

Proyecto ID: CH-T1228-P004

“Apoyo a la implementación de reformas en modernización del sector eléctrico - Apoyo al Proyecto de Ley de Eficiencia Energética”

POR:

E2BIZ

**INVESTIGACIÓN APLICADA EN LAS ÁREAS DE ENERGÍA, MEDIO
AMBIENTE, ECONOMÍA Y TERRITORIO**

PARA:

Banco Interamericano de Desarrollo (BID)

Santiago - 2021

Documento Técnico

Plan de Eficiencia Energética

ContenidoTablas	3
Figuras	4
1 Introducción	7
2 Panorama de la Eficiencia Energética en Chile	9
2.1 Regulaciones e iniciativas relacionadas	10
2.2 Tendencias de eficiencia energética en Chile	14
3 Objetivos y medidas del plan de eficiencia energética	17
3.1 Objetivos y metas del Plan de Eficiencia Energética	17
3.2 Medidas de eficiencia energética	21
3.2.1 Medidas Sector CPR.....	21
3.2.2 Medidas Sector Transporte.....	34
3.2.3 Medidas Sector Industria y Minería.....	56
4 Construcción de escenarios base y de eficiencia energética	65
4.1 Proyección Energética Nacional – Escenario Línea Base	65
4.1.1 Proyección Energética CPR – Escenario Línea Base	68
4.1.2 Proyección Energética Transporte – Escenario Línea Base	70
4.1.3 Proyección Energética Industria & Minería – Escenario Línea Base	72
4.2 Proyección Energética Nacional – Escenario Eficiencia Energética	74
4.2.1 Proyección Energética CPR – Escenario Eficiencia Energética	76
4.2.2 Proyección Energética Transporte – Escenario Eficiencia Energética	78
4.2.3 Proyección Energética Industria & Minería – Escenario Eficiencia Energética	80
5 Estimación de Impactos del Plan de Eficiencia eNERGÉTICA	82
5.1 Resumen de Ahorros agregados y sectoriales	82
5.2 Emisiones de GEI	84
5.3 Estimación de costos y beneficios del PAEE	85
5.4 Estimación de Beneficios en Salud	86
5.5 Beneficios económicos integrados	87
6 Referencias.....	88
7 Anexos Técnicos: Metodología de estimación análisis costo beneficio.....	94
7.1 Metodología de estimación de beneficios por escenario	94
7.1.1 Beneficios por ahorro de energía.....	94
7.1.2 Cuantificación de cobeneficios	96
7.2 Metodología de estimación de costos por escenario	97
7.2.1 Sector Transporte	98
7.2.2 Sector Comercial, Público y Residencial	109
7.2.3 Sector Industria y Minería	115

TABLAS

Tabla 1 Metas de ahorro energético anuales a nivel sectorial (respecto del escenario base)	19
Tabla 2: Resumen de ahorros de energía asociados al Escenario de Eficiencia Energética del sector CPR.....	76
Tabla 3: Resumen de ahorros de energía asociados al Escenario de Eficiencia Energética del sector Transporte.....	79
Tabla 4: Resumen de ahorros de energía asociados al Escenario de Eficiencia Energética del sector Industria y Minería.....	80
Tabla 5 Resumen de ahorros de energía asociados al Escenario de Eficiencia Energética.....	82
Tabla 6 Resultados de CAPEX y OPEX sectoriales	85
Tabla 7 Casos de salud evitados	86
Tabla 8 Beneficios económicos de salud	86
Tabla 9 Beneficios y costos del plan de eficiencia energética considerando reducción en externalidades ambientales	87
Tabla 10 Proyección de precios energéticos (USD/Tcal)	95
Tabla 11 Efectos considerados para estimación de cobeneficios	97
Tabla 12 Caracterización de los motores eléctricos en la industria nacional.....	121

FIGURAS

Figura 1 Evolución de la oferta total y consumo final de Chile en periodo 2008- 2019.....	14
Figura 2 Evolución PIB versus oferta total (TPES) y consumo final (2008=100).....	15
Figura 3 Evolución de intensidad energética	16
Figura 4 Consumo de principales sectores de uso final	16
Figura 5 Proyección de la intensidad energética del consumo final	18
Figura 6 Reducción de la intensidad energética con relación al año base	19
Figura 7 Ahorros sectoriales esperados para el cumplimiento de las metas.....	20
Figura 8 Comparación de tiempos de viaje por modo de transporte en el ambiente urbano.....	34
Figura 9 Mapa de aplicación de estándares para vehículos comerciales livianos / medianos ...	40
Figura 10 Rendimientos energéticos históricos de los vehiculos medianos vendidos en Chile.....	41
Figura 11 Participación tecnológica de los taxis y taxis colectivos por región, año 2019	49
Figura 12 Esquema de potencial de adopción de usos de hidrógeno en diferentes sectores ...	51
Figura 13 Exigencias de la regulación ACT para la venta de vehículos pesados cero y baja emisión en California	53
Figura 14 Participación sectorial de la demanda energética final de Chile 2019	65
Figura 15 Proyección de la demanda energética nacional por sector 2017-2050	66
Figura 16 Proyección de la demanda energética en escenario línea base. Desagregación por tipo de energético. Periodo 2017 - 2050.....	67
Figura 17: Proyección de la demanda energética del Sector CPR desagregado 2017-2050	68
Figura 18: Proyección de la demanda energética del sector CPR desagregada por energético. Periodo 2017 -2050	69
Figura 19: Proyección de la demanda energética del sector transporte en el Escenario Línea Base por subsector. Periodo 2017 – 2050.....	70
Figura 20: Proyección de la demanda energética del sector transporte en el Escenario Línea Base por tipo de energético. Periodo 2017 – 2050.....	71
Figura 21: Proyección de la demanda energética del sector Industria y Minería. Periodo 2017 -2050	72
Figura 22: Proyección de la demanda energética del sector industria y minería en el escenario línea base por tipo de energético. Periodo 2017 – 2050	73

Figura 23 Proyección de la demanda energética nacional con desagregación sectorial en el Escenario Eficiencia Energética. Periodo 2017-2050	74
Figura 24 Proyección de demanda energética del desagregado por energéticos.....	75
Figura 25: Proyección de la demanda energética del sector CPR en el Escenario Eficiencia Energética	76
Figura 26: Proyección de demanda energética del sector CPR desagregado por energéticos.	77
Figura 27: Proyección de la demanda energética del sector transporte en el Escenario Eficiencia Energética	78
Figura 28: Proyección de demanda energética del sector transporte desagregado por energéticos.	79
Figura 29: Proyección de la demanda energética del sector Industria y Minería	80
Figura 30: Proyección de demanda energética del sector industrial y minero desagregado por energéticos.	81
Figura 31 Proyección de ahorros de energía del Escenario Línea Base con desagregación sectorial.....	83
Figura 32 Participación porcentual de los ahorros a nivel sectorial	83
Figura 33 Proyección de emisiones de gases de efecto invernadero de los escenarios de demanda energética	84
Figura 34 Etapas del método de la función de daño.....	96
Figura 35 Infraestructura de ciclovías a nivel regional	99
Figura 36 Proyección de precios de vehículos livianos por tecnología y ventas anuales de vehículos livianos nuevos	100
Figura 37 Proyección de precios de mercado minorista de vehículos medianos	101
Figura 38 Porcentaje de vehículos livianos combustión interna convertidos	103
Figura 39 Proyección de costos unitarios de conversión de vehículos CI a eléctricos	104
Figura 40 Proyección de precios buses urbanos diésel y EV	105
Figura 41 Trayectorias de penetración de EVs en el segmento taxis y taxis colectivos.....	105
Figura 42 Exigencias de la regulación ACT para la venta de vehículos pesados cero y baja emisión en California	107
Figura 43 Penetración de tecnologías eléctricas celdas de combustible para medida	108
Figura 44 Participación tecnológica del segmento tractocamiones derivada de la medida Estándar Cero y Baja Emisiones para vehículos pesados	108
Figura 45 Proyección de viviendas nuevas derivada del Modelo Energía 2022-2050.....	110

Figura 46 Costo unitario de inversión por tecnología de calefacción	111
Figura 47 Distribución del etiquetado de nuevos hogares como función del nivel de la medida	112
Figura 48 Costo incremental de mejora desde normativa actual	113
Figura 49 Proyección de costos marginales medios de la energía eléctrica	115
Figura 50 Radiación global horizontal promedio por región	117
Figura 51 Costos de Inversión Promedio Normalizado por capacidad de producción energética anual - 1.000 m2	118



1 INTRODUCCIÓN

La globalización de la economía y la problemática ambiental han transformado al sector energético en foco de atención pública y regulatoria. Asuntos referidos a seguridad energética, descarbonización, crecimiento y competitividad, contaminación local y la superación de la pobreza son prioridades de las estrategias de desarrollo de un país. En este contexto, la eficiencia energética ha jugado un rol fundamental de política energética en países desarrollados desde hace más de dos décadas y progresivamente ocupa las agendas de los países en desarrollo.

La eficiencia energética es una de las formas más fáciles y rentables de combatir el cambio climático, reducir la contaminación del aire y mejorar la competitividad de la economía. Esto es particularmente relevante, dada la dependencia nacional de combustibles fósiles importados y su limitada disponibilidad. Sus precios quedan determinados por los vaivenes de los mercados internacionales y se relacionan con múltiples externalidades. En el contexto de independencia y seguridad energética, la experiencia internacional muestra que la eficiencia energética es una componente crucial y costo efectiva para enfrentar restricciones futuras de combustibles (ya sea de precio o cantidad).

Por otra parte, la experiencia internacional ha relacionado íntimamente las políticas de eficiencia energética con aquellas dirigidas al desarrollo sostenible y control del calentamiento global. Respecto del desarrollo sostenible, el correcto funcionamiento de los mercados energéticos hace factible el desarrollo económico. Se debe lograr que los servicios energéticos demandados encuentren la oferta para satisfacerlos al más bajo costo posible y cumpliendo las normativas nacionales e internacionales respecto de calidad, eficiencia y medio ambiente. Todo esto sin frenar el crecimiento económico.

Es así como el consumo y producción de energía conlleva emisiones con impactos locales de contaminación y el gran problema del calentamiento global. El cambio climático como problema global plantea desafíos que gradualmente se transforman en exigencias. Las regulaciones de mercados internacionales utilizan instrumentos que progresivamente intentan internalizar los costos externos asociados al calentamiento global por parte de actividades de consumo y producción.

En este contexto, las políticas de eficiencia energética son fundamentales para Chile. El desarrollo sostenible, el cumplimiento de los compromisos internacionales respecto de disminuir las emisiones, aumentar la competitividad, reducción de la pobreza energética, una matriz energética menos dependiente de fuentes extranjeras, todos son aspectos que se ven beneficiados con una política de eficiencia energética bien planificada y ejecutada. Esto en un contexto donde existe un alto potencial de eficiencia energética por parte de los principales sectores consumidores de energía y que además

resulta ser la alternativa más costo-efectiva para reducir emisiones de gases efecto invernadero.



2 PANORAMA DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA EN CHILE

El marco de la política energética en Chile se define en la Política Energética 2050. Uno de los cuatro pilares de la Política Energética de Chile 2050, actualmente en proceso de actualización, es “Eficiencia y Educación Energética”. En este, se proponen lineamientos, metas y planes para abordar el desafío de la eficiencia energética. La eficiencia energética o buen uso de la energía es transversal al cumplimiento de los demás pilares de la Política Energética, ya que aumenta la seguridad energética del país en la medida que reduce nuestra dependencia de combustibles fósiles importados; disminuye el costo de generar energía al reducir la demanda por ésta; y aumenta la sustentabilidad del sector, al reducir la contaminación local y las emisiones de GEI.

En Chile ha habido un importante avance en materia de eficiencia energética, sin embargo, se destaca la existencia de un amplio espacio de mejora y de la relevancia de las políticas públicas que se desarrollen, las cuales serán críticas para el fomento de la eficiencia energética, tal como ha demostrado la experiencia internacional. De esta forma, se plantean metas, las cuales se encuentran asociadas a los grupos consumidores de energía: sector de industria y minería, sector transporte y sector residencial público y comercial (Ministerio de Energía, 2015). Se espera que la actualización de la Política Energética profundice y aumenta la ambición de las metas definidas en 2015.

En línea con la Política Energética, La Ley de Eficiencia Energética fue promulgada el 8 de febrero de 2021. El Artículo 1° de la Ley establece que cada 5 años, el Ministerio de Energía, en colaboración con los otros ministerios, deberá elaborar un Plan Nacional de Eficiencia Energética. Por tanto, la política de eficiencia energética se articula a través del Plan Nacional de Eficiencia Energética. Este debe comprender como mínimo (Ministerio de Energía, 2021):

- Eficiencia energética residencial;
- Estándares mínimos y etiquetado de artefactos;
- Eficiencia energética en la edificación y el transporte;
- Eficiencia energética y ciudades inteligentes;
- Eficiencia energética en los sectores productivos; y
- Educación y capacitación en eficiencia energética.

El Plan deberá establecer metas de corto, mediano y largo plazo, así como los planes, programas y acciones necesarios para alcanzar las metas definidas.

2.1 Regulaciones e iniciativas relacionadas

Regulaciones e iniciativas relacionadas son:

1) Ley de cambio climático

Actualmente en trámite legislativo, la iniciativa tiene por objeto crear un marco jurídico que permita hacer frente a los desafíos que presenta el cambio climático, transitar hacia un desarrollo bajo en emisiones de gases de efecto invernadero, hasta alcanzar y mantener la neutralidad de emisiones de los mismos, reducir la vulnerabilidad y aumentar la resiliencia a los efectos adversos del cambio climático y dar cumplimiento a los compromisos internacionales asumidos por el Estado de Chile en la materia.

Regula la creación de Instrumentos de Gestión del Cambio Climático: neutralidad de emisiones al 2050; Estrategia Climática de Largo Plazo; Contribución Determinada a Nivel Nacional; Planes Sectoriales de Mitigación al Cambio Climático; Planes Sectoriales de Adaptación al Cambio Climático; Reporte de Acción Nacional de Cambio Climático; Planes de Acción Regional de Cambio Climático; y Planes Estratégicos de Recursos Hídricos en Cuencas.

2) Estrategia Nacional de Electromovilidad

La Estrategia Nacional de Electromovilidad delinea las acciones que Chile debe tomar en el corto y mediano plazo para lograr metas de electromovilidad al 2050. La iniciativa, resultado de un esfuerzo público y privado, busca aportar a la eficiencia energética nacional y la mitigación de gases de efecto invernadero, así como contribuir a mejorar la movilidad y la calidad de vida.

La estrategia identifica 6 ejes estratégicos a ser desarrollados:

- Aspectos Regulatorios, Estándares y normativa. Entre las líneas de acción de este eje se destacan.
 - Establecimiento de estándares mínimos de eficiencia energética para vehículos particulares (en contexto de Ley de eficiencia energética)
 - Definición de normativa técnica/económica de la carga (en contexto de nueva ley de distribución eléctrica)
 - Definición de normativa de disponibilidad de instalaciones de carga en edificaciones
 - Definición de normativa de convivencia vial (beneficios de vehículos eléctricos sobre otras tecnologías, por definir).
 - Establecimiento de requisitos técnicos constructivos y de seguridad para vehículos eléctricos
- Transporte Público como motor de desarrollo



- Incentivos para transporte público mayor. Se implementarán incentivos en las bases de licitación (u otras fórmulas de regulación del transporte público) que premien la incorporación de nuevas tecnologías, así como se estudiará la posibilidad de utilizar recursos provenientes del subsidio a transporte público y/o de fondos sectoriales del Ministerio de Energía para generar subsidios a la adquisición de vehículos eléctricos. También se continuará con los esfuerzos para conseguir apoyo de fondos internacionales para estos fines.
- Incentivos para taxis colectivos. El programa “Renueva tu colectivo” genera incentivos especiales para el recambio tecnológico a electricidad.
- Incentivos para taxis. Concursos de nuevos cupos para taxis eléctricos a lo largo del país y estudio de otros incentivos que puedan acompañar a dicha medida (como plataformas tecnológicas nacionales que colaboren en la gestión de flotas y la interacción con el usuario)
- Fomento en I+D y formación de capital humano especializado
 - Fomento a la investigación y desarrollo aplicados para generar un ambiente de negocios en electromovilidad
 - Formación de investigadores y capacitación de técnicos y profesionales; funcionarios públicos y tomadores de decisión
 - Mesa de trabajo de prospección tecnológica
- Impulso inicial
 - Transformación de flota pública
 - Desarrollo de proyectos piloto de flota comercial
 - Fomento al automóvil eléctrico (Algunas medidas ya están en curso, como la provisión de espacios preferentes con infraestructura de carga en estacionamientos concesionados y la exención de restricción vehicular. Se estudiarán también otras medidas, como rebaja o exención de tarifa para automóviles eléctricos en nuevas obras concesionadas (estacionamientos públicos); acuerdos con suministradoras de energía para carga de vehículos para establecer tarifas rebajadas en la carga de vehículos eléctricos; etc).
- Transferencia de conocimiento y entrega de información
 - Creación de un observatorio de la electromovilidad
 - Difusión de la electromovilidad
- Gestión de la Estrategia Nacional de Electromovilidad
 - Definición de una estructura institucional para la gestión de la estrategia de electromovilidad
 - Mesa de trabajo público-privada

3) Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde

La Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde de Chile tiene tres objetivos principales:

- Contar con 5 GW de capacidad de electrólisis en desarrollo al 2025;
- Producir el hidrógeno verde más económico en el año 2030
- Estar entre los 3 principales exportadores para 2040.

Para lograr estos objetivos, se desarrolló un plan de acción que busca acelerar el despliegue de la industria nacional de hidrógeno verde hasta 2025 y poder exportar hidrógeno verde y sus derivados a partir del año 2030.

Para aumentar la demanda, se explorarían mecanismos de cuotas para el uso en redes de gas, experiencia similar a la que se aplicó con éxito para impulsar las energías renovables. Además, se creará un grupo de trabajo con empresas para acelerar el uso del hidrógeno verde en los procesos productivos. Se pretende que la industria del hidrógeno sea considerada en las decisiones políticas del ordenamiento y planificación territorial, específicamente respecto a requerimientos de infraestructura.

Otras acciones clave contempladas en la Estrategia son el desarrollo de capacidades y transferencia de conocimientos para satisfacer las necesidades de capital humano que demandará la industria. Además, considera involucrar comunidades y grupos de interés locales para asegurar una participación temprana y continua. Con esto se busca aumentar el valor que pueden capturar los proveedores locales.

4) Estrategia de Transición Energética Residencial

La “Estrategia de Transición Energética Residencial” tiene por objetivo permitir un tránsito hacia una matriz térmica residencial más limpia, segura y eficiente, con alternativas a la leña que sean accesibles para todos los sectores de la sociedad, promoviendo a su vez edificaciones y equipos eficientes. Entre los objetivos específicos, considerados en dicha estrategia, se encuentra la habilitación de alternativas para calefacción residencial distintas a la leña y a un precio accesible para toda la población.

5) Estrategia Nacional de Calor y Frío

La Estrategia Nacional de Calor y Frío busca complementar la política pública que fomenta la incorporación de energías renovables, el uso de nuevas tecnologías y la disminución de gases de efecto invernadero GEI, para poder lograr la carbono



neutralidad de Chile al 2050. Las metas de la estrategia al 2050 contemplan que el 80% de la energía utilizada para calor y frío sea sostenible. Conseguir que el 75% de viviendas puedan cubrir sus “necesidades de calor y frío” de forma sostenible y reducir en un 65% los GEI asociados a la generación de calor y frío.

6) Estrategia Educativa de Energía

Estrategia derivada de la Política Energética 2050 y la determinación de sus objetivos estratégicos. Esta estrategia es un instrumento que promueve los esfuerzos de la política pública para articular y vincular energía y sociedad, y cuyo principal objetivo es instalar una cultura energética en todos los niveles de la sociedad a través de la articulación de actores público, privado y academia. Las metas de la estrategia consideran:

- Facilitar y promover el acceso a la información, recursos, difusión y contenidos de energía para toda la ciudadanía
- Promover el buen uso de la energía, recursos educativos, concursos, divulgación y asistencia técnica desde educación parvularia a secundaria
- Promover el desarrollo de competencias y Capital Humano, formación, especialización y becas para la gestión sustentable de la energía

7) Estrategia de Transición Justa de Energía

Estrategia llevada a cabo por el Ministerio de Energía en conjunto con el Ministerio del Trabajo y el Ministerio de Medio Ambiente cuyo principal objetivo es velar por que la transición energética nacional hacia la carbono neutralidad incorpore un desarrollo social y ambiental justo y equitativo, y que promueva la creación de empleos verdes que mejoren la calidad de vida de las personas, y el mejoramiento de las condiciones medio ambientales en los territorios donde se emplace la infraestructura del sector energía (Ministerio de Energía, 2021).

8) Carbono Neutralidad en el Sector Energía

En paralelo al trabajo legislativo que genere la Ley Marco de Cambio Climático mencionada en el punto 1), el Ministerio de Energía, se ha comprometido al desarrollo de proyecciones (de periodicidad anual) del consumo energético nacional y el análisis de medidas de mitigación y que permitan constituir la base para la elaboración del Plan de Carbono Neutralidad del País. El Plan debe 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.

2.2 Tendencias de eficiencia energética en Chile

El consumo energético del país ha ido en aumento junto con el crecimiento económico y poblacional. Esto se aprecia tanto para la oferta total (TPES) como para el consumo final. La oferta total creció de desde un valor de casi 313 Tcal en 2008 a 415 Tcal en 2019 con una tasa de crecimiento promedio anual de 2,6%. Por su parte, el consumo final pasa desde 255 Tcal en 2008 a 302 Tcal en 2019 con una tasa promedio anual de 1,5%.

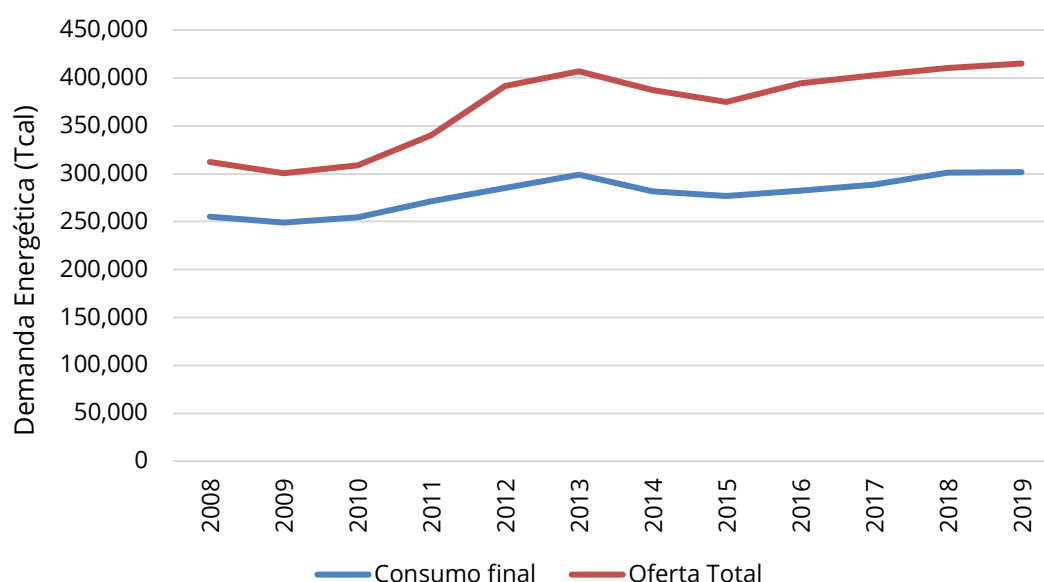


Figura 1 Evolución de la oferta total y consumo final de Chile en periodo 2008- 2019

Fuente: Elaboración propia a partir de estadísticas del BNE.

Es importante mencionar que el 2014 hay un cambio metodológico en la estimación de los consumos residenciales de leña que marca una caída relevante del consumo y que resulta notorio tanto en el consumo final como en la oferta total.

Al analizar la evolución conjunta de la oferta total y el producto interno bruto es posible deducir que el consumo energético no se ha desacoplado del crecimiento económico lo que hace urgente avanzar y profundizar medidas de eficiencia energéticas que permitan cumplir los objetivos de la ley y de mitigación de gases efecto invernadero. En este caso, el consumo asociado a los centros de transformación- particularmente generación eléctrica- presentan alzas relevantes de consumo desde la caída del gas natural argentino y escasez hidrológica lo que resulta en años con alta generación de

derivados de petróleo y menores niveles de eficiencia. Cierta desacople se observa, sin embargo, en el consumo final.

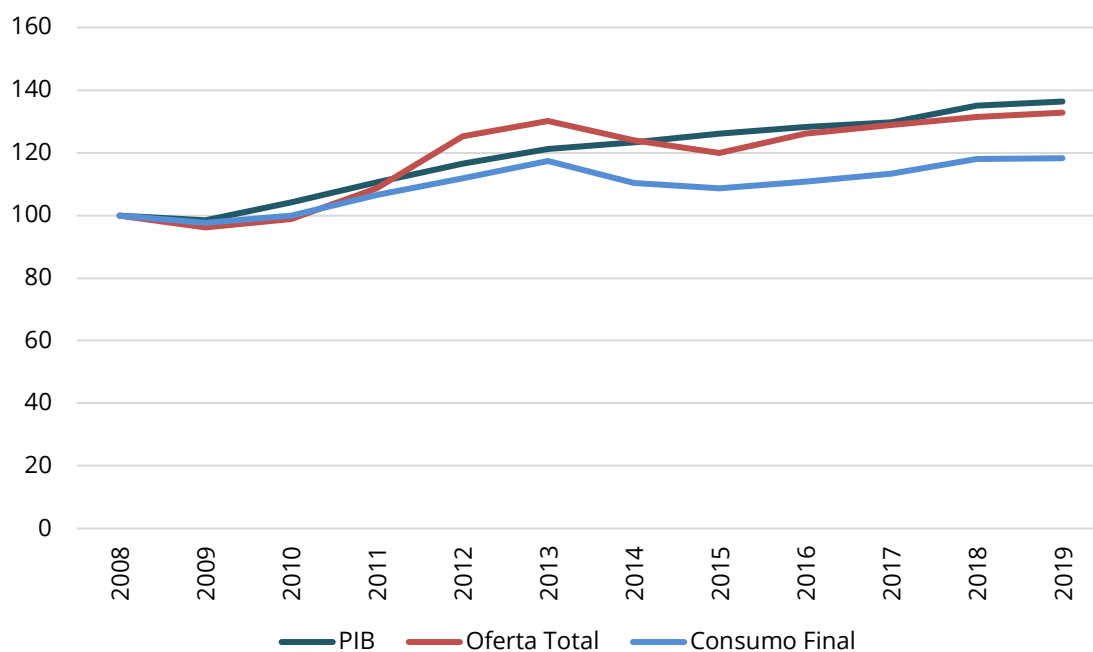


Figura 2 Evolución PIB versus oferta total (TPES) y consumo final (2008=100)

Fuente: elaboración propia a partir de estadísticas del Ministerio de Energía (BNE) y Banco Central (PIB encadenados compilación 2013).

La intensidad de energía respecto al consumo final y oferta total no ha presentado mayores variaciones en los últimos seis años. Se consideran solo los últimos seis años por consistencia en la estimación de los consumos.

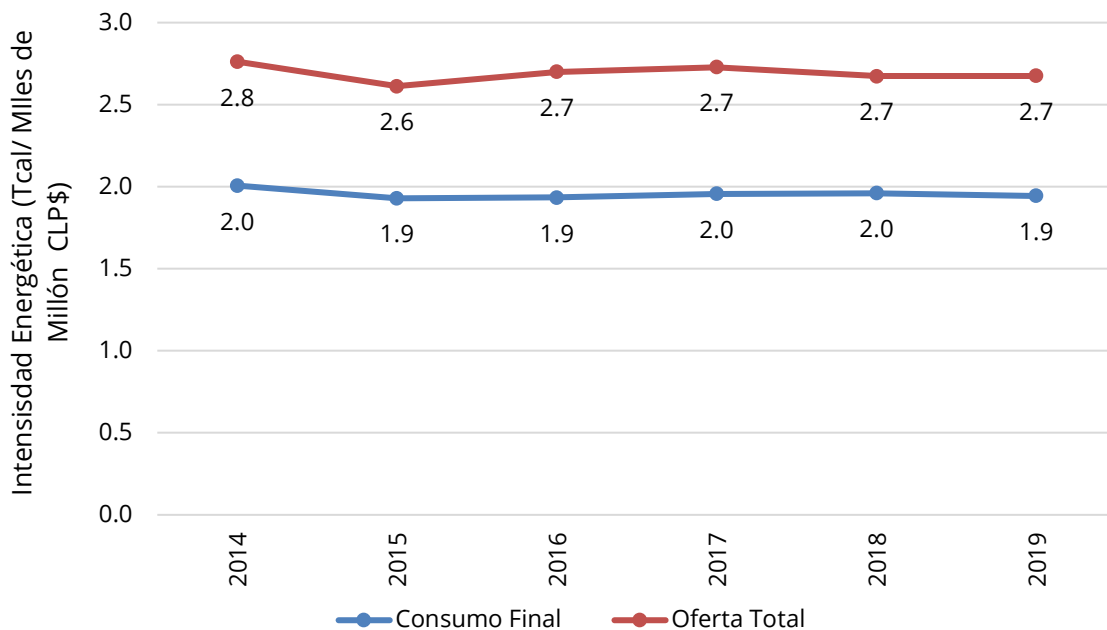


Figura 3 Evolución de intensidad energética

Fuente: elaboración propia a partir de estadísticas del Ministerio de Energía (BNE) y Banco Central (PIB encadenados compilación 2013).

La figura siguiente presenta la evolución de los principales sectores consumidores de uso final.

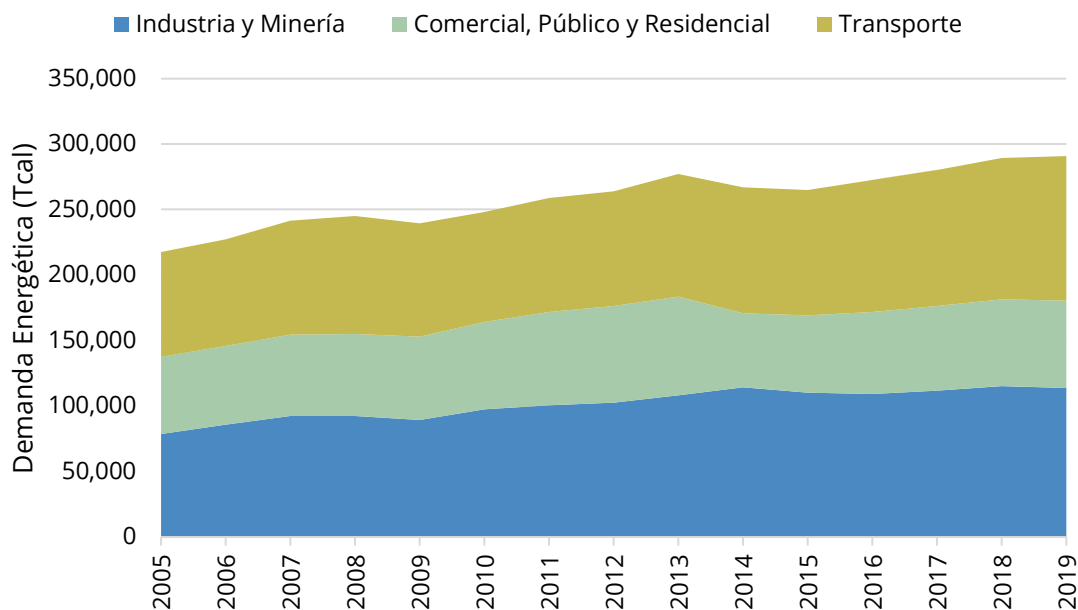


Figura 4 Consumo de principales sectores de uso final

Fuente: elaboración propia a partir de estadísticas del Ministerio de Energía (BNE)



3 OBJETIVOS Y MEDIDAS DEL PLAN DE EFICIENCIA ENERGÉTICA

3.1 Objetivos y metas del Plan de Eficiencia Energética

Las medidas de eficiencia energética impulsadas por el Plan contribuyen a reducir y mejorar el uso de la energía. En la experiencia internacional y nacional ha sido un pilar fundamental para reducir emisiones de gases efecto invernadero y mejorar los niveles de contaminación local. Las medidas de eficiencia son centrales en todos los sectores de consumo final de la economía. Consideradas en su conjunto permiten lograr los objetivos de manera costo-eficiente, contribuyendo a un desarrollo económico sustentable y generación de empleo.

El Plan sigue la ley en cuanto a la meta de reducción de consumo exigida a través de la intensidad energética para el país. La meta es reducir la intensidad en, al menos, 10% al año 2030, respecto del año 2019 (Ministerio de Energía, 2021b). Además, el Plan contempla una meta para los Consumidores con Capacidad de Gestión de Energía consistente en la reducción de su intensidad energética de, al menos, 4% promedio para su periodo de vigencia.

Considerando lo anterior, este indicador debe ser monitoreado para analizar el cumplimiento de las metas. Lo anterior permite establecer si los niveles de ambición de las metas definidas para cada sector son suficientes para cumplir con esta restricción, o si de lo contrario, se requiere de evaluar mayores exigencias para las mismas medidas, o bien incluir medidas adicionales.

A continuación, se presentan los resultados las proyecciones de las intensidades de consumo final estimadas para un escenario base (sin plan) y un escenario de eficiencia energética (con plan de eficiencia energética).

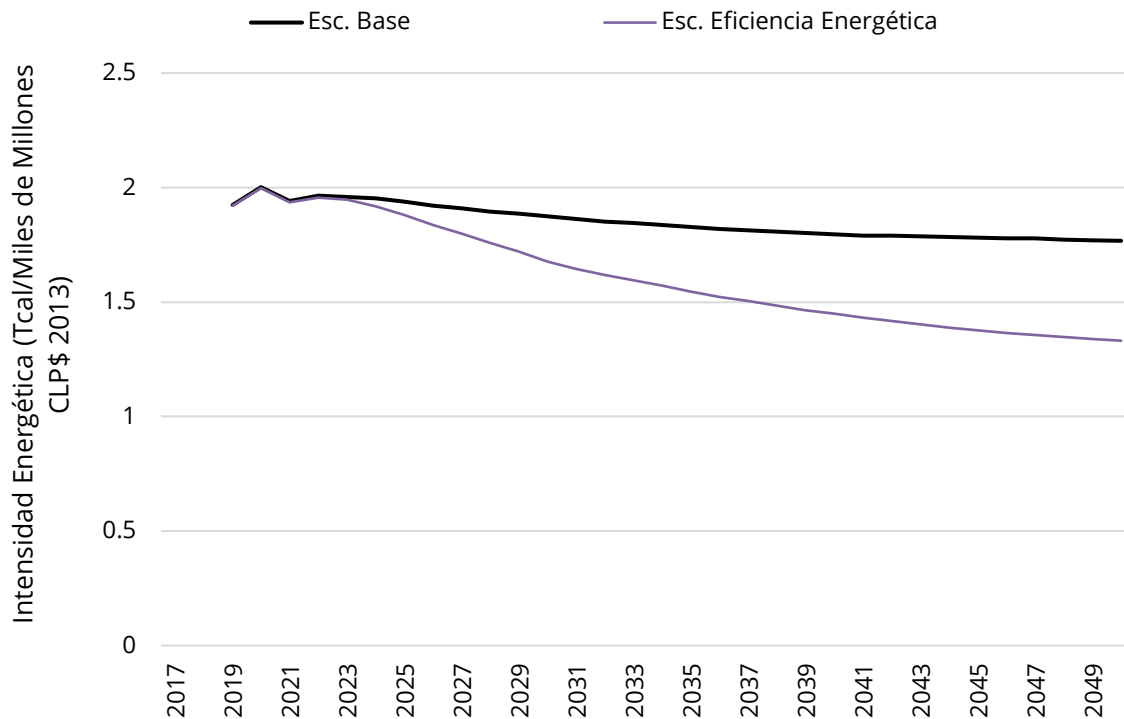


Figura 5 Proyección de la intensidad energética del consumo final

Fuente: Elaboración propia.

En ambos casos, el crecimiento económico nacional promedio esperado es mayor al crecimiento de la demanda energética de cada uno de los escenarios. Como consecuencia de lo anterior, se observa que tanto en el escenario de línea base como en el escenario de eficiencia energética se proyecta una disminución de la intensidad energética. Mientras en el escenario línea base la intensidad energética se reduce a una tasa anual promedio de 0,32% en el periodo 2021-2050, en el escenario del plan de eficiencia energética dicha tasa es de 1,28%.

La intensidad energética en el año base (2019) es de 1,92 Tcal/miles de millones CLP\$ 2013. Dado este valor, y puesto que la meta de reducción de la intensidad es con relación a este, se presenta en la siguiente figura la evolución de la reducción porcentual de la intensidad con base 2019 para cada escenario:

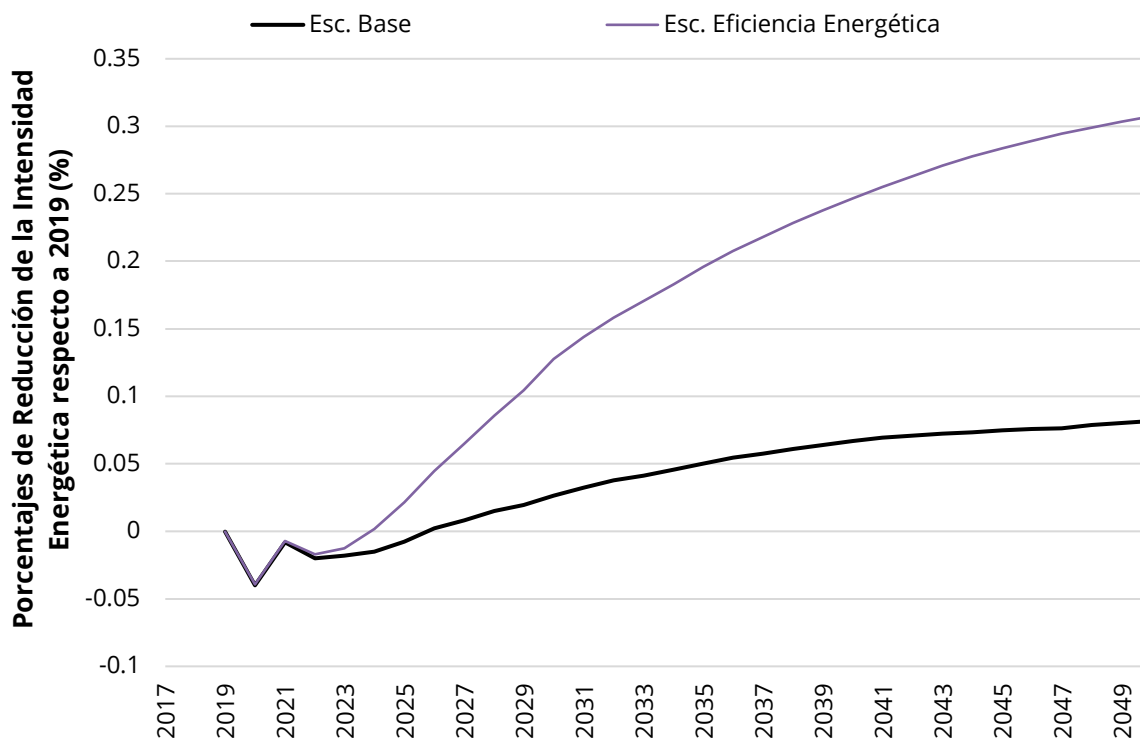


Figura 6 Reducción de la intensidad energética con relación al año base

Fuente: Elaboración propia.

De acuerdo con lo presentado en Figura 6 en el Escenario de Línea Base en el año 2030 se alcanzaría una reducción de la intensidad energética de sólo 2,6% respecto al valor observado para el año base (2019). En tanto, en el Escenario de Eficiencia Energética se alcanza, aunque con holgura, la reducción meta establecida en la Ley de Eficiencia Energética. En este escenario la reducción al 2030 es de 12,8%.

En esta sección se resumen los principales resultados asociados a las reducciones de energía sectorial, que permitan establecer potenciales metas de ahorro sectorial.

Tabla 1 Metas de ahorro energético anuales a nivel sectorial (respecto del escenario base)¹

Fuente: Elaboración propia.

Escenario Eficiencia Energética	2030		2040		2050	
	Tcal	%	Tcal	%	Tcal	%
Industria & Minería	17.213	45%	31.621	38%	47.575	39%
Transporte	14.786	38%	33.746	40%	44.549	36%
CPR	6.657	17%	18.586	22%	30.636	25%
TOTAL	38.657	100%	83.953	100%	122.761	100%

¹ Los resultados de ahorros del escenario presentados en la tabla corresponden a la aplicación de todas las medidas de eficiencia energética en sus respectivos niveles (incluidas sus interacciones), y no a la suma de los ahorros de las medidas en forma individual.

Mientras los ahorros sectoriales crecen en términos de valor absoluto año a año (ver Figura 7), las participaciones porcentuales de cada uno de los sectores en el ahorro total varían en el tiempo como lo muestra la Tabla 1. En el año 2030, mayores ahorros se concentran en el sector Industria & Minería, como resultado principal de la acción temprana y significativa de la implementación de los Sistemas de Gestión de la Energía a grandes consumidores. Para el 2040, muchas medidas de relevancia se han implementado en el sector transporte (estándares y prohibiciones de venta de vehículos de combustión interna y medidas de fomento a la electromovilidad), por lo que es este sector el que concentra los mayores ahorros porcentuales. Al 2050, los ahorros porcentuales de los sectores Transporte e Industria & Minería se nivelan, y las medidas del sector CPR (que son más graduales) hacen que la participación de este sector aumente, hasta alcanzar un 25%.

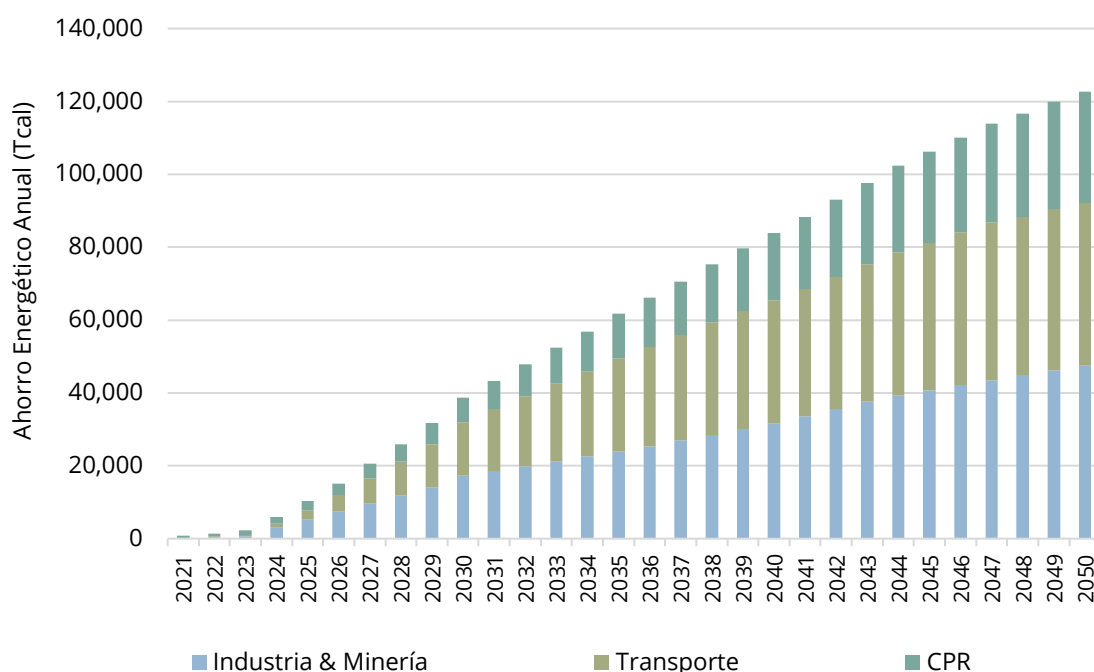


Figura 7 Ahorros sectoriales esperados para el cumplimiento de las metas

Fuente: Elaboración propia.

3.2 Medidas de eficiencia energética

En esta sección se presentan las medidas de eficiencia energética en el Plan. Estas son clasificadas sectorialmente para lograr consistencia con la estructura del balance de energía y líneas de acción del plan de eficiencia energética.

3.2.1 Medidas Sector CPR

3.2.1.1 Sistemas Solares Térmicos

Nombre de la medida	Sistemas Solares Térmicos
Descripción, contexto y objetivos	<p>Un Sistema Solar Térmico (SST) transforma la energía radiante emitida por el sol en energía térmica y la acumula, en forma de agua caliente, para pasar al sistema auxiliar (comúnmente calefón) antes de su posterior consumo. Actualmente, más de 100.000 viviendas cuentan con SST en nuestro país, gracias a instrumentos estatales de fomento.</p> <p>El objetivo de la medida es masificar el uso de SST a nivel residencial reduciendo los consumos de combustibles utilizados para el Agua Caliente Sanitaria (ACS) entre un 30 y un 75%. En el ejercicio prospectivo realizado para la actualización de chilena de la NDC se consideró que, en el escenario de Carbono Neutralidad, 52% en usos de ACS en hogares y 10% en hospitales al 2050 será cubierto por Sistemas Solares Térmicos al 2050 (Ministerio de Medio Ambiente, 2020).</p>
Metas de ahorro	Se evaluó la instalación de 12.000 unidades por año distribuidas a nivel nacional. De lo anterior, se espera una reducción de consumo de 3.195 Tcal de combustibles fósiles durante el periodo 2021 – 2050, lo que podría generar reducciones de emisión de gases de efecto invernadero equivalentes a 1,2 millones de toneladas de CO ₂ equivalente durante el periodo.
Alcance (sectores y subsectores abordados)	Sector Público y Residencial.
Instrumentos y mecanismos de acción	<p>A la fecha se han implementado diversos mecanismos de apoyo al financiamiento de la instalación de Sistemas Solares Térmicos. Entre estos se encuentran:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Franquicia Tributaria y subsidio para viviendas sociales nuevas (Renovación Ley 20.365)



	<ul style="list-style-type: none"> • Programa de Reconstrucción • Subsidio del MINVU para viviendas sociales existentes • Créditos verdes <p>La ley 20.897 (sucesora de la ley 20.365) extiende la franquicia tributaria por el periodo 2015-2020 para los sistemas solares térmicos, cuyo beneficio es del 100% para viviendas menores a 2.000 UF y con decrecimiento lineal hasta 0% para las viviendas de 3.000 UF o más, y establece un subsidio complementario a los programas habitacionales del Ministerio de la Vivienda para instalar SST en viviendas sociales nuevas. Al 2018 el número de viviendas nuevas beneficiadas con Franquicia Tributaria para instalación de Sistemas Solares Térmicos (SST) fue de 65.132 (Ministerio de Energía, 2021k)</p> <p>El programa de reconstrucción consideró la entrega de subsidios para la instalación Sistemas Solares Térmicos en viviendas que fueron destruidas producto de desastres naturales, y que serán reparadas y/o reconstruidas. A octubre del 2018 fueron beneficiadas 5.560 viviendas (Ministerio de Energía, 2021j)</p> <p>Por último, se encuentra vigente un subsidio para la instalación de Sistemas Solares Térmicos (SST) a través del Programa de Protección del Patrimonio Familiar (PPPF) administrado por el Ministerio de la Vivienda y Urbanismo (MINVU). Al 2017, fueron 43.530 viviendas beneficiadas (Ministerio de Energía, 2021i)</p>
Responsables requerimientos y de coordinación	Ministerio de Energía – Ministerio de Vivienda y Urbanismo – Servicio de Impuestos Internos
Costos Financiamiento y	Se ha estimado un CAPEX de la medida en 294 millones de USD para el periodo 2021-2050, mientras los ahorros generados por la reducción de compra de combustibles serían equivalentes a 490 millones de USD en el mismo periodo. La implementación de esta medida generaría beneficios netos iguales a 196 millones de USD.

3.2.1.2 Reacondicionamiento térmico de viviendas existentes

Nombre de la medida	Reacondicionamiento térmico viviendas existentes
Descripción, contexto y objetivos	<p>El consumo de energía del sector residencial está dado principalmente por el parque de viviendas que no poseen estándares de eficiencia energética adecuados y la falta de reglamentos de tipo obligatorio para la incorporación de la eficiencia energética en el diseño, construcción y operación de las edificaciones (Ministerio de Energía, 2018b). Si bien pueden establecerse reglamentaciones térmicas de construcción más exigentes, estas operarán sólo sobre los nuevos hogares.</p> <p>Esta medida contempla el reacondicionamiento térmico (aislación de techos, muros, pisos y ventanas) de viviendas vulnerables con el propósito de reducir los requerimientos de energía útil de climatización de las viviendas.</p> <p>En el documento Carbono Neutralidad en el Sector Energía: “se consideró una mejora promedio del 30% en la eficiencia energética por vivienda debido al reacondicionamiento térmico de éstas”. Las metas planteadas en el documento Carbono Neutralidad en el Sector Energía son:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 20.000 viviendas al año a nivel nacional <p>En la actualización de la Política Energética se plantea la meta:</p> <p>2050: Al menos 35% del parque construido total de viviendas (nuevas y existentes), tienen un acondicionamiento térmico equivalente a la nueva versión de la reglamentación térmica, en proceso de elaboración, debiéndose para ello analizar e implementar distintas herramientas público-privadas que incrementen los esfuerzos que realiza el Estado a través de subsidios.</p> <p>Relación con Estrategia de Frío y Calor. Objetivos de sustentabilidad y pobreza energética.</p> <p>La estrategia de calor y frío plantea la meta:</p> <p>A 2050, lograr que el 75% de viviendas logran cubrir sus “necesidades de calor y frío” (estar por encima de la línea de pobreza energética térmica), de forma sostenible.</p>
Metas de ahorro	<p>La medida considera como meta de reacondicionamiento de 50 mil viviendas por año entre 2022-2050, 2/5 de las cuales se realizarían</p>



	con apoyos estatales. Se estima que el reacondicionamiento de las viviendas disminuya las pérdidas de calor en 30%. De lo anterior se ha estimado un ahorro asociado a la implementación de la medida de 79.346 Tcal acumulados al 2050. En términos ambientales, la medida generaría una reducción de 14,4 millones de toneladas de CO ₂ equivalente durante el periodo.
Alcance (sectores y subsectores abordados)	Sector residencial con foco en viviendas más vulnerables y con construcción previa al 2000
Instrumentos y mecanismos de acción	Subsidios de acondicionamiento térmico regular (DS255 y DS27); créditos blandos.
Responsables y requerimientos de coordinación	Ministerio de Energía, Ministerio de Vivienda y Urbanismo, SERVIU.
Costos y Financiamiento	La inversión adicional asociada a la medida ha sido cuantificada en 5.064 millones de USD durante el periodo 2021-2050, mientras los ahorros generados por la reducción de demanda energética de los hogares se estiman en 5.061 millones de dólares, alcanzando una relación beneficio/costo cercana a 1.



3.2.1.3 Actualización de la reglamentación térmica

Nombre de la medida	Actualización de la reglamentación térmica
Descripción, contexto y objetivos	<p>Desde el 2000 Chile cuenta con una Reglamentación Térmica que establece requerimientos mínimos de aislación térmica para las viviendas nuevas. En el año 2007, fue publicada una segunda etapa del reglamento, que pese a ser un avance, continúa considerando una aislación en complejos de techumbre, muros, pisos ventilados y ventanas con estándares bastante básicos.</p> <p>Si bien aún no hay una fecha para la publicación de la actualización, el Ministerio de Vivienda y Urbanismo (MINVU) hizo una consulta pública para actualizar la Reglamentación Térmica (RT) vigente desde el 2007 y espera su pronta aprobación (Molina, 2021).</p> <p>La propuesta de actualización de la Reglamentación Térmica permitirá disminuir un 30% promedio nacional la demanda térmica de las viviendas, permitiendo obtener un ahorro en el requerimiento de energía para calefacción de un 60% (promedio centro-sur de Chile) (NEGOCIO & CONSTRUCCIÓN, 2020)</p> <p>La actualización de la Política Energética plantea las metas:</p> <p>2050: Al menos 35% del parque construido total de viviendas (nuevas y existentes), tienen un acondicionamiento térmico equivalente a la nueva versión de la reglamentación térmica², en proceso de elaboración, debiéndose para ello analizar e implementar distintas herramientas público-privadas que incrementen los esfuerzos que realiza el Estado a través de subsidios.</p> <p>2050: 10% de viviendas existentes al 2050 tienen un estándar equivalente al de la cuarta versión de la reglamentación térmica³, la que deberá apuntar hacia edificaciones de energía net cero.</p>
Metas de ahorro	<p>La tercera etapa de RT se implementa a fines de 2021 (RT 2021). Disminución promedio de 20% de la Demanda Térmica Calefacción con respecto a las demandas térmicas del país, según estándar 2da Etapa RT (RT 2007).</p> <p>La cuarta etapa RT se implementa en 2031 (RT 2031). Se establece el Estándar de Edificación Net Cero Energía para viviendas nuevas, lo que implica una disminución promedio de 65% de la Demanda</p>

² Al año 2021 debiera finalizarse la actualización de la reglamentación térmica, correspondiente a la 3ª versión.

³ La próxima adecuación de la reglamentación térmica debiera ocurrir 10 años después de la actual adecuación -es decir, cercano al año 2031.



	<p>Térmica de la Vivienda con respecto a las demandas térmicas del país, respecto al estándar 2da Etapa RT (RT 2007). Se considera que el 77% de la demanda térmica es destinada a la calefacción.</p> <p>La implementación de estas nuevas reglamentaciones generará ahorros acumulados de 87.332 Tcal durante el periodo 2021 – 2050. En el mismo sentido, la medida podría generar un ahorro directo de hasta 15,6 millones de toneladas de CO₂ equivalente durante el periodo.</p>
Alcance (sectores y subsectores abordados)	La medida tiene un alcance nacional, aun cuando los impactos y la reglamentación reconoce y realiza distinciones de las distintas zonas térmicas presentes en el país. La medida aplicará a las edificaciones tanto residenciales como públicas.
Instrumentos y mecanismos de acción	El objetivo de la medida es mejorar la envolvente térmica de las viviendas y edificaciones nuevas, y de esta forma reducir en consumo de energía térmica. El instrumento aplicado es un cambio legal, que modifica la reglamentación térmica vigente, y que forma parte de la Ordenanza General de Urbanismo y Construcciones (OGUC). Esta se enmarca tanto dentro de los objetivos planteados tanto en la Política Energética de Largo Plazo (Ministerio de Energía, 2016), como en la Ruta Energética 2018-2022 (Ministerio de Energía, 2018b).
Responsables y requerimientos de coordinación	Ministerio de Energía - Ministerio de Vivienda y Urbanismo – Ministerio de Obras Públicas – Ministerio de medio Ambiente (Impacto en planes de descontaminación).
Costos y Financiamiento	<p>Se ha estimado un costo de inversión unitario adicional promedio para la construcción de viviendas y departamentos de 100 Unidades de Fomento (UF) para cumplir con el primer estándar y de 130 UF para el segundo.</p> <p>Se estima CAPEX de la medida en 3.703 millones de USD para el periodo 2021-2050, y ahorros o beneficios económicos equivalentes a 5.553 millones de USD, generando beneficios netos iguales a 1.850 millones de USD.</p>



3.2.1.4 Calificación Energética de viviendas

Nombre de la medida	Calificación Energética de Viviendas														
Descripción, contexto y objetivos	<p>Las viviendas consumen casi un 15% de la energía total del país, y parte importante de esta se destina a calefacción (Fuente: Balance Nacional de Energía, Ministerio de Energía). La cantidad de energía destinada a calefaccionar un hogar u edificio depende en gran medida de la aislación térmica de la estos. El proyecto de ley establece que las edificaciones (viviendas y edificios), deberán contar con una Calificación Energética (Etiquetado) para obtener la recepción final o definitiva.</p>														
Metas de ahorro	<p>Como resultado de la implementación de la calificación energética de viviendas y el etiquetado, los nuevos hogares deberán ser calificados, cuya distribución de la calificación en el etiquetado se espera sea de acuerdo a la siguiente figura:</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Etiquetado</th> <th>Porcentaje de Hogares Calificados</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>A+</td> <td>5%</td> </tr> <tr> <td>A</td> <td>15%</td> </tr> <tr> <td>B</td> <td>25%</td> </tr> <tr> <td>C</td> <td>30%</td> </tr> <tr> <td>D</td> <td>20%</td> </tr> <tr> <td>E</td> <td>5%</td> </tr> </tbody> </table> <p>Como resultado de lo anterior, se espera que los ahorros de energía acumulados para el periodo 2021 – 2050 alcancen las 97.469 Tcal, y en consecuencia, se alcance una reducción de emisiones de GEI acumuladas de 17,1 millones de toneladas de CO₂ equivalente durante el periodo.</p>	Etiquetado	Porcentaje de Hogares Calificados	A+	5%	A	15%	B	25%	C	30%	D	20%	E	5%
Etiquetado	Porcentaje de Hogares Calificados														
A+	5%														
A	15%														
B	25%														
C	30%														
D	20%														
E	5%														
Alcance (sectores y subsectores abordados)	Todas las viviendas nuevas desde la entrada en aplicación de la normativa.														



Instrumentos y mecanismos de acción	Normativa regulatoria.
Responsables y requerimientos de coordinación	El procedimiento, exigencias y condiciones del otorgamiento de la calificación y precalificación energética y su publicidad se regularán en reglamentos expedidos a través del Ministerio de Vivienda y Urbanismo, y suscritos por el Ministerio de Energía.
Costos y Financiamiento	La inversión total adicional respecto a la línea base asociada a esta medida se estima en 3.358 millones de USD en el periodo 2021-2050. En cambio, los beneficios económicos asociados al ahorro en combustibles y/o energéticos respecto a la línea base se estiman en 6.367 millones de USD, lo que representan una razón beneficio/costo de casi el doble.

3.2.1.5 Electrificación de la calefacción

Nombre de la medida	Electrificación de la calefacción
Descripción, contexto y objetivos	Medida orientada a cambiar las fuentes energéticas para la calefacción, utilizando energía limpia y más eficiente. La medida tiene como foco las zonas geográficas con altos índices de contaminación atmosférica local.
Metas de ahorro	Asume reemplazo de energía eléctrica en consumos de climatización. En 2050 más del 56.1% de los hogares usa electricidad para este fin. Como resultado de lo anterior, se esperan alcanzar ahorros acumulados de 170.448 Tcal al 2050, y reducciones de emisión directas acumuladas de 45,8 millones de toneladas de CO ₂ equivalentes en el periodo.
Alcance (sectores y subsectores abordados)	Alcance nacional, con priorización en comunas con altos niveles de contaminación (79 comunas).
Instrumentos y mecanismos de acción	<p>El programa recambia tu calor del Ministerio de Energía un mecanismo diseñado por la autoridad destinado a incentivar el recambio a calefactores eléctricos eficientes junto con una tarifa competitiva, disminuyendo el uso de leña como combustible para la calefacción.</p> <p>Consiste en que los usuarios residenciales con tarifa BT1 o TRAT1 que cambien su manera de calefaccionarse hacia sistemas eléctricos, puedan comprar la energía adicional que utilicen por efecto de este nuevo sistema de calefacción a precios cerca de un 20% más baratos que la energía que pagan por el resto de los consumos en su domicilio.</p>
Responsables y requerimientos de coordinación	Ministerio de Energía – Comisión Nacional de Energía
Costos y Financiamiento	Se estima CAPEX de la medida en 306 MM USD para el periodo 2021-2050.



3.2.1.6 Mejora eficiencia luminarias públicas

Nombre de la medida	Mejora eficiencia luminarias públicas
Descripción, contexto y objetivos	<p>Se estima que un municipio por concepto de alumbrado público gasta aproximadamente entre el 70% y 75% de su consumo total de energía, y a pesar de esta alta proporción del consumo energético, son pocos los municipios que tienen un conocimiento cabal de sus instalaciones o que han aplicado medidas de eficiencia energética y gestión de la energía (PNUD, 2014).</p> <p>En 2014 nace el Programa de Recambio de Alumbrado Público para Municipios, cuyo principal objetivo fue fomentar la eficiencia en el alumbrado público (AP), que permita reducir la demanda eléctrica a nivel municipal, regional y nacional, mediante el remplazo de la luminaria actual por sistemas de menor consumo e igual confort. En concreto, el programa se planteó:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Recambio de 200.000 luminarias de alumbrado público, con énfasis en aquellas que utilicen tecnologías más ineficientes • Nuevos reglamentos de alumbrado público • Apoyo a municipalidades en planes de gestión y asesoría en la determinación de las opciones tarifarias más convenientes.
Metas de ahorro	La medida ha sido evaluada considerando el remplazo de 8.000 unidades al año durante el horizonte de evaluación 2022-2050, con lo que se esperaría generar ahorros por 450 Tcal acumuladas durante el periodo.
Alcance (sectores y subsectores abordados)	La medida reduce la demanda eléctrica del sector público.
Instrumentos y mecanismos de acción	El principal mecanismo utilizado hasta ahora son concursos públicos para las municipalidades beneficiadas y licitaciones públicas para el remplazo de luminaria en municipalidades beneficiadas.
Responsables y requerimientos de coordinación	Ministerio de Energía, Municipalidades y Gobiernos Regionales beneficiarios de los programas.
Costos y Financiamiento	Entre los años 2015-2018 el Programa de Recambio de Alumbrado Público realizó 14 licitaciones alcanzando un costo de mínimo de licitaciones de 358.000 CLP\$ por luminaria (Ministerio de Energía, 2018). Considerando lo anterior, la medida supone un CAPEX de 63

	millones de USD durante el periodo 2022-2050 y generando ahorros por 20 millones de USD.
--	--



3.2.1.7 Programa Eficiencia Edificios Públicos

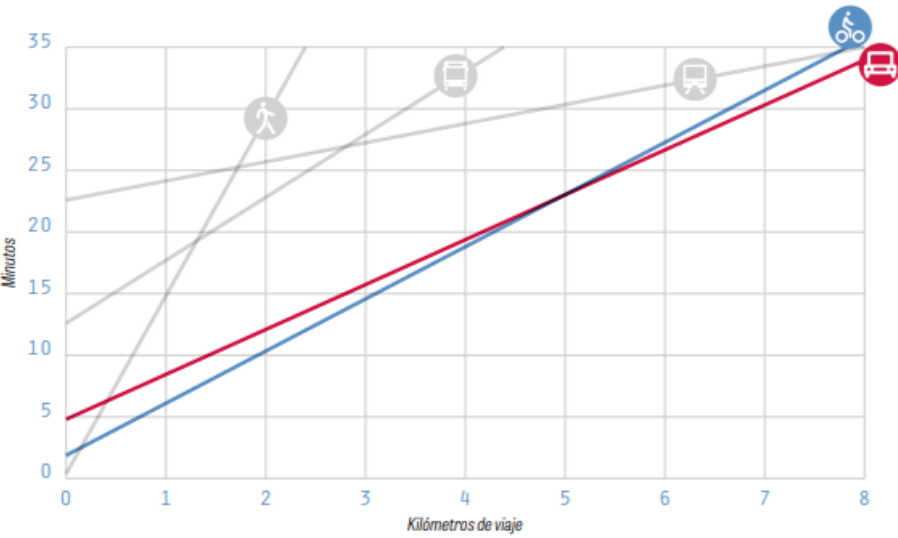
Nombre de la medida	Programa Eficiencia Edificios Públicos
Descripción, contexto y objetivos	Implementar medidas de mejora de Eficiencia Energética en Edificios de Uso Público, mediante la inclusión de medidas de cambio de tecnología u optimización de procesos.
Metas de ahorro	Los ahorros generados por esta medida son menores en comparación a los ahorros generados por las medidas restantes, llegando a 20 Tcal acumuladas durante el periodo 2022-2050.
Alcance (sectores y subsectores abordados)	El alcance de la medida se limita al sector público.
Instrumentos y mecanismos de acción	<p>Programas públicos tales como:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Programa de mejoramiento energético de la infraestructura escolar pública. • Contratos ESCO en edificios públicos, con el objeto de mejorar el desempeño energético de los edificios públicos y además apoyar en la consolidación de la industria de servicios energéticos en el país. • Gestiona energía sector público, con el objetivo de impulsar la eficiencia energética en el sector público, a través de la gestión de la energía en edificios públicos.
Responsables y requerimientos de coordinación	Ministerio de Energía, Agencia Chilena de Sostenibilidad Energética, instituciones públicas de todos los niveles y ESCOs.
Costos y Financiamiento	Los costos de capital de la medida se han estimado en 7 millones de USD durante el periodo 2022-2050 y generando beneficios económicos derivados del ahorro de energía por un millón de USD.

3.2.1.8 Programa de Eficiencia Energética en Hospitales

Nombre de la medida	Programa de Eficiencia Energética en Hospitales
Descripción, contexto y objetivos	<p>Desde el 2012, la Agencia Chilena de Sostenibilidad Energética (antes Agencia Chilena de Eficiencia Energética AChEE) ha licitado y adjudicado más de 24 hospitales en los que han sido implementados medidas de eficiencia energética, mediante la inclusión de medidas de cambio de tecnología u optimización de procesos.</p> <p>La Agencia de Sostenibilidad Energética ha desarrollado diversas experiencias en la implementación de medidas de eficiencia energética a lo largo de todo el país, desarrollando proyectos en hospitales y edificios públicos a nivel nacional, los cuales han generado ahorros de alrededor de 80 GWh anuales.</p>
Metas de ahorro	La medida considera el reacondicionamiento de 5 hospitales públicos (entre menores y de alta complejidad) por año.
Alcance (sectores y subsectores abordados)	Hospitales públicos básicos y de alta complejidad.
Instrumentos y mecanismos de acción	Licitaciones públicas para la implementación de proyectos de eficiencia energética en hospitales que sean replicables en otros recintos hospitalarios.
Responsables y requerimientos de coordinación	Ministerio de Energía o Subsecretaría de Energía para la asignación de fondos, la Agencia Chilena de Sostenibilidad Energética es la encargada de licitar proyectos y ejecutar los fondos y las Secretarías Regionales Ministeriales de Salud serán las encargadas de promover instituciones regionales para participar en el programa.
Costos y Financiamiento	Para estimar los costos de esta medida se realizó el supuesto de que el costo unitario de licitación para el reacondicionamiento de un hospital es de 100.000 USD por hospital. Considerando lo anterior, se estima un costo de capital para la medida de 7 millones de USD durante el periodo 2022-2050.

3.2.2 Medidas Sector Transporte

3.2.2.1 Impulso al uso de bicicleta para el transporte urbano

Nombre de la medida	Impulso al uso de bicicleta para el transporte urbano
<p>Descripción, contexto y objetivos</p>	<p>Hoy en día todas las ciudades del país sufren, en mayor o menor medida, los problemas causados por la desproporción entre la cantidad de automóviles en circulación y sus implicaciones en el espacio público y medio ambiente (Ministerio de Vivienda y Urbanismo, 2015)</p> <p>El objetivo de esta medida es fomentar el cambio modal en zonas urbanas hacia modos de transporte eficiente que permitan reducir el consumo de energía final y las emisiones de CO₂.</p> <p>Lo anterior potenciará además un modo más rápido y eficiente en viajes de hasta 5 kilómetros. y competitivo hasta el umbral de los 5-8 kilómetros, donde los tiempos de viaje son menores a 5 minutos, como se visualiza en la siguiente figura:</p>  <p>Figura 8 Comparación de tiempos de viaje por modo de transporte en el ambiente urbano Fuente: (Comisión Europea, 1999)</p> <p>El fomento de esta medida se realiza mediante la inversión en infraestructura especializada adicional que garantice conectividad y seguridad para los usuarios, tales como: ciclo pistas, ciclo bandas y ciclo parques, además de Incorporar señalización y facilidades como bici estacionamientos público. Hoy en día existen 1.963 km de ciclovías a nivel nacional (ver Anexo: Técnico: 7.2.1.1 Infraestructura de bicicletas) y 133 km</p>



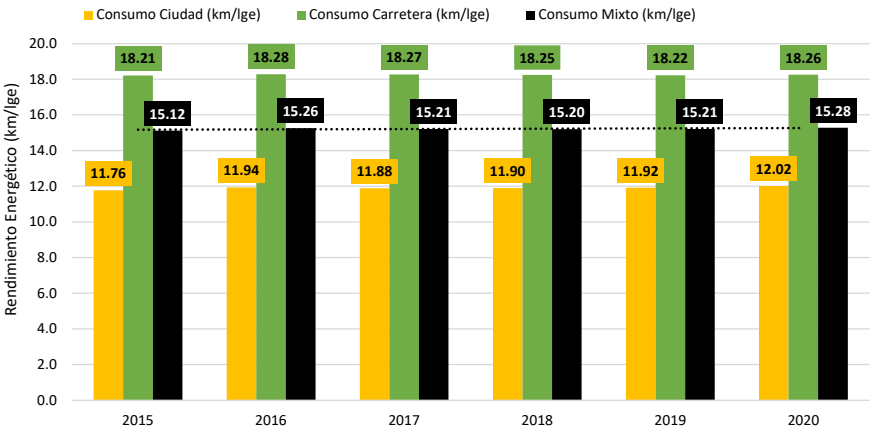
	<p>en ejecución (Ministerio de Bienes Nacionales & Ministerio de Transporte y Telecomunicaciones, 2021).</p> <p>Para estimar el impacto en la medida se asume una elasticidad de 0,19 (la suma de los atributos bajo desplazamientos). La interpretación indica que cuando la disponibilidad de kilómetros de ciclovía de una región aumenta en un 1%, la partición modal de bicicletas aumenta en 0,19% (en número de viajes) (Yang, Wu, Zhou, Gou, & Lu, 2019).</p>
Metas de ahorro	<p>La medida supone un aumento de la participación porcentual del uso de la bicicleta en el transporte urbano, en desmedro del transporte motorizado. La meta es alcanzar en todas las regiones una partición modal del 6% (en pkm) al 2050, en línea con los objetivos planteados el lineamiento 30 de la Hoja de Ruta de Energía 2050 (Comité Consultivo de Energía 2050, 2015) .</p> <p>Los impactos individuales de ahorro de energía acumulados de la medida son de 37.727 Tcal al 2050. Esta medida de fomento al transporte en medios libres de emisión se estima que podría generar una reducción de 10,3 millones de toneladas de CO₂ equivalente durante el periodo.</p>
Alcance (sectores y subsectores abordados)	<p>La medida aplica al subsector transporte de pasajeros urbano.</p>
Instrumentos y mecanismos de acción	<p>Tal como se ha mencionado, el principal mecanismo de acción a realizar para el cumplimiento de esta medida considera la inversión pública en infraestructura especializada para el fomento al cambio modal. Sin embargo, existen otros instrumentos de apoyo a esta medida, los cuales pueden ser:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Establecimiento de zonas de baja o cero emisiones en centros urbanos y programas de tarificación por congestión u otros que desincentiven el uso transporte privado. • Programas de apoyo a los gobiernos locales para el desarrollo e implementación de Planes de Movilidad Urbana Sostenible. • Programas de información y comunicación. Elaboración y actualización de las guías y manuales sobre movilidad urbana sostenible (como por ejemplo la Guía de Composición y Diseño Operacional de Ciclovías del MTT) y realización de campañas específicas de comunicación e información para favorecer el cambio modal y el uso racional del vehículo privado en los desplazamientos urbanos



Responsables y requerimientos de coordinación	<p>Esta medida requiere de un alto grado de coordinación interministerial. Los ministerios relacionados a esta medida son: Ministerio de Transporte y Telecomunicaciones (MTT), Ministerio de Energía, Ministerio de Vivienda y Urbanismo (MINVU) y Ministerio de Bienes Nacionales</p>
Costos y Financiamiento	<p>Para cumplir las metas de participación, se estima que al 2030 deberá haber al menos 2.528 km de ciclovías a nivel nacional y 5.263 km al 2050. Para estimar los costos de inversión se ha utilizado un costo unitario de 137.000 USD/km. Considerando lo anterior la medida implicará un costo adicional de inversión a valor presente de 165 millones de USD durante el periodo 2021-2050. Pese a los altos costos de la medida, la modelación refleja importantes beneficios económicos asociados al ahorro de combustibles generados por esta medida, alcanzado los 2.144 millones de USD durante el periodo.</p> <p>Se estima que en el periodo inicial (2023-2030) se requerirá una inversión promedio de 10,1 millones de USD anuales, los que provendrán principalmente de financiamiento público.</p> <p>Financiamiento Local: Otra opción de financiamiento es la monetización del uso de espacio vial para el financiamiento local. Este incluye gestión de la demanda (como cobros por congestión) y gestión del suelo urbano (como cobros por parquímetros) son estrategias utilizadas para recaudar recursos adicionales que pueden utilizar los gobiernos locales para invertir en infraestructura para bicicletas (Banco Interamericano de Desarrollo, 2017)</p>



3.2.2.2 Estándares de rendimiento energético para vehículos livianos nuevos

Nombre de la medida	Estándares de rendimiento energético para vehículos livianos nuevos																												
Descripción, contexto y objetivos	<p>De acuerdo a lo establecido en la Ley de Eficiencia Energética, el Ministerio de Energía deberá fijar estándares de eficiencia energética que consistirán en metas de rendimiento energético para vehículos livianos, medianos y pesados, los que se establecerán mediante resolución suscrita conjuntamente con el Ministro de Transportes y Telecomunicaciones, y que entrará en vigencia una vez transcurridos veinticuatro meses desde su publicación en el Diario Oficial (Ministerio de Energía, 2021b).</p> <p>La medida tiene como objetivos incentivar la compra de vehículos más eficientes mediante el establecimiento de estándares de eficiencia energética en el segmento. La evidencia muestra que, en los últimos años, los rendimientos energéticos de los vehículos nuevos se han mantenido casi constantes, tal como muestra la siguiente figura:</p>  <table><tr><th></th><th>Consumo Ciudad (km/lge)</th><th>Consumo Carretera (km/lge)</th><th>Consumo Mixto (km/lge)</th></tr><tr><td>2015</td><td>11.76</td><td>18.21</td><td>15.12</td></tr><tr><td>2016</td><td>11.94</td><td>18.28</td><td>15.26</td></tr><tr><td>2017</td><td>11.88</td><td>18.27</td><td>15.21</td></tr><tr><td>2018</td><td>11.90</td><td>18.25</td><td>15.20</td></tr><tr><td>2019</td><td>11.92</td><td>18.22</td><td>15.21</td></tr><tr><td>2020</td><td>12.02</td><td>18.26</td><td>15.28</td></tr></table> <p>La medida corresponde a una política pública que ha sido implementado en el 80% del mercado global. El estándar es aplicado sobre los vehículos nuevos vendidos, y es aplicado a los promedios corporativos. Lo anterior tiene como enfoque mejorar el rendimiento promedio de los vehículos nuevos que ingresan al mercado nacional.</p>		Consumo Ciudad (km/lge)	Consumo Carretera (km/lge)	Consumo Mixto (km/lge)	2015	11.76	18.21	15.12	2016	11.94	18.28	15.26	2017	11.88	18.27	15.21	2018	11.90	18.25	15.20	2019	11.92	18.22	15.21	2020	12.02	18.26	15.28
		Consumo Ciudad (km/lge)	Consumo Carretera (km/lge)	Consumo Mixto (km/lge)																									
2015	11.76	18.21	15.12																										
2016	11.94	18.28	15.26																										
2017	11.88	18.27	15.21																										
2018	11.90	18.25	15.20																										
2019	11.92	18.22	15.21																										
2020	12.02	18.26	15.28																										
Metas de ahorro	<p>La medida considera metas de rendimiento para los vehículos livianos nuevos que ingresan al mercado nacional. Estos consideran rendimientos de 22,5 km/l 2024, 27,3 km/l en 2027, 28,9 km/l en 2040 y 34,8 km/l en 2050, cuyos valores iniciales han sido propuestos en informe técnico preliminar para el establecimiento de estándares de rendimiento energético para el segmento de vehículos livianos ya sometido a consulta pública. Los ahorros de energía acumulados asociados a la implementación de esta medida es de 124.313 Tcal al 2050. Lo anterior se</p>																												



	traduce en reducciones significativas de las emisiones de gases de efecto invernadero, alcanzando una reducción de 36,3 millones de toneladas de CO ₂ directas del sector durante el periodo.
Alcance (sectores subsectores abordados)	La medida aplica a vehículos livianos, es decir, todo vehículo motorizado con un peso bruto de menos de 2.700 kg., excluidos los de 3 o menos ruedas. Los vehículos livianos se clasifican en vehículos de pasajeros y comerciales (ambos regulados bajo esta norma). El único sector abordado en esta medida es el sector transporte.
Instrumentos y mecanismos de acción	<p>La Política Energética de Largo Plazo plantea como meta en este ámbito que Chile, al 2050, habrá adoptado los más altos estándares internacionales sobre eficiencia energética en los distintos modos de transporte: caminero, aéreo, marítimo y ferroviario, así como la existencia de estándares de Eficiencia Energética para el parque de vehículos livianos nuevos al 2035. Además, al mismo año se espera reducir al mínimo el desfase con estándares internacionales sobre Eficiencia Energética, emisión de contaminantes locales y emisión de GEI en los modos caminero y aéreo (Ministerio de Energía, 2016).</p> <p>Los estándares son en sí mismos instrumentos de política pública, en este caso, orientado a mejorar el rendimiento energético de los vehículos nuevos vendidos en territorio nacional.</p> <p>Adicionalmente, este instrumento es uno de los principales instrumentos de política pública utilizados a nivel internacional para impulsar las ventas de vehículos eléctricos, contabilizando más de una vez la venta de vehículos eléctricos (créditos) para el análisis de cumplimiento de las marcas, o bien fijando estándares altos que no sean posibles de cumplir para los vehículos a combustión interna convencionales.</p>
Responsables y requerimientos de coordinación	<p>Los responsables del cumplimiento del estándar de eficiencia energética serán los importadores o los representantes para cada marca de vehículos comercializados en Chile.</p> <p>El Ministerio de Energía fijará los estándares mediante reglamentos. El Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones fiscalizará el cumplimiento de los estándares de eficiencia energética y la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) realizará los procedimientos sancionatorios a quienes no cumplan el estándar.</p>
Costos Financiamiento	Como resultados de la mayor exigencia tecnológica requerida para cumplir estos estándares, los precios de mercado aumentarán. Si bien es



	<p>difícil anticipar la reacción de los agentes del mercado, se han estimado impactos en precios acotados al 3,82% (Ministerio de Energía, 2121e).</p> <p>Los análisis preliminares derivados de este estudio han permitido estimar un costo de inversión adicional asociado a la medida de 5.164 millones de USD (en valor presente) durante el periodo 2021-2050. Por otra parte, la medida ha probado ser costo efectiva, al generar beneficios económicos que alcanzan los 8.593 millones de USD. Lo anterior, implica beneficios netos equivalentes a más de 3 mil millones de dólares.</p>
--	--

3.2.2.3 Estándares de rendimiento energético para vehículos medianos nuevos

Nombre de la medida	Estándares de rendimiento energético para vehículos medianos nuevos
Descripción, contexto y objetivos	<p>Al igual que los estándares de rendimiento energético o de emisiones para los vehículos livianos, los estándares de rendimiento para los vehículos medianos (internacionalmente denominados como vehículos comerciales ligeros) son una política pública utilizado en diversas legislaturas para mejorar los rendimientos energéticos, o indistintamente reducir las emisiones, de los vehículos medianos nuevos que ingresan en el mercado.</p> <p>Hoy en día, 8 legislaturas (Canadá, Estados Unidos, Unión Europea, Japón, Corea del Sur, China, México y Arabia Saudita) han establecido o propuesto estándares de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) o rendimiento energético para vehículos comerciales livianos o camionetas ligeras (Basso & San Martín, 2021). El Ministerio de Energía se encuentra habilitado, en el marco de la Ley de Eficiencia Energética, para establecer estándares también en este segmento vehicular.</p> <p>Figura 9 Mapa de aplicación de estándares para vehículos comerciales livianos / medianos Fuente: (Basso & San Martín, 2021)</p> <p>La medida tiene como objetivos incentivar la compra de vehículos más eficientes mediante el establecimiento de estándares de eficiencia energética en el segmento. Similar a lo que ha ocurrido con los vehículos livianos, evidencia muestra que, en los últimos años, los rendimientos energéticos de los vehículos nuevos que han ingresado al mercado nacional se han mantenido casi constantes, tal como muestra la siguiente figura:</p>

	<div><div><div><div><div><div></div><div></div></div><div><div></div></div><div><div></div><div></div></div></div></div><div><div><div><div></div><div></div></div><div><div></div></div><div><div></div><div></div></div></div></div><div><div><div><div></div><div></div></div><div><div></div></div><div><div></div><div></div></div></div></div></div><div><div>Consumo Ciudad (km/lge)</div><div>Consumo Carretera (km/lge)</div><div>Consumo Mixto (km/lge)</div></div><div><div><div><div></div><div></div><div></div></div><div><div></div><div></div><div></div></div><div><div></div><div></div><div></div></div><div><div></div><div></div><div></div></div><div><div></div><div></div><div></div></div><div><div></div><div></div><div></div></div></div><div><div>2015</div><div>2016</div><div>2017</div><div>2018</div><div>2019</div><div>2020</div></div></div><div><div>Rendimiento Energético (km/lge)</div><div>14.0</div><div>12.0</div><div>10.0</div><div>8.0</div><div>6.0</div><div>4.0</div><div>2.0</div><div>0.0</div></div><div><div>8.32</div><div>11.89</div><div>10.24</div><div>8.82</div><div>12.45</div><div>10.79</div><div>8.93</div><div>12.61</div><div>10.92</div><div>8.97</div><div>12.66</div><div>10.97</div><div>8.97</div><div>12.63</div><div>10.95</div><div>8.89</div><div>12.51</div><div>10.84</div></div></div> <div><div>Figura 10 Rendimientos energéticos históricos de los vehículos medianos vendidos en Chile</div><div>Fuente: (Basso & San Martín, 2021)</div></div>
<div>Metas de ahorro</div>	<div>La medida considera metas de rendimiento para los vehículos livianos nuevos que ingresan al mercado nacional. Estos consideran rendimientos de 15,2 km/l 2025, 18,5 km/l en 2028, 20,0 km/l en 2031, 25,0 km/l en 2040 y 30 km/l en 2050, valores que fueron seleccionados considerando esfuerzos de mejora equivalentes a las metas establecidas para vehículos livianos. Los ahorros de energía acumulados asociados a la implementación de esta medida es de 160.911 Tcal al 2050. La medida generará una reducción de emisiones GEI acumulada de 58,2 millones de toneladas de CO₂ equivalente.</div>
<div>Alcance (sectores y subsectores abordados)</div>	<div>La medida aplica a vehículos medianos, es decir, todo vehículo motorizado destinado al transporte de personas o carga, por calles y caminos y que tiene un peso bruto vehicular igual o superior a 2.700 kg. e inferior a 3.860 kg. El único sector abordado en esta medida es el sector transporte.</div>
<div>Instrumentos y mecanismos de acción</div>	<div>Los estándares son en sí mismos instrumentos de política pública, en este caso, orientado a mejorar el rendimiento energético de los vehículos nuevos vendidos en territorio nacional.</div> <div>Adicionalmente, este instrumento es uno de los principales instrumentos de política pública utilizados a nivel internacional para impulsar las ventas de vehículos eléctricos, contabilizando más de una vez la venta de vehículos eléctricos (créditos) para el análisis de cumplimiento de las marcas, o bien fijando estándares altos que no sean posibles de cumplir para los vehículos a combustión interna convencionales.</div>



Responsables y requerimientos de coordinación	<p>Los responsables del cumplimiento del estándar de eficiencia energética serán los importadores o los representantes para cada marca de vehículos comercializados en Chile.</p> <p>El Ministerio de Energía fijará los estándares mediante reglamentos. El Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones fiscalizará el cumplimiento de los estándares de eficiencia energética y la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) realizará los procedimientos sancionatorios a quienes no cumplan el estándar.</p>
Costos y Financiamiento	<p>Los análisis preliminares derivados de este estudio han permitido estimar un costo de inversión adicional asociado a la medida de 3.477 millones de USD (en valor presente) durante el periodo 2021-2050. Los beneficios económicos asociados al ahorro de energía de la medida se han calculado en casi 3 veces los costos, llegando a los 10.044 millones de USD.</p>



3.2.2.4 Estándares de rendimiento energético para vehículos pesados nuevos

Nombre de la medida	Estándares de rendimiento energético para vehículos pesados nuevos
Descripción, contexto y objetivos	<p>La regulación de vehículos pesados evidencia que, al día de hoy, sólo seis economías han establecido estándares de este tipo: Estados Unidos, Canadá, China, Japón, India y la Unión Europea (Basso; San Martín, 2021)</p> <p>Lo anterior se debe a que este segmento es mucho más complejo de regular, ya que existe una enorme cantidad de configuraciones de vehículos y patrones de funcionamiento en los camiones y autobuses comerciales. Adicionalmente, existen desafíos relevantes en términos de la información disponible para este segmento. Por esto, en el marco de la Ley de Eficiencia Energética, el Ministerio de Energía tiene un plazo de 5 años para establecer un reglamento para regular este segmento.</p> <p>La medida tiene como fin mejorar el rendimiento energético, o equivalentemente, reducir las emisiones asociadas al transporte caminero pesado. Esta tiene efecto sobre los vehículos nuevos vendidos, estableciendo un rendimiento mínimo que los fabricantes o responsables de la homologación deben cumplir en su mix de ventas.</p>
Metas de ahorro	<p>Existe poca evidencia para establecer una línea base de consumo de combustible para los camiones pesados en Chile. Sin embargo, la literatura internacional evidencia un potencial de reducción de consumo de combustible de un 27% solo aplicando tecnologías que ya están disponibles comercialmente en el mercado (Ricardo Energy & Environment, 2017). Lo anterior considerando una línea base para la UE, la cual teóricamente debería ser más alta que la nacional.</p> <p>Si bien el estándar se extiende para las distintas categorías de vehículos pesados, para efectos de modelación sólo se ha considerado a los vehículos asociados al transporte de carga interurbano (Tractocamiones). Considerando lo anterior, los ahorros acumulados asociados a esta medida son de 42.283 Tcal acumuladas hasta el 2050. La reducción de emisiones de GEI generada por la medida en comparación con la línea base es de 13,2 millones de toneladas de CO₂ equivalente.</p>



Alcance (sectores y subsectores abordados)	Sector Transporte - Subsectores transporte de carga urbana e interurbana caminera – Transporte urbano e interurbano de pasajeros (ya que la legislación suele incluir también a los buses).
Instrumentos y mecanismos de acción	Desarrollo de programas de apoyo, tales como “Giro Limpio”, que es un programa nacional de acuerdos voluntarios, que busca certificar y reconocer los esfuerzos realizados por las empresas de transporte de carga en el ámbito de la sustentabilidad y la eficiencia energética (Agencia de Sostenibilidad Energética, 2021).
Responsables y requerimientos de coordinación	<p>Los responsables del cumplimiento del estándar de eficiencia energética serán los importadores o los representantes para cada marca de vehículos comercializados en Chile.</p> <p>El Ministerio de Energía fijará los estándares mediante reglamentos. El Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones fiscalizará el cumplimiento de los estándares de eficiencia energética y la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) realizará los procedimientos sancionatorios a quienes no cumplan el estándar.</p>
Costos y Financiamiento	<p>Se estima que para alcanzar una reducción del consumo de combustible en tractocamiones del orden del 27%, se requiere un CAPEX unitario de 7.728 Euros (2017) por cada tractocamión (Ricardo Energy & Environment, 2017).</p> <p>Lo anterior ha permitido realizar análisis preliminares derivados para estimar un costo de inversión adicional asociado a la medida, siendo este de 284 millones de USD (en valor presente) durante el periodo 2021-2050. Sin embargo, se han considerado solo las mejoras en camiones de transporte interurbano (tractocamiones). Los ahorros económicos asociados a esta medida se han cuantificado en 1.423 millones de USD.</p>



3.2.2.5 Conversión de vehículos de combustión interna livianos en vehículos eléctricos

Nombre de la medida	Conversión de vehículos de combustión interna livianos en vehículos eléctricos
Descripción, contexto y objetivos	<p>Se denomina retrofit a la práctica de tomar un vehículo usado y convertirlo a una tecnología moderna (como electricidad). La evidencia revela que este proceso es factible y resulta menos costoso que un vehículo eléctrico nuevo. Esta práctica permitiría a Chile acelerar su transición hacia la electromovilidad y un parque automotriz cero emisiones.</p> <p>Sin embargo, durante 2020 el MTT emitió una circular interna a todas sus secretarías regionales ministeriales oficiando a las plantas de revisión técnica a no realizar inspecciones a autos convertidos, por lo que todos estos vehículos quedaron de manera automática fuera de la ley (Electromov, 2020). Al día de hoy se encuentra en consulta pública el Reglamento que establece requisitos para transformación de vehículos propulsados por motor de combustión interna a propulsión eléctrica (MTT, 2021).</p>
Metas de ahorro	La medida considera la conversión gradual de los vehículos de combustión livianos hasta alcanzar el 15% del parque en 2035. Los ahorros asociados a esta medida alcanzarían los 77.148 Tcal hasta el periodo 2050, logrando una reducción de emisiones de GEI cercana a 27,4 millones de toneladas de CO ₂ equivalente.
Alcance (sectores y subsectores abordados)	Ministerio de Energía – Ministerio de Transporte – 3CV
Instrumentos y mecanismos de acción	Regulatorio.
Responsables y requerimientos de coordinación	El Ministerio de Transporte y Telecomunicaciones deberá definir la regulación que permita la conversión de vehículos de combustión interna a eléctricos.

Costos Financiamiento	y <p>En 2021, se han estimado costos de inversión de 19.052 USD/veh para la reconversión, considerando baterías de 40 kWh. Sin embargo, se espera que este valor disminuya conforme se reduzcan los costos de las baterías.</p> <p>Considerando lo anterior, el aumento de costos de inversión estimados para la medida es de 6.597 millones USD durante el periodo de evaluación, y de no aplicarse instrumentos adicionales, los costos serán financiados por privados. En tanto, los beneficios económicos asociados al ahorro de combustibles se estiman en 5.340 millones de USD.</p>
----------------------------------	--

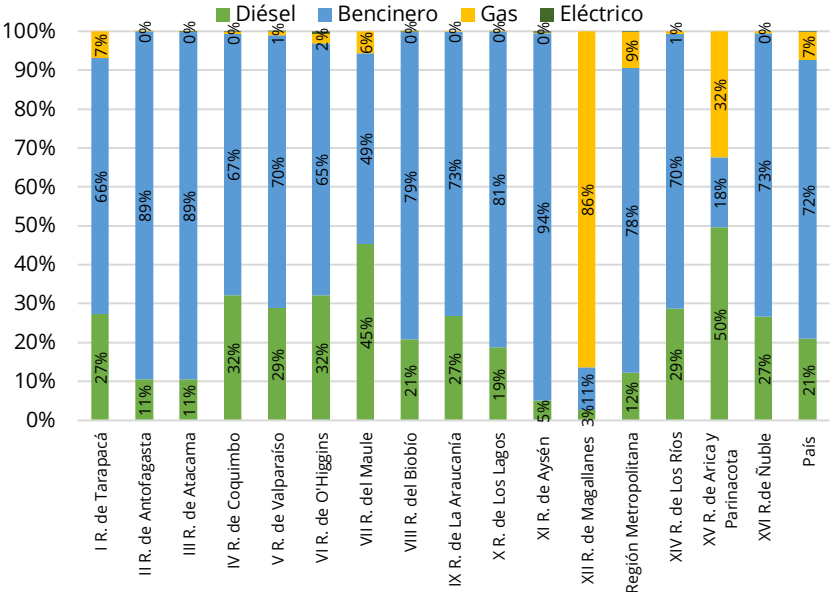
3.2.2.6 Electromovilidad del transporte urbano mayor

Nombre de la medida	Electromovilidad del transporte urbano mayor
Descripción, contexto y objetivos	<p>El despliegue de la electromovilidad en buses del transporte urbano es disímil entre las regiones del país. Mientras Santiago supera los 776 buses eléctricos en operación, lo que equivale a más de un 10% de la flota del sistema RED Metropolitana, la electromovilidad del transporte público en regiones ha avanzado más lenta.</p> <p>Algunas de las barreras para la electromovilidad en el transporte público mayor en regiones, son la estructura atomizada y la falta de robustez financiera de los operadores, lo que dificulta las inversiones y la coordinación requeridas para avanzar en este ámbito. Pese a lo anterior, se están realizando diversas iniciativas y proyectos piloto que se encuentran en fases avanzadas, y que permitirá que distintas ciudades realicen el recambio total o parcial de sus flotas por buses eléctricos.</p> <p>El Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones (MTT) se encuentra realizando licitaciones para el recambio de buses eléctricos con estándares RED en regiones, los que además de subsidios (ya existentes) serán los instrumentos de política pública para avanzar en electromovilidad.</p> <p>El objetivo de la medida es claro, y está en línea con la Estrategia de Electromovilidad, la que incorporó la meta a 2035 de que el 100% de las ventas de transporte público (buses, taxis y colectivos) serán cero emisiones (Ministerio de Energía, 2021).</p>
Metas de ahorro	Como resultado de la implementación de la medida se esperan ahorros acumulados de 77.655 Tcal al 2050, y una reducción de emisiones de GEI acumulados de 29,6 millones de toneladas de CO ₂ equivalente.
Alcance (sectores y subsectores abordados)	Esta medida tiene un alcance que traspasa al Sector Transporte. Los efectos de la electromovilidad a gran escala tendrán impactos en el Sector Eléctrico producto del aumento de demanda eléctrica que generará la penetración de esta tecnología a gran escala. Las redes de distribución serán también un elemento a considerar en este punto.



Instrumentos mecanismos acción	<p>Diversas estrategias han relevado en diferentes horizontes de evaluación metas para esta medida, sin necesariamente asignar instrumentos para su concreción.</p> <p>Una posibilidad de instrumento de política pública son las licitaciones. En este sentido, en Energía 2050 se planteó como meta al 2035 que el 100% de vehículos nuevos licitados para transporte público de pasajeros incluyeran criterios de eficiencia energética entre las variables a evaluar (Ministerio de Energía, 2016).</p> <p>El desarrollo de nuevos modelos de negocio para la conversión de buses eléctricos en regiones es un campo en el que el MTT ha estado trabajando. La aplicación de nuevos modelos de negocio, como el aplicado en la ciudad de Punta Arenas (aunque no para buses eléctricos) para la renovación de flotas y los estudios de mecanismos de financiamiento (Ministerio de Transporte y Telecomunicaciones , 2020), así como la formación de capital humano en el aparato público a nivel regional para la evaluación tecno-económica de proyectos de electromovilidad constituyen a acelerar la adopción de buses eléctricos en regiones.</p> <p>Finalmente, un instrumento disponible para acelerar la conversión a buses eléctricos serán los subsidios, principalmente en aquellas ciudades donde las condiciones de operación no sean favorables para la electromovilidad.</p>
Responsables requerimientos coordinación	<p>En el ámbito eléctrico, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) perteneciente al Ministerio de Energía, se encarga de definir la regulación para la instalación de cargadores de uso público y privado (Ministerio de Energía, 2021f)</p>
Costos Financiamiento	<p>Los CAPEX estimados preliminarmente para esta medida son de 3.011 millones de USD para el horizonte de evaluación 2021-2050. Algunas de las fuentes de financiamiento serán: Inversión privada; Fondo de Desarrollo Regional; Fondos de apoyo al transporte público regional (Fondo espejo del Transantiago); Fondos de los Ministerios de Transporte y Energía y Créditos especiales de Banco Estado. Los beneficios económicos asociados al ahorro por el remplazo de energéticos y su mayor eficiencia alcanza los 3.366 millones de USD durante el mismo periodo.</p>

3.2.2.7 Electromovilidad del transporte urbano menor

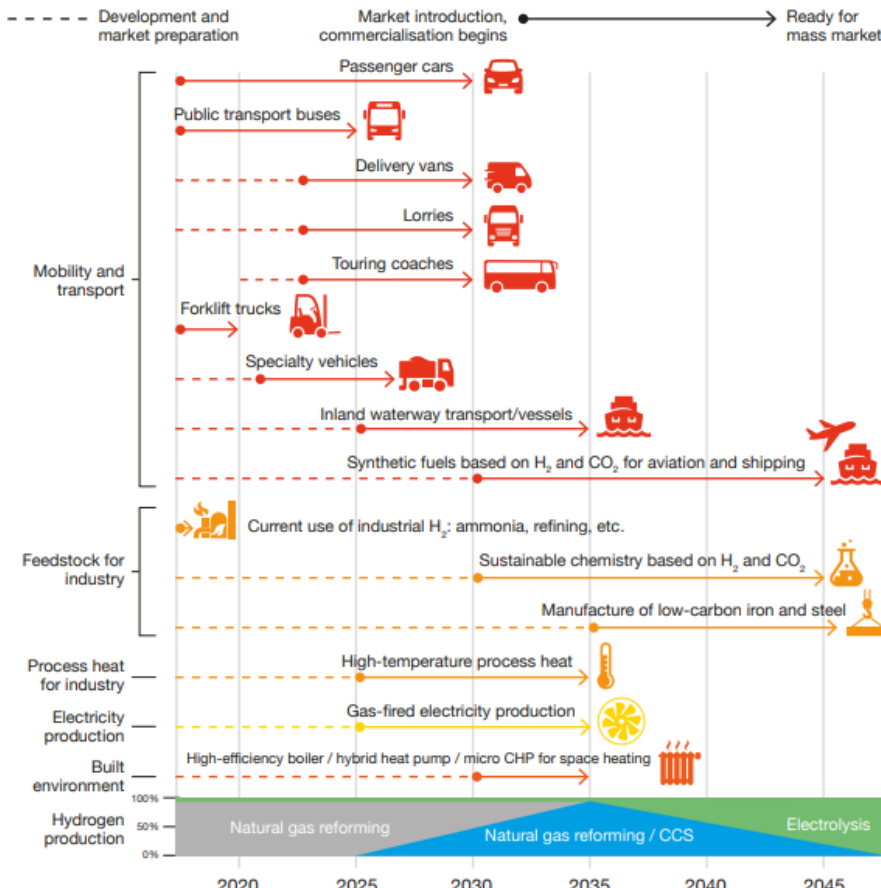
Nombre de la medida	Electromovilidad del transporte urbano menor																																																																																										
Descripción, contexto objetivos	<p>El segmento taxis y taxis colectivos presenta condiciones comparativamente muy favorables para el despliegue de la electromovilidad en Chile. Sus altos niveles de actividad promedio favorecen la captura de los beneficios económicos asociados a la reducción de costos variables de operación generados por los vehículos eléctricos frente a los vehículos de combustión interna. Pese a esto, la participación de vehículos eléctricos en este segmento continúa siendo baja. A finales del 2020 se encontraban operando 151 taxis o taxis colectivos eléctricos en Chile, lo que representa alrededor del 0,15% del parque total (Ministerio de Energía, 2021h).</p> <p>La composición tecnológica de los taxis y taxis colectivos varía dependiendo las condiciones regionales, sin embargo, la tecnología predominante son los motores a gasolina, que paradójicamente son los menos competitivos.</p>																																																																																										
	 <table><thead><tr><th>Región</th><th>Diésel</th><th>Bencinero</th><th>Gas</th><th>Eléctrico</th></tr></thead><tbody><tr><td>I R. de Tarapacá</td><td>27%</td><td>66%</td><td>7%</td><td>0%</td></tr><tr><td>II R. de Antofagasta</td><td>11%</td><td>89%</td><td>0%</td><td>0%</td></tr><tr><td>III R. de Atacama</td><td>11%</td><td>89%</td><td>0%</td><td>0%</td></tr><tr><td>IV R. de Coquimbo</td><td>32%</td><td>67%</td><td>0%</td><td>0%</td></tr><tr><td>V R. de Valparaíso</td><td>29%</td><td>70%</td><td>1%</td><td>0%</td></tr><tr><td>VI R. de O'Higgins</td><td>32%</td><td>65%</td><td>2%</td><td>0%</td></tr><tr><td>VII R. del Maule</td><td>45%</td><td>49%</td><td>6%</td><td>0%</td></tr><tr><td>VIII R. del Biobío</td><td>21%</td><td>79%</td><td>0%</td><td>0%</td></tr><tr><td>IX R. de La Araucanía</td><td>27%</td><td>73%</td><td>0%</td><td>0%</td></tr><tr><td>X R. de Los Lagos</td><td>19%</td><td>81%</td><td>0%</td><td>0%</td></tr><tr><td>XI R. de Aysén</td><td>5%</td><td>94%</td><td>0%</td><td>0%</td></tr><tr><td>XII R. de Magallanes</td><td>3%</td><td>11%</td><td>86%</td><td>0%</td></tr><tr><td>Región Metropolitana</td><td>12%</td><td>78%</td><td>9%</td><td>0%</td></tr><tr><td>XIV R. de Los Ríos</td><td>29%</td><td>70%</td><td>1%</td><td>0%</td></tr><tr><td>XV R. de Arica y Parícuta</td><td>50%</td><td>18%</td><td>32%</td><td>0%</td></tr><tr><td>XVI R. de Ñuble</td><td>27%</td><td>73%</td><td>0%</td><td>0%</td></tr><tr><td>País</td><td>21%</td><td>72%</td><td>7%</td><td>0%</td></tr></tbody></table>	Región	Diésel	Bencinero	Gas	Eléctrico	I R. de Tarapacá	27%	66%	7%	0%	II R. de Antofagasta	11%	89%	0%	0%	III R. de Atacama	11%	89%	0%	0%	IV R. de Coquimbo	32%	67%	0%	0%	V R. de Valparaíso	29%	70%	1%	0%	VI R. de O'Higgins	32%	65%	2%	0%	VII R. del Maule	45%	49%	6%	0%	VIII R. del Biobío	21%	79%	0%	0%	IX R. de La Araucanía	27%	73%	0%	0%	X R. de Los Lagos	19%	81%	0%	0%	XI R. de Aysén	5%	94%	0%	0%	XII R. de Magallanes	3%	11%	86%	0%	Región Metropolitana	12%	78%	9%	0%	XIV R. de Los Ríos	29%	70%	1%	0%	XV R. de Arica y Parícuta	50%	18%	32%	0%	XVI R. de Ñuble	27%	73%	0%	0%	País	21%	72%	7%	0%
	Región	Diésel	Bencinero	Gas	Eléctrico																																																																																						
I R. de Tarapacá	27%	66%	7%	0%																																																																																							
II R. de Antofagasta	11%	89%	0%	0%																																																																																							
III R. de Atacama	11%	89%	0%	0%																																																																																							
IV R. de Coquimbo	32%	67%	0%	0%																																																																																							
V R. de Valparaíso	29%	70%	1%	0%																																																																																							
VI R. de O'Higgins	32%	65%	2%	0%																																																																																							
VII R. del Maule	45%	49%	6%	0%																																																																																							
VIII R. del Biobío	21%	79%	0%	0%																																																																																							
IX R. de La Araucanía	27%	73%	0%	0%																																																																																							
X R. de Los Lagos	19%	81%	0%	0%																																																																																							
XI R. de Aysén	5%	94%	0%	0%																																																																																							
XII R. de Magallanes	3%	11%	86%	0%																																																																																							
Región Metropolitana	12%	78%	9%	0%																																																																																							
XIV R. de Los Ríos	29%	70%	1%	0%																																																																																							
XV R. de Arica y Parícuta	50%	18%	32%	0%																																																																																							
XVI R. de Ñuble	27%	73%	0%	0%																																																																																							
País	21%	72%	7%	0%																																																																																							
	<p>Figura 11 Participación tecnológica de los taxis y taxis colectivos por región, año 2019</p> <p>Fuente: (Ministerio de Energía, 2021h).</p> <p>De acuerdo al Instituto Nacional de Estadísticas (INE), al año 2019 el parque de vehículos del transporte público menor estaba conformado por 104.003 vehículos (Instituto Nacional de Estadísticas, 2020). La principal barrera para la avanzar en el cumplimiento temprano de esta</p>																																																																																										



	meta es el costo incremental de inversión requerido para la adquisición de un vehículo eléctrico.
Metas de ahorro	Los ahorros de energía acumulados asociados a esta medida son de 105.645 Tcal al 2050, generando reducciones de GEI 36,2 millones de toneladas de CO ₂ equivalente. Las trayectorias definidas para medida en sus distintos niveles se especifican en Anexo 7.2.1.7.
Alcance (sectores y subsectores abordados)	Esta medida tiene un alcance que traspasa al Sector Transporte. Los efectos de la electromovilidad a gran escala tendrán impactos también en el Sector Residencial y Sector Eléctrico. El primero por el efecto de la carga domiciliaria, y el segundo por los impactos en la demanda eléctrica que generará la penetración de esta tecnología a gran escala.
Instrumentos y mecanismos de acción	<p>Para abordar las brechas de mercado, diversas agencias gubernamentales, en colaboración con instituciones privadas, han elaborado diversos instrumentos de ayuda para impulsar la electromovilidad en el segmento.</p> <p>Hoy existen diversos instrumentos de apoyo, los cuales van desde acceso a condiciones crediticias preferenciales (tasas de interés reducidas), subsidios a la inversión como los programas Mi Taxi Eléctrico en la Región Metropolitana (con subsidios de hasta 8 millones CLP\$) y el programa Renueva tu Colectivo en regiones (con subsidios de hasta 7 millones CLP\$).</p>
Responsables y requerimientos de coordinación	Ministerio de Energía, Agencia de Sostenibilidad Energética, Ministerio de Transportes y Gobiernos Regionales.
Costos y Financiamiento	Los CAPEX estimados preliminarmente para esta medida son de 2.009 millones de USD para el periodo 2021-2050. Algunas de las fuentes de financiamiento serán: Inversión privada; Fondo de Desarrollo Regional; Fondos de apoyo al transporte público regional (Fondo espejo del Transantiago); Fondos de los Ministerios de Transporte y Energía y Créditos especiales de Banco Estado. Los OPEX estimados para esta medida se han estimado en 7.220 millones de USD.



3.2.2.8 Estándar vehículos pesados cero y baja emisión

Nombre de la medida	Estándar vehículos pesados cero y baja emisión
Descripción, contexto y objetivos	<p>Una de las principales barreras para la implementación de electromovilidad en vehículos del transporte pesado es que estos últimos, por sus condiciones de conducción (largas distancias y grandes cargas), requerirían de grandes volúmenes de carga destinados exclusivamente a baterías para lograr los grados de autonomía requeridos. Dado que la densidad energética del hidrógeno es mayor al de las baterías, se prevé que serán los camiones con celdas de combustible (hidrógeno) la opción tecnológica baja en carbono (hidrógeno verde) que habilitará la electrificación de este segmento. La evidencia internacional muestra que esta tecnología podría masificarse a nivel comercial en el segmento a partir del 2030, como muestra la siguiente figura:</p>  <p>Figura 12 Esquema de potencial de adopción de usos de hidrógeno en diferentes sectores</p> <p>Fuente: (TKI NIEUW GAS, 2018)</p>



Metas ahorro de	Los ahorros asociados a esta media aun no han sido cuantificados individualmente. Sin embargo, la última actualización a la Contribución Nacionalmente Determinada (NDC), considera en el escenario de referencia que el hidrógeno no participa en el transporte de carga, mientras que en el escenario de carbono neutralidad al 2050, se considera que un 71% del transporte de carga caminero utiliza el hidrógeno para su propulsión. Los ahorros de energía de la medida se estiman en 37.281 Tcal acumuladas durante el periodo, y una reducción de 27,7 millones de toneladas de CO ₂ equivalente durante el mismo periodo. Las trayectorias de penetración de los vehículos a hidrógeno son presentadas en el Anexo 7.2.1.9
Alcance (sectores y subsectores abordados)	Sector Transporte – Transporte de carga caminero.
Instrumentos y mecanismos de acción	<p>Un instrumento que podría acelerar el avance de tecnologías cero y baja emisiones en el segmento de vehículos pesados es la implementación de estándares especializadas, y que fuercen a los importadores a que un porcentaje de sus ventas anuales sean vehículos cero y baja emisiones directamente, tal como ya lo ha implementado el estado de California,</p> <p>En 2020 el Estado de California adoptó uno (Advanced Clean Trucks - ACT), que obliga a los fabricantes a la inclusión de vehículos cero y baja emisiones en el mix de ventas para vehículos pesados, y que comenzará a regir a partir de 2024 (Buysee & Sharpe, 2020). La normativa, que es pionera en el mundo, exige diferentes cuotas a las distintas categorías de vehículos (ver figura siguiente), y acelerará la adopción de vehículos cero y baja emisión en el segmento.</p>

3.2.2.9 Prohibición de ventas de vehículos de combustión

Nombre de la medida	Prohibición de ventas de vehículos de combustión
Descripción, contexto y objetivos	<p>Muchas legislaturas a nivel internacional han establecido desde ya programas para poner fin a la venta de vehículos con motores de combustión interna. Entre estos, Noruega fue el primer país en proponer la prohibición de vender automóviles a gasolina a través de su reemplazo por vehículos eléctricos (EV's). La prohibición propuesta fue anunciada en el 2016 con un plan para llegar a una prohibición total de venta de vehículos a gasolina el año 2025.</p> <p>Muchos otros países se han sumado a esta política, pero ni uno con fechas tan ambiciosas. En general las prohibiciones van desde el 2035 al 2050. En Chile, a pesar de no existir aún una regulación, la Estrategia de Electromovilidad plantea la meta de que el 100% de la venta de vehículos sea cero emisión al año 2035 (Ministerio de Energía, 2021)</p>
Metas de ahorro	La prohibición de venta de vehículos livianos y medianos de combustión interna sería a partir del 2035. Los ahorros acumulados al 2050 asociado a la prohibición de venta de vehículos de combustión interna livianos serían de 82.597 Tcal, generando una reducción de emisiones de 40,7 millones de toneladas de CO ₂ equivalente. En tanto, los ahorros asociados a extender esta medida sobre los vehículos medianos generaría un ahorro adicional de 38.058 Tcal y una reducción de 16,5 millones de toneladas de CO ₂ equivalente acumulados durante el periodo.
Alcance (sectores y subsectores abordados)	Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones y Ministerio de Energía
Instrumentos y mecanismos de acción	Regulatorios
Responsables y requerimientos de coordinación	El Ministerio de Energía por medio de la fijación de estándares podrá, en la práctica, reducir total o parcialmente la venta de vehículos de combustión interna.
Costos y Financiamiento	Los CAPEX estimados preliminarmente para esta medida son de 10.414 millones de USD (9.305 por vehículos livianos y 1.109 por vehículos medianos), los cuales serían financiados por inversión



	<p>privada. Por otra parte, el OPEX de la medida ha sido cuantificado en 7.167 millones de USD (5.079 asociados a vehículos livianos y 2.088 asociado a la extensión a vehículos medianos) para el mismo periodo. Lo anterior da cuenta que, la medida es costo efectiva solo para el segmento de vehículos medianos.</p>
--	---

3.2.3 Medidas Sector Industria y Minería

3.2.3.1 Sistemas de gestión de energía

Nombre de la medida	Sistemas de gestión de energía
Descripción, contexto y objetivos	<p>La medida consiste en la implementación de sistemas de gestión energética (SGE), lo que genera nuevas oportunidades de ahorro energético y disminución de emisiones de GEI y locales.</p> <p>De acuerdo con su nivel de complejidad, existe una cantidad de sistemas de gestión energética aplicados internacionalmente, siendo la Norma ISO 50.001 la que en la actualidad ha tenido mayor promoción. Para el caso nacional, según antecedentes levantados en la Agencia de Sostenibilidad Energética, los Sistemas de Gestión de Energía muestran ahorros en los primeros 3 años de entre 12 -15% y luego un ahorro de entre 0,5% - 1% anual. El Ministerio de Energía en los escenarios PELP ha utilizado tasas anuales del orden entre 1-5%.</p> <p>Para el análisis de este plan se asume un ahorro de 2,5% el primer año y 1% los años siguientes (Ministerio de Energía).</p>
Metas de ahorro	<p>El Plan contempla una meta para los Consumidores con Capacidad de Gestión de Energía consistente en la reducción de su intensidad energética de, al menos, 4% promedio para su periodo de vigencia.</p> <p>Esta es la medida de eficiencia energética que espera generar mayores ahorros de energía. Durante el periodo de evaluación se estima que evitará el consumo de 555.000 Tcal, generando una reducción de emisiones de acumuladas de 64,6 millones de toneladas de CO₂ equivalente.</p>
Alcance (sectores y subsectores abordados)	Todas aquellas empresas que clasifiquen como consumidores con Capacidad de Gestión de Energía (consumos sobre 50 Tcal/año). Eventualmente la medida puede aplicar a menores consumos.
Instrumentos y mecanismos de acción	Ley de eficiencia energética (instrumento normativo): respecto a la obligación de establecer sistemas de gestión, se considera un universo de empresas obligadas desde un límite de 50 Tcal de consumo anual.



Responsables requerimientos de coordinación	<ul style="list-style-type: none">• Ministerio de Energía: responsable del Plan de Eficiencia Energética• Según ley de EE, empresas deberán informar a Superintendencia de Electricidad y Combustibles (monitoreo y fiscalización).• Agencia de Sostenibilidad Energética: apoyo y capacitación.• Anesco y empresas energéticas• Gobiernos Regionales.• Empresas privadas con alto consumo energético
Costos Financiamiento	<p>La inversión total asociada se estima en 4.145 MM USD en el periodo 2023-2050. Por otra parte, y como consecuencia de la menor demanda energética, se ha calculado un OPEX de 16.312 millones de USD para el mismo periodo. Lo anterior da cuenta del costo efectividad de la medida, para la cual los beneficios son casi 4 veces los costos asociados a su implementación.</p>

3.2.3.2 Electrificación de usos térmicos

Nombre de la medida	Electrificación de usos térmicos en la industria y minería
Descripción, contexto y objetivos	<p>El Ministerio de Energía lanzó la Estrategia Nacional de Calor y Frío con el objetivo de complementar la política pública que fomenta la incorporación de energías renovables, el uso de nuevas tecnologías y la disminución de gases de efecto invernadero GEI, y así avanzar hacia la meta de carbono neutralidad de Chile a 2050.</p> <p>En el caso de Chile, es posible estimar que al menos un 37% de los consumos reportados como energía primaria corresponden a usos de calor y frío.</p> <p>La estrategia de calor y frío propone lograr en 2050 que el 80% de la energía utilizada para calor y frío sea sostenible. En las recomendaciones de actualización de la Política Energética se plantea que “al menos 90% de la energía consumida en el país para producir calor y frío en los procesos industriales proviene de fuentes sostenibles”.</p> <p>La medida considera la implementación de programas o políticas que favorezcan el remplazo de combustibles por electricidad para satisfacer demandas térmicas.</p> <p>Medida inicia en 2023. Aumento lineal hasta alcanzar 25% en usos térmicos en industrias varias, minas varias y papel y celulosa al 2050.</p>
Metas de ahorro	<p>Las metas establecidas para esta medida consideran una participación de al menos 9,4% de uso de energía eléctrica en procesos térmicos al 2030 y un 27,6% de energía eléctrica para estos usos en 2050.</p> <p>La electrificación de usos térmicos en la industria generará ahorros acumulados por 29.610 Tcal entre todos los sectores. Sin embargo, los mayores beneficios se observan en la reducción de emisiones de GEI, para los cuales se alcanzan 33,6 millones de toneladas de CO₂ equivalente en el periodo 2021-2050.</p>
Alcance (sectores y subsectores abordados)	<p>Todos los sectores industriales salvo Minería del Cobre. Estos incluyen: Azúcar, Cemento, Hierro, Industrias Varias, Minas Varias, Papel y Celulosa, Pesca, Salitre y Siderurgia.</p>



Instrumentos mecanismos acción	y de	Se fomenta uso de electricidad para usos térmicos mediante programas de apoyo.
Responsables requerimientos coordinación	y de	Ministerio de Energía
Costos Financiamiento	y	La inversión adicional en el periodo 2023-2050 se ha estimado preliminarmente en 105 MM USD en valor presente. En tanto, los beneficios económicos calculados para el mismo periodo se estiman en 4.744 MM USD.

3.2.3.3 Electrificación de usos motrices en la industria y minería

Nombre de la medida	Electrificación de usos motrices en industria y minería
Descripción, contexto y objetivos	<p>Esta medida considera la electrificación de usos motrices en los sectores minas varias e industrias varias.</p> <p>En el caso de minas varias se considera reemplazo 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</p> <p>En el caso de industrias varias, 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</p>
Metas de ahorro	<p>Las metas planteadas en el documento Carbono Neutralidad en el Sector Energía son:</p> <ul style="list-style-type: none"> Sector de Minas varias, alcanzando un 44% del consumo energético total para usos motrices en el año 2050. “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”



	<ul style="list-style-type: none"> Sector de Industrias varias, alcanzando un 54% del consumo energético total para usos motrices en el año 2050. “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”. <p>Como resultado de lo anterior, se espera una reducción de energía acumulada de 53.496 Tcal y una reducción de emisiones de GEI equivalente durante el periodo de 25,3 millones de ton CO₂.</p>
Alcance (sectores y subsectores abordados)	Sectores Minas Varias e Industrias Varias.
Instrumentos y mecanismos de acción	Fomento a partir de programas, créditos blandos y subsidios.
Responsables y requerimientos de coordinación	Ministerio de Energía en coordinación con Ministerio de Minería.
Costos y Financiamiento	Se ha estimado un costo de inversión adicional de 116 MM USD y un ahorro significativamente mayor al costo de inversión adicional igual a 3.432 MM USD.



3.2.3.4 Uso de Hidrógeno Verde en usos motrices en minería

Nombre de la medida	Uso de Hidrógeno Verde en usos motrices en minería
Descripción, contexto y objetivos	Esta medida considera el reemplazo del uso de diésel por hidrógeno verde en usos motrices de la minería nacional. Por usos motrices se consideran todos los procesos que utilizan tecnologías que involucren fuerzas mecánicas, fijas o móviles
Metas de ahorro	<p>En documento Carbono Neutralidad en el Sector Energía se consideran los supuestos:</p> <p>Para esta medida se consideró el reemplazo de hasta un 37%, y 8% de la energía utilizada para fines motrices en los sectores de cobre de mina rajo 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.</p> <p>La implementación de estas medidas generará ahorros de energía equivalentes a 51.989 Tcal durante el periodo hasta el 2050, y generará una reducción de emisiones acumulada de 102 MM de ton CO₂ equivalente.</p>
Alcance (sectores y subsectores abordados)	Minería de cobre
Instrumentos y mecanismos de acción	Fomento a partir de programas, créditos blandos y subsidios.
Responsables y requerimientos de coordinación	Ministerio de Energía en coordinación con Ministerio de Minería.
Costos y Financiamiento	Se estima un costo de inversión adicional de 1.139 MM USD durante el periodo 2021 – 2050, y beneficios económicos estimados a partir del ahorro por el remplazo de energéticos equivalentes a 3.394 MM USD.

3.2.3.5 Uso de Hidrógeno Verde en usos térmicos en industria y minería

Nombre de la medida	Uso de Hidrógeno Verde en usos térmicos en industria y minería
Descripción, contexto y objetivos	El reemplazo de combustibles fósiles por combustibles no convencionales como el hidrógeno ha sido considerado como una medida clave para reducir emisiones GEI en el largo plazo (CNE, 2019). Además de la utilización en celdas de combustible, el hidrógeno puede reemplazar parcialmente el uso de combustibles fósiles, aprovechando su poder calorífico.
Metas de ahorro	La medida considera un aumento en la participación del uso de hidrógeno como combustible en procesos térmicos en la industria y minería que alcanzaría el 2% en 2030 y 9,4% en 2050. Como resultado de lo anterior, la medida espera reducir alrededor de 21.000 Tcal acumuladas al 2050, y reducir 13,6 MM de ton CO ₂ equivalentes.
Alcance (sectores y subsectores abordados)	Sectores industriales y mineros, los que incluyen: Azúcar, Cemento, Industrias Varias, Minas Varias, Hierro, Papel y Celulosa, Pesca, Salitre y Siderurgia.
Instrumentos y mecanismos de acción	No definidos.
Responsables y requerimientos de coordinación	Ministerio de Energía en coordinación con Ministerio de Minería
Costos y Financiamiento	Se estima un costo de inversión adicional de 943 MM USD. Por otra parte, se han calculado beneficios económicos por 1.071 MM USD para el mismo periodo.

3.2.3.6 Sistemas Solares Térmicos en la Industria

Nombre de la medida	Sistemas Solares Térmicos en la Industria
Descripción, contexto y objetivos	La medida considera la utilización de sistemas solares térmicos para procesos industriales, que replacen total o parcialmente el uso de combustibles fósiles. 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
Metas de ahorro	<p>En esta medida se proyectó el reemplazo paulatino de tecnologías en base a combustibles fósiles por energía solar térmica a partir del año 2023, alcanzando una participación del 5,6% al 2030 y un 13,1% al 2050 sobre todos los sectores de alcance.</p> <p>La medida pretende reducir la demanda energética en 36.918 Tcal aculadas al 2050, generando una reducción de emisiones de GEI equivalente a 24,0 millones de toneladas de CO₂.</p>
Alcance (sectores y subsectores abordados)	Sectores industriales y mineros, los que incluyen: Azúcar, Cemento, Industrias Varias, Minas Varias, Hierro, Papel y Celulosa, Pesca, Salitre y Siderurgia.
Instrumentos y mecanismos de acción	Programas de apoyo público
Responsables y requerimientos de coordinación	Ministerio de Energía
Costos y Financiamiento	Se estima un costo de inversión adicional de 8.001 MM USD, y beneficios económicos iguales a 5.243 MM USD para el periodo de evaluación.



3.2.3.7 MEPS Motores eléctricos

Nombre de la medida	MEPS motores eléctricos
Descripción, contexto y objetivos	Actualmente existen MEPS para potencias entre 0,75 y 7,5 kW. El MEPS equivale a permitir la comercialización de motores IE2 en adelante. Se asume que el recambio es consistente con el recambio al final de la vida útil de estos. Se consideran MEPS más exigentes en 2025 y nuevamente en 2035.
Metas de ahorro	Se ha estimado que una medida de estas características generaría ahorros acumulados por 21.169 Tcal. Dado que los ahorros generados por la medida son exclusivamente eléctricos, esta no tiene efectos sobre las emisiones de GEI directas.
Alcance (sectores y subsectores abordados)	Sector industrias varias
Instrumentos y mecanismos de acción	Estándar (instrumento regulatorio).
Responsables y requerimientos de coordinación	Ministerio de Energía
Costos y Financiamiento	A partir de una tasa de remplazo de los motores del 8% anual, se ha estimado un costo de inversión adicional de 626 MM USD y un beneficio económico por ahorro de energía equivalente a 406 MM USD.

El plan incluye un conjunto de medidas que son relevantes para la obtención de las metas propuestas, las cuales son complementarias a las analizadas en este informe, pero que por su dificultad de modelación no fueron incluidas en este análisis. Entre estas se cuentan:

- Difusión de información ciudadana, fortalecimiento del programa educativo, actualización y ampliación de etiquetado y estándares de artefactos.
- Condiciones habilitantes para la infraestructura de carga de vehículos eléctricos.
- Fortalecimiento de la formación de especialistas en eficiencia energética.

4 CONSTRUCCIÓN DE ESCENARIOS BASE Y DE EFICIENCIA ENERGÉTICA

4.1 Proyección Energética Nacional – Escenario Línea Base

El año 2019, último año para el cual existen datos oficiales publicados, el consumo final de energía fue de 301.628 Tcal (Ministerio de Energía, 2020). De acuerdo con este, dicho consumo se distribuye sectorialmente de acuerdo con lo observado en la Figura 14.

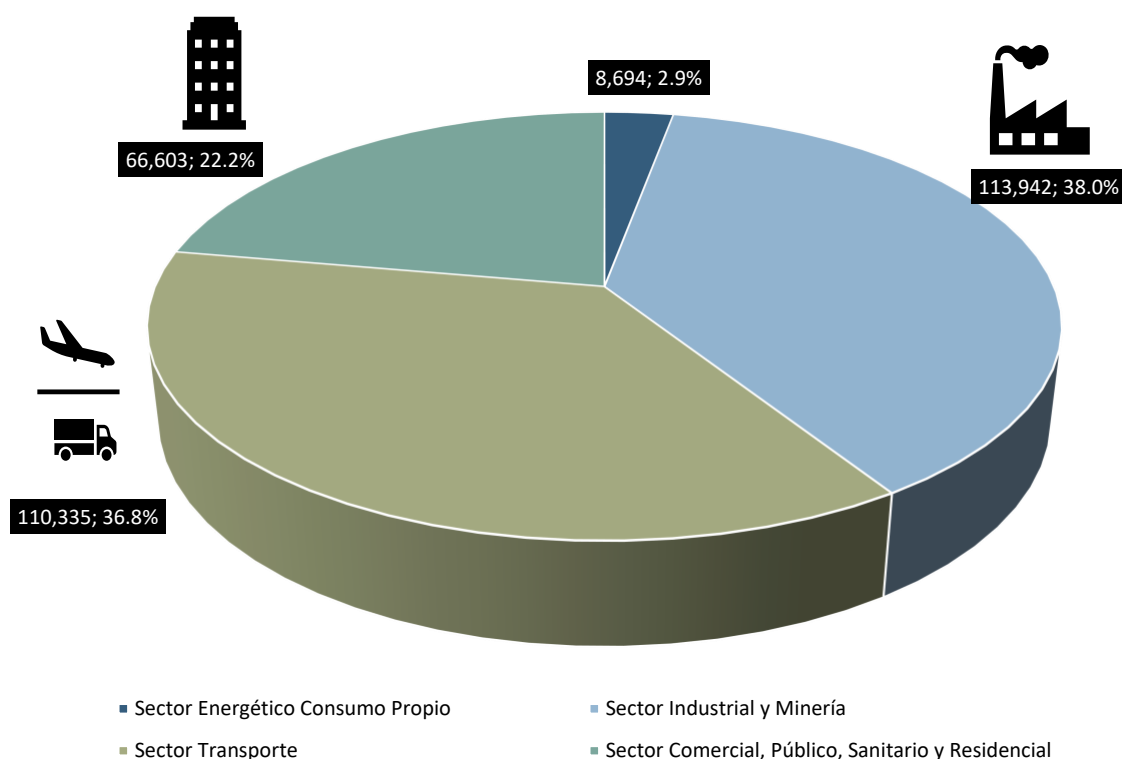


Figura 14 Participación sectorial de la demanda energética final de Chile 2019

Fuente: Elaboración propia. Datos (Ministerio de Energía, 2020)

Al 2019, el sector que presenta mayor consumo energético es el de Industria y Minería, el cual representó el 38,0% del consumo final. En un porcentaje de participación similar, lo sigue el sector Transporte con el 36,8%, mientras el sector Comercial, Público y Residencial alcanza un 22,2% el sector Autoconsumo el 2,9% restante.

La proyección de energía fue realizada para el periodo 2020 – 2050. Los resultados a presentar para el periodo 2017 – 2019 corresponden a valores calculados en el modelo y cuadrados al Balance Nacional de Energía (BNE) para dicho periodo⁴. En términos generales, y a modo de consideraciones generales, se utilizó el escenario de variación

⁴ Si bien el encuadre no es exacto, las diferencias están acotadas a valores menores al 1%.

del PIB medio y las proyecciones de costos de combustibles otorgadas por el Ministerio de Energía para el periodo 2021 – 2050. Las consideraciones sectoriales serán profundizadas en las secciones de proyección de línea base de cada sector.

A continuación, se presenta la proyección nacional de consumo de energía final para Chile para el periodo 2017 – 2050:

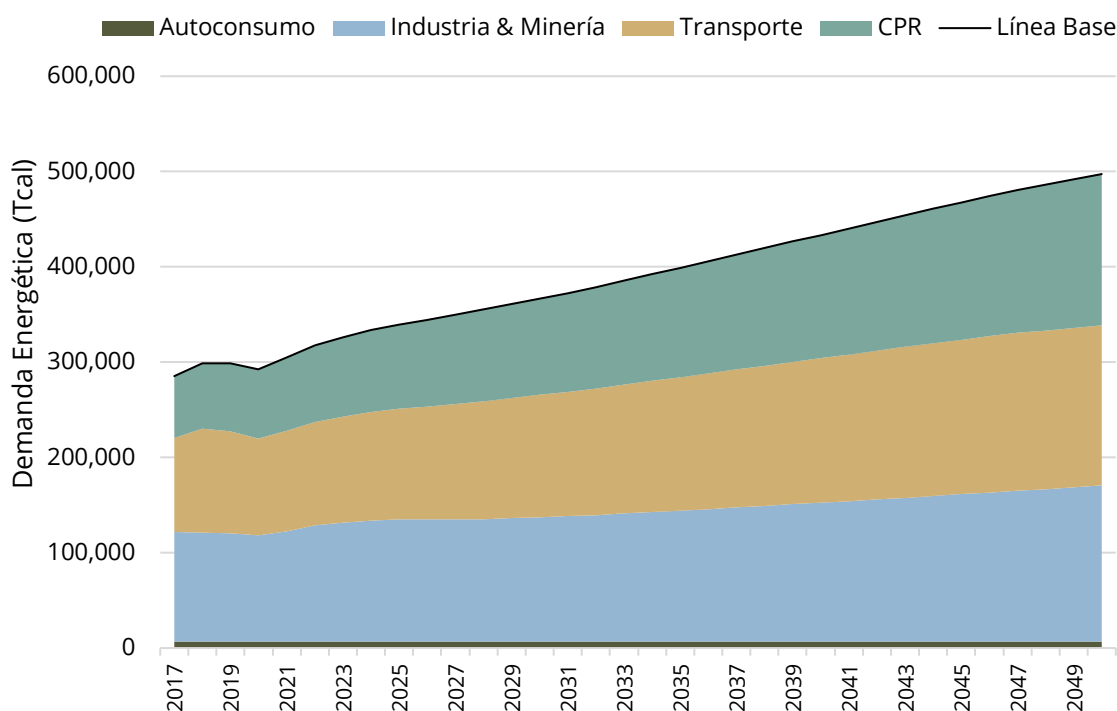


Figura 15 Proyección de la demanda energética nacional por sector 2017-2050

Fuente: Elaboración propia.

Los resultados observados en la Figura 15 muestran una caída en el consumo de energía en el primer año de proyección (2020). Dicha caída de la demanda energética evidenciada como salida del modelo se explica por la contracción económica provocada por la pandemia. En la práctica, deberá contrastarse con la demanda energética real observada para el año 2020 en la medida que se cuente con la información.

En términos generales, se espera que la demanda energética nacional crezca a una tasa promedio del 1,7% anual, subiendo desde 299 mil Tcal de 2019 hasta 497 mil Tcal en 2050, lo que representa un incremento de 1,7 veces respecto del último consumo histórico. Además, se observa un cambio en la participación de los sectores respecto al año 2019 (ver Figura 14). Mientras los sectores Transporte e Industria & Minería disminuyen su participación, el sector CPR aumenta su participación del 22% actual hasta el 32%. La mayor disminución porcentual se observa para el sector Transporte (del 36,8% actual al 33,8% en 2050), lo que se explica principalmente por el aumento de

significativo de la electromovilidad respecto a los valores actuales en el escenario base. Mayores detalles se analizarán en la sección transporte.

Como consecuencia de lo anterior, en el escenario Línea Base existe un cambio en la matriz de participación de energéticos que satisfacen la demanda de energía final. La proyección de la demanda energética desagregada por tipos de energético es presentada en la Figura .

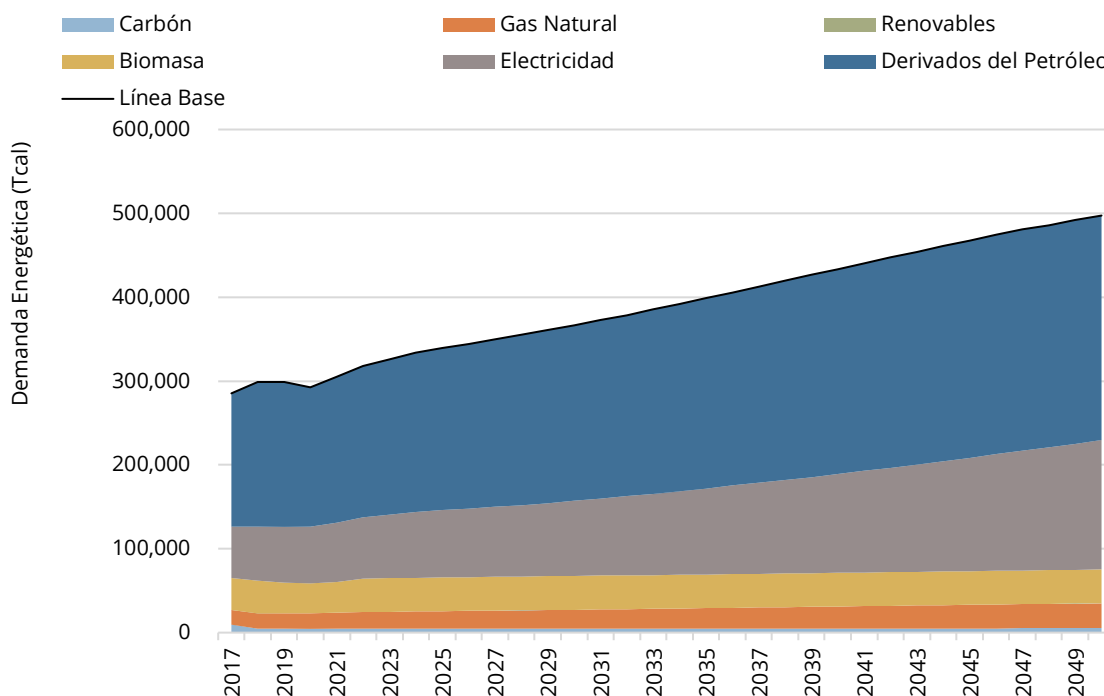


Figura 16 Proyección de la demanda energética en escenario línea base. Desagregación por tipo de energético. Periodo 2017 - 2050
Fuente: Elaboración propia.

La Figura muestra que el aumento de la demanda energética en la línea base, está altamente ligada al consumo de combustibles fósiles, principalmente derivados del petróleo. Estos últimos, si bien disminuirá levemente su participación relativa desde 58% observado en 2019 a 56% en 2050, aumentará su demanda absoluta de 173 mil Tcal en 2019 a 268 mil Tcal en 2050.

En segundo orden de relevancia, la demanda eléctrica aumentará desde 67 mil Tcal hasta los 154 mil Tcal en 2050, y su importancia relativa crecerá desde el 22 al 32% en el mismo periodo. Dicho aumento se verá compensado en parte por la disminución de la participación de derivados del petróleo, pero principalmente por la disminución porcentual de la biomasa, la cual crecerá, pero a una tasa menor. En el escenario base, se observa que otros combustibles como el gas natural, seguirán cubriendo parte de la demanda, aunque en menor medida. Un último elemento relevante por mencionar es

la casi nula participación relativa de energías renovables en este escenario (línea base), la cual se mantendría en valores cercanos al 0% hasta el 2050.

4.1.1 Proyección Energética CPR – Escenario Línea Base

La demanda energética del sector CPR se desagrega en los subsectores Comercial, Público y Residencial. No se realizan modificaciones significativas en la modelación o en los supuestos utilizados en este ejercicio prospectivo respecto a la última actualización realizada en 2019 (CNE, 2019) para la línea base. La proyección de la demanda sectorial es presentada en la Figura 17.

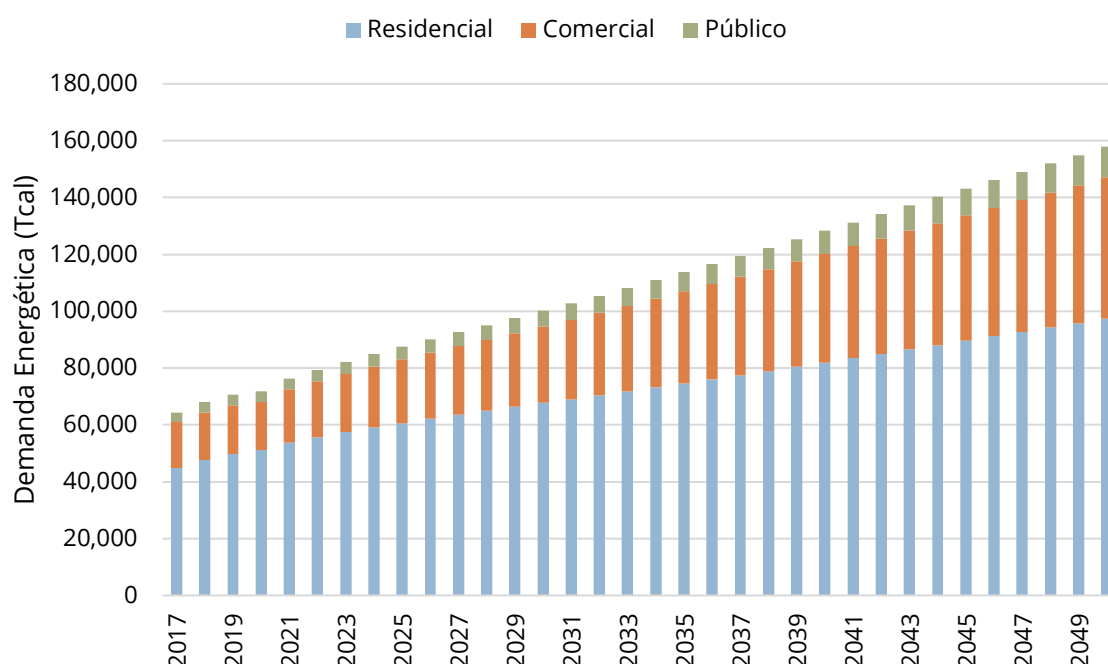


Figura 17: Proyección de la demanda energética del Sector CPR desagregado 2017-2050

Fuente: Elaboración propia.

El sector duplicará la demanda energética al 2050, pasando de alrededor de 70.000 Tcal en 2019 a cerca de 157.000 Tcal al 2050.

La Figura 17 da cuenta de la relevancia del subsector residencial, el cual representa en todo el horizonte de evaluación el mayor consumo de energía final en el sector CPR. El sector residencial aumentará su demanda a una tasa promedio anual del 2,2%, mayor a la observada a nivel nacional (1,5%). El crecimiento del consumo de los hogares es esperable dado el crecimiento esperado del ingreso lo que incrementa el consumo de calefacción.

La proyección energética del sector CPR desagregada por tipos de energéticos es presentada en la Figura 18.

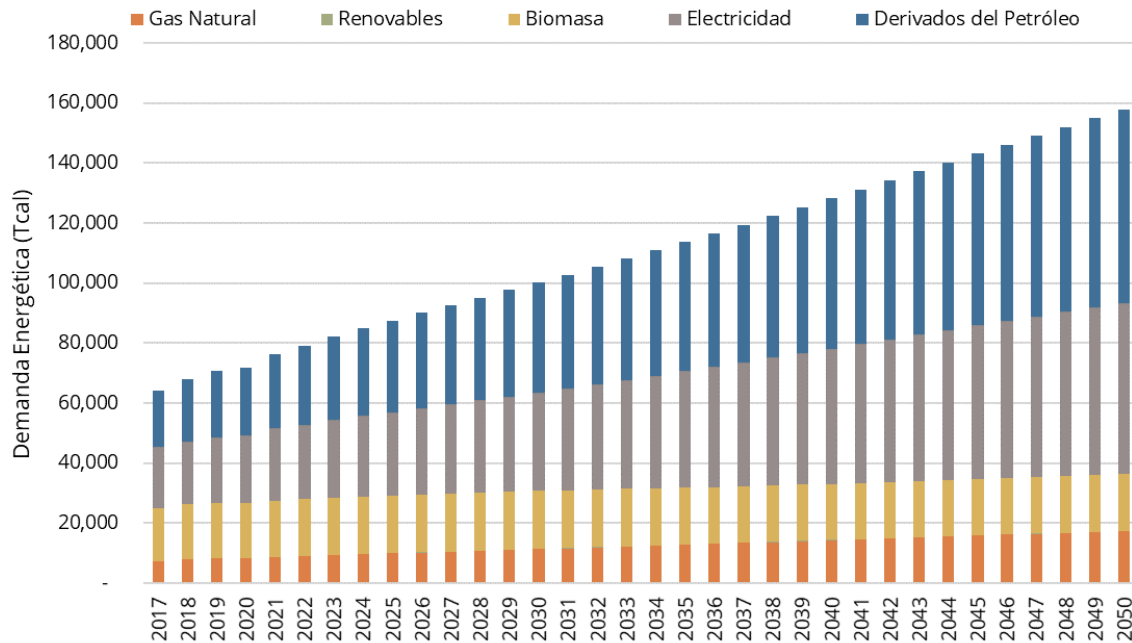


Figura 18: Proyección de la demanda energética del sector CPR desagregada por energético. Periodo 2017 -2050

Fuente: Elaboración propia.

En el año 2019, la participación de la electricidad en la matriz de consumo es del 31%, al igual que los derivados del petróleo. La biomasa (leña) representó un 26% del consumo y el gas natural representó un 12% del consumo. La participación de fuentes renovables (diferentes de la biomasa) en este sector es marginal. En la proyección de línea base, dichas participaciones variarán al 2050. El mayor cambio se da en la biomasa, que disminuye su participación a un 12%, mientras la electricidad sube a un 36%, los derivados del petróleo a un 41% y el gas natural disminuye a un 11%. La disminución en la importancia relativa de la biomasa se debe a que este energético presenta una menor tasa de crecimiento, que los energéticos restantes, y no a una disminución de su demanda.

4.1.2 Proyección Energética Transporte – Escenario Línea Base

Uno de los principales cambios respecto a la actualización (CNE, 2019) del modelo energético para la línea base se realizó en el sector transporte. En este sector, se estimó, en forma exógena y a partir de un modelo de parque y un modelo de difusión tecnológica, como varía la participación tecnológica del segmento de vehículos livianos y vehículos medianos. Dicha metodología fue presentada y validada junto a con la Contraparte Técnica, así como también sus parámetros de entrada. Considerando lo anterior, la proyección de la demanda sectorial es presentada en la Figura 19.

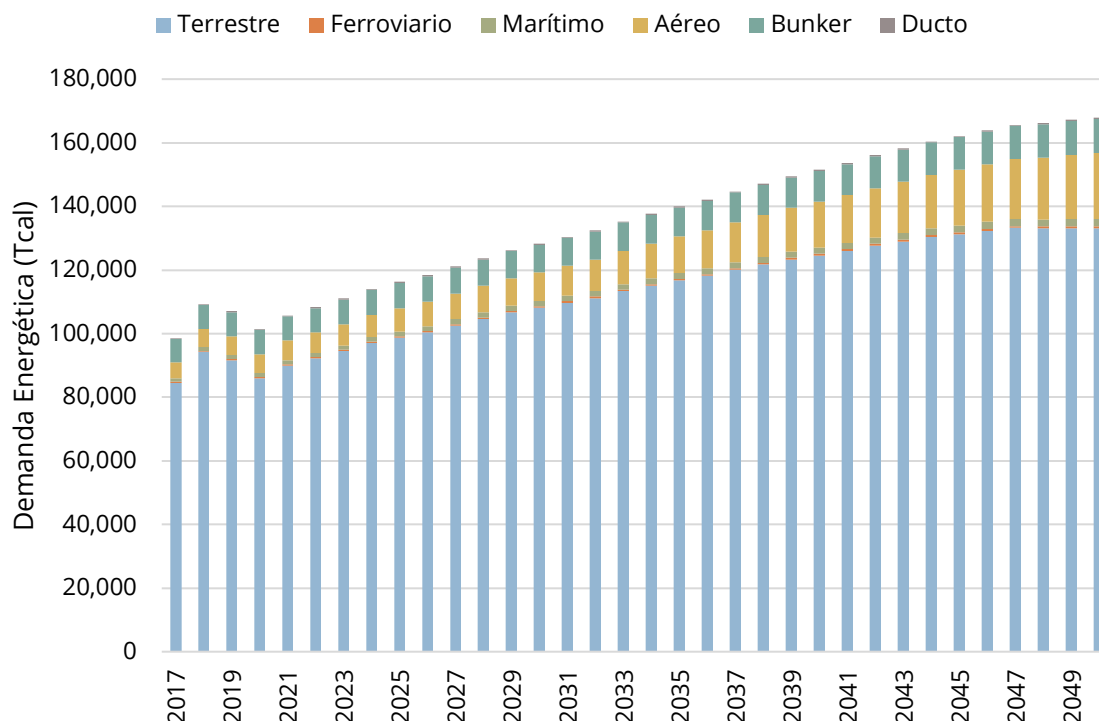


Figura 19: Proyección de la demanda energética del sector transporte en el Escenario Línea Base por subsector. Periodo 2017 – 2050⁵

Fuente: Elaboración propia.

De acuerdo con la Línea Base proyectada para el sector, este aumentará la demanda energética al 2050 en 1,6 veces el valor observado para el 2019. El sector pasará de demandar alrededor de 107.092 Tcal en 2019 a cerca de 167.907 Tcal en 2050.

El subsector caminero es el más relevante en términos del consumo energético. En 2019, este representó alrededor del 86% del total del sector. Al 2050, el subsector disminuirá su participación hasta el 79%. En tanto, el transporte aéreo nacional

⁵ Búnker: se refiere a las emisiones de gases de efecto invernadero GEI asociadas al consumo de combustibles para el transporte aéreo y marítimo internacional adquirido en territorio nacional.

Ductos: se refiere al consumo de energía derivado del transporte de gases, líquidos, o en ocasiones sólidos que son transportados por una red de tuberías.

incrementará su participación, estimada en 5,5% en 2019, hasta un 12,3% en el año 2050.

Una característica común de este sector es el uso de derivados del petróleo como principal fuente energética (salvo en transporte ferroviario de pasajeros). De hecho, alrededor del 99% de la energía del sector es cubierta por este tipo de combustibles (Ministerio de Energía, 2020). La proyección de línea base, muestra un aumento significativo en el uso de electricidad en el transporte para el 2050. Al fin del periodo de evaluación se espera una demanda de alrededor de 14 mil Tera calorías por año en la línea base, lo que implicará un cambio de participación de la matriz energética del sector de 0,4% en 2019 a 8,5% en 2050.

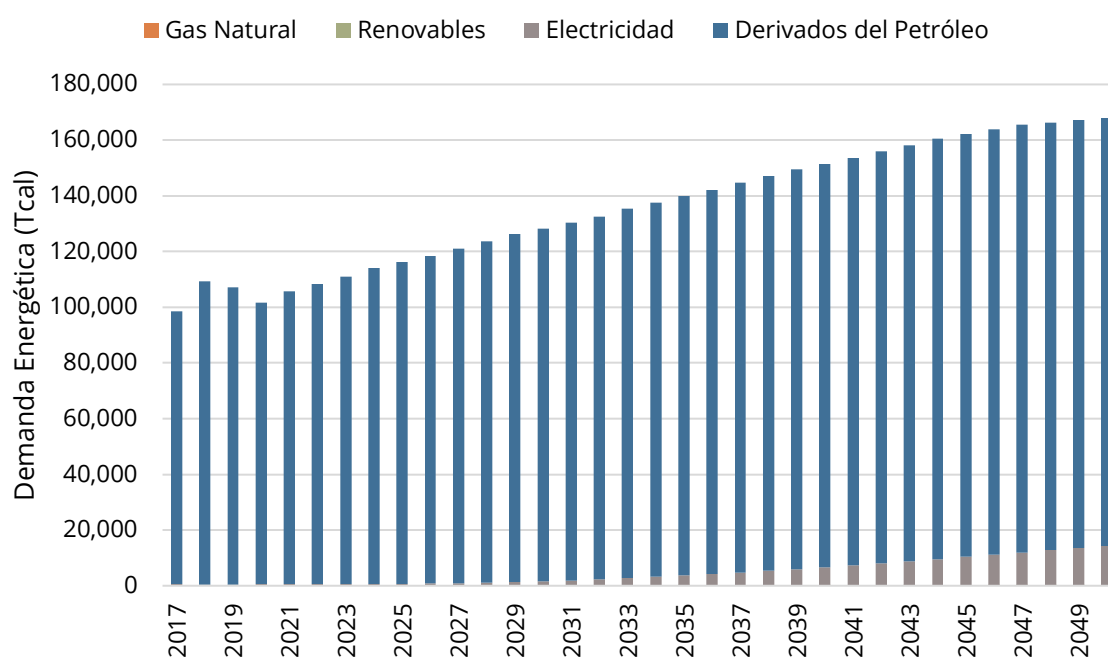


Figura 20: Proyección de la demanda energética del sector transporte en el Escenario Línea Base por tipo de energético. Periodo 2017 – 2050⁶

Fuente: Elaboración propia.

El aumento del uso de energía eléctrica en el sector transporte al 2050 observado en la Figura 20 se debe a la electromovilidad. Los modelos de difusión reflejan que, para dicha fecha y en un escenario tendencial, la penetración de vehículos eléctricos podría generar un cambio en la composición tecnológica total del parque de alrededor del 40% para vehículos livianos y 52% para medianos. Como consecuencia de lo anterior, el sector no solo demandará menos energía como resultado de la mayor eficiencia de esta tecnología, sino también cambiará al menos en parte, la composición de su matriz de demanda y disminuirá la dependencia de combustibles importados.

⁶ En el caso del sector transporte las fuentes agrupadas como “Renovables” corresponden únicamente al hidrógeno, que para efectos de este estudio es considerado como hidrógeno verde.

4.1.3 Proyección Energética Industria & Minería – Escenario Línea Base

En este sector, al igual que en el sector CPR, no se realizan modificaciones significativas en la modelación o a los supuestos utilizados en este ejercicio prospectivo respecto a la última actualización realizada en 2019 (CNE, 2019) para la línea base. La proyección de la demanda sectorial es presentada en la Figura 21.

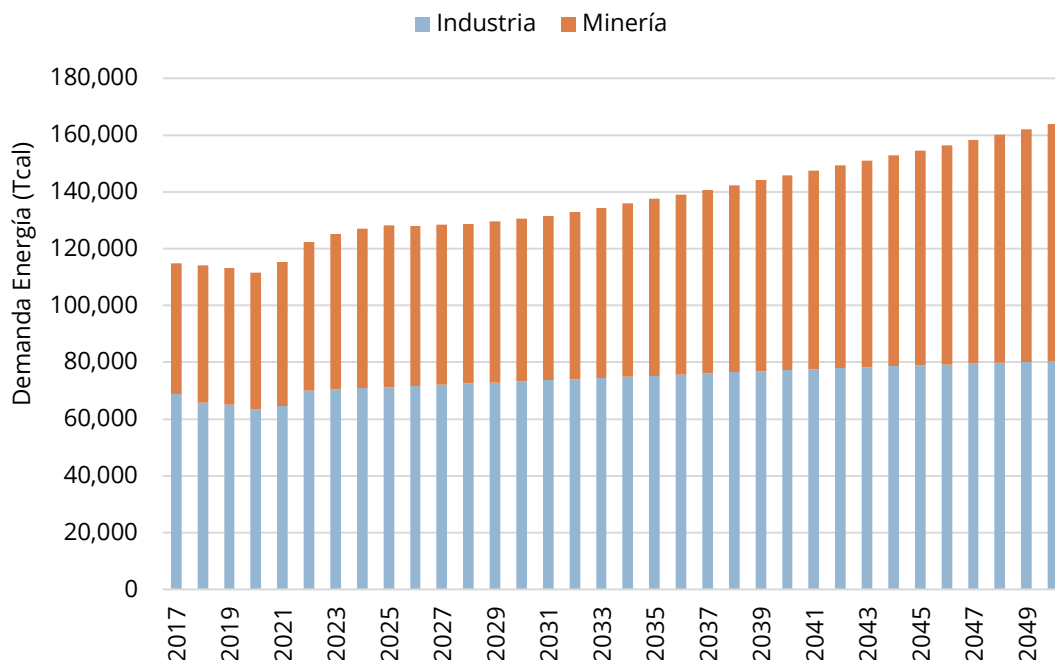


Figura 21: Proyección de la demanda energética del sector Industria y Minería. Periodo 2017 -2050

Fuente: Elaboración propia.

De lo observado en la Figura 21, se desprende que el crecimiento de la demanda energética de este sector está impulsado principalmente por el aumento de la demanda energética de la minería, asociado en gran medida a los aumentos de producción de cobre⁷. Si bien crece, el sector industria presenta un aumento acotado (tasa de crecimiento promedio anual de 0,6%). Lo anterior se explica porque las ramas más relevantes (Papel y Celulosa, Cemento y Siderurgia, entre otros) de este subsector, presentan proyecciones de producción casi constantes durante el periodo. De hecho, el aumento observado en el sector se debe casi exclusivamente al sector industrias varias, un sector atomizado, pero que en representa más del 50% del consumo del sector.

⁷ Estos valores podrán ser actualizados en caso de contar con nuevas proyecciones.

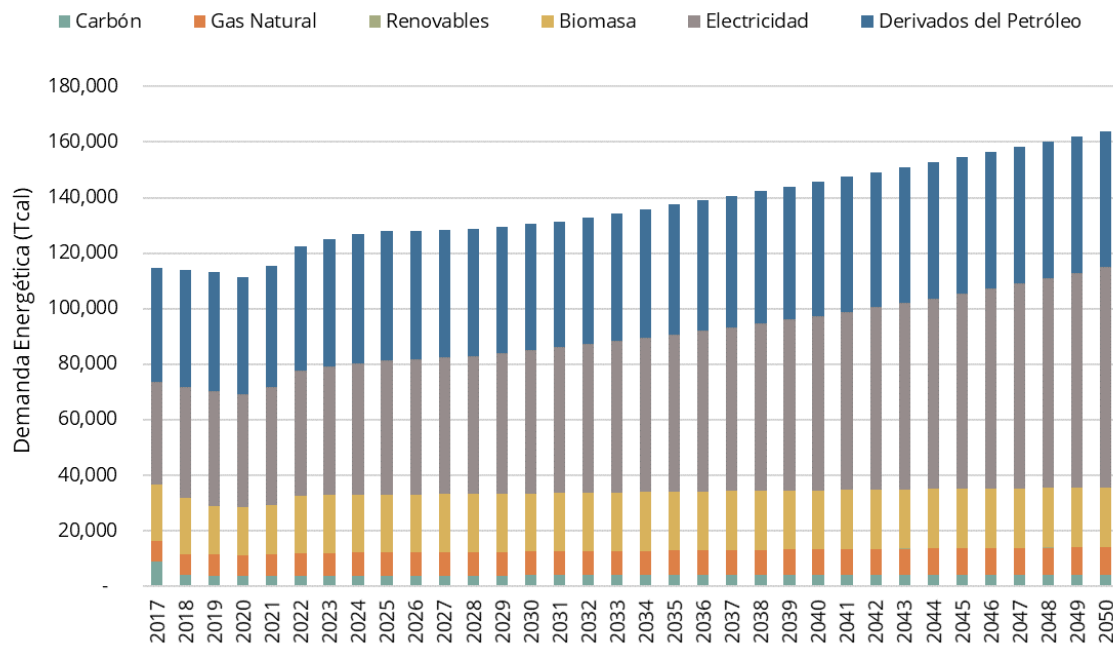


Figura 22: Proyección de la demanda energética del sector industria y minería en el escenario línea base por tipo de energético. Periodo 2017 – 2050

Fuente: Elaboración propia.

Se observa de la Figura 22, que el aumento de la demanda energética en este sector está dominado por la electricidad. Mientras la participación del resto de los energéticos decrece, la electricidad aumenta su participación desde un 36,5 en 2019 a un 48,5% al 2050. El segundo energético predominante en la matriz, correspondiente a derivados del petróleo, disminuye su participación de un 38% en 2019 a un 29,7% en 2050.

4.2 Proyección Energética Nacional – Escenario Eficiencia Energética

Los ahorros que resultan de las medidas se miden respecto de un escenario base que no las considera. Por tanto, el impacto del plan resulta de la proyección energética nacional en el Escenario de Eficiencia Energética, donde todas las medidas han sido activadas, y su comparativa respecto al Escenario de Línea Base. Dichos resultados son resumidos en la Figura 23. La línea punteada de color negro representa la demanda energética proyectada en el escenario de Línea Base lo que permite comparar los consumos de este escenario con el escenario de eficiencia energética.

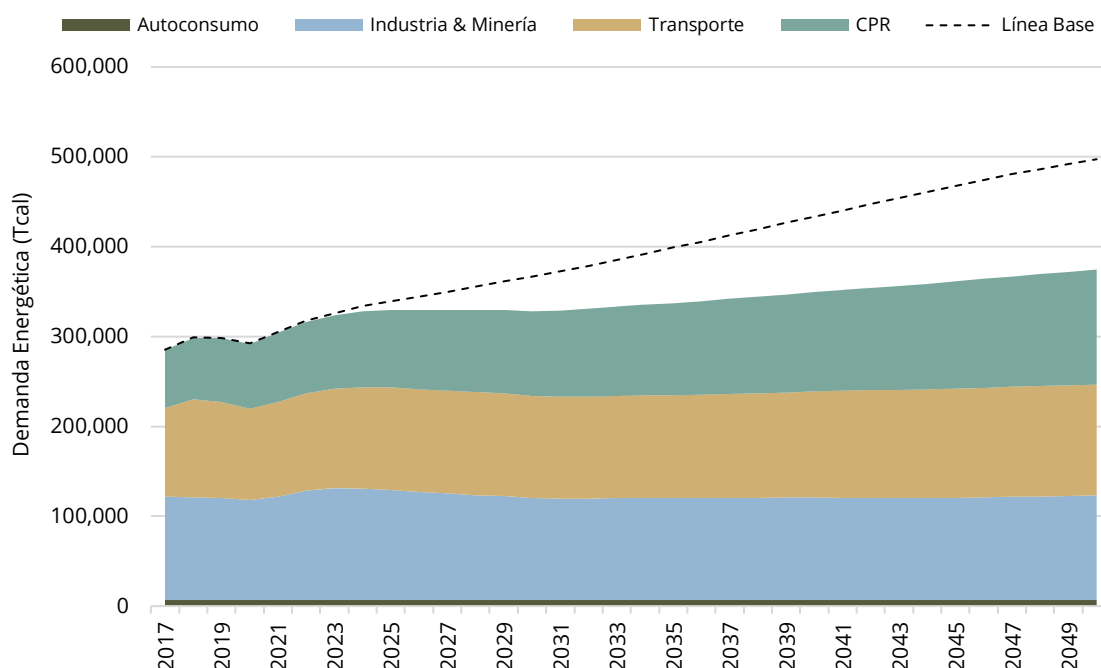


Figura 23 Proyección de la demanda energética nacional con desagregación sectorial en el Escenario Eficiencia Energética. Periodo 2017-2050

Fuente: Elaboración propia.

En el Escenario de Eficiencia Energética la tasa de crecimiento promedio anual de la demanda en el periodo 2019-2050 es de 0,74%. Con esto, el consumo de energía alcanzará los 375 mil Tcal al 2050.

Las medidas tendrán además un efecto sobre la matriz de demanda energética que con la que satisface la demanda. Las medidas de remplazo de combustibles y el cambio de tecnologías, reducen la demanda de combustibles derivados del petróleo, remplazándolos por electricidad, energías renovables e hidrógeno (catalogado como renovable), suponiendo que este es hidrógeno verde. Sin embargo, este cambio no es 1:1 ya que los rendimientos de las tecnologías eléctricas son mayores a lo observado para su símil a combustible.

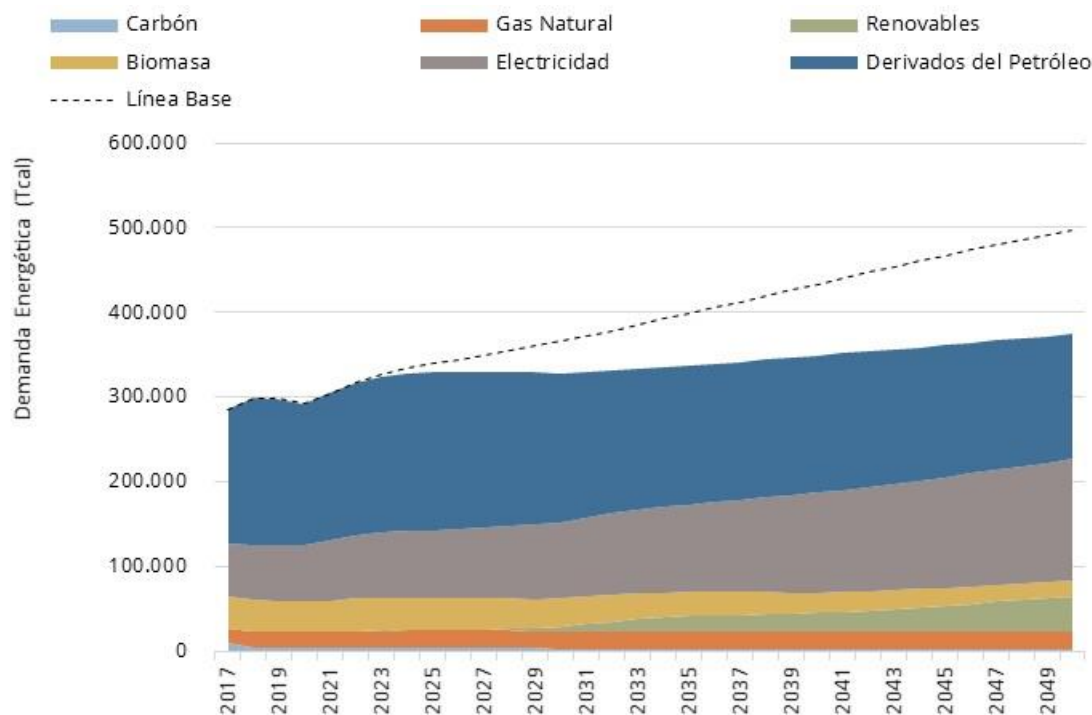


Figura 24 Proyección de demanda energética del desagregado por energéticos.

Fuente: Elaboración propia.

Si bien los derivados del petróleo seguirán siendo en este escenario la principal fuente de la matriz de consumo final, su participación decrecerá desde 58% en 2019 hasta el 39% en 2050. En contraste, la participación de la demanda eléctrica y el uso de fuentes renovables como el hidrógeno verde y la energía solar aumentará. Al 2050, la electricidad alcanzará una participación del 38% en este escenario, mientras en el Escenario Línea Base alcanza solo el 32%.

4.2.1 Proyección Energética CPR – Escenario Eficiencia Energética

Los ahorros de energía asociados a las medidas de eficiencia energética en el sector son muy relevantes debido a la presencia de medidas robustas de reacondicionamiento térmico, reglamentación térmica de viviendas nuevas y calificación energética. La proyección de la demanda energética del sector en el Escenario Eficiencia Energética es presentada en la Figura 25.

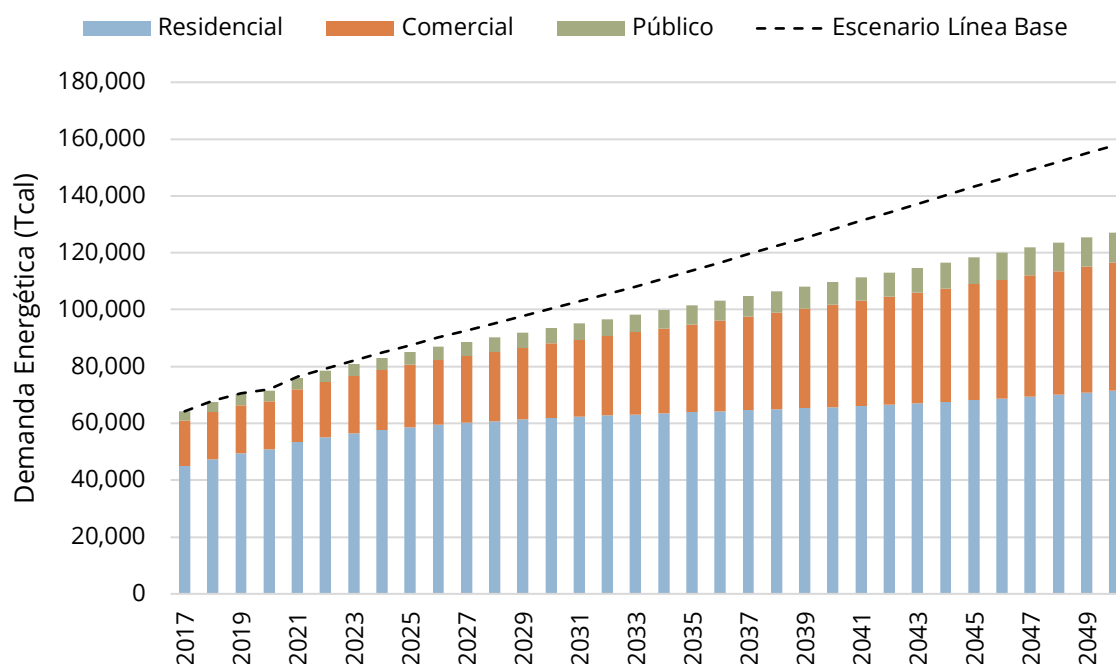


Figura 25: Proyección de la demanda energética del sector CPR en el Escenario Eficiencia Energética
Fuente: Elaboración propia.

Los ahorros sectoriales respecto a la línea base alcanzan los 30.636 Tcal anuales al 2050. Un resumen de las reducciones sectoriales es presentado en la Tabla 2.

Tabla 2: Resumen de ahorros de energía asociados al Escenario de Eficiencia Energética del sector CPR

Escenario Eficiencia Energética	Unidad	2030	2040	2050
Ahorro Absoluto	Tcal	6.657	18.586	30.636
Ahorro Relativo	%	6,6%	14,5%	19,4%

Las reducciones mencionadas en la Tabla 2 se traducen en una reducción fundamentalmente de derivados del petróleo, que reduce la demanda en un 35% respecto a la línea base, y que explica el 74% del total de la reducción neta del sector al 2050. La demanda por Gas Natural se reduce en un 14,4% respecto a la línea base al 2050, y la biomasa un 44% para el mismo año. Producto de las medidas de

electrificación y eficiencia energética de la calefacción, la demanda por energía eléctrica al 2050 aumentará un 4,1% respecto a la línea base. La proyección de demanda energética del sector CPR desagregado por energéticos es presentado en la Figura 26.

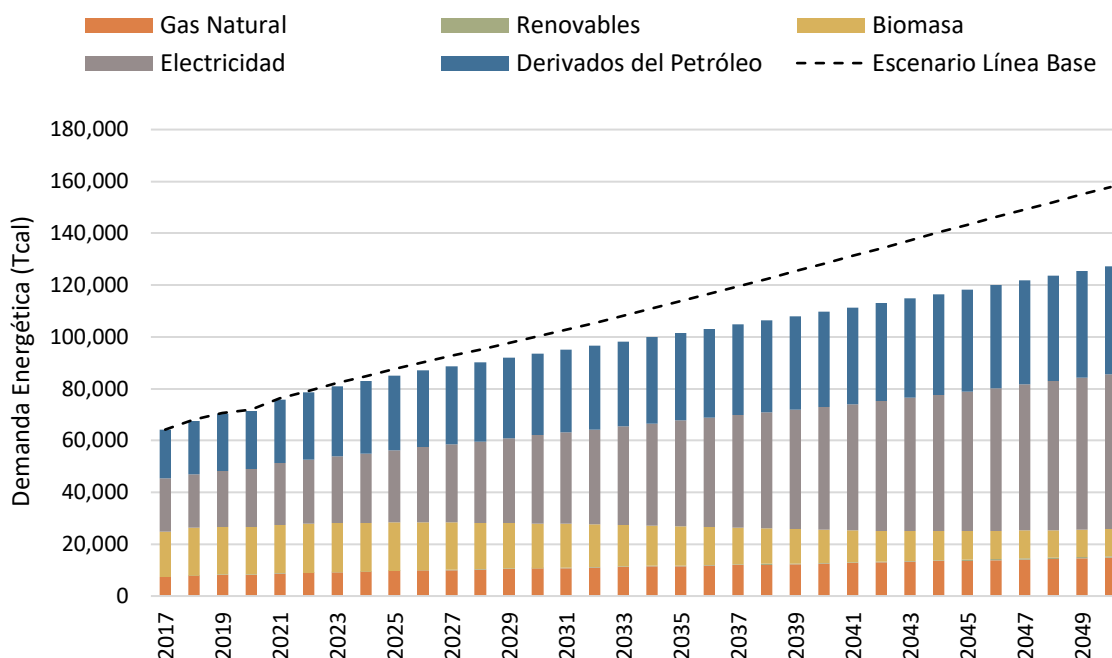


Figura 26: Proyección de demanda energética del sector CPR desagregado por energéticos.

Fuente: Elaboración propia.

Las tasas de crecimiento promedio anual del gas natural y los derivados del petróleo está en torno al 2,1% anual durante el periodo, en tanto la electricidad crece a mayor tasa (3,4% promedio). La biomasa presenta una tasa promedio de -1,7% anual, lo que en términos prácticos se traduce en una reducción de consumo de este energético en términos absolutos. Por último, la mayor tasa de crecimiento promedio se observa para las fuentes renovables (entorno al 4,9% anual). En este sector el uso de fuentes renovables está asociado al uso de energía solar.

4.2.2 Proyección Energética Transporte – Escenario Eficiencia Energética

Las reducciones del sector Escenario Eficiencia Energética se centran en el subsector caminero, ya que todas las medidas de mitigación, incluso las medidas de cambio modal están vinculadas a este. La proyección de la demanda energética en este escenario es presentada en la Figura 27.

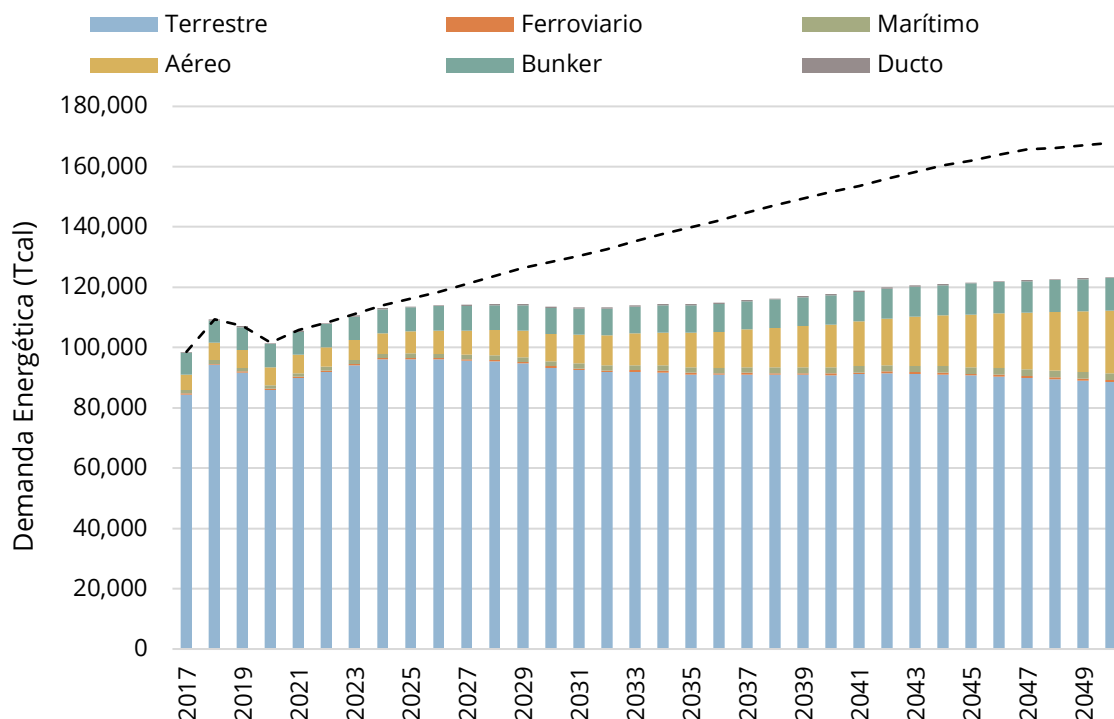


Figura 27: Proyección de la demanda energética del sector transporte en el Escenario Eficiencia Energética

Fuente: Elaboración propia.

Un primer punto observado en la figura es la gran diferencia que existen entre el consumo de energía del escenario respecto a la línea base. Mientras la tasa de crecimiento promedio anual de la demanda energética del sector en el escenario línea base es de 1,4%, la tasa promedio en el escenario de eficiencia energética es de 0,4%. Esta diferencia repercute en altos ahorros absolutos, los cuales son resumidos en la Tabla 3.

Tabla 3: Resumen de ahorros de energía asociados al Escenario de Eficiencia Energética del sector Transporte



Tabla 3: Resumen de ahorros de energía asociados al Escenario de Eficiencia Energética del sector Transporte

Escenario Eficiencia Energética	Unidad	2030	2040	2050
Ahorro Absoluto	Tcal	14.786	33.746	44.549
Ahorro Relativo	%	11.5%	22.3%	26.5%

Las medidas de eficiencia no solo reducen la demanda energética del sector, sino también cambian de forma significativa la matriz energética del sector, desplazando el uso de combustibles fósiles, cuya participación al 2019 es casi total. La proyección de la demanda energética del escenario de eficiencia es presentada en la Figura 28.

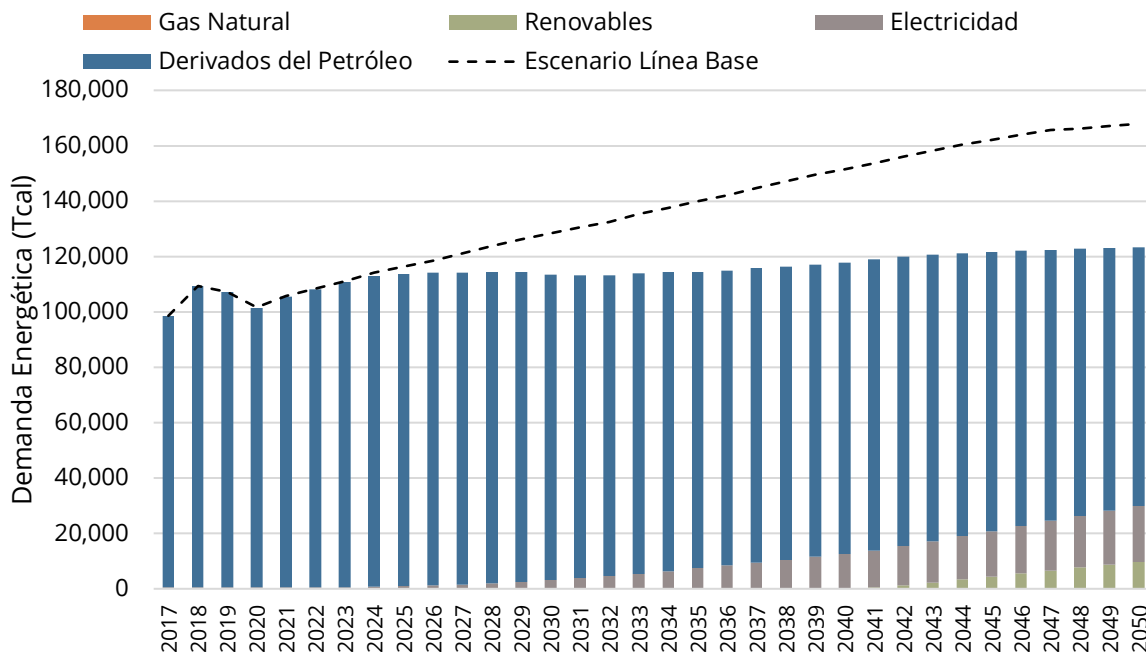


Figura 28: Proyección de demanda energética del sector transporte desagregado por energéticos.

Fuente: Elaboración propia

El despliegue de los camiones eléctricos con celda de combustible a hidrógeno traerá un aumento significativo de la demanda por este energético, la que al 2050 llegará a 9.780 Tcal.

En este escenario, la demanda por electricidad aumentará en el sector transporte como consecuencia del mayor grado de electrificación del parque. Pese a que la gran mayoría de los sectores utilizarán vehículos eléctricos a batería, su mayor eficiencia comparada con vehículos eléctricos con pilas de combustible repercute en una menor demanda al 2050. La participación de la electricidad al 2050 en la matriz energética sectorial es de

16%. El porcentaje restante corresponde principalmente a derivados del petróleo (76%) e hidrógeno (8%).

4.2.3 Proyección Energética Industria & Minería – Escenario Eficiencia Energética

Para el sector industria y minería se proyecta una reducción de hasta 47.557 Tcal anuales de la demanda de energía al 2050 como consecuencia de la implementación de las medidas de eficiencia energéticas descritas en la sección 3.2. Dicha reducción en el tiempo es presentada en la Figura 29.

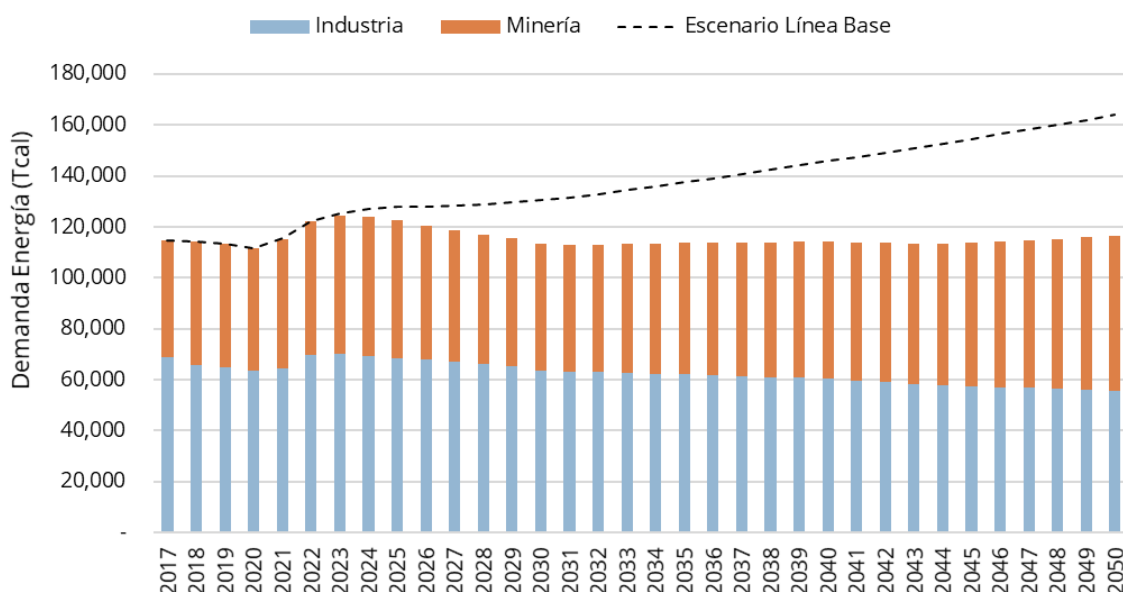


Figura 29: Proyección de la demanda energética del sector Industria y Minería

Fuente: Elaboración propia

. Los ahorros sectoriales anuales esperados para los años 2030, 2040 y 2050 son presentados en la Tabla 4.

Tabla 4: Resumen de ahorros de energía asociados al Escenario de Eficiencia Energética del sector Industria y Minería

Escenario Eficiencia Energética	Unidad	2030	2040	2050
Ahorro Absoluto	Tcal	17.209	31.612	47.557
Ahorro Relativo	%	13,2%	21,7%	29,0%

Las reducciones del sector se distribuyen casi equitativamente entre el sector industrial y el minero (51,9% y 48,1% al 2050 respectivamente). En ambos casos, una de las

medidas clave para alcanzar este ahorro es la implementación de Sistemas de Gestión Energético obligatorio para grandes consumidores.

La reducción del consumo de combustibles derivados del petróleo, y su reducción en la participación de la matriz energética sectorial son elementos relevantes en este escenario (ver Figura 30).

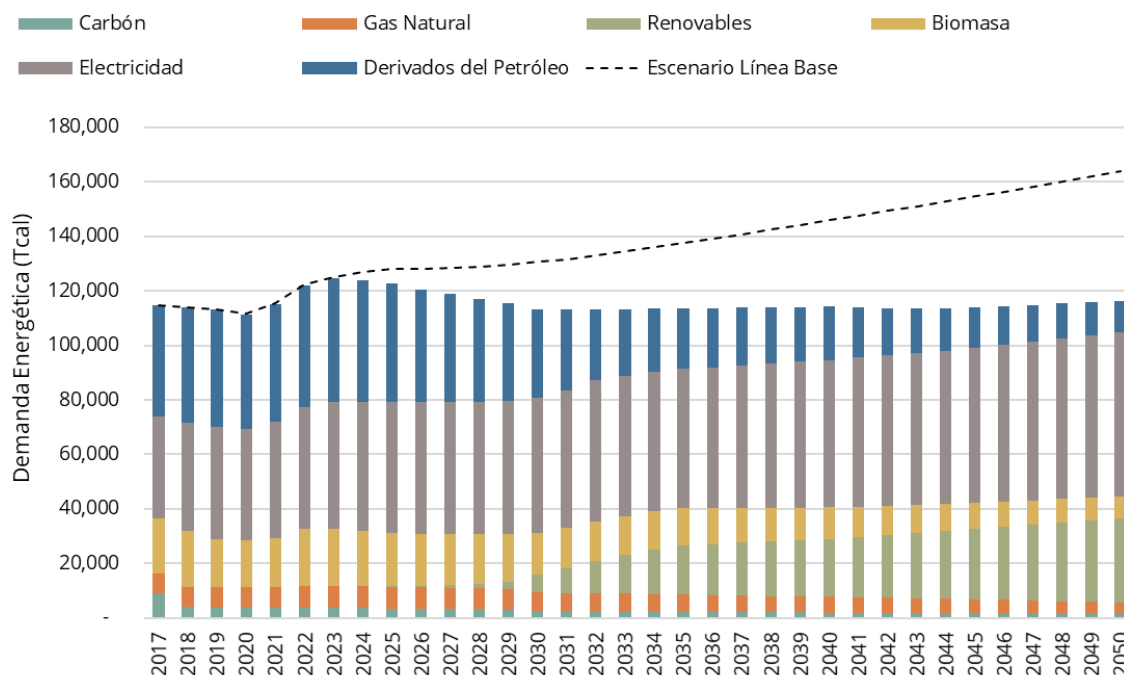


Figura 30: Proyección de demanda energética del sector industrial y minero desagregado por energéticos.

Fuente: Elaboración propia.

A diferencia del escenario de línea base, en este escenario se incorpora de forma significativa el uso de fuentes renovables en la matriz. Así este tipo de energéticos alcanzará 26,5% al 2050. El remplazo de combustibles fósiles por electricidad y fuentes renovables como hidrógeno verde y energía solar traerán beneficios en la reducción de la demanda energética, pero su mayor valor estará en la reducción de emisión de gases de efecto invernadero.

5 ESTIMACIÓN DE IMPACTOS DEL PLAN DE EFICIENCIA ENERGÉTICA

5.1 Resumen de Ahorros agregados y sectoriales

Las medidas consideradas generarán ahorros de energía anuales crecientes en el tiempo, hasta alcanzar casi 123 mil Tcal de ahorro el año 2050. En términos absolutos y relativos, los ahorros de energía asociados a la implementación de las medidas son resumidos en la siguiente tabla:

Tabla 5 Resumen de ahorros de energía asociados al Escenario de Eficiencia Energética

Escenario Eficiencia Energética	Unidad	2030	2040	2050
Ahorro Absoluto	Tcal	38.657	83.953	122.761
Ahorro Relativo	%	10,5%	19,4%	24,7%
Reducción Intensidad respecto 2019	%	12,8%	24,7%	30,7%

Los consumos sectoriales en el Escenario de Eficiencia Energética (visibles también en la Figura 23), presentan algunas diferencias respecto a la Línea Base. La desagregación de ahorros por sector y su importancia relativa son presentadas en las Figura 31 y Figura 32.

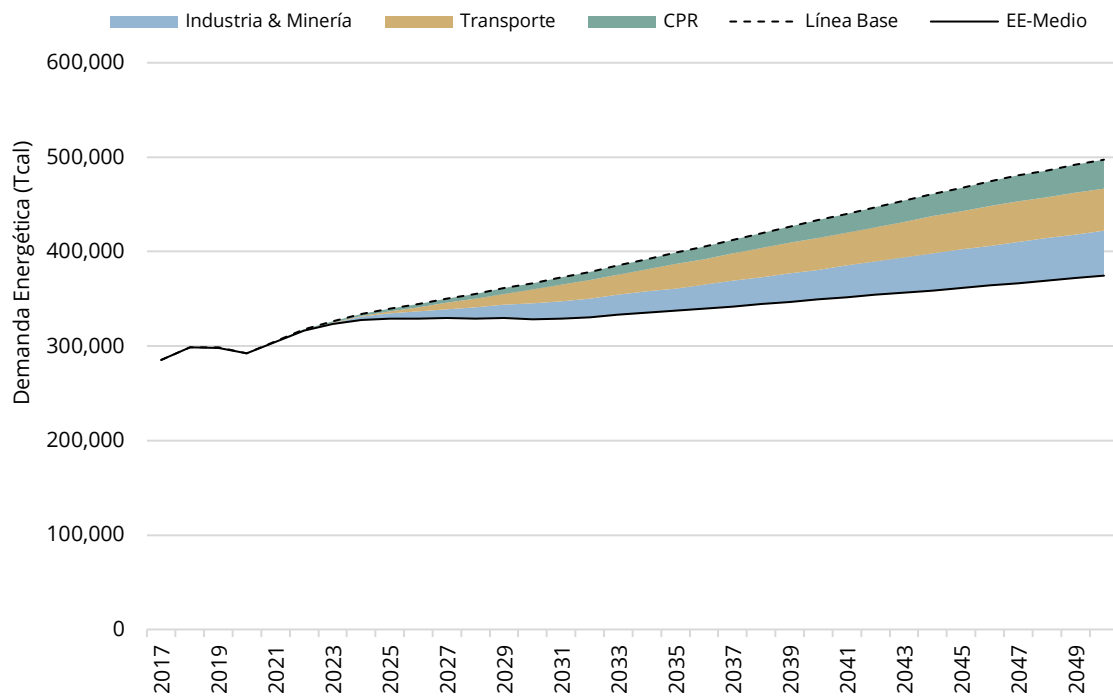


Figura 31 Proyección de ahorros de energía del Escenario Línea Base con desagregación sectorial
Fuente: Elaboración propia.

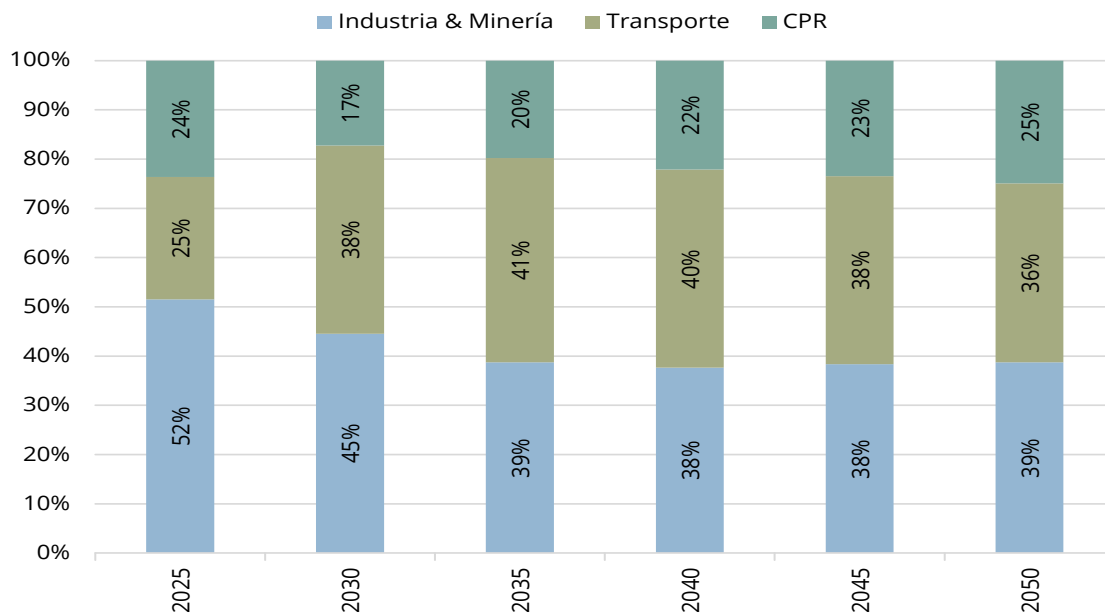


Figura 32 Participación porcentual de los ahorros a nivel sectorial
Fuente: Elaboración propia.

Tal como se observa en las Figura 31 y Figura 32, los ahorros se distribuyen entre los principales sectores de consumo final. Hacia el 2030 los principales esfuerzos se relacionan con Industria & Minería.

5.2 Emisiones de GEI

Con el objetivo de reducir las emisiones y combatir el cambio climático, Chile fijó como meta de mitigación incondicional y transversal a la economía un presupuesto de emisiones de GEI que no superará las 1.100 MMtCO_{2eq}, entre el 2020 y 2030, con un máximo de emisiones de GEI al 2025, y a alcanzar un nivel de emisiones de GEI de 95 MtCO_{2eq} al 2030 (Ministerio de Medio Ambiente, 2020).

Un impacto relevante del Plan de Eficiencia Energética es que este contribuye al cumplimiento de los compromisos climáticos suscritos Chile. Por esto, es importante tener en mente dicha contribución como indicador de relevancia para el Plan. La Figura 33 presenta las emisiones de GEI de ambos escenarios y la reducción esperada de la implementación de las medidas de eficiencia energética consideradas en el Plan.

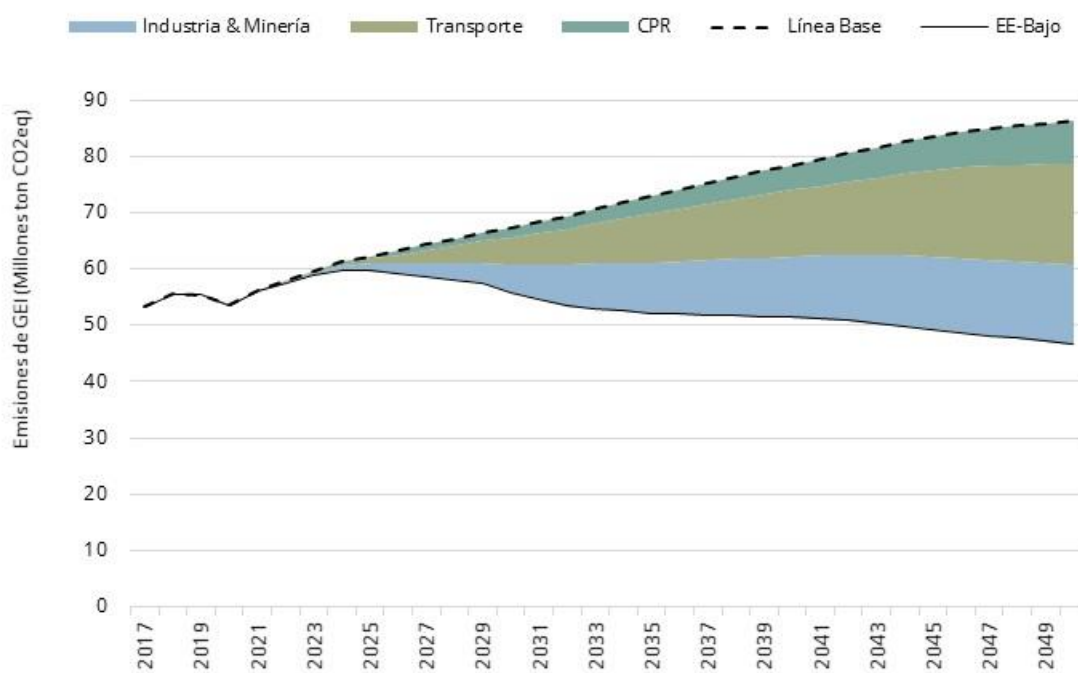


Figura 33 Proyección de emisiones de gases de efecto invernadero de los escenarios de demanda energética

Fuente: Elaboración propia.

En el mediano plazo (2030), las medidas evaluadas lograrán reducir 42,6 MMtCO_{2eq}, acumuladas. Dichas reducciones, provendrán principalmente de las medidas del sector industria y minería y de las medidas tempranas del sector transporte (estándares, penetración de EVs, y cambio modal). En el largo plazo (2050), las medidas contribuyen a una reducción acumulada en el periodo 2021-2050 de 598 MMtCO_{2eq},

5.3 Estimación de costos y beneficios del PAEE

La implementación de medidas de eficiencia energética se asocia a importantes costos de inversión por parte de los sectores de consumo final. Los costos de inversión se estiman siguiendo la metodología del estudio “Desarrollo de Herramientas Prospectivas” (Ministerio de Energía, 2015) siendo estas actualizadas y validadas junto con la contraparte técnica del Ministerio de Energía.

El plan también conlleva importantes ahorros monetarios en gasto por energía. Estos resultan de los ahorros de combustible del escenario de eficiencia energética respecto del escenario base y son valorizados considerando las trayectorias de precios de energéticos facilitadas por el Ministerio de Energía en el contexto de este estudio. Estos ahorros corresponden a beneficios por menor consumo de combustible en el escenario ruta versus el base. Mientras mayores sean los precios de los energéticos, mayores serán los ahorros de consumo (beneficio). Estos beneficios se estiman como el valor presente del ahorro de consumo utilizando la tasa social de descuento.

La tabla siguiente presenta los costos de inversión (Capex) y ahorros operaciones (Opex) para los distintos sectores de consumo final medidos en valor presente utilizando la tasa social de descuento. El beneficio neto se obtiene como la diferencia entre el ahorro (Opex) y la inversión (Capex). El cuadro también presenta el ahorro acumulado por sector en el periodo 2021-2050 como también la estimación del beneficio neto unitario por unidad energética reducida⁸. Para la estimación de este indicador en pesos se utiliza un tipo de cambio de 800 \$/USD.

Tabla 6 Resultados de CAPEX y OPEX sectoriales

Fuente: Elaboración propia.

Sector	CAPEX (MM USD)	OPEX (MM USD)	Beneficios Netos (MM USD)	B/C	Ahorros (GWh)	USD/ kWh ahorrado	\$/ kWh ahorrado
Transporte	25.403	43.461	18.058	1,7	834.183	0,022	17
I&M	12.885	32.008	19.123	2,5	848.215	0,023	18
CPR	9.476	27.128	17.652	2,9	482.318	0,037	29
Total	47.765	102.597	54.832	2,1	2.164.716	0,025	20

⁸ Este indicador se estima como el cociente entre los beneficios netos y el ahorro acumulado.

Los resultados revelan que el sector industria y minería es el que obtiene mayores beneficios netos. En términos agregados cada por cada kilowatt hora ahorrado se perciben beneficios en el orden de 20 \$.

5.4 Estimación de Beneficios en Salud

Las variaciones de las emisiones y concentraciones de MP2,5 permiten estimar beneficios en salud cuantificables en términos físicos y económicos. Los resultados permiten estimar que al año 2050 en un escenario base más de 10.970.000 personas vivirán en ciudades cuyas concentraciones de MP2,5 superarán la actual Norma Primaria de Calidad del Aire de 20 $\mu\text{g}/\text{m}^3\text{N}$. Por otra parte, la implementación de las medidas evaluadas en el Escenario Ruta para los sectores de Transporte Terrestre y CPR permitirá que ninguna de estas provincias supere la norma mencionada.

Dentro de las medidas evaluadas destaca el reacondicionamiento térmico de viviendas, el cual permite enfrentar los problemas de pobreza energética del país mediante la reducción del consumo de calefacción y el aumento del confort al interior de las viviendas. Como es posible observar en la figura a continuación, una parte importante del actual parque de viviendas posee estándares de calidad deficientes. Actualmente alrededor del 67% de las viviendas no cuenta con ningún tipo de aislación debido a que estas fueron construidas anterior al año 2000, cuando el país no contaba con una normativa de exigencias de acondicionamiento térmico.

Las reducciones de concentración obtenidas permiten estimar beneficios económicos del orden de los 23 mil MM USD para el período 2021-2050⁹, siendo relevante dentro de estos resultados los casos de mortalidad evitados. En promedio se estiman alrededor de 4.500 casos anuales de muertes evitadas.

Tabla 7 Casos de salud evitados

Tipo de Efecto	N° Casos Promedio 2021 - 2050
Mortalidad	4.479
Admisiones Hospitalarias	2.751
Visitas a Salas de Urgencia	49.819
Restricción de Actividad	2.668.424

La tabla a continuación presenta el beneficio económico asociado.

Tabla 8 Beneficios económicos de salud¹⁰

⁹ Este valor se ha obtenido medido como valor presente considerando una tasa de descuento del 6%.

¹⁰ Se utiliza un tipo de cambio de 800 \$/USD.



Tipo de Efecto	Millones USD	Millones CLP	%
Mortalidad	22.842	18.273.816	98,1%
Admisiones Hospitalarias	43	34.770	0,2%
Visitas a Salas de Urgencia	34	27.166	0,1%
Restricción de Actividad	368	294.671	1,6%
Total general	23.288	18.630.423	100,0%

Como es posible observar, los casos de mortalidad representan alrededor del 98,1% del total de beneficios estimados, mientras que la restricción de actividad representa el 1,6% y las admisiones hospitalarias el 0,2%.

5.5 Beneficios económicos integrados

La inclusión de beneficios en salud incrementa la rentabilidad social del plan de eficiencia energética. La tabla siguiente presenta el resumen de beneficios y costos incluyendo esta vez beneficios de salud. La inclusión de beneficios en salud robustece el resultado de costo beneficio del plan de eficiencia energética alcanzando un beneficio unitario por kWh reducido de 29 \$/kWh. Este valor es 42% mayor al indicador que no considera beneficios ambientales locales.

Tabla 9 Beneficios y costos del plan de eficiencia energética considerando reducción en externalidades ambientales

Beneficios (MM USD)	125.885
Ahorros en energía (MM USD)	102.597
Salud (MM USD)	23.288
Costos (MM USD)	47.765
Inversión (MM USD)	47.765
Beneficio Neto (MM USD)	78.120
USD/ kWh ahorrado	0,04
\$/ kWh ahorrado	29
Inversión (MM USD)	47.765
Beneficio Neto (MM USD)	78.120
USD/ kWh ahorrado	0,04
\$/ kWh ahorrado	29



6 REFERENCIAS

- Dargay, J., Gately, D., & Sommer, M. (2007). Vehicle Ownership and Income Growth, Worldwide: 1960-2030. *The Energy Journal*, 143-170.
- Agencia de Sostenibilidad Energética. (2021). *Barreras para la carga residencial de vehículos eléctricos en Chile*. Obtenido de https://www.ecomovilidad.cl/wp-content/uploads/2021/02/Informe-1_Barreras-Carga-Residencial_v0202_2.pdf
- Agencia de Sostenibilidad Energética. (4 de Agosto de 2021). *Giro Limpio* . Obtenido de ¿Qué es GiroLimpio?: <https://www.girolimpio.cl/que-es-girolimpio/>
- AIGUASOL. (2018). *Bien Público Appsol : Manual de diseño de Sistemas Solares Térmicos para la Industria Chilena*.
- ASE. (2021). *Programa de Eficiencia Energética en Edificios Públicos*. Obtenido de <https://www.agenciase.org/programa-de-eficiencia-energetica-en-edificios-publicos/>
- Banco Interamericano de Desarrollo. (2017). *Cómo impulsar el ciclismo urbano - Recomendaciones para las instituciones de América Latina y el Caribe*.
- Basso, L., & San Martín, J. (2021). *Análisis preliminar para el establecimiento de vehículos medianos*.
- Basso; San Martín. (2021). *Análisis de metodologías para cuantificar rendimientos y/o emisiones en vehículos pesados y revisión internacional de aplicación de estándares*.
- Buysee, C., & Sharpe, B. (2020). *California's Advance Clean Trucks regulation: Sales requirements for zero-emission heavy-duty trucks*. ICCT.
- California Energy Commission. (14 de 12 de 2016). *2016 Existing Buildings Energy Efficiency Action Plan*. Obtenido de https://www2.energy.ca.gov/efficiency/existing_buildings/16-EBP-01/
- California Energy Commission. (17 de 12 de 2019). *2019 California Energy Efficiency Action Plan*. Obtenido de <https://www.energy.ca.gov/programs-and-topics/programs/energy-efficiency-existing-buildings>
- California Energy Commission. (2019). *Energy Efficiency and Building Decarbonization*. California.
- CE Delft. (2015). *Potential for Power-to-Heat in the Netherlands*. Obtenido de https://cedelft.eu/wp-content/uploads/sites/2/2021/04/CE_Delft_3E04_Potential_for_P2H_in_Netherlands_DEF.pdf
- Chamon, M., Mauro, P., & Okawa, Y. (2008). Mass Car Ownership in the Emerging Market Giants. *Economic Policy*, 243-296. doi:10.2307/41323125



- CNE. (2019). *Estudio de actualización y complementación de herramientas de prospectivas de Largo Plazo asociadas a la demanda energética.*
- Comisión Europea. (1999). *Cycling: "The way ahead for town and cities."*
- COMISIÓN EUROPEA. (2021). *RECOMENDACIÓN (UE) 2021/1749 sobre el principio de «primero, la eficiencia energética»: de los principios a la práctica — Directrices y ejemplos para su aplicación en la toma de decisiones en el sector de la energía y más allá.*
- Comité Consultivo de Energía 2050. (2015). *HOJA DE RUTA 2050 - HACIA UNA ENERGÍA SUSTENTABLE E INCLUSIVA PARA CHILE.* Ministerio de Energía. Obtenido de https://www.energia.gob.cl/sites/default/files/hoja_de_ruta_cc_e2050.pdf
- Commercial Motors. (04 de Agosto de 2021). *A closer look at hydrogen fuelled trucks.* Obtenido de <https://www.commercialmotor.com/news/buying-advice/closer-look-hydrogen-fuelled-trucks>
- Deloitte. (2016).
- E2BIZ. (2020). *Trayectoria del Sector Energía hacia la Carbono Neutralidad en el contexto del ODS7.* Generadoras de Chile.
- Electromov. (14 de Septiembre de 2020). *Conversión a eléctricos de vehículos a combustión: elementos a considerar.* Obtenido de <https://www.electromov.cl/2020/09/14/conversion-de-vehiculos-a-combustion-los-elementos-a-considerar/>
- EMEP-EEA. (2021). *EMEP/EEA air pollutant emission inventory guidebook 2019.*
- Energy Division Staff. (03 de 02 de 2020). *Transportation Electrification Framework.* Obtenido de <https://www.cpuc.ca.gov/WorkArea/DownloadAsset.aspx?id=6442463904>
- Energy Efficiency Watch. (2019). http://www.eufores.org/fileadmin/eufores/Events/IPMs/IPM_19_Helsinki/Presentations/Daniel_Becker-Navigant_.pdf.
- España, Gobierno de. (2012). *Evaluación del Plan de Ahorro y Eficiencia Energética 2008-2012.*
- European Commission. (2018). *Guidance for National Energy Efficiency Action Plans.*
- FuelCellsWorks. (2021). *UK big four manufacturers make hydrogen-ready boilers price-promise.* Obtenido de <https://fuelcellsworks.com/news/uk-big-four-manufacturers-make-hydrogen-ready-boiler-price-promise/>
- GIZ & MTT. (2020). *Apoyo técnico para el diseño de un mecanismo de financiamiento para electromovilidad en Chile.*
- ICCT. (2020). *California's Advanced Clean Trucks regulation: Sales requirements for zero-emission heavy-duty trucks.*

- IEA. (2013). *Energy Efficiency Market Report 2013*. <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/energy-efficiency-market-report->.
- IEA. (2014). *Capturing the Multiple Benefits of Energy Efficiency*. http://www.iea.org/W/bookshop/475-Capturing_the_Multiple_Benefits_of_Energy_Efficiency.
- Instituto Nacional de Estadísticas. (2020). *Permisos de circulación - 2019*.
- Mena, M. (2013). *Pacto Global Red Chile - Ciclovías*. Obtenido de <https://pactoglobal.cl/2013/ciclovias/>
- Mercure, J., Lam, A., Billington, S., & Pollitt, H. (3 de September de 2018). Integrated assessment modelling as a positive science: private passenger road transport policies to meet a climate target well below 2 °C. *Climatic Change*, 109–129. doi:<https://doi.org/10.1007/s10584-018-2262-7>
- Michalski, J., Bünger, U., Crotogino, F., Donadei, S., Schneider, S., Pregger, T., . . . Heide, D. (2017). Hydrogen generation by electrolysis and storage in salt caverns: Potentials, economics and systems aspects with regard to the German energy transition. *Int. J. Hydrogen Energy*, 13427–13443. doi:<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.02.102>
- MIEM. (08 de 2015). *Plan Nacional de Eficiencia Energética 2015-2024*. Obtenido de http://www.eficienciaenergetica.gub.uy/documents/20182/22654/Plan_Nacional_de_Eficiencia_Energetica.pdf/2e21a8c6-3492-4c7d-b6ba-33b138632a85
- MIEM, CEPAL, ADEME & GIZ. (s.f.). *Informe Nacional de Monitoreo de la Eficiencia Energética de la República Oriental del Uruguay*.
- Ministerio de Energía. (2021h). *Apoyo Técnico para el Diseño de un Mecanismo de Financiamiento para Electromovilidad en Chile – Taxis y Colectivos*.
- Ministerio de Bienes Nacionales & Ministerio de Transporte y Telecomunicaciones. (3 de Agosto de 2021). *Visor de Ciclovías*. Obtenido de <https://ciclovias.visorterritorial.cl/>
- Ministerio de Energía. (2015). *Desarrollo de Herramientas Prospectivas*. E2BIZ Investigación.
- Ministerio de Energía. (30 de 12 de 2015). *Política Energética de Chile 2050*. Obtenido de https://energia.gob.cl/sites/default/files/energia_2050_-_politica_energetica_de_chile.pdf
- Ministerio de Energía. (2016). *Energía 2050 - Política Energética de Chile*. Obtenido de https://energia.gob.cl/sites/default/files/energia_2050_-_politica_energetica_de_chile.pdf



- Ministerio de Energía. (2017). *Estrategia Nacional de Electromovilidad - Un camino para los vehículos eléctricos*. Obtenido de https://energia.gob.cl/sites/default/files/estrategia_electromovilidad-8dic-web.pdf
- Ministerio de Energía. (2018). *PROGRAMA RECAMBIO DE ALUMBRADO PÚBLICO*. Obtenido de https://www.dipres.gob.cl/597/articles-177362_informe_final.pdf
- Ministerio de Energía. (05 de 2018). *Ruta Energética 2018-2022*. Obtenido de <https://energia.gob.cl/rutaenergetica2018-2022.pdf>
- Ministerio de Energía. (2018b). *Ruta Energética 2018-2022*. Obtenido de <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2018/05/rutaenergetica2018-2022.pdf>
- Ministerio de Energía. (2020). *Balance Nacional de Energía 2019*. Santiago, Chile.
- Ministerio de Energía. (2021). *Estrategia de Electromovilidad*.
- Ministerio de Energía. (2021). *Estrategia de Transición Justa en Energía*. Obtenido de <https://energia.gob.cl/mini-sitio/estrategia-de-transicion-justa-en-energia>
- Ministerio de Energía. (02 de 2021). *Ley 21.305 sobre Eficiencia Energética*. Obtenido de <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1155887>
- Ministerio de Energía. (2021a). *Proyecciones de Largo Plazo de Variación Anual de PIB 2018-2050*.
- Ministerio de Energía. (2021b). *Ley 21.305 Sobre Eficiencia Energética*. Obtenido de Url Corta: <http://bcn.cl/2nn0s>
- Ministerio de Energía. (04 de Agosto de 2021f). *Plataforma de Electromovilidad - Reglamentación*. Obtenido de Sistemas de Carga: <https://energia.gob.cl/electromovilidad/reglamentacion>
- Ministerio de Energía. (2021g). *Comité Consultivo 2021 - Recomendaciones para la actualización de la Política Energética Nacional*. Obtenido de https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/comite_consultivo_-_recomendaciones_para_actualizacion_de_la_pen_vf.pdf
- Ministerio de Energía. (Agosto de 2021i). *Subsidio directo para viviendas sociales existentes (PPPF)*. Obtenido de https://sst.minenergia.cl/?page_id=1390
- Ministerio de Energía. (Agosto de 2021j). *Subsidio en el Programa de Reconstrucción de viviendas*. Obtenido de https://sst.minenergia.cl/?page_id=1394
- Ministerio de Energía. (2021e). *Informe de técnico de apoyo para la definición de un estándar de rendimiento energético en el segmento de vehículos livianos en Chile*.
- Ministerio de Medio Ambiente. (2020). *Contribución Determinada a Nivel Nacional - Actualización 2020*.
- Ministerio de Medio Ambiente. (2020). *Contribución determinada a nivel nacional (NDC) de Chile - Actualización 2020*.



- Ministerio de Transporte y Telecomunicaciones . (2020). *Apoyo técnico para el diseño de un mecanismo de financiamiento para electromovilidad en Chile*.
- Ministerio de Vivienda y Urbanismo. (2015). *Vialidad Ciclo-inclusiva: Recomendaciones de Diseño*. Obtenido de https://www.minvu.cl/wp-content/uploads/150506%20MANUAL%20FINAL_red.pdf
- Ministerio de Energía. (Agosto de 2021k). *Sistemas Solares Térmicos*. Obtenido de Franquicia tributaria para viviendas nuevas: https://sst.minenergia.cl/?page_id=1386
- MMA. (2013). *Guía Metodológica Para la Elaboración de un Análisis General de Impacto Económico y Social (AGIES) para Instrumentos de Gestión de Calidad del Aire*.
- MMA. (2017). *Manual para el desarrollo de inventarios de emisiones atmosféricas*.
- Molina, P. (18 de Mayo de 2021). *Normativa de aislación térmica: gran aliada para mejorar la calidad de vida de las personas*. Obtenido de Actualización de la Reglamentación Térmica (RT) 2021: <https://construye2025.cl/tag/reglamentacion-termica/>
- MTT. (2021). *Consulta Pública "Reglamento que establece requisitos para transformación de vehículos propulsados por motor de combustión interna a propulsión eléctrica*. Obtenido de <https://www.subtrans.gob.cl/consulta-publica-reglamento-transformacion/>
- multEE. (2016). *Document with general formulae of bottom-up methods to assess the impact of energy efficiency measures*.
- NEGOCIO & CONSTRUCCIÓN. (2020). *MINVU avanza en la implementación de nuevos estándares térmicos que mejorarán la calidad de vida y la plusvalía de las viviendas*. Obtenido de https://certificacionsustentable.cl/wp-content/uploads/2020/11/REVISTA-NegocioConstruccion%CC%81n-NOVIEMBRE_Minvu-1.pdf
- Norsk elbilforening. (4 de Agosto de 2021). *Norwegian EV policy*. Obtenido de <https://elbil.no/english/norwegian-ev-policy/>
- PNIEC. (2020). *Plan Integrado de Energía y Clima*.
- PNUD - MMA. (2021). *Diseño e implementación del Sistema Nacional de Prospectiva de Gases de Efecto Invernadero de Chile (SNP) para el seguimiento del progreso de la Contribución Determinada a Nivel Nacional (NDC) bajo el Acuerdo de París*.
- PNUD. (2014). *PROGRAMA DE MEJORAMIENTO DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA DEL ALUMBRADO PÚBLICO*.
- Poder Legislativo Uruguay. (16 de 10 de 2009). *Ley N° 18.597 Uso Eficiente de la Energía en el Territorio Nacional*. Obtenido de <https://legislativo.parlamento.gub.uy/temporales/leytemp644731.htm>

- Publnef. (2016). *Guideline document for the development of an Energy Efficiency Policy Roadmap*.
- RCREEE. (2014). *Best practices to develop a National Energy Efficiency Action Plan (NEEAP)*.
- Ricardo Energy & Environment. (2017). *Heavy Duty Vehicles Technology Potential and Cost Study*.
- Satymov, R., Bogdanov, D., & Breyer, C. (2021). *The value of fast transitioning to a fully sustainable energy system: The case of Turkmenistan*. Lappeenranta, Finland: LUT University, Yliopistonkatu 34.
- Singh, N., Mishra, T., & Banerjee, R. (2020). Projection of Private Vehicle Stock in India up to 2050. *Transportation Research Procedia*, 3380–3389.
- TKI NIEUW GAS. (2018). *Outlines of a Hydrogen Roadmap*. Obtenido de <https://www.topsectorenergie.nl/sites/default/files/uploads/TKI%20Gas/publicaties/20180514%20Roadmap%20Hydrogen%20TKI%20Nieuw%20Gas%20May%202018.pdf>
- UNECE. (2013). *Promoting Energy Efficiency Investments for Climate Change Mitigation and Sustainable Development*. http://www.unece.org/energy/gee21/promoting_eei.html.
- Yang, Y., Wu, X., Zhou, P., Gou, Z., & Lu, Y. (2019). Towards a cycling-friendly city: An updated review of the associations between built environment and cycling behaviors (2007–2017). *Journal of Transport & Health*, 14, 2214-1405. doi:<https://doi.org/10.1016/j.jth.2019.100613>

7 ANEXOS TÉCNICOS: METODOLOGÍA DE ESTIMACIÓN ANÁLISIS COSTO BENEFICIO

Para realizar un correcto análisis costo beneficio tanto del plan de eficiencia energética como de sus medidas en forma individual, se requiere estimar los costos de capital (CAPEX) como los costos de operación (OPEX) en comparación a un escenario de referencia. Además, la Directiva de la Unión Europea sugiere que estos análisis se realicen desde la perspectiva social al evaluar los costos y beneficios de las distintas opciones y que se incluyan los cobeneficios que resulten en una mejora del bienestar y el nivel de comodidad de las personas (COMISIÓN EUROPEA, 2021).

En la presente sección se describen las metodologías utilizadas para estimar los costos y beneficios tanto a nivel de escenarios como a nivel de medidas individuales.

7.1 Metodología de estimación de beneficios por escenario

7.1.1 Beneficios por ahorro de energía

Los principales beneficios de las medidas de eficiencia energética se concentran en la reducción de costos producto de ahorros de energía. Los ahorros energéticos disminuyen el gasto en energía, lo que genera un incremento los ingresos discrecionales de personas u hogares, o las utilidades en el caso de las empresas. Estos beneficios son extensivos a nivel macroeconómico, ya que pueden reinvertirse, generando un incremento de la actividad económica y mejoras en la seguridad e independencia energética.

Si bien los costos operativos involucran tanto costos de energía como costos de mantención y otros costos fijos de operación, para efectos de simplificación del análisis acá se consideran solo los costos de energía. De esta forma, la reducción de costos operativos de cada escenario de eficiencia energética se calcula mediante:

$$OPEX_{Esc. EE} = \sum_{t=2021}^{2050} \sum_i \frac{P_{i,t} * (D_{i,t}^{Esc. Base} - D_{i,t}^{Esc. EE})}{(1 + T_d)^{(t-2021)}}$$

Donde $OPEX_{Esc. EE}$ representa la reducción de costos operativos (o beneficios) asociados a la reducción costos de energéticos del Escenario Eficiencia Energético (en millones de USD); $P_{i,t}$ corresponde a la proyección de precios de cada uno de los energéticos i en cada periodo t normalizados por su contenido energético (Millones USD/Tcal); $D_{i,t}^{Esc. Base}$ y $D_{i,t}^{Esc. EE}$ corresponde a las demandas energéticas totales de para cada energético i en cada periodo t para los escenarios Base y Eficiencia Energética respectivamente; y T_d corresponde a la tasa de descuento social (igual al 7%).

La proyección de precios de los distintos energéticos considerados para la evaluación son presentados en la Tabla 10:

Tabla 10 Proyección de precios energéticos (USD/Tcal)

Fuentes	2021	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034	2036	2038	2040	2042	2044	2046	2048	2050
Hidrógeno	142,747	124,146	105,052	104,065	103,078	102,091	101,104	100,117	99,251	98,505	97,760	97,015	96,270	95,524	94,779	94,034
Petróleo Diésel	83,631	88,426	100,732	108,882	115,190	120,837	125,768	129,094	132,104	136,322	140,111	143,339	146,659	148,267	149,745	150,439
Petróleos Combustibles	25,356	27,228	32,122	35,445	38,056	40,421	42,507	43,925	45,215	47,034	48,676	50,084	51,540	52,246	52,899	53,205
Gasolina de Motor	132,352	138,666	154,636	165,010	172,944	179,983	186,083	190,172	193,857	199,000	203,599	207,498	211,492	213,425	215,194	216,023
Kerosene	92,631	99,043	115,792	127,148	136,068	144,141	151,257	156,093	160,492	166,689	172,286	177,083	182,040	184,447	186,667	187,711
Gas Licuado	203,915	215,737	246,105	266,240	281,839	295,810	308,016	316,253	323,708	334,160	343,550	351,553	359,787	363,776	367,442	369,163
Electricidad	54,464	47,801	50,123	61,906	55,679	31,416	35,656	39,896	41,868	41,572	41,275	40,913	40,551	40,190	39,828	39,466
Gas Natural	162,576	180,234	206,673	226,144	242,080	255,107	266,187	275,831	281,960	290,829	296,240	308,126	315,245	316,130	323,986	325,630
Coque Mineral	8,886	8,895	8,658	8,730	8,786	8,817	8,834	8,861	8,867	8,919	8,885	8,828	8,823	8,811	8,810	8,826
Leña y Biomasa	36,254	37,201	38,815	41,344	43,411	44,855	46,095	47,349	48,708	50,003	51,186	52,196	52,196	52,196	52,196	52,196
Biogás	8,886	8,895	8,658	8,730	8,786	8,817	8,834	8,861	8,867	8,919	8,885	8,828	8,823	8,811	8,810	8,826
Metanol	35,740	35,906	37,560	39,608	40,765	41,259	42,066	42,923	43,782	44,256	45,036	45,546	46,622	47,454	49,204	50,694
Solar	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Coque de Petróleo	8,886	8,895	8,658	8,730	8,786	8,817	8,834	8,861	8,867	8,919	8,885	8,828	8,823	8,811	8,810	8,826
Carbón	7,189	7,369	7,202	7,115	7,039	6,937	7,009	6,997	7,091	7,285	7,359	7,412	7,474	7,629	7,672	7,777
Gas Corriente	8,886	8,895	8,658	8,730	8,786	8,817	8,834	8,861	8,867	8,919	8,885	8,828	8,823	8,811	8,810	8,826
Alquitrán	8,886	8,895	8,658	8,730	8,786	8,817	8,834	8,861	8,867	8,919	8,885	8,828	8,823	8,811	8,810	8,826
Gas de Refinería	8,886	8,895	8,658	8,730	8,786	8,817	8,834	8,861	8,867	8,919	8,885	8,828	8,823	8,811	8,810	8,826
D. Indust. del Petróleo	25,356	27,228	32,122	35,445	38,056	40,421	42,507	43,925	45,215	47,034	48,676	50,084	51,540	52,246	52,899	53,205
Gas de Coque	8,886	8,895	8,658	8,730	8,786	8,817	8,834	8,861	8,867	8,919	8,885	8,828	8,823	8,811	8,810	8,826
Jet Kerosene	169,996	172,017	182,967	193,720	203,650	211,801	218,699	225,037	231,015	236,097	240,731	244,808	248,513	251,771	254,121	256,437
Geotermia	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Etanol	8,886	8,895	8,658	8,730	8,786	8,817	8,834	8,861	8,867	8,919	8,885	8,828	8,823	8,811	8,810	8,826
Gasolina Aviación	169,996	172,017	182,967	193,720	203,650	211,801	218,699	225,037	231,015	236,097	240,731	244,808	248,513	251,771	254,121	256,437
Biodiésel	36,254	37,201	38,815	41,344	43,411	44,855	46,095	47,349	48,708	50,003	51,186	52,196	52,196	52,196	52,196	52,196
Electricidad Residencial	132,949	132,949	138,882	137,617	143,535	142,944	143,506	144,977	154,119	155,688	163,820	168,960	162,690	169,082	168,671	166,734
Electricidad Comercial	118,189	118,189	123,722	122,561	128,076	127,515	128,043	129,401	137,904	139,368	146,932	151,714	145,883	151,829	151,450	149,657

7.1.2 Cuantificación de cobeneficios

Los beneficios ambientales y sobre la salud de las personas se vinculan con los impactos generales de la reducción del consumo de energía, y en particular, en la reducción de la emisión de contaminantes locales asociada a esta. En este caso, la estimación de cobeneficios en salud por reducción de Material Particulado $MP_{2.5}$ se realiza utilizando metodologías oficiales del Ministerio del Medio Ambiente. Particularmente se utiliza la metodología presentada en el documento “Guía Metodológica Para la Elaboración de un Análisis General de Impacto Económico y Social (AGIES) para Instrumentos de Gestión de Calidad del Aire” (MMA, 2013) con valores que han sido proporcionados, en su mayoría, por profesionales del ministerio en el contexto del estudio (PNUD - MMA, 2021). La figura a continuación grafica la metodología empleada.

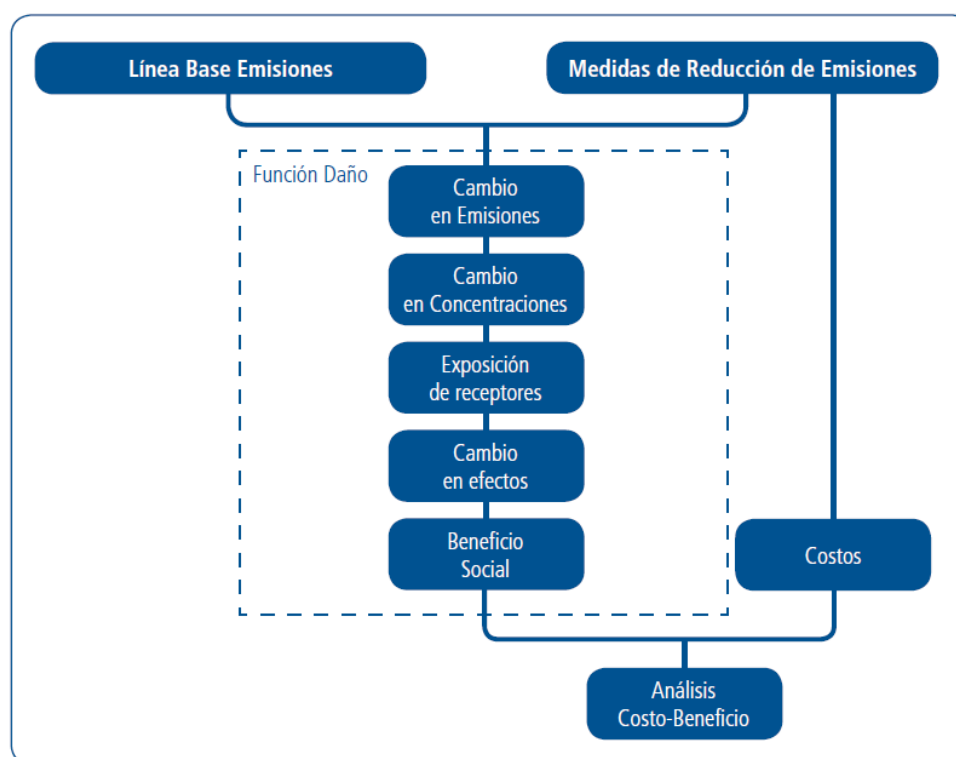


Figura 34 Etapas del método de la función de daño

Fuente: (MMA, 2013)

La estimación de cobeneficios considera las reducciones de consumo energético de los sectores residencial y transporte terrestre para distintos combustibles y tecnologías. En el caso del subsector residencial se consideran las reducciones de consumo energético por calefacción, agua caliente sanitaria, cocina, lavadora y secadora, asociadas a los combustibles biomasa, GLP, gas natural y kerosene. Para el caso del transporte terrestre se consideran las reducciones de consumo energético de todos los tipos de vehículos asociados a los combustibles diésel, GLP, gasolina y gas natural.

La reducción de la demanda energética se traduce en una reducción de emisiones de $MP_{2.5}$, NO_x y SO_x a partir de factores de emisión disponibles en la literatura nacional e internacional. Para el caso del sector residencial, particularmente para los usos de calefacción y cocina, se han

utilizado los factores presentados por (MMA, 2017). Complementariamente se han utilizados factores de referencia (EMEP-EEA, 2021) para otros usos. De igual modo, para el caso de transporte terrestre se han utilizado factores de emisión de (EMEP-EEA, 2021).

Puesto que la estimación de cobeneficios se realiza a nivel de provincia, los datos regionales han requerido ser desglosados. En el caso de transporte terrestre se utilizan las publicaciones del Instituto Nacional de Estadísticas (INE) referente al parque de vehículos año 2019 desglosado según sus distintas categorías. En el caso del sector residencial el desglose se realiza a partir de la distribución proyectada de viviendas a nivel regional, la cual ha sido estimada a partir de la población y tasas de habitantes por vivienda acorde al crecimiento económico del país (PIB). Los efectos considerados en la evaluación se presentan en la tabla a continuación.

Tabla 11 Efectos considerados para estimación de cobeneficios

Efecto	Código	Causa	Grupo Etario
Mortalidad	M_CPM	Mortalidad causa cardiopulmonar	>30
Admisiones Hospitalarias	HA_ASTH	Asma	<65
	HA_CLD	Enfermedad pulmonar obstructiva crónica	18-64
			65+
	HA_CVD	Enfermedad cardiovascular	18-64
			65+
	HA_PNEU	Neumonía	65+
Visitas Sala de Urgencias	ERV_BRO	Bronquitis	<18
Restricción de Actividad	RAD	Reducción de actividad	18-64
	WLD	Días de trabajo perdidos	18-64

Fuente: Elaboración propia

Los valores de las variables necesarias para el cálculo han sido proporcionados por profesionales del Ministerio del Medio Ambiente. En este sentido, fue posible contar con información referente a Factores Emisión-Concentración (FEC), tasas de incidencia, coeficiente de relación concentración-respuesta, distribución de la población por rango etario y costos unitarios para los distintos efectos.

7.2 Metodología de estimación de costos por escenario

Aun cuando los costos de capital de las medidas o planes de eficiencia energética pueden ser muy altos, pero por lo general, se amortizan a largo plazo. La variación de los costos de capital



(CAPEX) entre un escenario de eficiencia energética y el escenario base, estará dado por la suma de los aumentos de costos de capital de las medidas en forma individual, pero considerando las interacciones de modelación entre estas.

7.2.1 Sector Transporte

7.2.1.1 Infraestructura de bicicletas

Para el cumplimiento de esta medida se realizan inversiones en infraestructura especializada adicional que garantice conectividad y seguridad para los usuarios. Hoy en día existen 1.963 km de ciclovías a nivel nacional y 133 km en ejecución (Ministerio de Bienes Nacionales & Ministerio de Transporte y Telecomunicaciones, 2021).

La relación de elasticidad entre el aumento en número de viajes que se realizan mediante el modo bicicleta (partición modal) y el aumento en infraestructura especializada es igual 0,19. La interpretación indica que cuando la disponibilidad de kilómetros de ciclovía de una región aumenta en un 1%, la partición modal de bicicletas aumenta en 0,19% (en número de viajes) (Yang, Wu, Zhou, Gou, & Lu, 2019).

Así, dada una región r con una proyección de partición modal para el modo bicicleta en dos escenarios (Base y Eficiencia Energética) podrán calcularse los porcentajes de aumento anual en infraestructura requeridos para aumentar el porcentaje de la partición modal entre cada año t y cada escenario de la forma:

$$\Delta I_{r,t} = \frac{(PM_{r,t} - PM_{r,t-1})_{Esc EE} - (PM_{r,t} - PM_{r,t-1})_{Esc Base}}{E_{bici}}$$

Donde: $\Delta I_{r,t}$ corresponde al aumento porcentual en km de ciclovías de alto estándar para alcanzar la mejora interanual requerida en la partición modal entre ambos escenarios (%); $(PM_{r,t} - PM_{r,t-1})_{Esc EE}$ corresponde a la diferencia interanual en la partición modal del modo bicicleta para el Escenario Eficiencia Energética (%); $(PM_{r,t} - PM_{r,t-1})_{Esc Base}$ corresponde a la diferencia interanual en la partición modal del modo bicicleta para el Escenario base (%); y E_{bici} corresponde a la elasticidad mencionada en (Yang, Wu, Zhou, Gou, & Lu, 2019) convertida a porcentaje en pasajeros-kilómetros.

De esta forma es posible proyectar los kilómetros de ciclovías requeridos para cada región considerando los km de la región en el año base (presentados en la Figura 35) de acuerdo a:

$$I_{r,t} = I_{r,t-1} * (1 + \Delta I_{r,t})$$

Y los costos de la medida sumando los kilómetros de ciclovía adicionales de alto estándar de todas las regiones y multiplicándolos por el costo unitario de la forma:

$$C_t = \sum_r (I_{r,t} - I_{r,t-1}) * C_{invUNITARIO}$$

Donde C_t corresponde a los costos de inversión adicionales en ciclovías para cada periodo t (en USD); $I_{r,t}$ corresponde a los km de infraestructura de cada periodo t para cada región r (km); $I_{r,t-1}$ corresponde a los km de infraestructura de cada periodo $t-1$ para cada región r (km) y

$Cinv_{UNITARIO}$ corresponde al costo unitario de construcción de ciclovías de alto estándar considerado para este propósito igual a 122.500 (USD/km) (Mena, 2013).

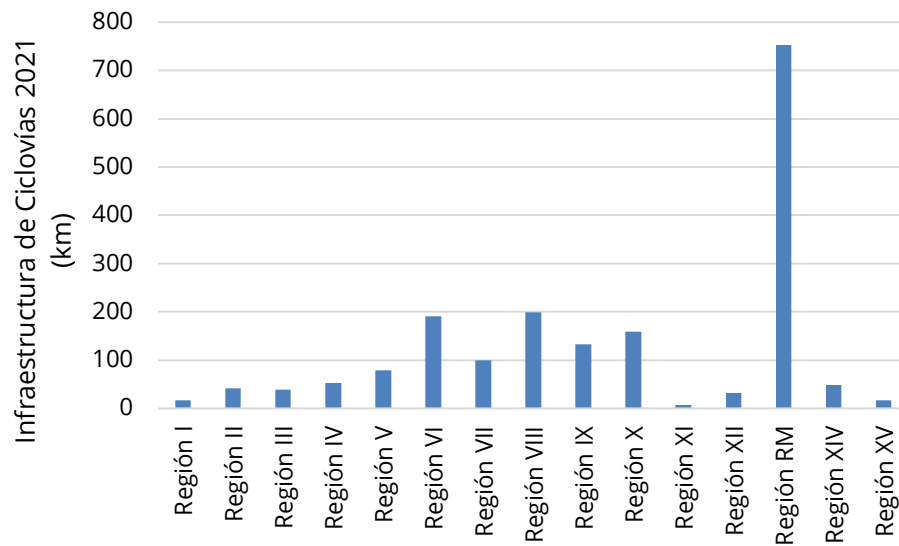


Figura 35 Infraestructura de ciclovías a nivel regional

Fuente: (Ministerio de Bienes Nacionales & Ministerio de Transporte y Telecomunicaciones, 2021)

7.2.1.2 Estándares de rendimiento energético para vehículos livianos

De acuerdo a lo establecido en la Ley de Eficiencia Energética, el Ministerio de Energía deberá fijar estándares de eficiencia energética que consistirán en metas de rendimiento energético para vehículos livianos, medianos y pesados, los que se establecerán mediante resolución suscrita conjuntamente con el Ministro de Transportes y Telecomunicaciones, y que entrará en vigencia una vez transcurridos veinticuatro meses desde su publicación en el Diario Oficial (Ministerio de Energía, 2021b).

La diferencia entre los costos de capital de la medida entre ambos escenarios vendrá dada por la siguiente ecuación:

$$C_t = \sum_i V_t * (Pentración_{i,t} * Precio_{i,t})_{Esc EE} - (Pentración_{i,t} * Precio_{i,t})_{Esc Base}$$

Donde C_t corresponde al costo de capital adicional asociado a la medida (USD) en cada periodo t ; V_t corresponde a la proyección de ventas de vehículos livianos en cada periodo t (veh); $Pentración_{i,t}$ corresponde a la penetración tecnológica de cada tecnología evaluada i en cada periodo t (%); y $Precio_{i,t}$ corresponde a la proyección de costos de inversión unitario (en USD/veh).

La proyección de ventas y precios por tecnología utilizadas para la evaluación son presentadas en la Figura 36.

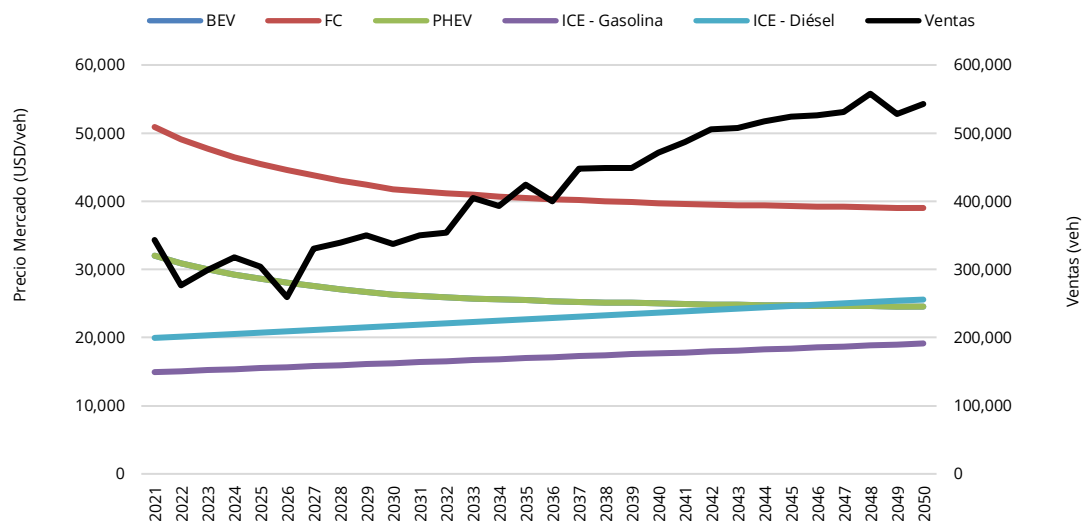


Figura 36 Proyección de precios de vehículos livianos por tecnología y ventas anuales de vehículos livianos nuevos

Fuente: Elaboración Propia

Es importante considerar que para aquellos escenarios de eficiencia energética en que las medidas de estándares de rendimiento energético y prohibición de ventas de vehículos de combustión interna se encuentran activas, el costo de la medida de estándares de rendimiento deberá contabilizarse solo hasta el año en que la medida de prohibición de venta de vehículos de combustión interna se active.

7.2.1.3 Estándares de rendimiento energético para vehículos medianos

Al igual que los estándares de rendimiento energético o de emisiones para los vehículos livianos, los estándares de rendimiento para los vehículos medianos (internacionalmente denominados como vehículos comerciales ligeros) son una política pública utilizado en diversas legislaturas para mejorar los rendimientos energéticos, o indistintamente reducir las emisiones, de los vehículos medianos nuevos que ingresan en el mercado.

Al igual que los costos asociados a estándares para vehículos livianos, los costos de capital de la medida estándares de rendimiento energético para vehículos medianos se calcula como la diferencia entre los costos de capital de la medida entre ambos escenarios de la forma:

$$C_t = \sum_i V_t * (Pentración_{i,t} * Precio_{i,t})_{Esc EE} - (Pentración_{i,t} * Precio_{i,t})_{Esc Base}$$

Donde C_t corresponde al costo de capital adicional asociado a la medida (USD) en cada periodo t ; V_t corresponde a la proyección de ventas de vehículos livianos en cada periodo t (veh); $Pentración_{i,t}$ corresponde a la penetración tecnológica de cada tecnología evaluada i en cada periodo t (%); y $Precio_{i,t}$ corresponde a la proyección de costos de inversión unitario (en USD/veh).

Sin embargo, la proyección de precios ventas y penetración cambian para este segmento vehicular. La proyección de ventas y precios por tecnología utilizadas para la evaluación son presentadas en la Figura 3.

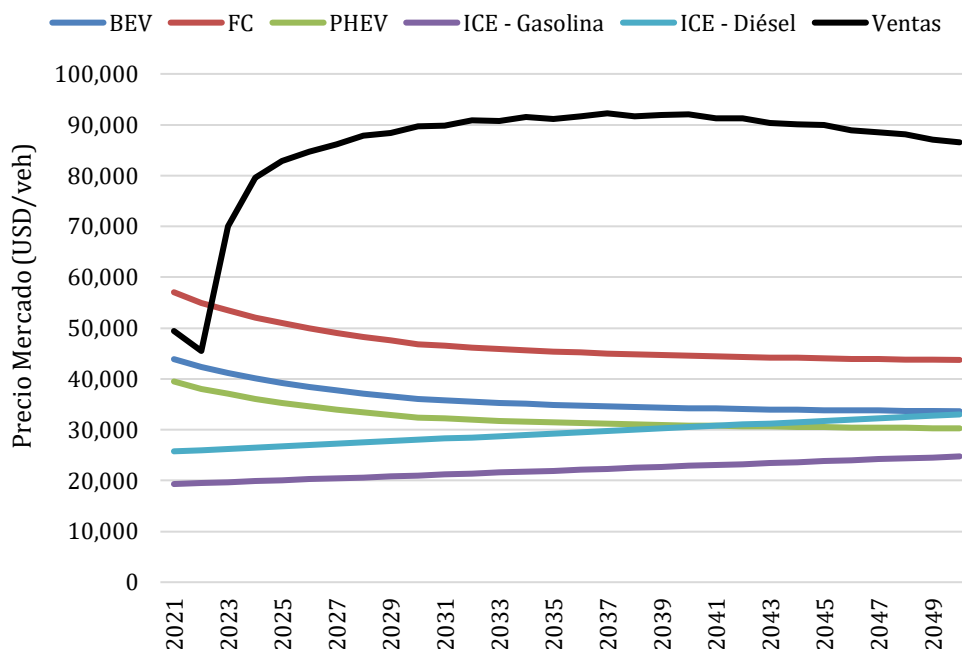


Figura 37 Proyección de precios de mercado minorista de vehículos medianos

Fuente: Elaboración Propia

7.2.1.4 Estándares de rendimiento energético para vehículos pesados

La regulación de vehículos pesados evidencia que, al día de hoy, sólo seis economías han establecido estándares de este tipo: Estados Unidos, Canadá, China, Japón, India y la Unión Europea. Se estima que para alcanzar una reducción del consumo de combustible en tractocamiones del orden del 27%, se requiere un costo de capital adicional de 7.728 Euros (2017) por cada tractocamión (Ricardo Energy & Environment, 2017).

Los costos de capital de la medida estándares para vehículos pesados se calculan considerando que la mejora se aplica solo a tractocamiones diésel nuevos, asociados casi exclusivamente al transporte interurbano de carga. Los costos de la medida son calculados mediante:

$$C_t = V_t * P_{diésel,t}^{Esc EE} * C_{UNITARIO}$$

Donde C_t corresponde al costo de capital adicional asociado de la medida (USD) en cada periodo t ; V_t corresponde a la proyección de ventas de tractocamiones en cada periodo t (veh); $P_{diésel,t}^{Esc EE}$ corresponde a la penetración tecnológica de los camiones diésel en cada periodo t (%); y $C_{UNITARIO}$ corresponde al costo unitario de mejora (en USD/veh). Las ventas son estimadas a partir de valores del modelo mediante:

$$V_t = \sum_r^R \frac{(D_{r,t} - D_{r,t-1})}{TC * NA}$$

Donde: $D_{r,t}$ corresponde a la demanda de carga interurbana caminera para cada región en cada periodo t (tkm); TC corresponde a la tasa de carga promedio (ton/veh) y NA corresponde a un nivel de actividad promedio de los tractocamiones circulantes (km/año). Finalmente, la penetración de vehículos diésel en el segmento, que en el escenario base es igual al 100%, en el escenario de eficiencia energética está influido por la penetración de tractocamiones de hidrógeno de la forma:

$$P_{diésel,t}^{Esc EE} = 1 - P_{hidrógeno,t}^{Esc EE}$$

7.2.1.5 Conversión de vehículos de combustión interna livianos en vehículos eléctricos

La medida ha sido modelada considerando metas de porcentajes de vehículos de combustión interna convertidos al 2035. En el nivel 1 se espera alcanzar una conversión del 15% de los vehículos livianos de combustión interna al 2035, mientras en el nivel 2 el valor meta es de 20% al mismo año. La medida se inicia en 2023 y se propone en ambos casos un crecimiento lineal hasta alcanzar la meta (ver Figura 38).

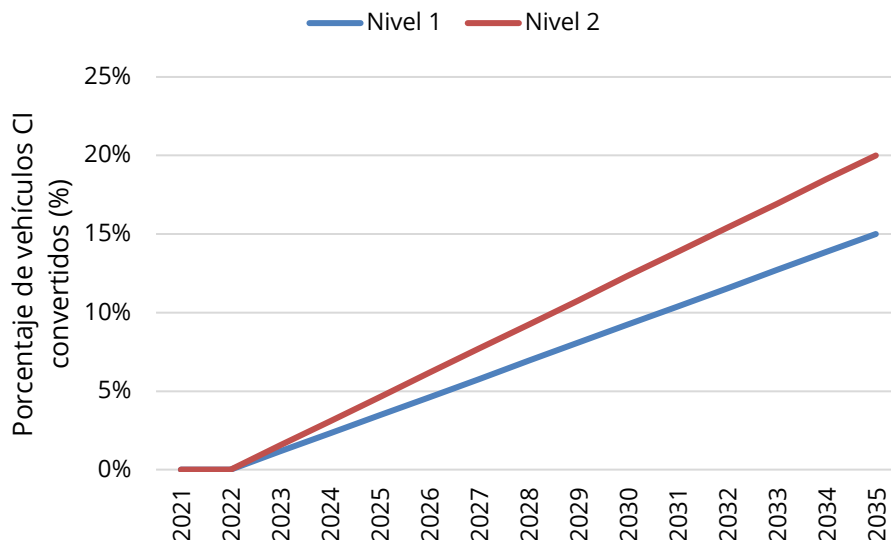


Figura 38 Porcentaje de vehículos livianos combustión interna convertidos

Fuente: Elaboración Propia

Lo anterior implicará que al 2035 se deberán haber convertido entre 700 mil y 1 millón de vehículos de combustión interna dependiendo el nivel seleccionado. Lo anterior implican costos de capital adicionales respecto a la línea base, en la que estos vehículos no son convertidos. La metodología de cuantificación de costos de la medida considera la siguiente fórmula:

$$C_t = P_t * (M_t - M_{t-1}) * C_t^{\text{unitario conv.}}$$

Donde C_t corresponde a los costos de capital de la medida; P_t corresponde al parque de vehículos livianos de combustión interna en circulación para cada periodo t (veh); M_t corresponde a las metas de conversión anuales presentadas en la Figura 38 (%); y $C_t^{\text{unitario conv.}}$ corresponde al costo unitario de conversión de un vehículo de combustión a un vehículo eléctrico, con una batería de 40 kWh de capacidad y cuyos números se han proyectado en el tiempo de acuerdo a:

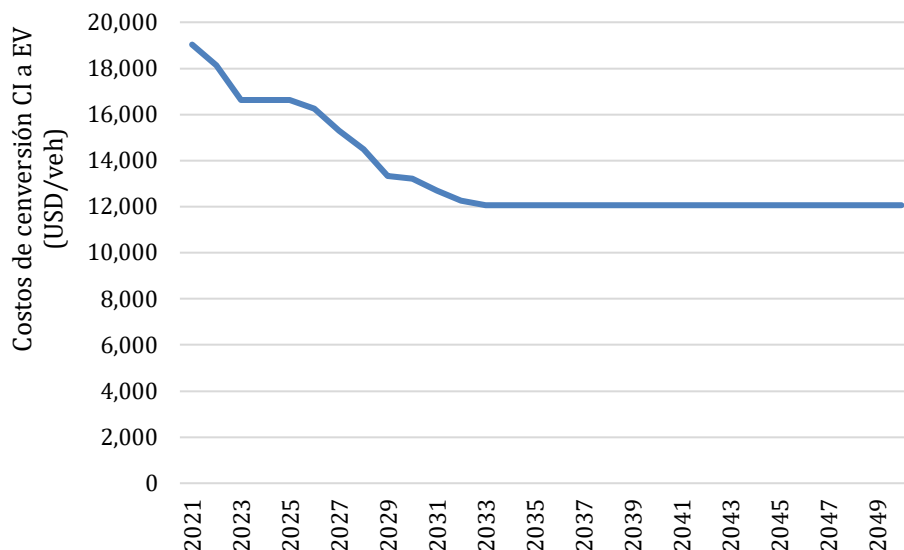


Figura 39 Proyección de costos unitarios de conversión de vehículos CI a eléctricos

Fuente: Elaboración Propia. Datos Ministerio de Energía

7.2.1.6 Electromovilidad del transporte urbano mayor

Si bien la metodología es la misma, los costos de capital asociados a la compra de buses en regiones se diferencian de los costos de capital de la medida para la Región Metropolitana. Esto debido a que para regiones fueron considerados los costos de buses de 9 metros de longitud, mientras que para la RM fueron considerados los parámetros para buses de 12 metros de longitud. De esta forma, los costos de capital de la medida para cada periodo t se calculan mediante:

$$C_t = \sum_{r \neq RM} \Delta P_{BUSES\ EV\ ADICIONALES_{r,t}} * (C_{BUS\ EV9M_{r,t}} + C_{cargador} - C_{BUS\ DIESEL9M_{r,t}}) + \Delta P_{BUSES\ EV\ ADICIONALES_{RM,t}} * (C_{BUS\ EV12M_{RM,t}} + C_{cargador} - C_{BUS\ DIESEL12M_{RM,t}})$$

Donde: C_t corresponde a los costos de capital de la medida en cada periodo t ; $\Delta P_{BUSES\ EV\ ADICIONALES_{r,t}}$ y $\Delta P_{BUSES\ EV\ ADICIONALES_{RM,t}}$ corresponden a los buses eléctricos adicionales respecto al escenario base para las regiones y para la RM respectivamente en cada periodo t . $C_{BUS\ EV9M_{r,t}}$ corresponde al precio unitario de un bus eléctrico de 9 metros (USD/veh); $C_{cargador}$ corresponde al precio de un cargador eléctrico (estimado en 14.000 USD/veh (GIZ & MTT, 2020); $C_{BUS\ DIESEL9M_{r,t}}$ corresponde a la proyección de precios unitarios de buses diésel de 9 metros.; $C_{BUS\ EV12M_{RM,t}}$ corresponde a la proyección de precios de buses eléctricos de 12 metros; y $C_{BUS\ DIESEL12M_{RM,t}}$ corresponde a la proyección de precios de los buses diésel de 12 metros. La proyección de precios de los buses es presentada en la siguiente figura:

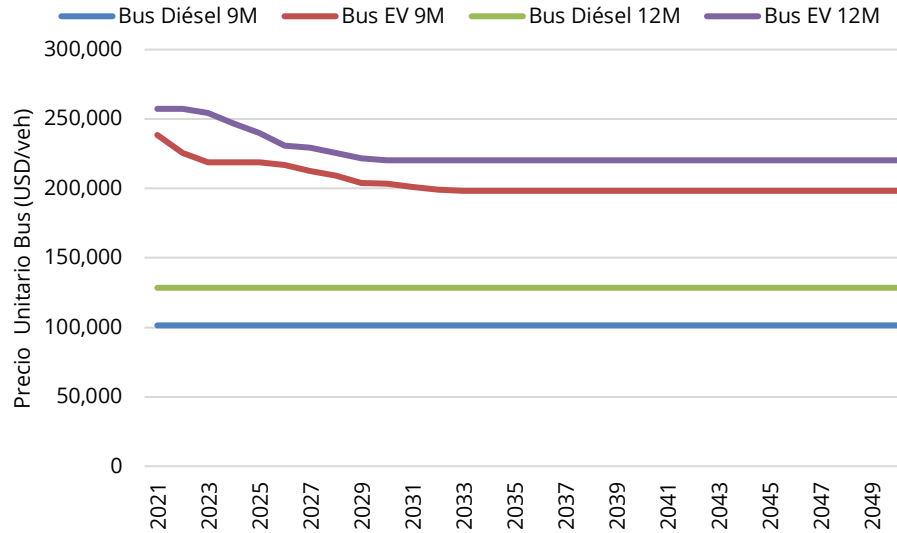


Figura 40 Proyección de precios buses urbanos diésel y EV
Fuente: Elaboración Propia. Datos (GIZ & MTT, 2020)

7.2.1.7 Electromovilidad del transporte urbano menor

La medida se modela considerando que los nuevos taxis y colectivos serán 100% eléctricos al 2030 o 2040 dependiendo el nivel seleccionado. Las trayectorias de los niveles son trazadas mediante curvas “S” tal como muestra la siguiente figura:

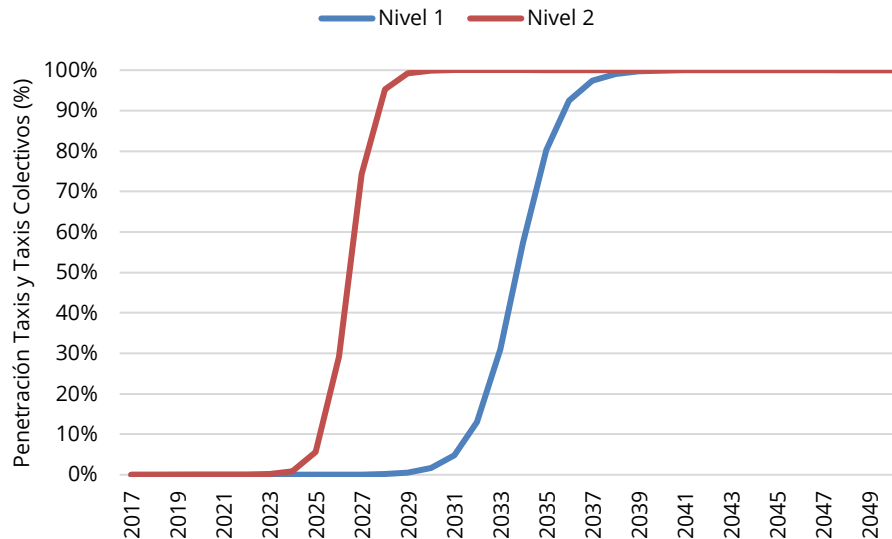


Figura 41 Trayectorias de penetración de EVs en el segmento taxis y taxis colectivos
Fuente: Elaboración Propia

A partir de esto, es posible estimar los costos de capital de esta medida de acuerdo con:

$$C_t = V_{TAXIS_t} * \Delta Penetración_{EV_t, EE-Base} * (Precio_{EV_t} - Precio_{GASOLINA_t})$$

Donde: C_t corresponde al costo de capital adicional asociado a la medida (USD) en cada periodo t ; $\Delta Penetración_{EV,EE-Base}$ corresponde a la diferencia entre la penetración de vehículos eléctricos en el segmento de taxis y taxis colectivos del escenario de eficiencia energética respecto al escenario base; $Precio_{EV_t}$ corresponde a la proyección de precios de los vehículos eléctricos (ver Figura 36); $Precio_{GASOLINA_t}$ corresponde a la proyección de precios de los vehículos a gasolina (tecnología predominante en el segmento); y V_{TAXIS_t} corresponde a la venta anual de taxis y taxis colectivos a nivel nacional y se calcula a partir de las variables propias del modelo de acuerdo con:

$$V_{TAXIS_t} = \sum_r \frac{\Delta D_{r,t}}{NA_r} + V_{TAXIS_{t-5}}$$

Donde: V_{TAXIS_t} corresponde a la venta anual de taxis y taxis colectivos a nivel nacional; $\Delta D_{r,t}$ corresponde a la diferencia de demanda por taxis y taxis colectivos para cada región r entre los periodos t y $t-1$ (veh-km) y estimado a partir del modelo de energía; NA_r corresponde al nivel de actividad individual promedio del segmento taxis y taxis colectivos estimados a partir del modelo de energía; $V_{TAXIS_{t-5}}$ corresponde a la vida útil de los taxis estimada para el segmento en 5 años.

7.2.1.8 Estándar vehículos pesados cero y baja emisión

Un instrumento que podría acelerar el avance de tecnologías cero y baja emisiones en el segmento de vehículos pesados es la implementación de estándares especializadas, y que fueren a los importadores a que un porcentaje de sus ventas anuales sean vehículos cero y baja emisiones directamente, tal como ya lo ha implementado el estado de California,

En 2020 el Estado de California adoptó uno (Advanced Clean Trucks - ACT), que obliga a los fabricantes a la inclusión de vehículos cero y baja emisiones en el mix de ventas para vehículos pesados, y que comenzará a regir a partir de 2024 (Buysee & Sharpe, 2020). La normativa, que es pionera en el mundo, exige diferentes cuotas a las distintas categorías de vehículos (ver figura siguiente), y acelerará la adopción de vehículos cero y baja emisión en el segmento.

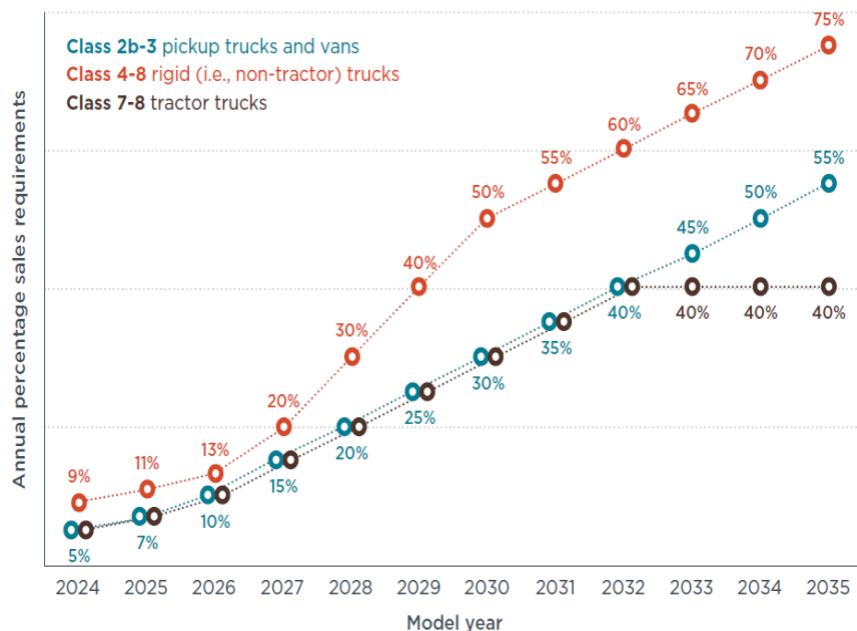


Figura 42 Exigencias de la regulación ACT para la venta de vehículos pesados cero y baja emisión en California

Fuente: (Buysee & Sharpe, 2020).

En caso nacional, esta medida se evaluó exclusivamente al segmento de tractocamiones, para los cuales se ha propuesto una curva de penetración que inicia en 2035 y termina en 2050 con el 100%. Para cuantificar los costos de capital de esta medida se propone:

$$C_t = V_t * (Penetración_{EV.FC,t}^{Esc EE} - Penetración_{EV.FC,t}^{Esc Base}) * (C_t^{Unitario EV.FC} - C_t^{Unitario Diésel})$$

Donde C_t corresponde al costo de capital incremental de la medida; V_t corresponde a la proyección de ventas de tractocamiones en cada periodo t (veh); $Penetración_{EV.FC,t}^{Esc EE}$ corresponde a la penetración de tractocamiones de hidrógeno en el escenario de Eficiencia Energética; $Penetración_{EV.FC,t}^{Esc Base}$ corresponde a la penetración de tractocamiones de hidrógeno en el escenario Base; $C_t^{Unitario EV.FC}$ corresponde a la proyección de costos unitarios de tractocamiones de hidrógeno y $C_t^{Unitario Diésel}$ corresponde a la proyección de costos de los tractocamiones diésel. La penetración tecnológica utilizada para la modelación es presentada en la siguiente figura:

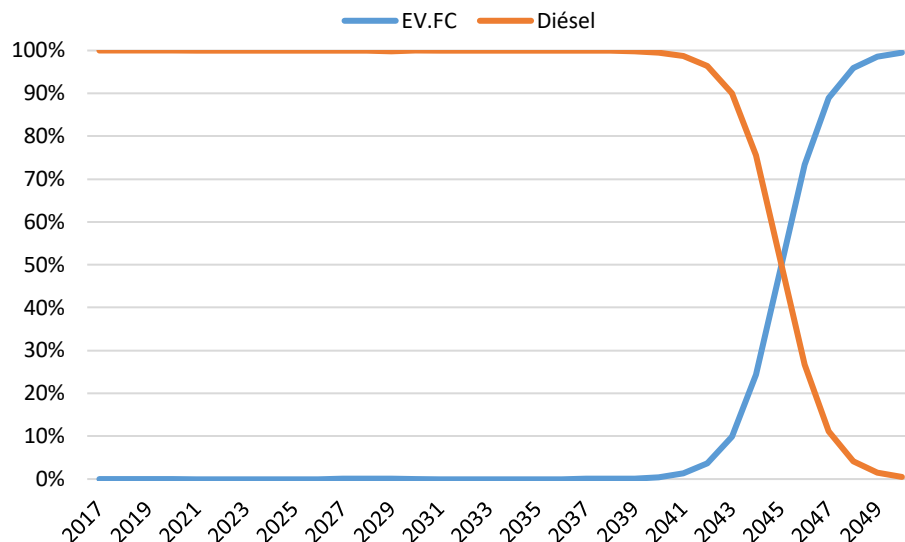


Figura 43 Penetración de tecnologías eléctricas celdas de combustible para medida
Fuente: Elaboración Propia

Es necesario tener en cuenta que un cambio en la penetración tecnológica mediante la obligatoriedad total o parcial de venta de tractocamiones baja o cero emisiones no modifica inmediatamente la participación de la tecnología en el parque. Dado lo anterior, la participación tecnológica de la tecnología eléctrica con celda de combustible (EV.FC) del segmento tractocamiones se modifica de acuerdo a la siguiente figura:

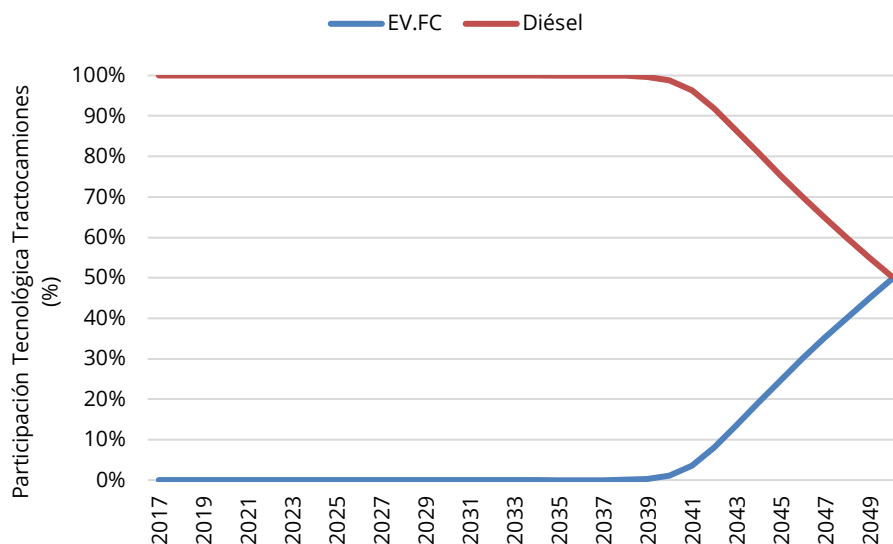


Figura 44 Participación tecnológica del segmento tractocamiones derivada de la medida Estándar Cero y
Baja Emisiones para vehículos pesados
Fuente: Elaboración Propia

7.2.1.9 Prohibición de ventas de vehículos de combustión



Muchas legislaturas a nivel internacional han establecido desde ya programas para poner fin a la venta de vehículos con motores de combustión interna. La prohibición de venta de vehículos livianos y medianos de combustión interna sería a partir del 2035 y la metodología de estimación de costos de capital de la medida son iguales a los utilizados para determinar el costo de los estándares. La siguiente fórmula aplica tanto para la medida livianos como para medianos:

$$C_t = \sum_i V_t * (Penetración_{i,t} * Precio_{i,t})_{Esc EE} - (Penetración_{i,t} * Precio_{i,t})_{Esc Base}$$

Donde C_t corresponde al costo de capital adicional asociado a la medida (USD) en cada periodo t ; V_t corresponde a la proyección de ventas de vehículos livianos y medianos en cada periodo t (veh); $Penetración_{i,t}$ corresponde a la penetración tecnológica de cada tecnología evaluada i en cada periodo t (%); y $Precio_{i,t}$ corresponde a la proyección de costos de inversión unitario (en USD/veh).

7.2.2 Sector Comercial, Público y Residencial

7.2.2.1 Actualización de la Reglamentación Térmica

Los costos de capital de la medida se estiman a partir de la proyección de nuevos hogares, que se verán sometidos al cumplimiento de la nueva reglamentación, y el costo adicional de construcción respecto a la reglamentación térmica vigente estimados por hogar para alcanzar el nuevo estándar. Lo anterior se resume en la siguiente ecuación:

$$C_t = N^{\circ} Hogares Nuevos_t * C_{INCREMENTAL ESTÁNDAR}$$

Donde C_t corresponde al costo de capital adicional asociado a la medida (USD) en cada periodo t ; $C_{INCREMENTAL ESTÁNDAR}$ corresponde al costo incremental de mejoras constructivas para alcanzar el cumplimiento de la nueva reglamentación térmica. Estos valores se han estimado en 80 UF/viv para la primera etapa (2022) y 100 UF/viv para la segunda etapa (2031); $N^{\circ} Hogares Nuevos_t$ corresponde a la proyección de viviendas nuevas para cada periodo t y presentada en la siguiente figura:

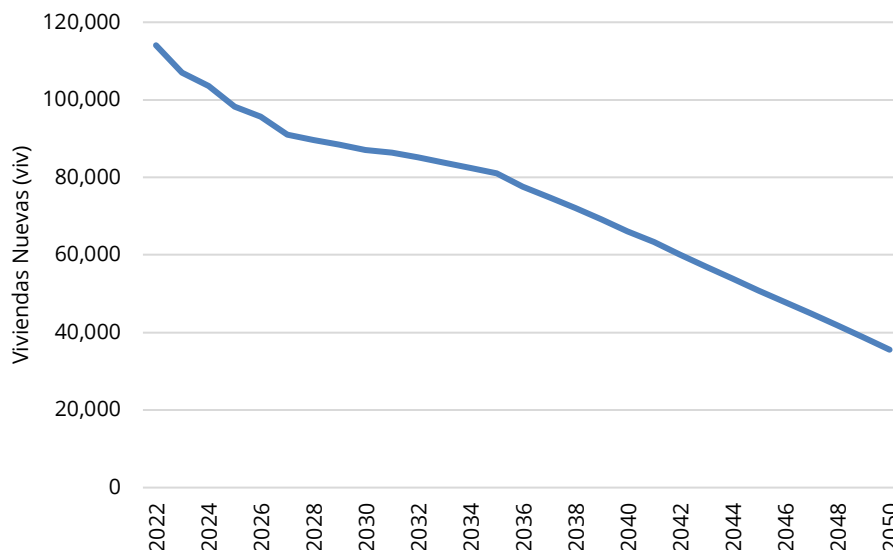


Figura 45 Proyección de viviendas nuevas derivada del Modelo Energía 2022-2050
Fuente: Elaboración Propia

7.2.2.2 Electrificación de calefacción

Los costos de capital de la medida son calculados a partir de la diferencia entre costos de capital del escenario con medida y los costos de capital del escenario base de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$C_t = \left(\sum_i C_{UNITARIO_i} * Unidades Adicionales_{i,t} \right)_{Esc EE} - \left(\sum_i C_{UNITARIO_i} * Unidades Adicionales_{i,t} \right)_{Esc Base}$$

C_t corresponde al costo de capital adicional asociado a la medida (USD) en cada periodo t ; $Unidades Adicionales_{i,t}$ corresponde a las unidades adicionales requeridas para cumplir con los porcentajes de participación tecnológicas requeridas en la modelación (unidades); y $C_{UNITARIO_i}$ corresponde a los costos de inversión unitarios de cada tecnología. Los costos de inversión por tecnología utilizados para la evaluación son presentados en la siguiente figura:

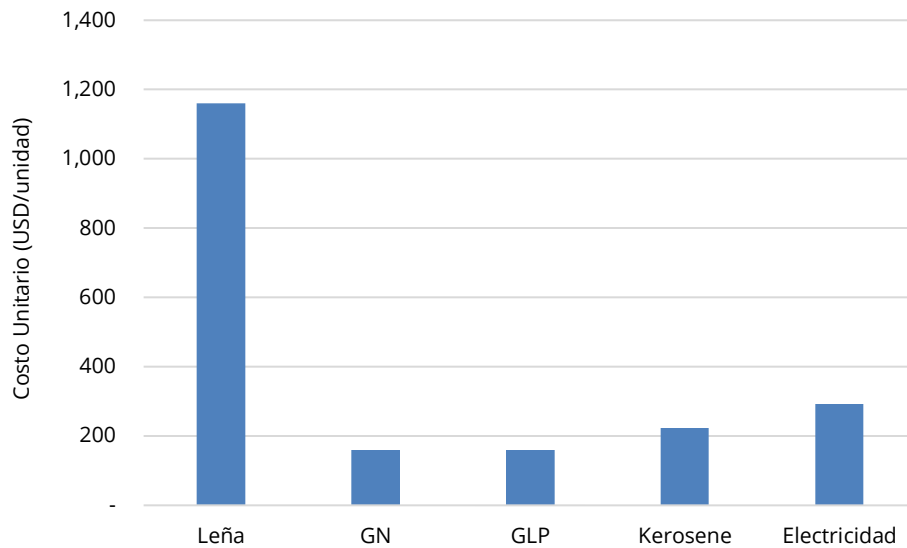


Figura 46 Costo unitario de inversión por tecnología de calefacción
Fuente: Elaboración Propia

Las unidades adicionales (*Unidades Adicionales_{i,t}*) en cada escenario se calculan mediante:

$$Unidades\ Adicionales_{i,t} = \sum_r (V_{r,t} * R_{r,t} * A_{r,t} * PT_{r,i,t} - V_{r,t-1} * R_{r,t-1} * A_{r,t-1} * PT_{r,i,t-1}) * N$$

Donde *Unidades Adicionales_{i,t}* corresponde a la cantidad de artefactos de calefacción adicionales para cada periodo t de cada tecnología i (unidades); *V_{r,t}* corresponde al número de viviendas de la región r en cada periodo t (viv); *R_{r,t}* corresponde al porcentaje de viviendas que son casas (medida excluye depts.) en cada región r y cada periodo t (%); *A_{r,t}* corresponde al porcentaje de hogares con acceso a calefacción en cada región r y cada periodo t (%); *PT_{r,i,t}* corresponde a la participación tecnológica de cada tecnología i en cada región r y cada periodo t (parámetros que son modificados para efectos de la evaluación de la medida en el modelo energético), y *N* corresponde al número de artefactos promedio por vivienda.

7.2.2.3 Energía solar en ACS

Los costos de capital asociados a la medida se diferencian por el nivel ambición de los distintos niveles. En el nivel 1 se proponen instalar a nivel nacional 8.000 colectores solares nuevos por año, iniciando en 2022 hasta 2050. En el nivel 2, la cantidad de colectores nuevos instalados por año son 12.000 a nivel nacional y en el nivel 3 son 20.000 colectores al año. Con esto es posible estimar los costos de capital de la medida para cada periodo de acuerdo con:

$$C_t = N^{\circ}Colectores\ Solares\ Nuevos_t * C_{UNITARIO\ COLECTORES\ SOLARES}$$

Donde *C_t* corresponde al costo de capital adicional asociado a la medida (USD) en cada periodo t; *N°Colectores Solares Nuevos_t* corresponde al número de viviendas con colectores solares nuevos que dependerá del nivel seleccionado; y *C_{UNITARIO COLECTORES SOLARES}* corresponde al costo unitario del colector más los costos de instalación en cada hogar, para el cual se ha fijado un valor constante e igual 1.800 USD/colector.

7.2.2.4 Reacondicionamiento Térmico de Viviendas Existentes

Los costos de capital asociados al reacondicionamiento térmico de viviendas construidas antes de la reglamentación térmica 2007 se componen de aquellos hogares reacondicionados mediante subsidios y aquellos cuyo reacondicionamiento se realiza con capital privado. Los valores anuales son sumados y multiplicados por los costos unitarios de reacondicionamiento térmico estimados en 202 UF por vivienda. Así, los costos de la medida para cada periodo se estiman mediante:

$$C_t = (H_t^{\text{privados}} + H_t^{\text{subsidios}}) * C_{\text{PRE RT 2007} \rightarrow \text{RT 2022}}$$

Donde: H_t^{privados} corresponde a los hogares reacondicionados con capital privado para cada periodo t ; $H_t^{\text{subsidios}}$ corresponde a los hogares reacondicionados con subsidios para cada periodo t ; y $C_{\text{PRE RT 2007} \rightarrow \text{RT 2022}}$ corresponde al costo unitario de reacondicionamiento desde reglamentación térmica pre 2007 a la próxima en salir.

7.2.2.5 Calificación Energética de Viviendas

Los costos asociados a esta medida se descomponen en gastos administrativos y costos de capital. Los primeros están asociados al acto administrativo de calificar la vivienda, mientras los segundos se refieren a los costos de mejora de la infraestructura requeridos para alcanzar cada una de las calificaciones energéticas, que dependiendo el nivel seleccionado se distribuyen de acuerdo con:

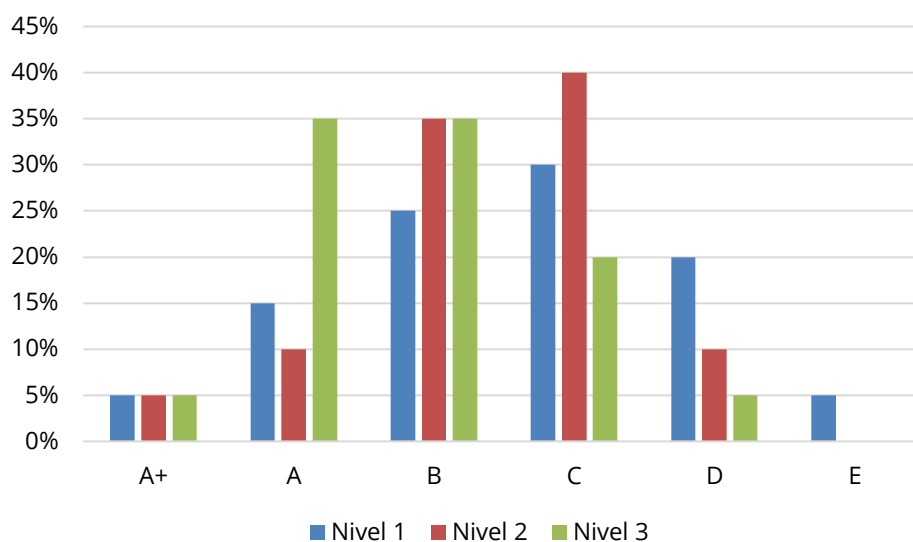


Figura 47 Distribución del etiquetado de nuevos hogares como función del nivel de la medida
Fuente: Elaboración Propia

Los costos incrementales de mejora para alcanzar cada letra de etiquetado son presentados en la siguiente figura:

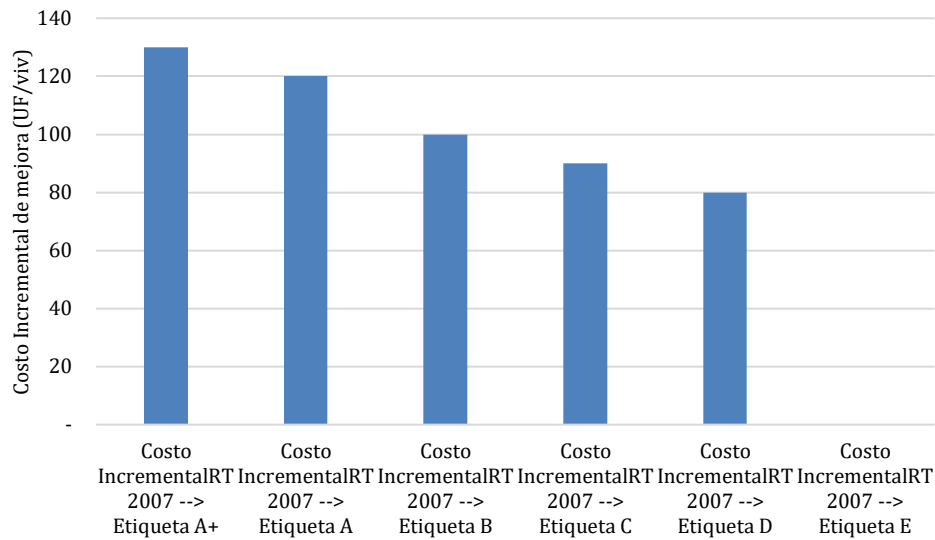


Figura 48 Costo incremental de mejora desde normativa actual
Fuente: Elaboración Propia. Datos Ministerio de Energía

De esta forma los costos de la medida pueden ser cuantificados mediante la siguiente ecuación:

$$C_t = N^{\circ}Viviendas\ Nuevas_t * C_{CEV} + \sum_i N\ Viviendas\ Nuevas_t * PD_i * C_{RT\ 2007 \rightarrow i}$$

Donde C_t corresponde al costo de capital adicional asociado a la medida (USD) en cada periodo t ; $N^{\circ}Viviendas\ Nuevas_t$ corresponde a la proyección de viviendas nuevas para cada periodo t y presentada en la Figura 45; C_{CEV} corresponde al costo administrativo de certificación de viviendas (estimado en 1 UF/viv); PD_i corresponde a la distribución porcentual de los nuevos hogares respecto al nivel de eficiencia energética que alcanzarán en función de cada nivel; y $C_{RT\ 2007 \rightarrow i}$ corresponde al costo incremental de mejora de las viviendas presentadas en la Figura 48.

7.2.2.6 Programa Eficiencia Edificios Públicos

Los costos de capital de la medida considera la cantidad de edificios públicos renovados por año y el costo unitario de mejoras. Esto es resumido en la siguiente ecuación:

$$C_t = EDIFICIOS_{RENOVADOS_t} * C_{Unitario\ de\ programas}$$

Donde C_t corresponde al costo de capital adicional asociado a la medida (USD) en cada periodo t ; $EDIFICIOS_{RENOVADOS_t}$ corresponde a la cantidad de edificios públicos renovados por año; y $C_{Unitario\ de\ programas}$ corresponde al costo medio de licitaciones para mejoras de eficiencia energética de edificios públicos.

7.2.2.7 Programa de Eficiencia Energética en Hospitales

Los costos de capital de la medida consideran la cantidad de hospitales reacondicionados mediante el programa de eficiencia energética por año y el costo unitario de mejoras. Esto es resumido en la siguiente ecuación:

$$C_t = HOSPITALES_{RENOVADOS_t} * C_{\text{Unitario de programas}}$$

Donde C_t corresponde al costo de capital adicional asociado a la medida (USD) en cada periodo t ; $HOSPITALES_{RENOVADOS_t}$ corresponde a la cantidad de hospitales reacondicionados mediante el programa de eficiencia energética por año; y $C_{\text{Unitario de programas}}$ corresponde al costo medio de licitaciones para mejoras de eficiencia energética de hospitales públicos.

7.2.2.8 Mejora eficiencia luminarias

Los costos de capital de la medida consideran la cantidad de luminarias nuevas eficientes y los costos unitarios de cada una de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$C_t = (I_{NUEVAS_t} + I_{NUEVAS_{t-14}}) * C_{\text{Unitario de inversión}}$$

Donde C_t corresponde al costo de capital adicional asociado a la medida en cada periodo t ; I_{NUEVAS_t} corresponde a la cantidad de luminarias renovadas por año para cada periodo t ; $I_{NUEVAS_{t-14}}$ corresponde a las luminarias remplazadas por alcanzar su vida útil (igual a 14 años); $C_{\text{Unitario de inversión}}$ corresponde unitario medio de licitaciones para el recambio de luminaria (estimado en 350.000 CL\$/unidad).

7.2.3 Sector Industria y Minería

7.2.3.1 Sistemas de Gestión de Energía - Grandes Consumidores

La metodología de estimación de costos de capital de la medida considera los ahorros generados por la misma y el costo marginal medio de la energía. La ecuación utilizada para estimar los costos de capital de la medida en cada periodo t es la siguiente:

$$C_t = A * CME_t^{Esc\ Seleccionado} * \sum_k^K (CE_k^{Esc\ Base} - CE_k^{Esc\ EE})$$

Donde: C_t corresponde a los costos de capital de la medida en cada periodo t; $CE_k^{Esc\ Base}$ corresponde al consumo de energía de cada subsector industrial y minero en el Escenario Base; $CE_k^{Esc\ EE}$ corresponde al consumo de energía de cada subsector industrial y minero en el Escenario Eficiencia Energética; y $CME_t^{Esc\ Seleccionado}$ corresponde a los costos marginales medios en cada periodo t en alguno de los escenarios de proyección de precio seleccionado y presentados en la siguiente figura:

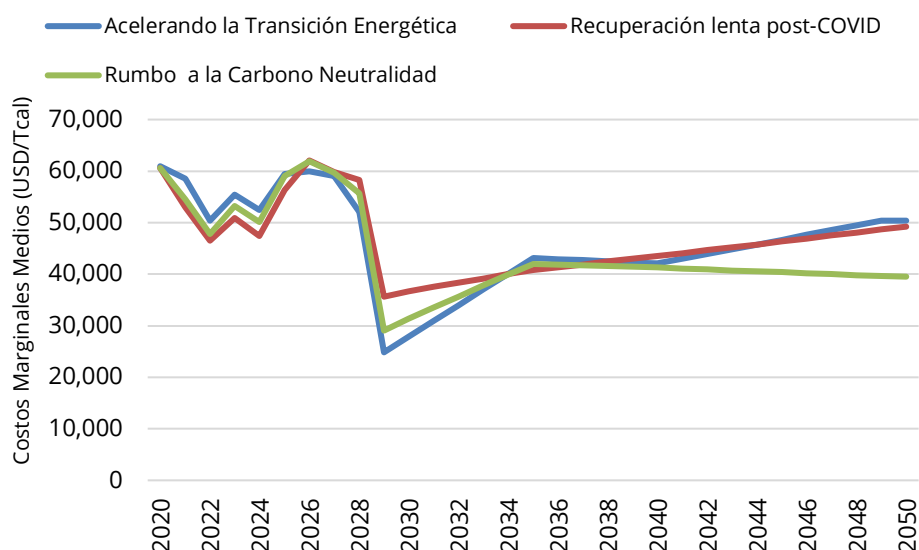


Figura 49 Proyección de costos marginales medios de la energía eléctrica
Fuente: Elaboración Propia. Datos Ministerio de Energía

7.2.3.2 Electrificación usos térmicos en la industria

La medida considera a todos los subsectores industriales, los cuales pueden activarse en forma independiente. Sin embargo, la metodología de estimación de costos de capital para la medida es igual para todos. Esta considera el remplazo de calderas de combustible por calderas eléctricas, lo que genera un aumento de la demanda eléctrica para usos térmicos. Las diferencias en la demanda eléctrica para usos térmicos interanuales y entre escenarios dividida por las horas de uso promedio anuales permite calcular la potencia media adicional requerida de la forma:

$$\overline{PT}_{r,t} = \frac{\Delta D_{r,t}^{Esc EE} - \Delta D_{r,t}^{Esc Base}}{8760 * FP}$$

Donde; $\overline{PT}_{r,t}$ corresponde a la potencia media adicional asociada a la implementación de la medida (MW); $\Delta D_{r,t}^{Esc Base}$ corresponde a la diferencia entre la demanda eléctrica para uso térmico entre el periodo t y el periodo t-1 del escenario base para cada región r (MWh); $\Delta D_{r,t}^{Esc EE}$ corresponde a la diferencia entre la demanda eléctrica para uso térmico entre el periodo t y el periodo t-1 del escenario eficiencia energética para cada región r (MWh); y FP corresponde a un factor de operación de la industria o subsector para el cual se han supuesto valores. En general dependerá del tamaño de la industria, y por tanto, de si estas operan en forma continua o por lotes. Obtenida la potencia media adicional es posible calcular los costos de la medida mediante:

$$C_t = \sum_r^R \overline{PT}_{r,t} * CU_{r,t}$$

Donde: C_t corresponde a los costos de capital de la medida en cada periodo t; $\overline{PT}_{r,t}$ corresponde a la potencia media adicional asociada a la implementación de la medida (MW); y $CU_{r,t}$ costo de inversión normalizado por MW dependiente del tamaño de potencia de la caldera. Si la potencia media adicional es menor a 3 MW multiplica por Inversión Nominal Promedio de Caldera de 1-3 MW (145.000 euros/MW), si es mayor a 3 y menor a 20 Inversión Nominal de Caldera de 10MW (75.000 euros/MW) y si no Inversión Nominal de Caldera de 20 MW (60.000 euros/MW) (CE Delft, 2015).

7.2.3.3 Introducción de ERNC en procesos térmicos en la industria

La medida considera a más de un subsector industrial, sin embargo, la metodología de estimación de costos de capital para la medida es igual para todos. Esta considera el remplazo de calderas de combustible por sistemas solares térmicos, lo que genera un aumento de la demanda del recurso solar para usos térmicos. Las diferencias en la demanda de este recurso para usos térmicos interanuales y entre escenarios se calcula mediante:

$$D_{r,t} = \Delta D_{r,t}^{Esc EE} - \Delta D_{r,t}^{Esc Base}$$

Donde; $D_{r,t}$ corresponde a la demanda térmica solar adicional asociada a la implementación de la medida (Tcal); $\Delta D_{r,t}^{Esc Base}$ corresponde a la diferencia entre la demanda solar para uso térmico entre el periodo t y el periodo t-1 del escenario base para cada región r (Tcal); $\Delta D_{r,t}^{Esc EE}$ corresponde a la diferencia entre la demanda solar para uso térmico entre el periodo t y el

periodo t-1 del escenario eficiencia energética para cada región r (Tcal); Obtenida la demanda media adicional es posible calcular los costos de la medida mediante:

$$C_t = \sum_r^R D_{r,t} * C_{INVERSION\ NORMALIZADO_r}$$

Donde: C_t corresponde a los costos de capital de la medida en cada periodo t; $D_{r,t}$ corresponde a la demanda térmica solar adicional asociada a la implementación de la medida (Tcal); y $C_{INVERSION\ NORMALIZADO_r}$ corresponde al costo de inversión normalizado Tcal-año, calculado estimado a partir de la inversión promedio para SST en industrias (estimados para SST de 1.000 m²) e igual a 855 USD/m² (AIGUASOL, 2018) y la radiación anual disponible para cada región utilizando los valores de obtenidos del explorador solar y una eficiencia del 22% presentados en la siguiente figura:

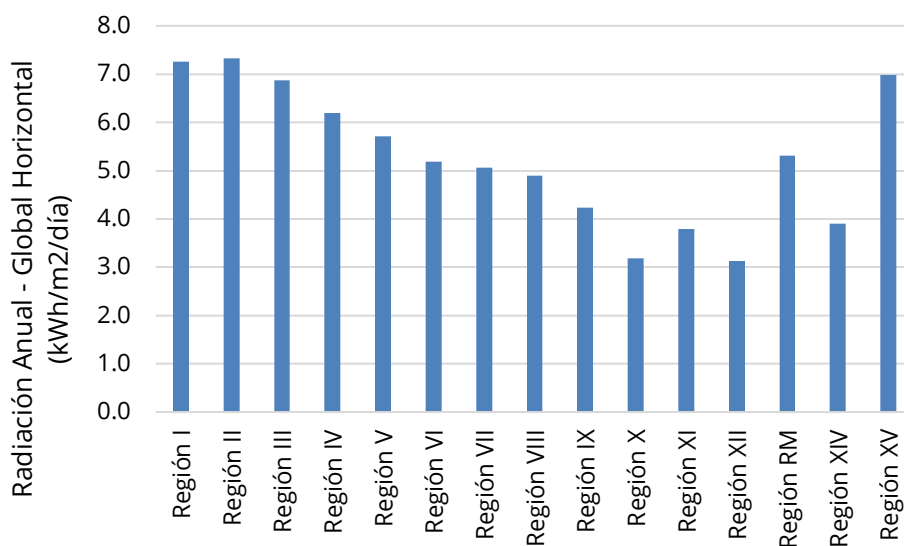


Figura 50 Radiación global horizontal promedio por región
Fuente: Elaboración Propia. Datos Explorador Solar

De esta forma, los costos de inversión normalizados por la energía disponible para cada región son presentados en la siguiente figura:

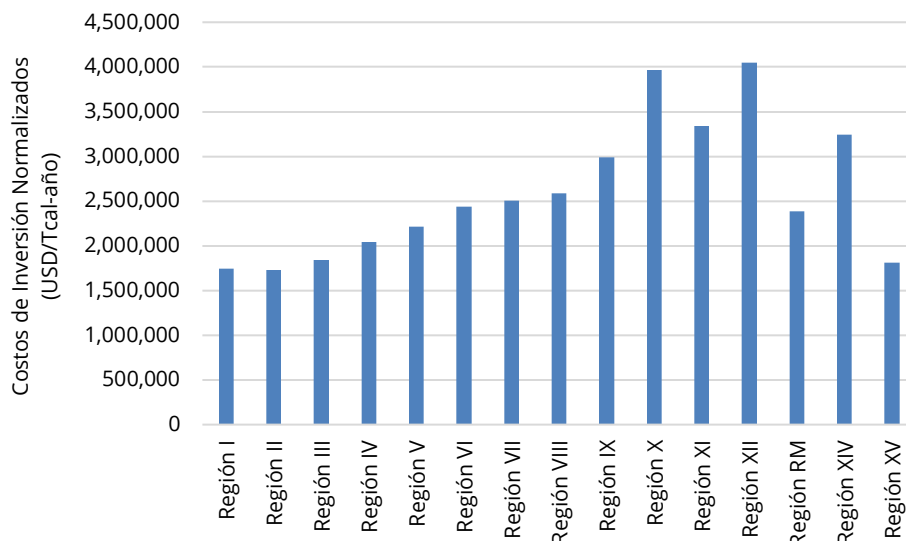


Figura 51 Costos de Inversión Promedio Normalizado por capacidad de producción energética anual - 1.000 m2

Fuente: Elaboración Propia

7.2.3.4 Hidrógeno en procesos térmicos en la industria

Si bien la medida puede aplicar a más de un sector, la metodología de estimación de los costos de capital es igual para todos. Esta considera el remplazo de calderas de combustible por calderas habilitadas para la combustión total o parcial de hidrógeno, lo que genera un aumento de la demanda de hidrógeno para usos térmicos. Al igual que para la evaluación de otras medidas del sector, las diferencias en la demanda por hidrógeno para usos térmicos interanuales y entre escenarios dividida por la horas de uso promedio anuales permite calcular la potencia media adicional requerida de la forma:

$$\overline{PT}_t = \sum_r^R \frac{\Delta D_{r,t}^{Esc EE} - \Delta D_{r,t}^{Esc Base}}{8760 * FP}$$

Donde; \overline{PT}_t corresponde a la potencia media adicional de calderas a hidrógeno asociados a la implementación de la medida (MW_t); $\Delta D_{r,t}^{Esc Base}$ corresponde a la diferencia entre la demanda hidrógeno para uso térmico entre el periodo t y el periodo t-1 del escenario base para cada región r (MWh_t); $\Delta D_{r,t}^{Esc EE}$ corresponde a la diferencia entre la demanda hidrógeno para uso térmico entre el periodo t y el periodo t-1 del escenario eficiencia energética para cada región r (MWh_t); y FP corresponde a un factor de operación de la industria o subsector para el cual se han supuesto valores. Obtenida la potencia media adicional es posible calcular los costos de la medida mediante:

$$C_t = \overline{PT}_t * (C_{Inversión}^{Almacenamiento H_2} + C_{Inversión}^{Calderas dedicadas H_2})$$

Donde: C_t corresponde a los costos de capital de la medida en cada periodo t; $\overline{PT}_{r,t}$ corresponde a la potencia media adicional asociada a la implementación de la medida; y $C_{Inversión}^{Almacenamiento H_2}$ corresponde al costo de inversión en almacenamiento de hidrógeno requerido para la



operación e igual a 0.24 €/kW_{th} (Satymov, Bogdanov, & Breyer, 2021) (Michalski, y otros, 2017); y $C_{Inversión}^{Calderas\ dedicadas\ H_2}$ corresponde al costo de inversión en calderas para lo cual se asume que los precios de una caldera de a hidrógeno dedicada costará lo mismo que una caldera de gas natural equivalente (FuelCellsWorks, 2021)

7.2.3.5 Hidrógeno en usos motrices - Minería del Cobre

La metodología de estimación de costos de capital para la medida considera el remplazo de maquinaria de combustión interna utilizada en usos motrices (camiones mineros y maquinaria móvil) por maquinaria eléctrica con celdas de combustible de hidrógeno, lo que genera un aumento de la demanda de hidrógeno para usos motrices en los subprocesos “Minas de Rajo abierto” y “Minas Subterráneas” del modelo, en desmedro de la demanda de combustibles fósiles. Las diferencias en la demanda por hidrógeno para usos motrices interanuales y entre escenarios dividida por las horas de uso promedio anuales permite calcular la potencia media adicional requerida de la forma:

$$\overline{PT}_{r,t} = \frac{\Delta D_{r,t}^{Esc\ EE} - \Delta D_{r,t}^{Esc\ Base}}{8760 * FP}$$

Donde; $\overline{PT}_{r,t}$ corresponde a la potencia media adicional de maquinaria móvil eléctrica con celdas de combustible a hidrógeno asociada a la implementación de la medida (MW); $\Delta D_{r,t}^{Esc\ Base}$ corresponde a la diferencia entre la demanda de hidrógeno para uso motriz entre el periodo t y el periodo t-1 del escenario base para cada región r (MWh); $\Delta D_{r,t}^{Esc\ EE}$ corresponde a la diferencia entre la demanda de hidrógeno para uso motriz entre el periodo t y el periodo t-1 del escenario eficiencia energética para cada región r (MWh); y FP corresponde a un factor de operación de la industria o subsector para el cual se han supuesto valores. Obtenida la potencia media adicional es posible calcular los costos de la medida mediante:

$$C_t = \sum_r^R \frac{\overline{PT}_{r,t} * (C_t^{camión\ EV.FC} - C_{camión\ minero\ diésel})}{PM_{Maquinaria\ móvil}}$$

Donde: C_t corresponde a los costos de capital de la medida en cada periodo t; $\overline{PT}_{r,t}$ corresponde a la potencia media adicional de maquinaria móvil eléctrica con celdas de combustible a hidrógeno asociada a la implementación de la medida; $PM_{Maquinaria\ móvil}$ corresponde a la potencia media unitaria de los camiones mineros (2,5 MW para camiones de rajo abierto y 1 MW para maquinaria subterránea); $C_{camión\ EV.FC}$ corresponde al costo de un camión minero eléctrico con celdas de combustible para el cual se ha supuesto un costo base igual a de un diésel (4 millones de USD) más los costos proyectados de una celda de combustible (en USD/kW) multiplicados por la potencia del vehículo; y $C_{camión\ diésel}$ corresponde al costo de inversión de un camión diésel de potencia equivalente.

7.2.3.6 Hidrógeno en usos motrices en otras industrias

La medida considera a diversos subsectores industriales, los cuales pueden activarse en forma independiente. Al igual que otras medidas, la metodología de estimación de costos de capital para la medida es igual para todos los subsectores. Esta considera el remplazo de maquinaria de combustión interna utilizada en usos motrices (camiones y maquinaria) por maquinaria eléctrica con celdas de combustible de hidrógeno, lo que genera un aumento de la demanda de

hidrógeno para usos motrices en desmedro de la demanda de combustibles fósiles. Las diferencias en la demanda por hidrógeno para usos motrices interanuales y entre escenarios dividida por las horas de uso promedio anuales permite calcular la potencia media adicional requerida de la forma:

$$\overline{PT}_{r,t} = \frac{\Delta D_{r,t}^{Esc EE} - \Delta D_{r,t}^{Esc Base}}{8760 * FP}$$

Donde; $\overline{PT}_{r,t}$ corresponde a la potencia media adicional de maquinaria móvil eléctrica con celdas de combustible a hidrógeno asociada a la implementación de la medida (MW); $\Delta D_{r,t}^{Esc Base}$ corresponde a la diferencia entre la demanda de hidrógeno para uso motriz entre el periodo t y el periodo t-1 del escenario base para cada región r (MWh); $\Delta D_{r,t}^{Esc EE}$ corresponde a la diferencia entre la demanda de hidrógeno para uso motriz entre el periodo t y el periodo t-1 del escenario eficiencia energética para cada región r (MWh); y FP corresponde a un factor de operación de la industria o subsector para el cual se han supuesto valores. En general dependerá del tamaño de la industria, y por tanto, de si estas operan en forma continua o por lotes. Obtenida la potencia media adicional es posible calcular los costos de la medida mediante:

$$C_t = \sum_r \frac{\overline{PT}_{r,t} * (C_{camión EV.FC} - C_{camión diésel})}{PM_{Maquinaria móvil}}$$

Donde: C_t corresponde a los costos de capital de la medida en cada periodo t; $\overline{PT}_{r,t}$ corresponde a la potencia media adicional de maquinaria móvil eléctrica con celdas de combustible a hidrógeno asociada a la implementación de la medida; $PM_{Maquinaria móvil}$ corresponde a la potencia media unitaria de la maquinaria (estimado en 300 kW); $C_{camión EV.FC}$ corresponde al costo de un camión eléctrico con celdas de combustible de potencia 300 kW; $C_{camión diésel}$ corresponde al costo de inversión de un camión diésel equivalente de potencia igual a 300 kW.

7.2.3.7 Electrificación usos motrices en la industria

La medida considera a diversos subsectores industriales, los cuales pueden activarse en forma independiente. Al igual que otras medidas, la metodología de estimación de costos de capital para la medida es igual para todos los subsectores. La metodología es equivalente a la medida de “Hidrógeno en usos motrices en la Industria”, analizando las diferencias entre la demanda eléctrica para usos motrices de la forma:

$$\overline{PT}_{r,t} = \frac{\Delta D_{r,t}^{Esc EE} - \Delta D_{r,t}^{Esc Base}}{8760 * FP}$$

Donde; $\overline{PT}_{r,t}$ corresponde a la potencia media adicional de maquinaria móvil eléctrica con baterías asociada a la implementación de la medida (MW); $\Delta D_{r,t}^{Esc Base}$ corresponde a la diferencia entre la demanda eléctrica para uso motriz entre el periodo t y el periodo t-1 del escenario base para cada región r (MWh); $\Delta D_{r,t}^{Esc EE}$ corresponde a la diferencia entre la demanda eléctrica para uso motriz entre el periodo t y el periodo t-1 del escenario eficiencia energética para cada región r (MWh); y FP corresponde a un factor de operación de la industria o subsector para el cual se han supuesto valores. Obtenida la potencia media adicional es posible calcular los costos de la medida mediante:



$$C_t = \sum_r^R \frac{\overline{PT}_{r,t} * (C_{\text{camión EV.Bat}} - C_{\text{camión diésel}})}{PM_{\text{Maquinaria móvil}}}$$

Donde: C_t corresponde a los costos de capital de la medida en cada periodo t ; $\overline{PT}_{r,t}$ corresponde a la potencia media adicional de maquinaria móvil eléctrica asociada a la implementación de la medida; $PM_{\text{Maquinaria móvil}}$ corresponde a la potencia media unitaria de la maquinaria (camión cuantificado en 300 kW); $C_{\text{camión EV.Bat}}$ corresponde al costo de un camión eléctrico de potencia 300 kW; $C_{\text{camión diésel}}$ corresponde al costo de inversión de un camión diésel equivalente de potencia igual a 300 kW.

7.2.3.8 MEPS motores

Los costos de capital de la medida considera varios pasos dentro de los que se cuenta el cálculo de la demanda eléctrica motriz para el sector industrial para el escenario base:

$$\text{Demanda Eléctrica Motriz Final}_t^{\text{Esc Base}} = \sum_r^K \text{Demanda Eléctrica Motriz Final}_{k,t}^{\text{Esc Base}}$$

Donde $\text{Demanda Eléctrica Motriz Final}_{k,t}^{\text{Esc Base}}$ corresponde a la demanda eléctrica final de uso motriz para cada subsector k en cada periodo t . A partir de lo anterior es posible estimar la demanda eléctrica útil a partir de una eficiencia de motores ponderada (η igual a 87,9% (CNE, 2019)) considerando:

$$\text{Demanda Eléctrica Motriz Útil}_t^{\text{Esc Base}} = \text{Demanda Eléctrica Motriz Final}_t^{\text{Esc Base}} * \eta$$

A partir de la energía eléctrica útil, la participación promedio por rangos de motores, las horas medias de uso (presentados en la Tabla 12) y asumiendo una tasa de remplazo anual del 7,7% es posible proyectar la potencia eléctrica acumulada a remplazar igual a:

$$\text{Potencia Eléctrica remplazada}_{\text{rango},t} = \frac{\text{Demanda Eléctrica Motriz Útil}_t^{\text{Esc Base}} * P_{\text{rango}} * TR}{T_{\text{rango}}}$$

Donde: P_{rango} corresponde a la participación del rango de motores presentados en la Tabla 12; TR corresponde a la tasa de remplazo anual (%) y T_{rango} corresponde al tiempo medio anual de uso de cada motor.

Tabla 12 Caracterización de los motores eléctricos en la industria nacional

Fuente: Elaboración propia. Datos (CNE, 2019)

Rangos	Potencia Representativa (HP)	Potencia Representativa (kW)	Participación	Horas Media de Uso	Costo Medio IE2 (USD/kW)	Costo Medio IE3 (USD/kW)
1-10 HP	6	4	58%	6,017	90	110
10-50 HP	30	22	27%	6,371	22	26
50-100 HP	75	56	12%	6,357	8	9
100-500 HP	150	112	9%	6,402	5	6

Luego, la potencia remplazada por año será igual a la diferencia entre la potencia del año t y el año anterior $t-1$ para cada rango de motor. Finalmente, el costo de la medida será igual a la multiplicación de la demanda adicional anual reconvertida por el costo unitario de mejora presentados en la Tabla 12 de la forma:

$$C_t = PE_{rango,t} * C_{rango}$$

Donde C_t corresponde al costo de la medida; $PE_{rango,t}$ corresponde a la potencia eléctrica adicional remplazada por año y C_{rango} corresponde al costo incremental para pasar a nuevos estándares.