico de las viviendas, de modo de reducir su demanda de calefacción.	
Elementos de Costos	Para esta medida se utilizó un costo de 7,7 millones por vivienda.	
Referencias	GEF (2019). Accelerating Investment on district energy projects in Chile. Aalborg University (2019) Heat Roadmap Chile. Quantifying the potential of energy efficiency and clean district heating for a long-term energy vision for Chile. UNEP, MEN, UN Environment. AIGUASOL 2019) "Evaluación de Proyecto de Calefacción Distrital para las Ciudades de Coyhaique y Puerto Williams".	
REDUCCIÓN DE EMISIONES		
	Año 2030	Año 2050
Reducción de emisiones (MtCO ₂ e)	0,004	0,006
Reducción de emisiones acumuladas desde el 2020 (MtCO ₂ e)	0,02	0,1
EVALUACIÓN DE COSTOS (PERÍODO 2020-2050)		
	Sin Tasa	Tasa 6%
CAPEX (MM USD)	55	35
OPEX (MM USD)	16	6
Costo total (MM USD)	72	41
Costo de abatimiento (USD/tCO ₂ e)	553	315

NOMBRE	Geotermia	
SUBSECTOR	Comercial, público y residencial	
FUENTE	División Ambiental y Cambio Climático (DACC), División de Prospectiva y Análisis de Impacto Regulatorio (DPAIR) y División Energías Sostenibles (DES) del Ministerio de Energía	
DESCRIPCIÓN GENERAL	Esta medida considera el uso implementación de geotermia de baja entalpía en viviendas para calefacción.	
MODELACIÓN		
Principales Supuestos	Se consideró la implementación de esta tecnología en las viviendas tipo casa (excluyendo departamentos), alcanzando una participación en la matriz de consumo energético para calefacción del 0,1% al 2035, equivalente a un volumen de 35 GWh a nivel nacional, cifra que se mantiene hasta el año 2050.	
Elementos de Costos	Se utilizó un costo de inversión promedio de 1 MMUSD/MW y 34.700 USD/MW por costos operacionales del sistema. No se consideraron costos de perforación de pozos.	
Referencias	Lund, J. y Boyd T. (2015) Direct Utilization of Geothermal Energy 2015 Worldwide. Proceedings World Geothermal Congress 2015.	
REDUCCIÓN DE EMISIÓNES		
	Año 2030	Año 2050
Reducción de emisiones (MtCO ₂ e)	0,01	0,01
Reducción de emisiones acumuladas desde el 2020 (MtCO ₂ e)	0,04	0,3
EVALUACIÓN DE COSTOS (PERÍODO 2020-2050)		
	Sin Tasa	Tasa 6%
CAPEX (MM USD)	48	20
OPEX (MM USD)	-70	-25
Costo total (MM USD)	-22	-4
Costo de abatimiento (USD/tCO ₂ e)	-83	-17

NOMBRE	Reacondicionamiento térmico viviendas vulnerables	
SUBSECTOR	Comercial, público y residencia.	
FUENTE	División de Prospectiva y Análisis de Impacto Regulatorio (DPAIR) del Ministerio de Energía	
DESCRIPCIÓN GENERAL	Esta medida contempla el reacondicionamiento térmico (aislación de techos, muros, pisos y ventanas) de viviendas vulnerables.	
MODELACIÓN		
Principales Supuestos	Se consideró una mejora promedio del 30% en la eficiencia energética por vivienda debido al reacondicionamiento térmico de éstas, alcanzando un total de 20.000 viviendas al año a nivel nacional.	
Elementos de Costos	Se utilizó un costo de inversión de \$3 millones por vivienda y un consumo promedio de calefacción de 4.200 kWh por vivienda al año.	
Referencias	MEN (2016). Elaboración e implementación de herramientas prospectivas de Largo Plazo.	
REDUCCIÓN DE EMISIONES		
	Año 2030	Año 2050
Reducción de emisiones (MtCO ₂ e)	0,02	0,5
Reducción de emisiones acumuladas desde el 2020 (MtCO ₂ e)	0,7	6,2
EVALUACIÓN DE COSTOS (PERÍODO 2020-2050)		
	Sin Tasa	Tasa 6%
CAPEX (MM USD)	2.754	1.238
OPEX (MM USD)	-1.362	-467
Costo total (MM USD)	1.392	770
Costo de abatimiento (USD/tCO ₂ e)	224	124

7.9 Ficha de Retiro de Centrales

NOMBRE	Retiro de centrales	
SUBSECTOR	Generación	
FUENTE	División Ambiental y Cambio Climático (DACC) y División de Prospectiva y Análisis de Impacto Regulatorio (DPAIR) del Ministerio de Energía	
DESCRIPCIÓN GENERAL	Esta medida corresponde al acuerdo anunciado por el Gobierno de Chile en junio de 2019 el cual implica el retiro de centrales a carbón a través de un cronograma que establece el cese de los primeros 1.047 MW de las ocho centrales más antiguas al 2024 y el retiro de la totalidad de las centrales al año 2040.	
MODELACIÓN		
Principales Supuestos	<p>En el escenario de referencia se tomó en cuenta que 2.500 MW de los 5.500 MW de la capacidad instalada de centrales a carbón se hubieran retirado al 2050 sin necesidad de incentivos adicionales, quedando en operación unidades de generación con menos de 40 años de antigüedad.</p> <p>En el escenario de carbono-neutralidad, al 2024 se consideró el retiro de los primeros 1.047 MW correspondiente a las ocho centrales más antiguas y el retiro total de las centrales a carbón al 2040 en base a la trayectoria "media" considerada en la actualización 2019 de la Planificación Energética de Largo Plazo. El parque de generación eléctrica se expande fundamentalmente en base a centrales eólicas y solares (tanto fotovoltaicas como de concentración de potencia).</p>	
Elementos de Costos	<p>Para esta medida se consideró que en el escenario de carbono-neutralidad disminuyen en 14% los costos de operación del sistema eléctrico y aumentan en 15% los costos de inversión en generación eléctrica, en relación al escenario de referencia. No se consideró el costo del impuesto verde dentro del costo marginal.</p> <p>Se consideró que el parque de generación eléctrica se expande fundamentalmente en base a centrales eólicas y solares (tanto fotovoltaicas como de concentración de potencia).</p> <p>Adicionalmente se consideró un crecimiento económico medio provisto por el Ministerio de Hacienda y una hidrología a 20 años.</p> <p>Finalmente consideró una proyección optimista de costos de inversión en tecnologías de almacenamiento y generación renovable y se utilizó una proyección de precios de combustibles (diésel, carbón y gas natural) del escenario "alto" de la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) en su actualización 2019, basada en proyecciones de precios del National Renewable Energy Laboratory (NREL), Bloomberg New Energy Finance, IEA, entre otros.</p>	
Referencias	"Acuerdo de retiro de centrales termoeléctricas a carbón" firmado entre el Ministerio de Energía y las empresas propietarias de centrales a carbón (2019)	
REDUCCIÓN DE EMISIones		
	Año 2030	Año 2050
Promedio anual de reducción de emisiones (MtCO ₂ e)	2,3	7,5
Reducción de emisiones acumuladas desde el 2020 (MtCO ₂ e)	10,7	113
EVALUACIÓN DE COSTOS (PERÍODO 2020-2050)		
	Sin Tasa	Tasa 6%
CAPEX (MM USD)	6.432	2.122
OPEX (MM USD)	-4.491	-1.215
Costo total (MM USD)	1.942	907
Costo de abatimiento (USD/tCO ₂ e)	17	8

7.10 Fichas de Eficiencia Energética

NOMBRE	Sistemas de Gestión de Energía, Proyecto de Ley de Eficiencia Energética	
SUBSECTOR	Industria y Minería	
FUENTE	División Ambiental y Cambio Climático (DACC), División de Prospectiva y Análisis de Impacto Regulatorio (DPAIR) y División Energías Sostenibles (DES) del Ministerio de Energía	
DESCRIPCIÓN GENERAL	Esta medida corresponde a la promoción de medidas de eficiencia energética en los procesos productivos (más conocido como Sistemas de Gestión de la Energía -SGE) en los grandes consumidores de energía (empresas con consumo energético superior a 50 teracalorías anuales), alcanzando un determinado porcentaje de ahorro energético anual.	
MODELACIÓN		
Principales Supuestos	Esta medida consideró como escenario de referencia, el logro de un ahorro del 0,57% del consumo energético de las empresas señaladas producto de la implementación del Proyecto de Ley de Eficiencia Energética actualmente en el Congreso (Boletín 12058-08). En el escenario de carbono-neutralidad se consideró el mismo ahorro del escenario de referencia para el periodo 2021-2030, un ahorro de 1,5% para el periodo 2030-2040 y un ahorro de 2,5% para el periodo 2040-2050.	
Elementos de Costos	Para el análisis se consideró que el costo de inversión es de 44,30 \$/kWh, el cual se calculó considerando un costo medio de inversión de 14,30 \$/kWh y un costo medio anual de las medidas de eficiencia energética de 30 \$/kWh. El costo medio de inversión se calculó considerando una inversión promedio de 70 MM \$ por empresa (información basada en encuestas), costos de re-certificación y auditorías de 10 MM \$ cada tres años y un 1% de ahorro anual en los costos por implementación de medidas de eficiencia energética. Además se contempló un precio medio de la energía de 54,59 MM\$/Tcal. No se consideraron ahorros en inversiones de centrales de generación, por una potencial disminución en la demanda eléctrica, debido a la incertidumbre de cuántos de los ahorros corresponderían a consumo eléctrico y por la dificultad de predecir el efecto en la demanda eléctrica de punta. Además se consideró una proyección optimista de costos de inversión en tecnologías de generación renovable y se utilizó una proyección de precios de combustibles (diésel, carbón y gas natural) del escenario "alto" PELP, basada en proyecciones de precios del National Renewable Energy Laboratory (NREL), Bloomberg New Energy Finance, IEA, entre otros.	
Referencias	MAPS Chile (2014) "Opciones de mitigación para enfrentar el cambio climático: resultados de Fase 2. Ministerio del Medio Ambiente", Ministerio del Medio Ambiente. Ministerio de Energía "Informe de productividad del Proyecto de Ley de Eficiencia Energética".	
REDUCCIÓN DE EMISIONES		
	Año 2030	Año 2050
Reducción de emisiones (MtCO ₂ e)	0,1	2,5
Reducción de emisiones acumuladas desde el 2020 (MtCO ₂ e)	1,3	29,8
EVALUACIÓN DE COSTOS (PERÍODO 2020-2050)		
	Sin Tasa	Tasa 6%
CAPEX (MM USD)	7.861	1.588
OPEX (MM USD)	-22.457	-5.327
Costo total (MM USD)	-14.597	-3.738
Costo de abatimiento (USD/tCO ₂ e)	-491	-126

NOMBRE	Estándares Mínimos de Eficiencia Energética (MEPS) en Motores de hasta 100HP	
SUBSECTOR	Industria y Minería	
FUENTE	UChile (2019) "Desarrollo de una herramienta de modelamiento y simulación de políticas climáticas", Centro de Energía de la Universidad de Chile.	
DESCRIPCIÓN GENERAL	Esta medida tiene como objetivo disminuir el consumo eléctrico del sector industria y minería restringiendo la entrada de motores eléctricos nuevos a motores que cumplan con un estándar mínimo de eficiencia. Actualmente existe un MEPS para motores de hasta 10 HP, esta medida abarcaría un rango mayor.	
MODELACIÓN		
Principales Supuestos	Para evaluar la medida se consideró el recambio paulatino de motores del rango menor a 10 HP hasta el recambio total en el año 2030. La mejora en eficiencia asociada se asume en 3% de mayor rendimiento (diferencia asociada a la mejora de rendimiento entre un motor ineficiente y un motor de alta eficiencia).	
Elementos de Costos	El costo de inversión corresponde a la diferencia entre el costo de un motor estándar y un motor de alta eficiencia. Para motores estándar se consideraron costos promedios diferenciados por potencia. Específicamente para motores hasta 10 HP se consideró un costo promedio de 544 USD, para motores de hasta 50 HP se consideró un costo promedio de 1.567 USD y para motores hasta 100 HP se consideró un costo promedio de 3.177. Para motores eficientes se consideró un costo adicional en torno a 20%.	
Referencias	River Consultores (2014). "Evaluación del Impacto Técnico Económico para la Implementación de Estándares Mínimos de Eficiencia Energética en Motores Eléctricos", Ministerio de Energía.	
REDUCCIÓN DE EMISIONES		
	Año 2030	Año 2050
Reducción de emisiones (MtCO ₂ e)	0,7	0,4
Reducción de emisiones acumuladas desde el 2020 (MtCO ₂ e)	6,5	20,8
EVALUACIÓN DE COSTOS (PERÍODO 2020-2050)		
	Sin Tasa	Tasa 6%
CAPEX (MM USD)	412	172
OPEX (MM USD)	-5.959	-2.490
Costo total (MM USD)	-5.548	-2.318
Costo de abatimiento (USD/tCO ₂ e)	-267	-112

NOMBRE	MEPS nuevos	
SUBSECTOR	Comercial, público y residencial	
FUENTE	División Ambiental y Cambio Climático (DACC), División de Prospectiva y Análisis de Impacto Regulatorio (DPAIR) y División Energías Sostenibles (DES) del Ministerio de Energía	
DESCRIPCIÓN GENERAL	La medida considera la implementación de estándares de mínimos de eficiencia energética (MEPS por sus siglas en inglés) en diversos electrodomésticos.	
MODELACIÓN		
Principales Supuestos	<p>La medida consideró la entrada en vigor de los siguientes artefactos que entrarían solo en el escenario carbono neutral (existen otros artefactos con MEPS vigentes en el escenario referencial):</p> <ul style="list-style-type: none"> - Etiquetado de televisores desde el 2024, logrando un ahorro por artefacto del 50%; - Lavavajillas desde el 2025 logrando un ahorro por artefacto de 32%; - Secadoras desde el 2026 logrando un ahorro por artefacto de 26%; - Hornos eléctricos desde el 2027 logrando un ahorro por artefacto del 6% y - Microondas desde el 2027 logrando un ahorro por artefacto del 6%. <p>La proyección del uso de artefactos se basa en viviendas proyectadas y el crecimiento del PIB entregado por Hacienda.</p>	
Elementos de Costos	Los costos de las medidas corresponden a la diferencia del gasto incurrido por el escenario con las medidas MEPS en vigencia menos el gasto incurrido si se hubiese conservado el escenario base.	
Referencias	MEN (2010) "Estudio de Mercado de Eficiencia Energética en Chile", Ministerio de Energía. VHK (2019) Ecodesign Impacts Accounting Overview Report 2018. Annex E: Key Facts. European Commission	
REDUCCIÓN DE EMISIÓNES		
	Año 2030	Año 2050
Reducción de emisiones (MtCO ₂ e)	0,1	0,1
Reducción de emisiones acumuladas desde el 2020 (MtCO ₂ e)	0,6	2,0
EVALUACIÓN DE COSTOS (PERÍODO 2020-2050)		
	Sin Tasa	Tasa 6%
CAPEX (MM USD)	2.757	941
OPEX (MM USD)	-1.091	-368
Costo total (MM USD)	1.666	573
Costo de abatimiento (USD/tCO ₂ e)	849	292

BNE	Balance Nacional de Energía
CAPEX	Costos de Inversión (Capital Expenditures)
COP	Conferencia de las Partes (Conference of Parties). Cumbre anual que realiza la CMNUCC
CMNUCC	Convención Marco de las Naciones Unidas por el Cambio Climático
ER	Energías Renovables
ERNC	Energías Renovables No Convencionales
ETS	Sistema de Emisiones Transables (Emissions Trading Systems)
GEI	Gases de Efecto Invernadero
GNL	Gas Natural Licuado
GWh	Gigawatt-hora
IPCC	Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (Intergovernmental Panel on Climate Change)
IPPU	Procesos Industriales y Uso de Productos (Industrial processes and Product use)
INGEI	Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero
MEN	Ministerio de Energía de Chile
MMA	Ministerio de Medio Ambiente de Chile
MTT	Ministerio de Transporte y Telecomunicaciones de Chile
MtCO₂e	Millón de toneladas de dióxido de carbono equivalente
MW	Megawatt
NDC	Contribución Determinada a Nivel Nacional (Nationally Determined Contribution)
OECD	Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico
OPEX	Costos de operación y mantención (Operation Expenditures)
PIB	Producto Interno Bruto
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
TCal	Teracaloría
UTCUTS	Sector de Usos de la Tierra, Cambio de Usos de la Tierra y Silvicultura

9

REFERENCIAS

- Aalborg University (2019). Heat Roadmap Chile. Quantifying the potential of energy efficiency and clean district heating for a long-term energy vision for Chile. UNEP, MEN, UN Environment.
- Acuña, E., Pérez, J. C., Villalón, J., & Villalón, G. (INE, 2004). Chile: proyecciones y estimaciones de población. Total país período de información: 1950–2050.
- Agora (2018). The future cost of electricity-based synthetic fuels.
- Aiguasol (2019). Evaluación de Proyecto de Calefacción Distrital para las Ciudades de Coyhaique y Puerto Williams. Ministerio de Energía.
- ANAC. (2018). Ventas Wholesales Vehículos Eléctricos, Híbridos enchufables e Híbridos convencionales (2005 – 2018).
- Andrei, Horia & Cepisca, Costin & Grigorescu, Sorin. (2011). Power Quality and Electrical Arc Furnaces. 10.5772/15996.
- Antti, L., Jussi, S., Jenni P., Kari, T., Teemu, L., Panu, S. (2016). Electric and hybrid electric non-road mobile machinery – present situation and future trends. World Electric Vehicle Journal Vol. 8.
- Banco Mundial (2016). State and Trends of Carbon Pricing 2016.
- Banco Mundial (2019). State and Trends of Carbon Pricing 2019.
- BID (2013). Desarrollo de una metodología para la construcción de curvas de abatimiento de emisiones de GEI incorporando la incertidumbre asociada a las principales variables de mitigación. Banco Interamericano de Desarrollo.
- Bloomberg New Energy Finance (2017). Q1 2017 Global PV Market Outlook.
- Bruce S, Temminghoff M, Hayward J, Schmidt E, Munnings C, Palfreyman D, Hartley P (2018). National Hydrogen Roadmap. CSIRO, Australia.
- Chamon, M., Mauro, P., & Okawa, Y. (2008). Mass car ownership in the emerging market giants. Economic Policy, 244–296.
- CNE (2017). Fijación de Precios de Nudo Promedio Sistema Interconectado Central y Sistema Interconectado del Norte Grande.
- CORFO (2019). Construcción de una Estrategia para el desarrollo del mercado de hidrógeno verde en Chile a través de Acuerdos Público Privados. Corporación de Fomento de la Producción
- Denholm, P., Margolis, R. M., & Drury, E. (2009). The solar deployment system (SolarDS) model: Documentation and sample results. National Renewable Energy Laboratory.
- EBP Chile (2018). Estudio de Movilidad Eléctrica en Chile. Agencia Chilena de Eficiencia Energética.
- GEF (2019). Accelerating Investment on district energy projects in Chile.
- GIZ (2019). Análisis del mercado potencial de offsets en Chile en el marco de la propuesta de modificación de los Impuestos Verdes. Agencia Alemana de Cooperación Internacional.
- GIZ (2018). Tecnologías del hidrógeno y perspectivas para Chile.

- Huang, W.D., Zhang, Y.P. (2011). Energy efficiency analysis: biomass-to-wheel efficiency related with biofuels production, fuel distribution, and powertrain systems. IEA ETSAP (2010) Iron and Steel. Technology Brief I02.
- IEA (2015). Technology Roadmap: Hydrogen and Fuel Cells.
- IETA (2019). The Economic Potential of Article 6 of the Paris Agreement and Implementation Challenges.
- Jadun, P. Colin McMillan, Daniel Steinberg, Matteo Muratori, Laura Vimmerstedt, and Trieu Mai (2017). Electrification Futures Study: End-Use Electric Technology Cost and Performance Projections through 2050. National Renewable Energy Laboratory (NREL).
- Lajunen A. et al. (2016). Electric and hybrid electric non-road mobile machinery - present situation and future trends. World Electric Vehicle Journal Vol. 8 – ISSN 2032-6653
- López D. (2016). Modelo para el diseño de sistemas de captación y aprovechamiento de biogás producido en rellenos sanitarios.
- Lund, J. y Boyd T. (2015). Direct Utilization of Geothermal Energy 2015 Worldwide. Proceedings World Geothermal Congress 2015.
- MAPS Chile (2014). Opciones de mitigación para enfrentar el cambio climático: resultados de Fase 2. Ministerio del Medio Ambiente.
- MEN (2019). Actualización de la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP). Ministerio de Energía.
- MEN (2019). Balance Nacional de Energía 2018. Ministerio de Energía
- MEN (2019). Estrategia de descarbonización: retiro y/o reconversión de unidades a carbón. Documento final recopilatorio. Gobierno de Chile.
- MEN (2019). Informe de productividad del Proyecto de Ley de Eficiencia Energética. Ministerio de Energía.
- MEN (2010). Estudio de Mercado de Eficiencia Energética en Chile. Ministerio de Energía.
- MEN, MTT y MMA (2017). Estrategia Nacional de Electromovilidad. Ministerio de Energía, Ministerio de Transporte y Telecomunicaciones y Ministerio del Medio Ambiente.
- MMA (2018). Tercer Informe Bienal de Actualización de Chile Sobre Cambio Climático. Ministerio del Medio Ambiente.
- NREL (2017). Electrification Futures Study: End-Use Electric Technology Cost and Performance Projections through 2050. National Renewable Energy Laboratory.
- O'Donovan et al. (2018). Long-Term Electric Vehicle Outlook 2018. Bloomberg New Energy Finance.
- Palma Behnke R, C. Barría, K. Basoa, D. Benavente, C. Benavides, B. Campos, N. de la Maza, L. Farías, L. Gallardo, M. J. García, L. E. Gonzales Carrasco, F. Guarda, R. Guzmán, A. Jofré, J. Mager, R. Martínez, M. Montedonico, L. Morán, L. Muñoz, M. Osses, A. Pica, M. Rojas, A. Rudnick, J. P. San Martín, A. Santander, C. Silva, S. Tolvett, R. Torres, A. Urquiza, P. Valdivia, S. Vicuña (2019). Chilean NDC Mitigation Proposal: Methodological Approach and Supporting Ambition. Mitigation and Energy Working Group Report. Santiago: COP25 Scientific Committee; Ministry of Science, Technology, Knowledge and Innovation.
- Rojas M., P. Aldunce, L. Farías, H. González, P. Marquet, J. C. Muñoz, R. Palma-Behnke, A. Stehr y S. Vicuña (editores) (2019). Evidencia científica y cambio climático en Chile: Resumen para tomadores de decisiones. Santiago: Comité Científico COP25; Ministerio de Ciencia, Tecnología, Conocimiento e Innovación.

- River Consultores (2014). Evaluación del Impacto Técnico Económico para la Implementación de Estándares Mínimos de Eficiencia Energética en Motores Eléctricos. Ministerio de Energía.
- Soulopoulos, N. (2018). When will electric vehicles be cheaper than conventional vehicles? Bloomberg New Energy Finance (BNEF).
- Sultan, F., Farley, J. U., & Lehmann, D. R. (1990). A meta-analysis of applications of diffusion models. *Journal of marketing research*, 70-77.
- Tractebel, Hinicio (2017). Study on early business cases for H2 in energy storage and more broadly power to H2 applications. Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking (FCH-JU).
- UChile (2019). Desarrollo de una herramienta de modelamiento y simulación de políticas climáticas. Centro de Energía de la Universidad de Chile.
- World Bank Group (2018). What a waste 2: A Global Snapshot of Solid Waste Management to 2050.

CARBONO NEUTRALIDAD EN EL SECTOR ENERGÍA

Proyección de Consumo Energético Nacional 2020



MINISTERIO DE ENERGÍA

División de Prospectiva y Análisis de Impacto Regulatorio
División Ambiental y de Cambio Climático