



CENTRO DE ENERGÍA  
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y  
MATEMÁTICAS

UNIVERSIDAD DE CHILE

Dirección: Plaza Ercilla 847, Santiago

Contacto: Myriam Reyes  
Email: [contacto@centroenergia.cl](mailto:contacto@centroenergia.cl)  
Fono: +56 2 9784203

# Apoyo a la elaboración de escenarios de emisiones de gases de efecto invernadero para el anteproyecto de contribución determinada a nivel nacional

Informe 2 corregido

Diciembre 2024

## Contenido

1	Introducción .....	3
1.1	Objetivos .....	3
1.1.1	Objetivo general.....	3
1.1.2	Objetivos específicos.....	4
2	Metodología general .....	5
2.1	Definición de escenarios de proyección de emisiones .....	5
2.2	Factores de emisión de GEI y PCG.....	7
2.3	Modelos de proyección.....	8
2.4	Contabilidad de reducción de emisiones de medidas de mitigación.....	9
2.4.1	Sinergia o interacciones entre medidas y asignación emisiones de electricidad. ....	9
2.4.2	Vínculo entre las medidas de los sectores que demandan energía y el sector generación eléctrica .....	10
2.4.3	Reducción de emisiones del sector generación eléctrica .....	10
2.4.4	Vínculo entre las medidas que tienen impacto sobre una misma fuente de emisión 12	
2.5	Drivers .....	13
2.6	Análisis de sensibilidad.....	14
3	Medidas de mitigación .....	16
3.1	Resumen de medidas .....	16
4	Vínculo con otros sectores .....	21
5	Resultados .....	23
5.1	Supuestos de drivers .....	23
5.1.1	PIB.....	23
5.1.2	Producciones industriales .....	23
5.1.3	Población y viviendas .....	24
5.2	Resultados a nivel nacional .....	26
5.3	Resultados sectoriales.....	29
5.3.1	Transporte .....	29
5.3.2	Industria .....	39
5.3.3	Minería .....	41
5.3.4	Comercio y público.....	44

5.3.5	Residencial.....	45
5.3.6	Generación eléctrica .....	49
5.4	Medidas de mitigación .....	56
5.4.1	Resumen de resultados .....	56
5.4.2	Medidas agrupadas .....	59
5.4.3	Análisis de sinergias.....	61
6	Análisis de sensibilidad.....	63
6.1	Sensibilidad del crecimiento del PIB .....	63
6.2	Sensibilidad producción de cobre .....	64
6.3	Resultados .....	65
7	Participación y visión de incumbentes .....	68
7.1	Metodología .....	68
7.2	Taller 1.....	70
7.3	Taller 2.....	71
8	Participación de sectores de la sociedad u organizaciones .....	73
9	Bibliografía .....	75
10	Anexo.....	76
10.1	Medidas de mitigación .....	76
10.2	Drivers .....	79
10.2.1	Actualización del sector cobre .....	79
10.2.2	Proyección del sector cobre .....	80
10.2.3	Actualización otros sectores productivos .....	82
10.2.4	Proyección otros sectores productivos .....	84
10.3	Modelo PMR.....	88
10.3.1	Descripción general del modelo.....	88
10.3.2	Restricciones específicas del modelo industria, minería y otros sectores.....	92
10.3.3	Restricciones específicas del modelo generación eléctrica .....	97
10.4	Factores de emisión .....	102

## 1 Introducción

De acuerdo con los Common time frames del Acuerdo de París, Chile deberá presentar durante el año 2025 una actualización de su compromiso internacional de la Contribución Determinada a Nivel Nacional (o NDC por sus siglas en inglés) a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC), considerando al menos sostener el nivel de ambición presentado en su anterior NDC y establecer nuevos compromisos para un periodo de 10 años. En línea con los compromisos internacionales, el Ministerio del Medio Ambiente planifica entregar la actualización 2025 de su compromiso NDC en junio de dicho año, considerando que posteriormente se debe elaborar la actualización abreviada de la estrategia climática de largo plazo.

El procedimiento de elaboración de la NDC, definido por el Decreto N°16/2023, del Ministerio del Medio Ambiente y los plazos procedimentales que este define, establece que se deberá disponer del anteproyecto de la NDC antes del año 2024, para posteriormente ser sometido a una etapa de consulta ciudadana.

Para este proceso de actualización se deberán elaborar escenarios prospectivos de emisiones de gases de efecto invernadero que se alineen con los actuales compromisos internacionales y que permitan definir la política climática en el horizonte de la actualización de la NDC. El horizonte de evaluación es de 10 años por lo que se deberán realizar proyecciones de emisiones hasta el año 2035, de acuerdo con los Common time frames del Acuerdo de París.

Con el propósito de cumplir con estas necesidades, es que se busca abordar la elaboración de escenarios del sector energía y sus subsectores. En este contexto, este documento corresponde al segundo informe de avance para apoyar la elaboración de escenarios prospectivos del sector energía elaborado por el Centro de Energía de la Universidad de Chile. Este documento aborda los objetivos específicos a), b), c), d), e), f), g) y h) que se describen a continuación.

### 1.1 Objetivos

A continuación, se enumeran los objetivos generales y específicos del presente estudio, según se desprende de las bases técnicas de la postulación.

#### 1.1.1 Objetivo general

El objetivo general de este proyecto es elaborar escenarios de emisiones del sector energía, con año de referencia 2023, y toda su información adyacente para apoyar la actualización de la NDC 2025.

### 1.1.2 Objetivos específicos

Los objetivos específicos son los siguientes:

- a) Incorporar como insumo del análisis la participación y visión de incumbentes de las proyecciones de emisiones, sus instrumentos de cambio climático y las medidas de mitigación.
- b) Describir y realizar una revisión metodológica de todas las etapas de evaluación, análisis y reporte de escenarios prospectivos de emisiones.
- c) Identificar e integrar a la modelación vínculos con otros sectores emisores/sumideros, e identificar impactos hacia otros sectores emisores/sumideros.
- d) Identificar sectores de la sociedad u organizaciones que puedan ser relevantes para identificar nuevas opciones de mitigación e implementar reuniones o talleres con ellos.
- e) Elaborar, a partir de una definición metodológica ad-hoc a los instrumentos climáticos, una línea base detallada del comportamiento de las emisiones de cada sector y de cada una de las medidas de mitigación.
- f) Elaboración de escenarios prospectivos de emisiones con año de referencia 2023 y sobre la base de los antecedentes y las expectativas recopiladas.
- g) Elaborar un análisis de sensibilidad en relación a un número acotado de variables claves.
- h) Caracterización completa de cada medida de mitigación, considerando los lineamientos de las guías del Ministerio del Medio ambiente u otras definiciones de la contraparte.
- i) Desarrollar los análisis de costos de cada medida de mitigación individualizando al menos costos y beneficios públicos y privados, anualmente, y desarrollando los indicadores correspondientes.
- j) Para cada medida de mitigación individualizar externalidades y cuantificar los impactos sociales y costos derivados del impacto en la calidad del aire por emisiones locales.
- k) Establecer y ejecutar procesos de control de calidad de los análisis y resultados descritos en las letras e) a la j) de los objetivos específicos.
- l) Desarrollar librería completa, transparente y exhaustiva de información de entrada y salida del modelo prospectivo de emisiones y sus análisis.
- m) Elaborar un documento de resumen para tomadores de decisión de acuerdo con los requerimientos de la contraparte.
- n) Establecer un periodo de garantía para revisar, solicitar información, ajustar o corregir algún análisis que pueda sugerir alguna duda respecto de sus resultados, o corregir alguna definición de parámetros o variables de la modelación.

## 2 Metodología general

Esta actividad tiene como objetivo describir y realizar una revisión metodológica de todas las etapas de evaluación, análisis y reporte de escenarios prospectivos de emisiones. Los aspectos metodológicos que serán analizados son los siguientes:

- Definición de escenarios
- Vinculación metodológica con la política de presupuestos sectoriales de mitigación.
- Mitigación por medidas de demanda energética.
- Mitigación por medidas de oferta energética.
- Asignación emisiones de electricidad.
- Sinergia o interacciones entre medidas (positivas y negativas)
- Revisión de categorizaciones o agrupaciones actuales y potenciales de medidas respecto de fuentes de emisión y/o a planes de mitigación.
- Información de drivers, parámetros generales, potenciales de calentamiento global (PCG) y factores de emisión considerados.

### 2.1 Definición de escenarios de proyección de emisiones

La Figura 1 representa los escenarios de proyección de emisión que serán evaluados. Los escenarios fueron analizados y discutidos en conjunto con la contraparte técnica.

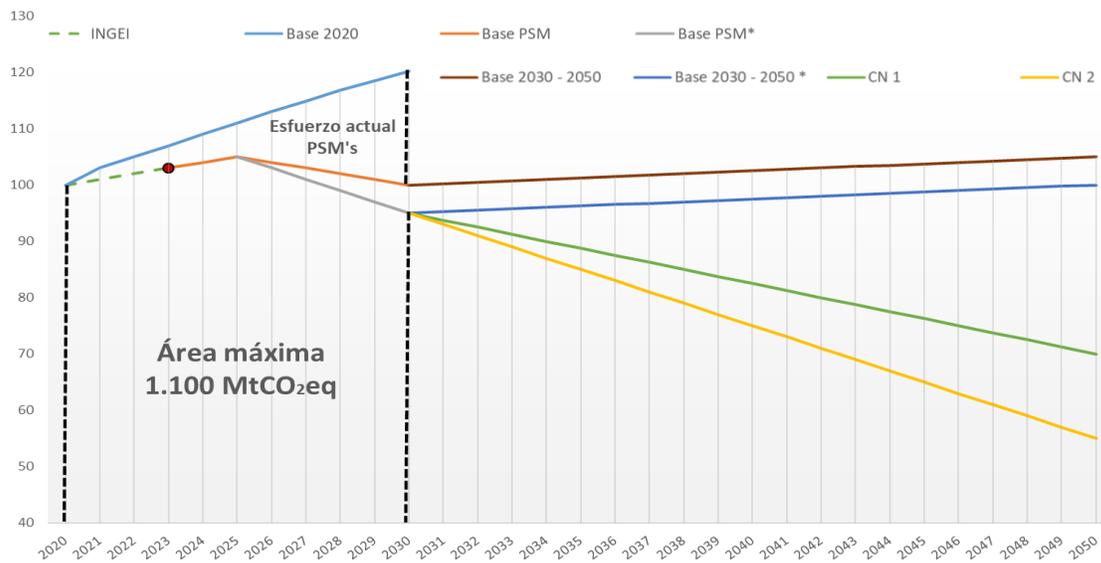


Figura 1: Escenarios de proyección de emisión de emisiones

**Base 2020-2030:** Este escenario estima y proyecta las emisiones de GEI para el periodo 2020-2030. En general, este escenario supone que las medidas de mitigación no se implementan o se implementan con un nivel menos ambicioso, por tal motivo es el escenario de mayores emisiones. Los supuestos de implementación de las medidas para este escenario se obtienen del caso base o de referencia evaluados en los Planes Sectoriales de Mitigación y Adaptación al Cambio Climático (PSM) que están elaborando los distintos ministerios.

**Base PSM:** Al igual que el caso anterior, este escenario estima y proyecta las emisiones de GEI para el periodo 2020-2030. Sin embargo, a diferencia del caso anterior, este escenario considera la implementación de las medidas de mitigación evaluadas en los PSM en sus niveles más ambiciosos. Para el periodo 2020-2022 se reportan las emisiones del último INGEI y para el año 2023 se realiza una estimación considerando la mejor información disponible y proyecciones de los modelos. La descripción de las medidas evaluadas se detalla en la Sección 3 y en el Anexo 9.1.

De esta forma, la metodología es coherente con las políticas de presupuestos de mitigación abordadas en los planes sectoriales que desarrollan los ministerios. La evaluación considera las medidas de mitigación de los sectores de oferta de energía (generación eléctrica) y de los sectores demandante de energía (industria, minería, transporte, comercio, residencial y sector público). En términos generales, se representan todos los sectores evaluados en el Balance Nacional de Energía.

El NDC vigente propuso tener un nivel de emisiones menor a 95 millón tCO<sub>2e</sub> en el 2030 y tener un presupuesto de emisiones 1.100 millón tCO<sub>2e</sub>. Si escenario Base PSMP no cumple con estas metas, entonces se desarrollará un nuevo escenario que alcance estas cifras llamado Base PSM\*.

**Base PSM\*:** Este escenario se construye a partir del escenario anterior, pero se ajustan los niveles de implementación de las medidas de mitigación de los PSM o se agregan nuevas medidas de mitigación, de tal forma de cumplir con las metas del NDC actualmente vigente.

**Base 2030-2050:** Este escenario proyecta las emisiones para el periodo 2030-2050. Este escenario mantiene el sufijo “Base” ya que a partir del año 2030 no plantea esfuerzos por sobre los propios “espontáneos” del mercado (Por ejemplo, trayectoria natural de ingreso de vehículos eléctricos, o electrificación de calefacción u otros artefactos). Viene a ser un escenario de referencia para la evaluación de los escenarios de carbono neutralidad a partir de 2030. Este escenario supone que si en el futuro se realizase una proyección a partir del año 2030, el nivel de emisiones del año 2030 será el que se obtienen del escenario Base PSM\*, es decir, aquel escenario que cumple con las metas del NDC vigente a la fecha.

**Carbono neutralidad 1 (CN1):** Este escenario proyecta las emisiones para el periodo 2030-2050. Este escenario cumple con la meta de carbono neutralidad 2050. Las trayectorias o niveles de implementación de las medidas se construyen en base a la información entregada por los PSM posterior al 2030, con documentación de otras estrategias,

comisiones y otras fuentes de información relevantes. Además se considerará la información de los talleres y otros procesos de participación. A partir de eso y la información de emisiones y absorciones de los otros sectores se construirán las trayectorias de las medidas que permitan al escenario cumplir con la meta de carbono neutralidad.

**Carbono neutralidad 2 (CN2):** Este escenario proyecta las emisiones para el periodo 2030-2050. Este escenario también cumple con la meta de carbono neutralidad al 2050. Este escenario agrega transiciones más agresivas en medidas, tecnologías o usos particulares, por tanto, se alcanza a un nivel de emisiones más bajo que el escenario CN1. Por ejemplo, se analizará las metas y restricciones propuestas en el reporte Global Stocktake. Estos ajustes se evaluarán con la contraparte.

Los tres escenarios Base 2030-2050, CN1 y CN2, parten del mismo nivel de emisiones que alcanza el escenario PSM\* en el año 2030.

## 2.2 Factores de emisión de GEI y PCG

El cálculo de emisiones de GEI de los sectores energía se realiza a partir de proyecciones de demanda de energía y los factores de emisión por energético utilizados en el último INGEI<sup>1</sup> (ver Anexo 10.4).

En el caso particular del sector generación eléctrica y del consumo asociado a las centrales a carbón, se utilizan los factores de emisión para el CO<sub>2</sub> y poder calorífico que dependen del país de origen de este energético, siguiendo las directrices del último INGEI. Para las proyecciones de emisiones, se supuso que la participación del país de origen del carbón se mantenía constante con respecto a los datos del año 2022.

Para el cálculo de las emisiones de CO<sub>2</sub> equivalente, se utilizarán los PCG reportados en el último inventario basados en el reporte AR5 del IPCC, los cuales se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 1: PCG que serán utilizados. Fuente: INGEI actualizado.

GEI	PCG
CO <sub>2</sub>	1
CH <sub>4</sub>	28
N <sub>2</sub> O	265

<sup>1</sup> Próximamente será publicado. El INGEI actualizado incluye el cálculo del inventario hasta el año 2022. El equipo consultor ya cuenta con esta información.

## 2.3 Modelos de proyección

La proyección de los escenarios mitigación del sector energía serán realizadas con el modelo PMR<sup>2</sup>. Este modelo es una herramienta de simulación y análisis para evaluar el impacto de distintos escenarios de mitigación de cambio climático desarrollado por el Centro de Energía de la Universidad de Chile. Algunas características del modelo se describen a continuación:

- Modelo matemático basado en enfoque de optimización, tanto por el lado de la oferta como la demanda de energía.
- Modelo integrado de oferta y demanda. Se proyecta en forma integrada tanto la oferta como la demanda energía, considerando la integración de ambos sectores.
- Proyección de la demanda de energía para los sectores transporte, industria y minería, comercial, público y residencial. Se representan todos los sectores del Balance de Energía.
- Proyección de oferta de energía considerando distintas fuentes y tecnologías: centrales solares fotovoltaicas, CSP, eólica, sistemas de almacenamiento, hidroelectricidad, geotermia, carbón, gas natural, etc. El modelo representa todas las centrales en operación y nuevas centrales.
- Representación de restricciones de corto plazo del sector generación eléctrica, tales como mínimo técnicos, reserva y requerimientos de inercia sistémica.
- El modelo permite evaluar en forma simultánea las medidas que afectan al sector generación eléctrica y a los sectores CPR, industria y minería y sector transporte. De esta forma, se puede estimar la reducción de emisiones de los distintos escenarios descritos en la Sección 2.1.
- Se realizan proyecciones de todos los energéticos primarios y secundarios representados en el Balance Nacional de Energía: diésel, gasolina, kerosene, gas natural, gas licuado, carbón, electricidad, hidrógeno, etc. A partir de estas proyecciones y el uso de los factores de emisión se estiman las emisiones de GEI.
- Proyección de emisiones basada en las metodologías del INGEI. Se utilizarán los factores de emisión y PCG del último INGEI.
- Los parámetros del modelo son ajustados (“calibración”) considerando la información disponible del último Balance Nacional de Energía (año 2022) y la última información del INGEI.

Las principales salidas del modelo son:

---

<sup>2</sup> <https://modelopmr.cl/#/acercade>

- Proyección de oferta de generación eléctrica por central y tipo de tecnología.
- Proyección de demanda de energía para todos los sectores del Balance Nacional de Energía.
- Proyección de demanda de demanda eléctrica.
- Proyección de capacidad instalada.
- Proyección de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) desagregada por tipo de gas y CO<sub>2</sub> equivalente.
- Proyección de costos de inversión, operación y mantenimiento.

A continuación, se describen algunos ejemplos de instrumentos y medidas de mitigación que ha sido evaluadas en estudios previos con este modelo:

- Impuesto a las emisiones de gases de efecto invernadero.
- Sistema de Permisos de Emisiones Transables.
- Sistema de Norma de Emisiones propuesto en Ley de Cambio Climático.
- Presupuesto de emisiones.
- Límite de emisiones sectoriales.
- Electromovilidad en vehículos particulares, taxis y transporte público.
- Hidrógeno en transporte y procesos industriales.
- Electrificación de sistemas de calefacción.
- Retiro de centrales a carbón y gas natural.
- Introducción de sistemas de almacenamiento.
- Eficiencia energética.
- Transporte no motorizado.
- Etc.

Los análisis realizados con el modelo PMR también serán complementados con los datos y resultados de otras herramientas o modelos en cuyos desarrollos también ha participado el equipo consultor: Modelo STEP 3.0, modelo de proyección de demanda PELP, modelo PLP, Open-PCP, etc.

Más detalles del modelo se incluye en el Anexo 9.3.

## **2.4 Contabilidad de reducción de emisiones de medidas de mitigación**

### **2.4.1 Sinergia o interacciones entre medidas y asignación emisiones de electricidad.**

El modelo utilizado permite evaluar el impacto combinado (en forma simultánea) de las distintas medidas de mitigación incluidos en los distintos escenarios evaluados. De esta

forma, se obtienen proyecciones de emisiones de los escenarios considerando la aplicación simultánea de las distintas medidas de mitigación, tanto de los sectores de oferta como de demanda de energía.

Adicionalmente, también serán evaluadas las medidas de mitigación en forma individual, por lo que se requiere tener en cuenta las sinergias entre las medidas y la asignación de las reducciones de emisiones asociadas a medidas que provocan una variación de la demanda eléctrica. Es importante destacar que los planes sectoriales realizan evaluaciones individuales de las medidas de mitigación, por lo que es útil contar con este nivel de detalle.

#### **2.4.2 Vínculo entre las medidas de los sectores que demandan energía y el sector generación eléctrica**

Para explicar el problema de las sinergias entre medidas de los sectores de demanda y oferta, supongamos que se quiere evaluar la reducción de emisiones de la medida de electromovilidad. Esta medida disminuye las emisiones del sector transporte, pero aumenta las emisiones del sector generación eléctrica. El incremento de emisiones del sector generación eléctrica debido a la medida de electromovilidad es distinto si, por ejemplo, se considera un escenario de 100% de energía renovables versus un escenario donde no se alcanza este porcentaje. Asimismo, por el lado de la demanda también podría haber otras medidas que se implementan en forma simultánea y que podrían variar la demanda eléctrica (calefacción eléctrica, eficiencia energética, etc.) y afectar la proyección del sector generación eléctrica.

Dicho lo anterior y generalizando la explicación, la mitigación de una medida en un escenario de análisis que incluye todas las medidas del sector generación eléctrica y de los sectores demandantes de energía (“caso 1”) es distinta de la mitigación en un escenario que sólo incluye dicha medida y el recálculo de la expansión de la matriz eléctrica sin considerar todas políticas de este sector (“caso 2”). En el “caso 2” la matriz eléctrica no “observa” el impacto en la demanda eléctrica de todas las medidas de mitigación, por lo tanto, requiere una expansión de la matriz distinta y dando como resultado factor de emisión de la red distinto del primer caso.

Para abordar esta problemática, se propone que las variaciones de emisiones indirectas debido a los impactos de las variaciones del consumo eléctrico se calculen considerando el factor de emisión de matriz de generación del escenario en que se implementan todas las medidas.

#### **2.4.3 Reducción de emisiones del sector generación eléctrica**

Las medidas de mitigación del sector generación eléctrica buscan reducir la participación de la generación termoeléctrica, principalmente a través de la introducción de energías

renovables, sistemas de almacenamiento, el retiro y la reconversión de centrales. La evaluación de estas medidas en los escenarios se realiza en conjunto con las medidas de los sectores demandantes, lo cual puede provocar una variación de la demanda eléctrica. En la siguiente figura supongamos que la trayectoria “Base” corresponde a las emisiones proyectadas del sector generación eléctrica. Debido a la implementación las medidas de mitigación de este sector supongamos que se logra el nivel de emisiones representada por la línea roja. La reducción de emisiones “ $\Delta$  Gen.” supone el mismo nivel de demanda de eléctrica de la trayectoria “Base”. Como hemos explicado anteriormente, la evaluación de las medidas de mitigación se realiza en forma simultánea con algunas medidas que podrían provocar variaciones de demanda eléctrica (electromovilidad, calefacción eléctrica, etc.). Estas medidas provocan una variación de emisiones “ $\Delta$  demanda”. La línea punteada representa las emisiones del sector generación eléctrica resultante de la aplicación de medidas de su sector e internalizando el efecto de la demanda eléctrica.

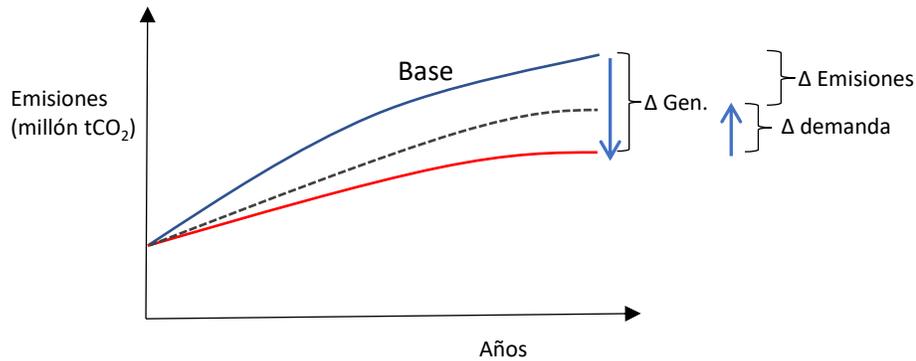


Figura 2: Evaluación de reducción de emisiones de medidas del sector generación eléctrica

Para estimar la reducción de emisiones de las medidas del sector generación eléctrica se evalúa primero el Escenario Base (Ejemplo, Base 2020-2030) y luego el escenario con medidas (Ejemplo, Base PSM o PSM\*). Se evalúan en forma simultánea todas las medidas (tanto de oferta como demanda), es decir, considerando el efecto del incremento o variación demanda eléctrica. Con esto se obtiene la reducción “ $\Delta$  Emisiones” del sector generación eléctrica. Para estimar el efecto de solo las medidas del sector generación, a este “ $\Delta$  Emisiones” se le suma la variación de emisiones “ $\Delta$  demanda”, obteniendo con esto “ $\Delta$  Gen.”. Como se explicó en la sección 2.4.2, la variación “ $\Delta$  demanda” se obtiene a multiplicando el factor de emisión de la red eléctrica por la variación de la generación eléctrica (o demanda eléctrica).

#### 2.4.4 Vínculo entre las medidas que tienen impacto sobre una misma fuente de emisión

En el caso de las medidas de mitigación que tengan impactos sobre una misma fuente de emisión, la suma de sus mitigaciones individuales es distinta de la suma de sus mitigaciones en conjunto. En estos casos las medidas deberán ser evaluadas individualmente y también actuando simultáneamente. Idealmente, la suma de los esfuerzos de mitigación individuales debe ser igual al total de emisiones mitigadas en el escenario de análisis.

$$\text{Mitigación escenario} = \sum_m \text{Mitigación}_m \quad (1)$$

Donde  $m$  son cada una de las medidas de mitigación evaluadas en el escenario.

Supongamos que es posible evaluar todas las medidas en forma simultánea incluidas las que aplican sobre una misma fuente de emisión y aquellas que afectan también al sector generación eléctrica (energías renovables, electromovilidad, eficiencia energética, etc.). A partir de esta evaluación se obtiene la reducción de emisiones totales del escenario del NDC. Por otra parte, se tiene la estimación de la reducción individual de las medidas  $m_i$ , se debería garantizar lo siguiente

$$\sum_i m_i \times f_i = \text{Reducción total}$$

Donde  $f_i$  es un factor de corrección que debería garantizar la suma de las reducciones individuales que fue asignada a cada medida sume la reducción total del escenario. Se espera que la suma de las mitigaciones individuales debería ser igual a la mitigación total del escenario, como se expone en la siguiente figura. Como se ha explicado anteriormente, el modelo PMR permite realizar la evaluación agregada de todas las medidas.

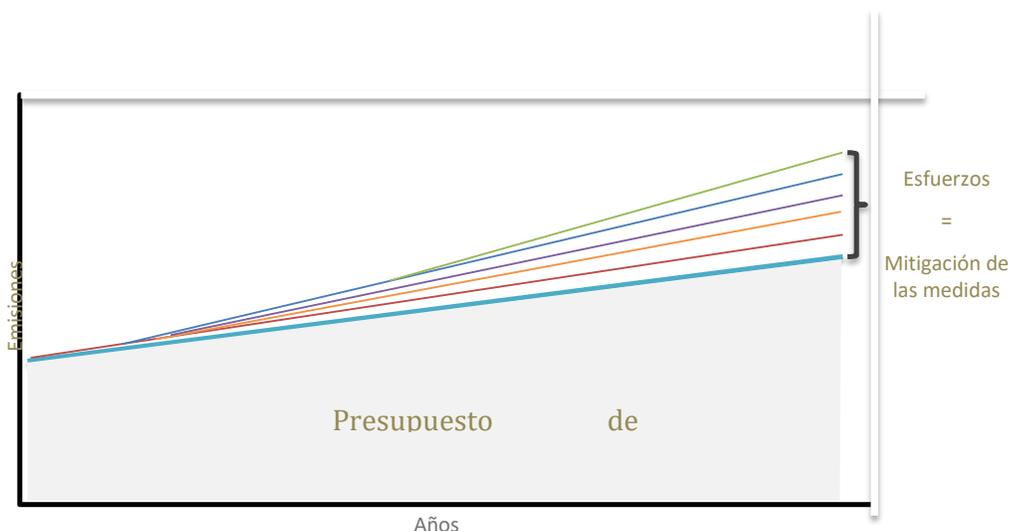


Figura 3: Ejemplo reducción de emisiones individuales y su efecto agregado.

## 2.5 Drivers

Las proyecciones de drivers consideran las últimas proyecciones realizadas por el Ministerio de Hacienda, las últimas proyecciones de población de INE, las proyecciones actualizadas de producción de cobre de Cochilco, etc. En el caso de las proyecciones del sector industrial, se utilizarán como dato de entrada la producción actual (en unidades físicas) de cada subsector económico (por ejemplo, toneladas de acero producidas en Chile el año 2022 o 2023) y las proyecciones de largo plazo para el horizonte de evaluación. A continuación se describen los principales supuestos.

- PIB, PIB regional: Se considera la proyección de tasa de crecimiento entregada por el Min. De Hacienda.
- Población: Se considera la última proyección realizada por el INE.
- Número de viviendas: Se proyecta el número de viviendas a partir de las proyecciones de población y supuestos de tasa de ocupación.
- Producciones industriales: Respecto a las producciones industriales, se dispone de información actualizada al año 2023 de los sectores Celulosa, Azúcar, Pesca, Siderurgia, Petroquímica (Metanol), Salitre, Minas Varias, Cemento y Cobre.

En la figura siguiente se presentan la serie de producciones (en miles de toneladas) entre el año 2010 y 2023. En el Anexo 9.2 se describen los principales supuestos.

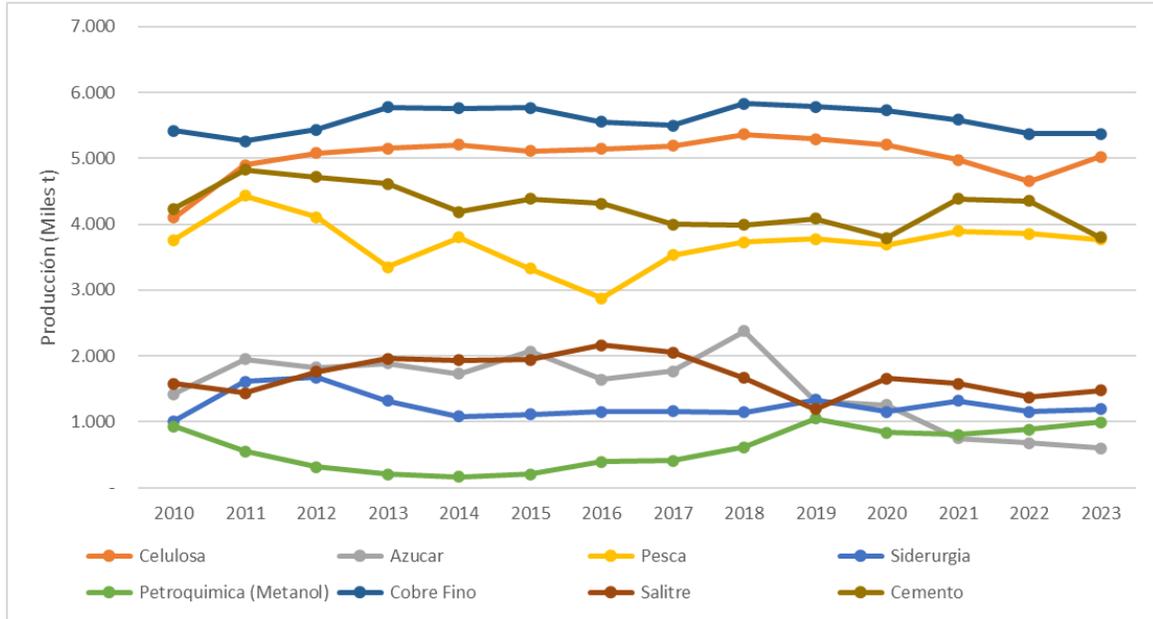


Figura 4: Trayectoria de producciones de principales sectores de industria y minería (2010 - 2023)

## 2.6 Análisis de sensibilidad

El equipo consultor utilizará una aproximación de la metodología *Robust Decision Making* (RDM) desarrollada en el estudio previo “Opciones para lograr la carbono-neutralidad en Chile: una evaluación bajo incertidumbre” para el BID y el MMA. Esta metodología tiene como objetivo realizar recomendaciones para garantizar el cumplimiento del NDC ante condiciones de incertidumbre. Los resultados de estudio anterior mostraban que la implementación de las medidas de mitigación propuestas en el NDC previo no garantizaban el cumplimiento este compromiso bajo múltiples posibles escenarios futuros. Considerando lo anterior, el análisis de incertidumbre se aplicará a los escenarios descritos en la Sección 2.1

El equipo analizará múltiples posibles futuros de manera de proyectar distintos escenarios de proyección de emisiones tomando en cuenta las siguientes variables.

- Trayectorias alternativas del PIB.
- Trayectorias alternativas de proyecciones de producción industrial (cobre, acero, cemento, etc.).
- Sensibilidades con respecto a parámetros claves como intensidad de procesos, leyes de minerales, condiciones hidrológicas, etc.

- La sustitución o respuesta a un comportamiento negativo o de bajo impacto de alguna medida de mitigación. Se analizarán distintos niveles de implementación de las medidas de manera de reflejar potenciales atrasos (o adelantos) en la implementación estas medidas.
- Necesidades de mitigación para la carbono neutralidad 2050, en relación al criterio para contabilidad el impacto de las absorciones. Por ejemplo, se supondrán distintos escenarios de captura para estimar las emisiones netas.

### 3 Medidas de mitigación

De acuerdo con la metodología propuesta, la proyección de los escenarios PSM y PSM\* se realizará considerando las medidas evaluadas en los planes sectoriales. Para los escenarios CN1 y CN2 se consideran estas y otras medidas adicionales que permitan alcanzar la carbono neutralidad hacia el 2050.

#### 3.1 Resumen de medidas

La siguiente tabla muestra un resumen de las medidas de mitigación identificadas de los distintos planes sectoriales del Ministerio de Vivienda y Urbanismo (PSM MINVU), Ministerio de Energía (PSM Min. Energía), Ministerio de Transporte y Telecomunicaciones (PSM MTT), Ministerio de Minería (PSM Min. Minería) y Ministerio de Obras Públicas (PSM MOP). Las letras "L" y "C" hacen alusión si el ministerio correspondiente tiene el rol de "líder" o "coadyuvante" en la implementación de la medida.

La columna NDC 2020 indica si la medida estaba considerada en la propuesta del NDC del 2020 (se marca con "X" si estaba incorporada en NDC). La columna "Otras fuentes" indica aquellas medidas evaluadas por otras fuentes distintas a las anteriores.

En el Anexo 9.1 está la descripción de estas medidas y los supuestos de implementación que se utilizaron para realizar las proyecciones preliminares que se muestran en la Sección 5.

Tabla 2: Medidas de mitigación identificadas en los planes sectoriales.

Sector	Medida/Acción	NDC 2020	PSM Min. Energía	PSM MINVU	PSM MTT	PSM Min. Minería	PSM MOP	Otras fuentes
Generación eléctrica	Retiro de centrales a carbón	X	L, M1.A – Descarbonización de la matriz eléctrica					
	Conversión de centrales termoeléctricas		L, M1.A – Descarbonización de la matriz eléctrica					
	Acciones regulatorias que mejoren la planificación de la transmisión y promuevan el desarrollo de las energías renovables y sistemas de almacenamiento.		L, M1.B-Desarrollo de infraestructura clave para la descarbonización					
	Matriz 100% renovable							X (Política Energética)
	Generación distribuida	X	L, M5.D Generación distribuida	C				
	Generación distribuida en viviendas vulnerables			L				
Residencial	Actualización de la Reglamentación Térmica	X (*)	C	L				
	Electrificación de cocción		L, M6.E Electrificación de fuentes energéticas para usos residenciales					
	Energía solar (SST) en ACS	X	L, M5.C Fomento al uso de energía solar para agua caliente sanitaria (ACS)	C				
	Energía solar (SST) en ACS en viviendas vulnerables			L				
	Reacondicionamiento Térmico de Viviendas Existentes	X	C	L				
	Calificación Energética de Viviendas		L					
	Electrificación de ACS		L, M6.E Electrificación de fuentes energéticas para usos residenciales					
	Electrificación de calefacción	X	L, M6.E Electrificación de fuentes energéticas para usos residenciales					

Sector	Medida/Acción	NDC 2020	PSM Min. Energía	PSM MINVU	PSM MTT	PSM Min. Minería	PSM MOP	Otras fuentes
	Calefacción geotérmica, Bombas de calor, en Biobío, Temuco, Coyhaique y Valdivia	X	L					
	Medidas de etiquetado de artefactos		L					
	Aumento de consumo de biomasa con formas más eficientes		L					
	MEPS Refrigeradores		L					
	Uso de H2V en inyección a redes de Gas Natural		L, M3.E Uso de hidrógeno verde en inyección a redes de gas natural					
	Calefacción Distrital		L, M5.E Energía distrital					
	Actualización de la Reglamentación Térmica consumo energético neto 0			L				
Comercial	Electrificación Usos Motrices en Sector Otros	X						
	Electrificación de la calefacción en Malls	X						
Minería	Fomentar contratos de suministro de energía eléctrica 100% renovable (Medida indirecta Plan Minería)					L		
	Incentivar la gestión de huella de carbono de los proveedores de la industria minera (Medida indirecta Plan Minería)					L		
	Sistemas de Gestión de Energía - Grandes Consumidores		L			C		
	Electrificación usos térmicos en la industria - Minas Varias	X	L, 6.D Electrificación de usos térmicos en la industria			C		
	Electrificación usos térmicos (Fundición) - Minería del Cobre	X	L, 6.D Electrificación de usos térmicos en la industria			C		
	Hidrógeno en usos motrices - Minería del Cobre	X	L, M3.C Hidrógeno en usos motrices en la minería del cobre			C		
	Hidrógeno en usos motrices - Minas Varias y resto de la minería	X	L, M3.D Hidrógeno en usos motrices en el resto de la minería			C		
	Electrificación usos motrices - Minería del Cobre	X	L, M6.C Electrificación de usos motrices en la minería del cobre			C		

Sector	Medida/Acción	NDC 2020	PSM Min. Energía	PSM MINVU	PSM MTT	PSM Min. Minería	PSM MOP	Otras fuentes
	Electrificación usos motrices - Minas Varias	X	L, M6.D Electrificación de usos motrices en otros sectores de la minería			C		
	MEPS motores		L, M5.B Estándares mínimos de rendimiento energético (MEPS) motores			C		
	Reemplazo de diésel convencional por diésel renovable en camiones CAEX	X	L, M2.B Uso de diésel renovable en distintos tipos de transporte (submedida)					
Industria	Electrificación usos térmicos en la industria	X	L					
	Introducción de ERNC en procesos térmicos - Industria	X	L					
	Hidrógeno en procesos térmicos en la Industria <sup>3</sup> .		L, M3.A Hidrógeno en procesos térmicos en la industria					
	Hidrógeno en usos motrices en la Industria	X	L, M3B. Hidrógeno en usos motrices en la industria					
	Electrificación usos motrices en la Industria	X	L					
	MEPS motores	X	L					
Transporte	Uso de SAF en la aviación nacional e internacional de Chile 2050.		C(*),M2.A Impulso al uso de combustibles con menor intensidad de emisiones en transporte aéreo					
	Uso de diésel renovable en transporte caminero de larga distancia		L, M2.B Uso de diésel renovable en distintos tipos de transporte					
	El uso de bioetanol en mezclas de gasolina.		L, M2.C Impulso al uso de combustibles sostenibles como el bioetanol, entre otros.					
	Impulsar la electromovilidad en el transporte privado.	X	L, M4.A Electromovilidad del transporte privado	C	C			
	Prohibición de venta de vehículos convencionales - livianos							Medidas en evaluación del

<sup>3</sup> La medida contempla su utilización como combustible dual en equipos estacionarios en la industria

Sector	Medida/Acción	NDC 2020	PSM Min. Energía	PSM MINVU	PSM MTT	PSM Min. Minería	PSM MOP	Otras fuentes
	Transformación de vehículos convencionales a VE - livianos							sector energía que no aparecen en Anteproyecto del PSM.
	Prohibición de venta de vehículos convencionales - medianos							
	Uso de diésel renovable en transporte caminero de larga distancia							
	Incorporación de taxis y taxis colectivos de tecnología limpia en las flotas de transporte público de las ciudades.	X	C, M4.B Electromovilidad en transporte público urbano menor (Taxis)	C	L			
	Electromovilidad – Transporte público regiones	X			L			
	Electromovilidad – Transporte público Región Metropolitana	X			L			
	Traspaso modal a trenes.				L			
	Traspaso modal a metro.				L			
	Traspaso modal a bicicletas	X	C	C	L			
	Estándar de rendimiento energético – vehículos livianos.		L					
	Establecimiento de estándares de rendimiento energético para vehículos pesados nuevos que ingresen al mercado nacional.		L, M4.C Estándar de rendimiento energético para vehículos pesados					
	Establece rendimientos energéticos mínimos promedios para los vehículos nuevos que ingresan al mercado exigidos a importadores o representantes de marcas en este segmento.		L, M4.D Estándar de rendimiento energético – vehículos medianos					
	Estándar de ventas ZEV en vehículos pesados - Tractocamiones							Medida en evaluación sector energía que no aparece en Anteproyecto.

## 4 Vínculo con otros sectores

Esta actividad tiene como objetivo identificar e integrar a la modelación vínculos con otros sectores emisores/sumideros, e identificar impactos hacia otros sectores emisores/sumideros. En una primera etapa la integración con los sectores no energéticos (sectores fuera del alcance de este proyecto) considerando los tres niveles que se describen a continuación:

### Proyección de emisiones

Considerando que las metas propuestas en la NDC se hacen a nivel nacional, el equipo consultor tomará como dato de entrada las proyecciones de emisiones de los sectores no energéticos (agricultura, forestal, procesos industriales, residuos), de manera de proyectar trayectorias de emisiones totales y netas a nivel nacional. De esta forma, se podría analizar si las medidas a considerar permiten cumplir con la NDC vigente y aumentar la ambición potencial de la nueva NDC en el contexto de este proyecto.

### Supuestos de driver y parámetros de modelación

Se buscará la coherencia entre parámetros y supuestos de modelación entre los modelos energéticos y los no energéticos. Todos los modelos energéticos y no energéticos deberían recibir como dato de entrada las mismas variables macroeconómicas y sociales que se describen a continuación: Tasa de crecimiento de la población; tasa de crecimiento del PIB; criterios para proyectar el PIB regional; tasa de crecimiento de los precios de los combustibles; proyecciones de tipo de cambio; otras variables a convenir con la contraparte técnica.

### Interrelación con sector forestal

El equipo consultor analizará la coherencia e interrelación entre los distintos sectores energéticos y no energéticos. En el caso particular del sector forestal, se tendrá en cuenta lo siguiente<sup>4</sup>:

- Las proyecciones de consumo de leña del sector forestal deberán ser coherente con los supuestos de uso de leña del sector residencial.
- La demanda de leña del sector residencial no debe superar el potencial máximo de leña disponible estimado por equipo de INFOR.

---

<sup>4</sup> Resultado de la reunión con equipo que está modelando el sector forestal (INFOR).

- La proyección de nuevas plantas de biomasa será coherente con los supuestos de poda para uso dendroenergético del sector forestal. Preliminarmente se asume que no habrá nuevas plantas de celulosa en el país.
- Las proyecciones de consumo de otros energéticos del sector forestal, como pellets, deberá ser coherentes con los supuestos de su uso en el sector residencial.
- Las proyecciones de riesgo de incendios forestales que afectan el balance del sector UCUTS y las emisiones absolutas y netas a nivel nacional.

### **Interrelación con otros sectores no energéticos**

También se mantendrá la coherencia con los supuestos de modelación de los otros sectores no energéticos. Por ejemplo, la proyección de nuevas plantas de generación eléctrica a partir de biogás capturados en rellenos sanitarios del sector residuos serán coherentes con los supuestos evaluados en el sector residuos o sector agropecuario (por ejemplo, a partir de desechos de estiércol de ganado).

Las proyecciones de cemento y Clinker para calcular las emisiones del sector IPPU deberán ser coherentes con las proyecciones del sector industria incluido en el sector energético.

Se verificará la coherencia entre las proyecciones de los planes de transporte con los planes de energía, en particular los escenarios de cambio hacia la electromovilidad y cambios modales.

Otros aspectos también podrán ser incorporados durante el desarrollo del proyecto.

## 5 Resultados

### 5.1 Supuestos de drivers

#### 5.1.1 PIB

La siguiente figura muestra la tasa de crecimiento de PIB considerada en la evaluación de los escenarios. Los resultados presentados en la sección 5.2 y 5.3 se realizaron con la proyección “Media” del PIB. En la sección 6 se realiza un análisis de sensibilidad considerando la proyección del PIB dada por la “Banda inferior” y “Banda superior”.

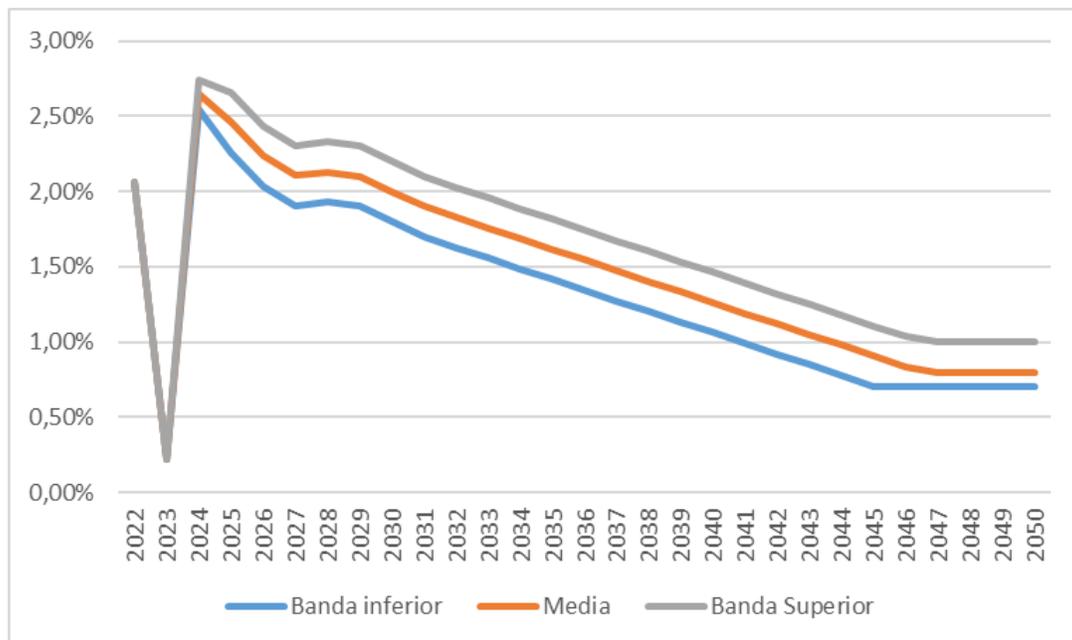


Figura 5: Proyección del PIB. Fuente: Ministerio de Hacienda y Ministerio del Medio Ambiente.

#### 5.1.2 Producciones industriales

La siguiente figura muestra las proyecciones de las producciones industriales utilizadas para realizar la estimación de emisiones presentadas en la sección 5.2 y 5.3.

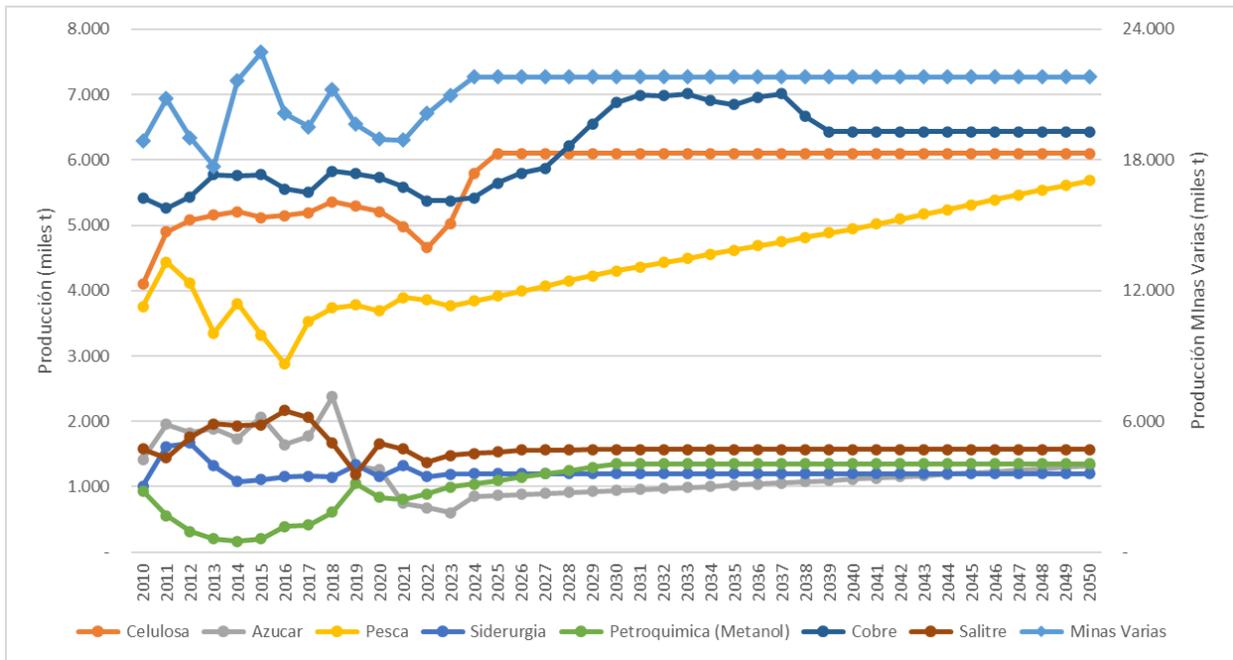


Figura 6: Trayectoria proyección de producciones de principales sectores de industria y minería (2010 - 2050). Fuente: Elaboración propia a partir de distintas fuentes descritas en Sección 2.5.

### 5.1.3 Población y viviendas

La siguiente figura muestra las proyecciones de población y viviendas.

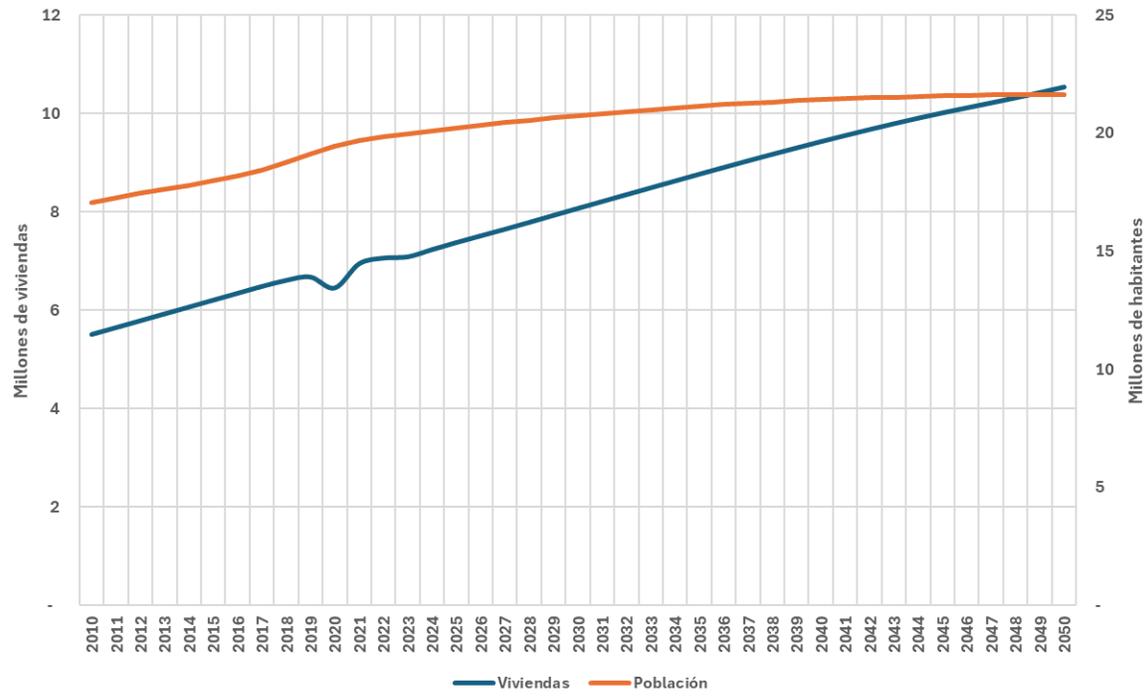


Figura 7: Proyección del número de viviendas a nivel nacional.

## 5.2 Resultados a nivel nacional

La siguiente figura muestra los resultados de proyección de emisiones de GEI para los distintos escenarios evaluados. La línea punteada representa los datos del INGEI para el periodo 2020-2022. Para el periodo 2020-2030, la línea negra representa la proyección de emisiones del escenario **Base 2020-2030**, la línea naranja representa la proyección del escenario **Base PSM** y la línea azul representa el escenario **Base PSM\***. Para el periodo 2030-2050, la línea azul representa la proyección del escenario **Base 2030-2050**, la línea verde representa la proyección del escenario **CN1** y la línea roja representa el escenario **CN2**. La línea negra representa el límite de emisiones de 95 millones establecido como meta al año 2030 del NDC actualmente vigente.

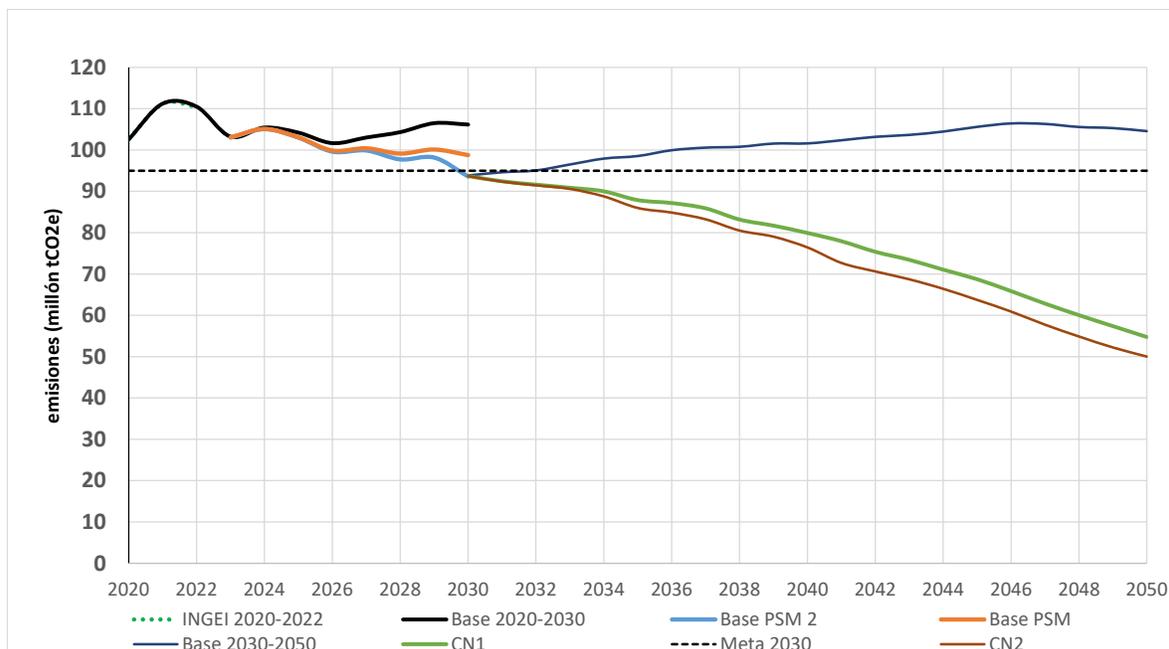


Figura 8: Proyección de emisiones para los escenarios Base 2020-2030, PSM, PSM\*, Base 2030-2050 y CN1.

A partir de los resultados de las simulaciones se estima que el **escenario Base PSM** no lograría cumplir con las metas de tener un nivel de emisiones menor a 95 millón tCO<sub>2e</sub> en el 2030 y que las emisiones para el periodo 2020-2030 no superen el presupuesto de emisiones. Es importante recordar que la proyección de emisiones de este escenario incluye las medidas de mitigación evaluadas en los planes sectoriales. Los niveles de implementación de estas medidas se describen en las fichas del Anexo Sección 10.1, las cuales fueron discutidas en el Taller 1 y actualizadas en el Taller 2 del martes 23 de octubre.

Para efectos de cumplir con las metas del NDC vigente, se evalúan nuevas medidas de mitigación adicionales a las incluidas en los planes sectoriales y se aumentan los niveles de implementación de algunas de las medidas (todo el detalle se encuentra en las fichas de

mitigación de Anexo 10.1). Como resultado de lo anterior, se proyectan el escenario Base PSM\*, el cual lograría cumplir parcialmente con las metas del NDC vigente. La siguiente tabla resume los resultados para estos 3 escenarios. El escenario PSM\* alcanzaría un nivel de emisiones menor a 93,6 millón tCO<sub>2e</sub> en el año 2030, pero el presupuesto de emisiones se supera en un 2,0%.

**Tabla 3: Evaluación de escenarios para el periodo 2020-2030.**

Escenario	Emisiones en 2030 (millón tCO <sub>2e</sub> )	Presupuesto emisiones 2020-2030 (millón tCO <sub>2e</sub> )
Base 2020-2030	106,2	1158,8
Base PSM	98,8	1131,3
Base PSM*	93,6	1122,0

A partir del nivel de emisiones alcanzado por el escenario Base PSM\* en el año 2030, se proyectan las emisiones para los escenarios CN1 y CN2. Para el escenario CN2 se aumentan los niveles de ambición de algunas de las medidas evaluadas en el escenario CN1. Para el año 2035 se proyecta un nivel de emisiones de 87,9 y 86,0 millón tCO<sub>2e</sub> para los escenarios CN1 y CN2, respectivamente. En el largo plazo ambos escenarios logran la meta de carbono neutralidad (en emisiones netas), alcanzando un nivel de emisiones inferior a 54,7 millones de tCO<sub>2e</sub> en el año 2050. De acuerdo a cifras entregadas por la contraparte técnica, se proyecta que el sector forestal tendría una captura de 57 millones de tCO<sub>2e</sub> en el año 2050.

**Tabla 4: Evaluación de escenarios para el periodo 2030-2050 para los escenarios CN1 y CN2.**

Escenario	Emisiones en 2035 (millón tCO <sub>2e</sub> )	Emisiones en 2050 (millón tCO <sub>2e</sub> )
CN1	87,9	54,7
CN2	86,0	50,0

La siguiente tabla muestra el detalle de las proyecciones sectoriales de los sectores para el periodo 2020-2030 (escenario PSM\*) y el periodo 2030-2050 (Escenario CN1). Los datos de las proyecciones de los sectores no energéticos fueron entregados por el MMA.

**Tabla 5: Proyección de emisiones en millón tCO<sub>2e</sub> por sector para periodo 2020-2030 (escenario PSM\*) y periodo 2030-2050 (Escenario CN1)**

Año	comercial	industria	minería	público	residencial	transporte	generación	otras ind. energía	otros sectores energía	otros no energía	Total
2017	2.2	7.8	7.4	0.3	4.8	26.8	30.1	1.5	1.5	25.5	107.8
2018	2.2	7.6	7.7	0.2	4.9	28.0	28.6	2.2	1.6	26.2	109.2
2019	2.0	7.7	7.5	0.3	4.9	28.6	28.9	2.4	1.5	27.3	111.0
2020	1.5	7.5	7.7	0.3	5.1	25.4	27.3	2.5	1.6	23.8	102.6
2021	1.9	7.6	7.9	0.3	5.3	27.8	29.8	2.7	1.6	24.8	109.5
2022	1.9	7.9	8.5	0.3	5.4	30.0	26.3	2.7	1.6	25.3	109.8
2023	2.0	7.8	8.2	0.2	5.3	29.9	20.4	2.1	1.6	25.6	103.1
2024	2.1	8.8	8.7	0.2	5.5	31.9	18.2	2.1	1.6	26.1	105.2
2025	2.2	9.2	9.2	0.2	5.5	32.9	13.4	2.1	1.6	26.9	103.2
2026	2.2	9.3	9.3	0.2	5.6	33.6	8.7	2.1	1.6	27.4	100.0
2027	2.3	9.3	9.1	0.2	5.6	34.1	8.4	2.1	1.6	27.5	100.4
2028	2.3	9.3	9.1	0.2	5.6	34.6	8.3	2.1	1.6	25.1	98.2
2029	2.4	9.1	8.9	0.2	5.6	34.6	8.8	2.1	1.6	25.1	98.5
<b>2030</b>	<b>2.4</b>	<b>8.6</b>	<b>8.6</b>	<b>0.2</b>	<b>5.6</b>	<b>34.3</b>	<b>5.2</b>	<b>2.1</b>	<b>1.6</b>	<b>25.2</b>	<b>93.7</b>
2031	2.5	8.6	8.0	0.2	5.5	33.9	4.8	2.1	1.6	25.2	92.4
2032	2.5	8.6	7.6	0.2	5.5	33.4	4.8	2.1	1.6	25.2	91.6
2033	2.6	8.6	7.5	0.2	5.4	33.0	4.8	2.1	1.6	25.0	90.9
2034	2.6	8.6	7.1	0.2	5.4	32.3	4.8	2.1	1.6	25.3	90.0
<b>2035</b>	<b>2.6</b>	<b>8.6</b>	<b>7.0</b>	<b>0.2</b>	<b>5.3</b>	<b>31.6</b>	<b>4.4</b>	<b>2.1</b>	<b>1.6</b>	<b>24.4</b>	<b>87.9</b>
2036	2.7	8.5	6.5	0.2	5.2	31.0	4.4	2.1	1.6	24.9	87.2
2037	2.7	8.5	6.2	0.2	5.2	30.6	3.8	2.1	1.6	24.9	85.9
2038	2.7	8.5	5.9	0.2	5.1	30.2	3.3	2.1	1.6	23.6	83.2
2039	2.7	8.4	5.6	0.2	4.9	29.7	2.7	2.1	1.6	23.6	81.7
2040	2.8	8.3	5.0	0.2	4.8	29.1	2.2	2.1	1.6	23.8	79.9
2041	2.8	8.2	4.7	0.2	4.7	28.4	1.7	2.1	1.6	23.6	77.9
2042	2.8	8.2	4.4	0.2	4.5	27.3	1.1	2.1	1.6	23.1	75.4
2043	2.8	8.1	4.1	0.2	4.3	26.2	0.9	2.1	1.6	23.0	73.4
2044	2.8	8.0	3.8	0.2	4.1	25.1	0.7	2.1	1.6	22.6	71.0
2045	2.8	7.9	3.5	0.2	3.9	24.3	0.4	2.1	1.6	22.0	68.7
2046	2.7	7.8	3.3	0.2	3.6	23.1	0.3	2.1	1.6	21.1	65.8
2047	2.7	7.7	3.0	0.2	3.3	21.7	0.2	2.1	1.6	20.3	62.8
2048	2.7	7.6	2.7	0.2	2.9	20.3	0.1	2.1	1.6	19.8	60.0
2049	2.7	7.4	2.4	0.2	2.5	18.9	0.1	2.1	1.6	19.4	57.4
<b>2050</b>	<b>2.7</b>	<b>7.2</b>	<b>2.1</b>	<b>0.2</b>	<b>2.1</b>	<b>17.5</b>	<b>0.0</b>	<b>2.1</b>	<b>1.6</b>	<b>19.2</b>	<b>54.7</b>

A continuación, se presentan los resultados sectoriales.

## 5.3 Resultados sectoriales

### 5.3.1 Transporte

La Figura 9 muestra los resultados preliminares de proyección de emisiones del sector transporte para los distintos escenarios evaluados. La línea punteada representa los datos del INGEI para el periodo 2020-2023. La línea naranja representa la proyección del escenario PSM y la línea azul representa el escenario PSM\*. Para el periodo 2030-2050, la línea azul representa la proyección del escenario **Base 2030-2050**, la línea verde representa la proyección del escenario **CN1** y la línea naranja oscuro representa la proyección del escenario **CN2**.

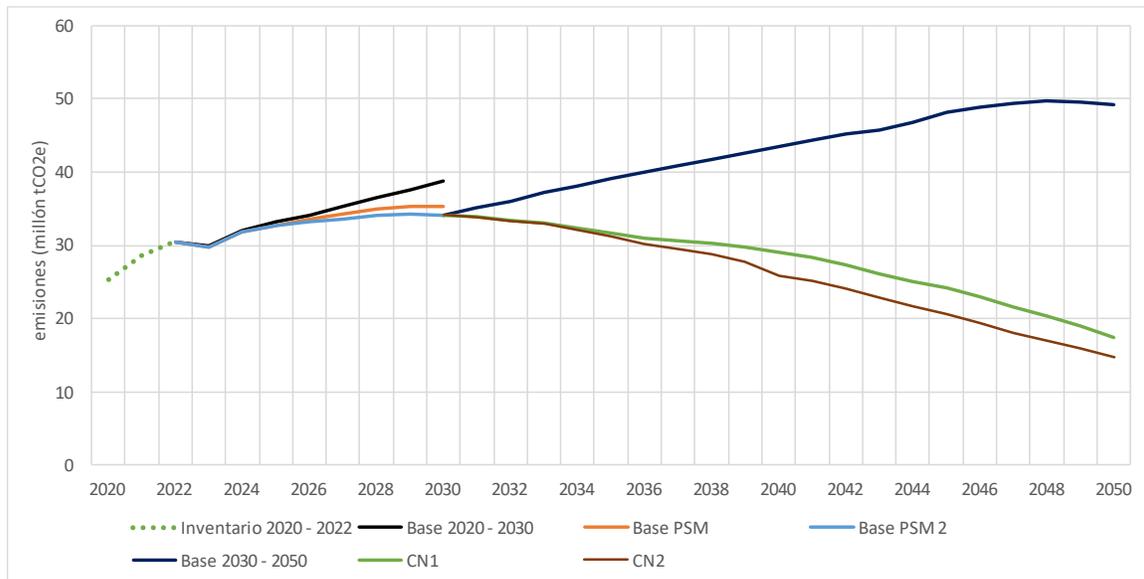


Figura 9: Proyección de emisiones sector transporte.

En la Figura 10 se presenta el empalme con las emisiones históricas desde el año 2010. Se observa un crecimiento sostenido desde las emisiones históricas, continuando con los escenarios base o de menor ambición en términos de mitigación hacia 2030 y 2050. Del escenario CN1 y CN2, se destaca que como meta se tienen niveles de emisiones menores a los registrados al año 2010.

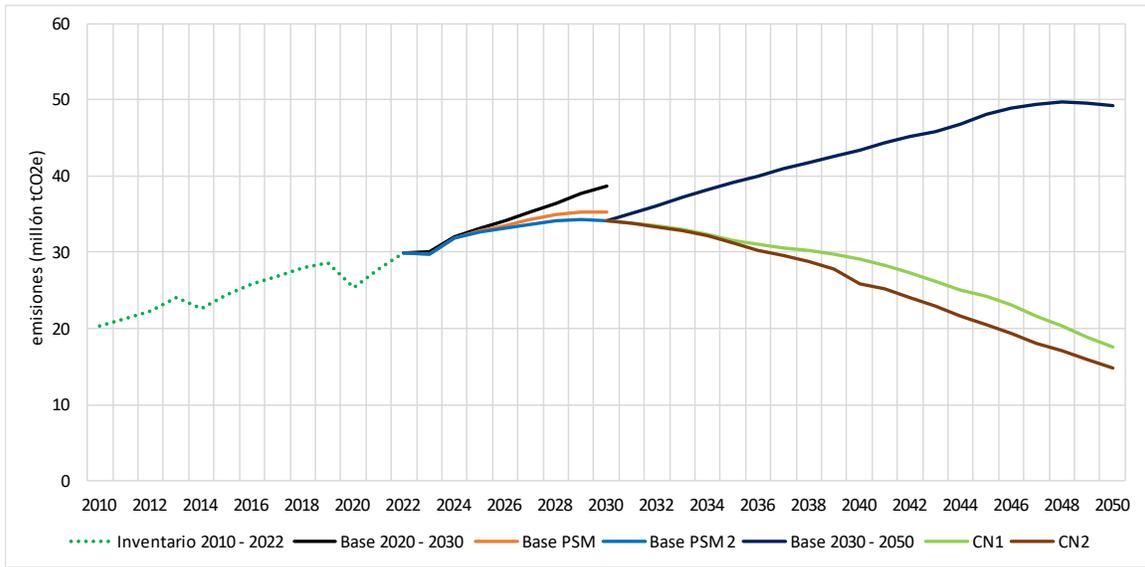


Figura 10: Proyección de emisiones sector transporte, periodo 2010 - 2050.

En la Figura 11 se presentan las emisiones por subsector de transporte para el escenario CN1. Se identifica una principal contribución del transporte caminero de pasajeros en el periodo 2020 – 2040, y luego es superado por el transporte caminero de carga en el periodo 2040 – 2050.

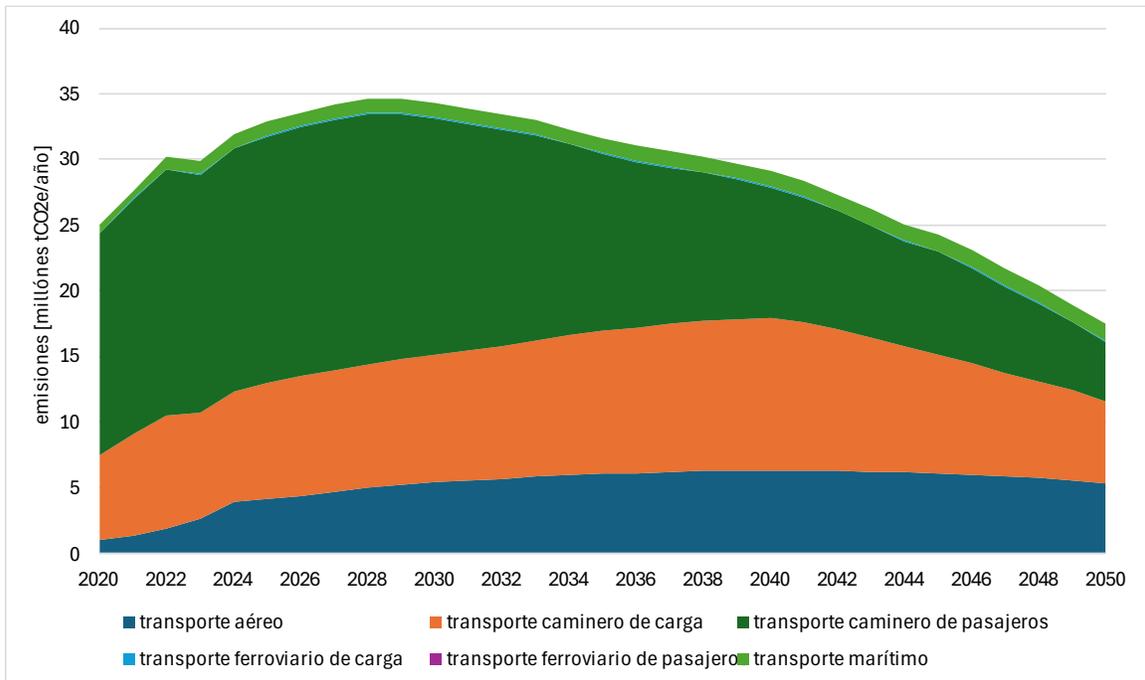


Figura 11: Proyección de emisiones de transporte por subsector, en escenario CN1.

A continuación, se presentan los consumos de energía para cada subsector de transporte, en el escenario CN1. En la Figura 12 se tiene el consumo energético del subsector transporte caminero pasajeros. Se destaca el aumento de la participación de electricidad hacia el año 2050, y la reducción del consumo de gasolina entre los años 2025 – 2030, producto del aumento de participación de electromovilidad en los modos livianos y medianos del escenario PSM\*. También contribuyen las medidas de electromovilidad en buses RM, regiones y traspasos modales.

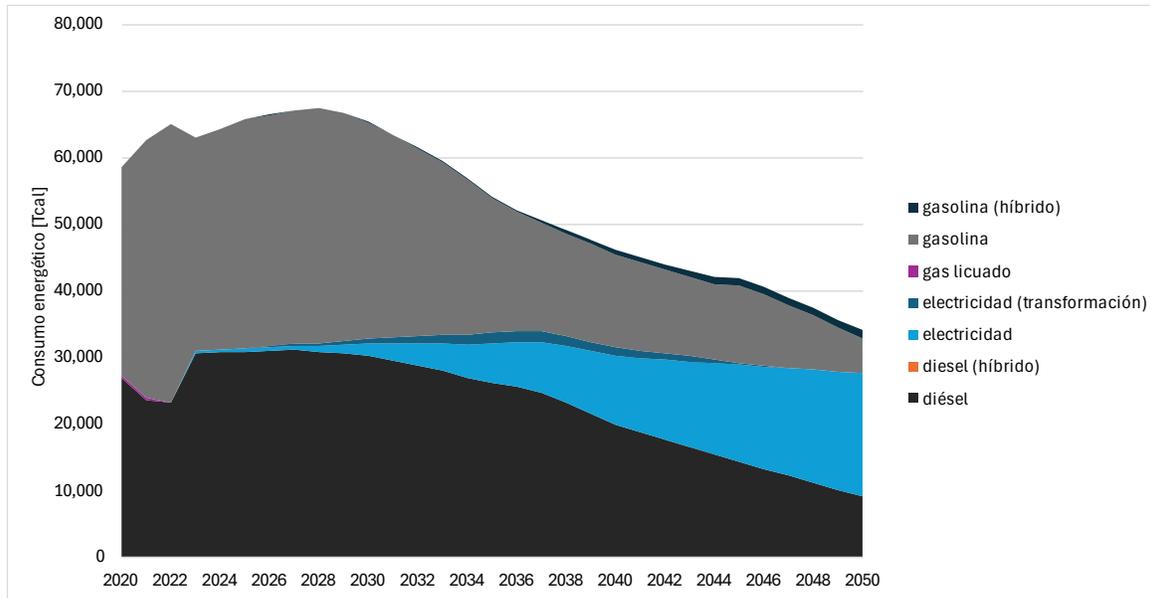


Figura 12: Consumo energético del subsector transporte caminero pasajeros por energético, escenario CN1.

En la Figura 13 se muestra el consumo energético de los vehículos livianos pertenecientes al subsector de transporte caminero de pasajeros. Este modo de transporte proyecta alcanzar una electrificación del 81% para el año 2050, con un período de transición de vehículos a combustión hacia eléctricos entre los años 2026 y 2034, estimándose un ritmo de conversión cercano a 90 mil vehículos por año. Estas participaciones se reflejan en la Figura 14. Para mayor detalle de las metas de participación en parque y ventas, se sugiere revisar la ficha de la medida, en Anexo – Medidas de mitigación.

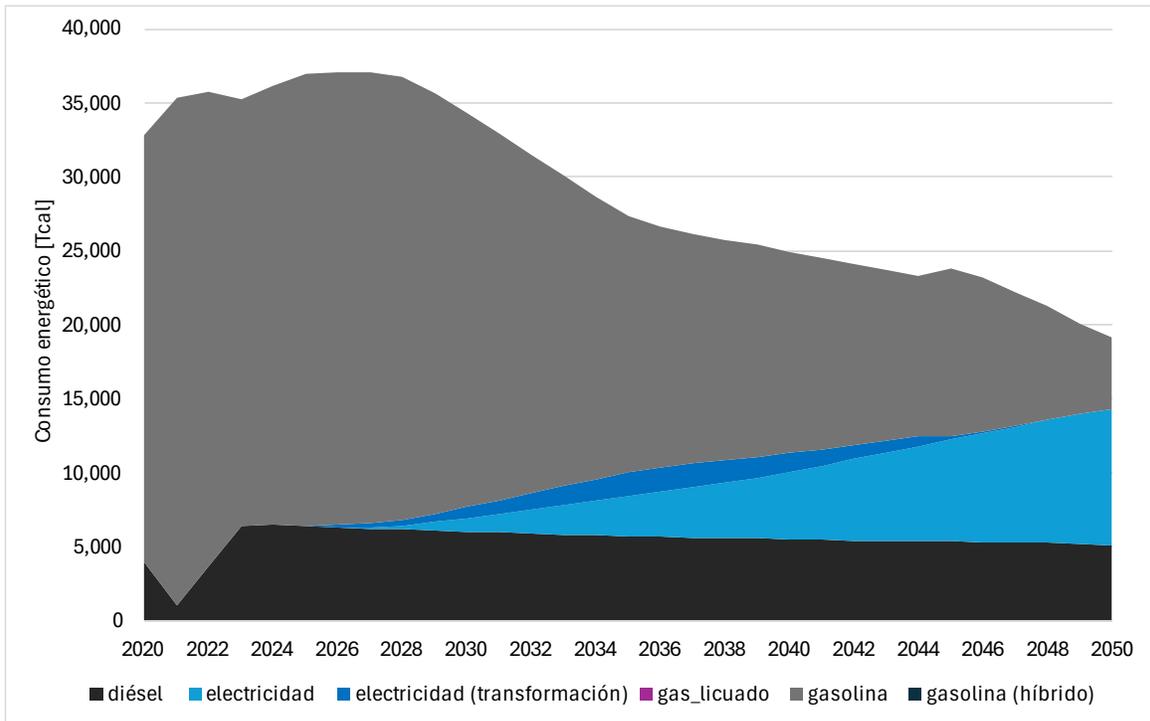


Figura 13: Consumo energético de vehículos livianos por energético, escenario CN1.

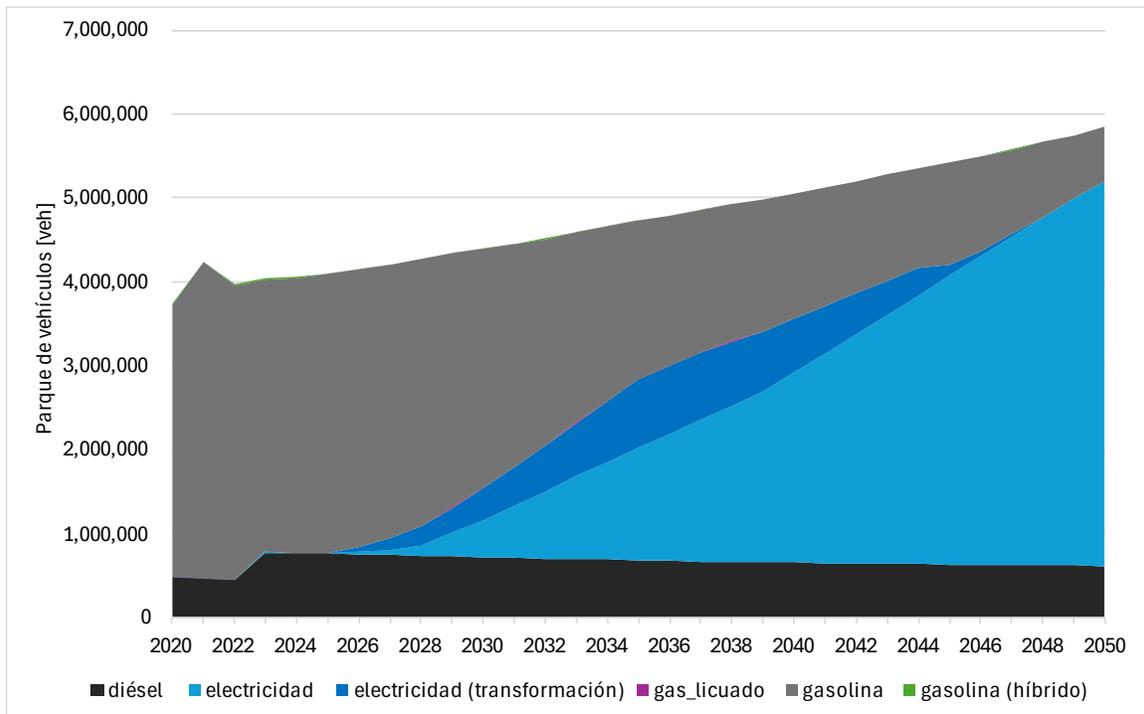


Figura 14: Parque de vehículos livianos por energético, escenario CN1.

Para estimar un ingreso razonable de vehículos eléctricos, acorde con las ventas históricas de vehículos livianos, se utilizó una proyección lineal de las ventas totales, combinada con un crecimiento progresivo en la participación de vehículos eléctricos, alcanzando aproximadamente un 98% para el año 2040, en respuesta a la prohibición de la venta de vehículos a combustión. Además, se incorporó la chatarrización de vehículos antiguos, basada en un supuesto de vida útil promedio de 250.000 km, lo que equivale a una tasa de chatarrización aproximada del 3.8% anual.

El ingreso de vehículos eléctricos y eléctricos producto de la transformación de vehículos a combustión, junto con el retiro de vehículos a gasolina, se presenta en la Figura 15.

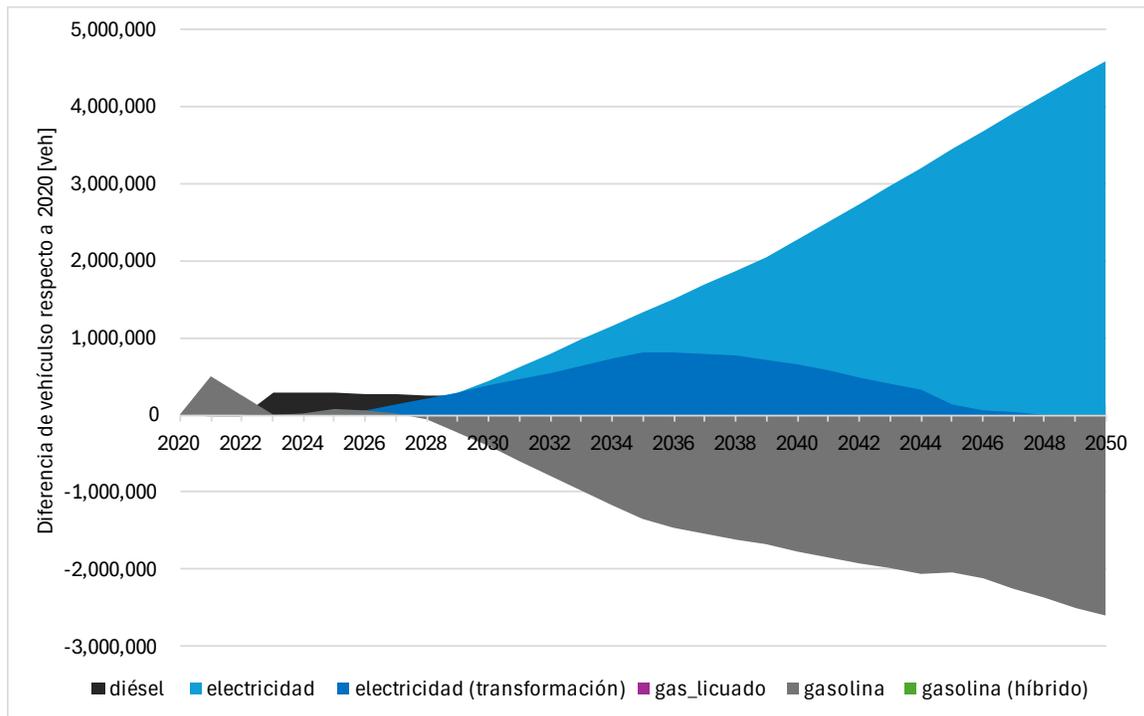


Figura 15: Diferencia acumulada de vehículos respecto del año 2020, por energético, escenario CN1.

En la Figura 16 se presenta el consumo energético de vehículos medianos. En el escenario CN1, se tiene una participación del 86% de vehículos eléctricos del total del parque de vehículos medianos. Esta trayectoria se obtiene de la prohibición de vehículos a combustión al año 2035, junto con una vida útil media de 300.000 km.

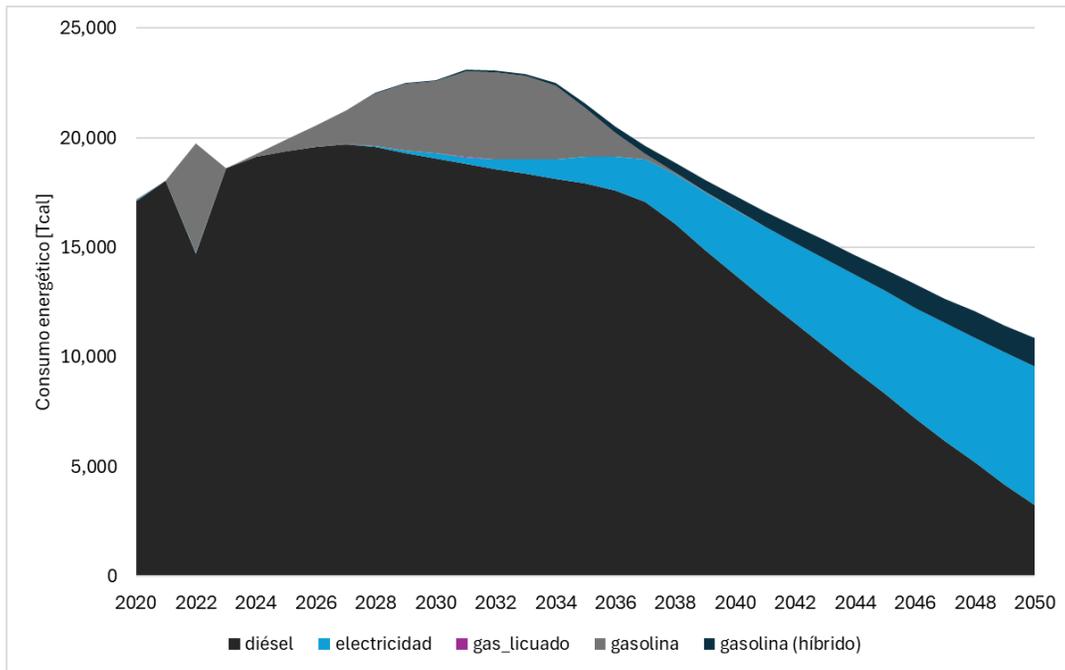


Figura 16: Consumo energético de vehículos medianos por energético, escenario CN1.

En la Figura 17 se presenta el consumo energético de buses y taxis. Ambos modos de transporte presentan metas de electromovilidad de 100% al año 2040, excepto para buses interurbanos, lo cual explica la presencia de diésel posterior a este año.

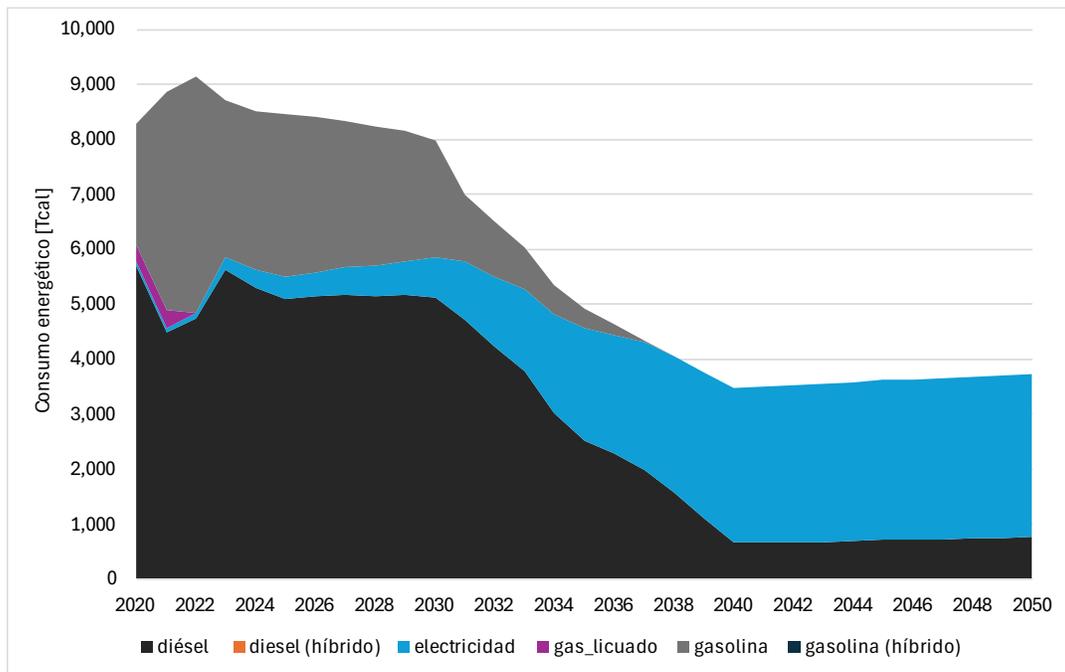


Figura 17: Consumo energético de buses y taxis por energético, escenario CN1.

En la Figura 18 se tiene el consumo energético del subsector transporte caminero carga. Este considera medidas de electromovilidad en camiones livianos y medianos, tecnologías cero emisiones en camiones y tractocamiones (modeladas bajo consumo de hidrógeno) y uso de diésel renovable en tractocamiones.

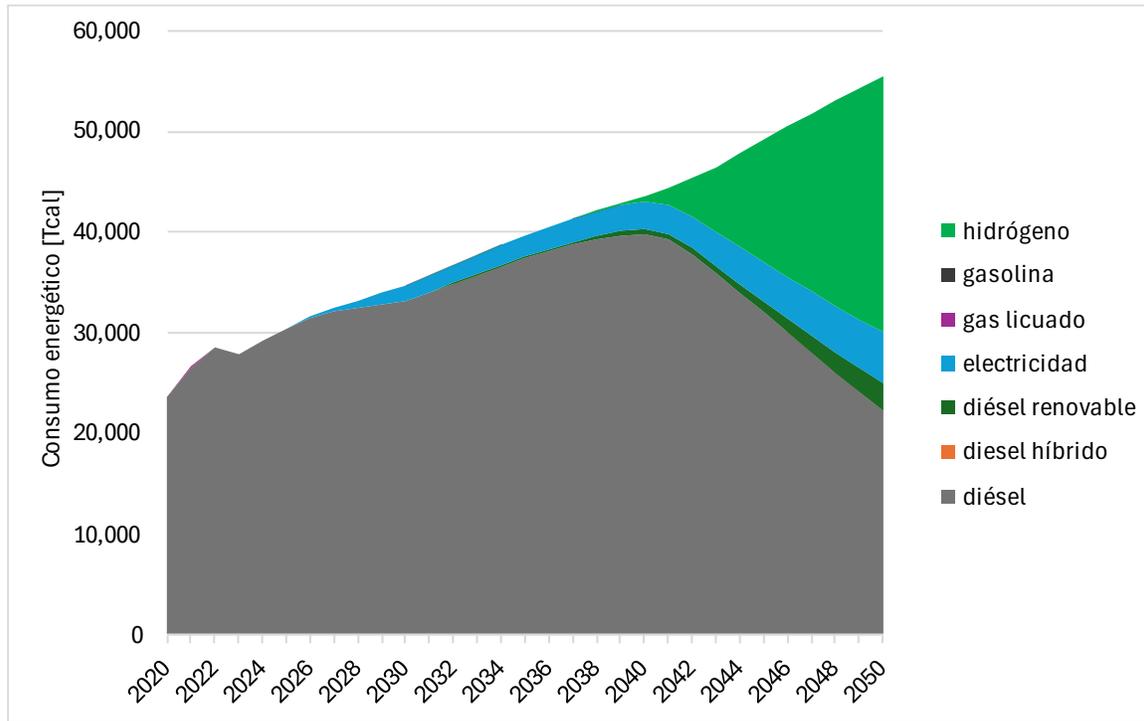


Figura 18: Consumo energético del subsector transporte caminero carga por energético, escenario CN1.

Para mayor detalle, en la Figura 19 se presenta el consumo energético de camiones livianos y medianos. Se observa el aumento de la participación de electricidad durante gran parte del periodo, junto al ingreso de hidrógeno desde el año 2040.

En la Figura 20 se tiene el consumo energético de camiones pesados o tractocamiones. En este caso, solo se modela el ingreso de tecnologías cero emisiones (mediante hidrógeno) y de diésel renovable. Este último, para efectos del gráfico, se presenta dentro del energético hidrógeno.

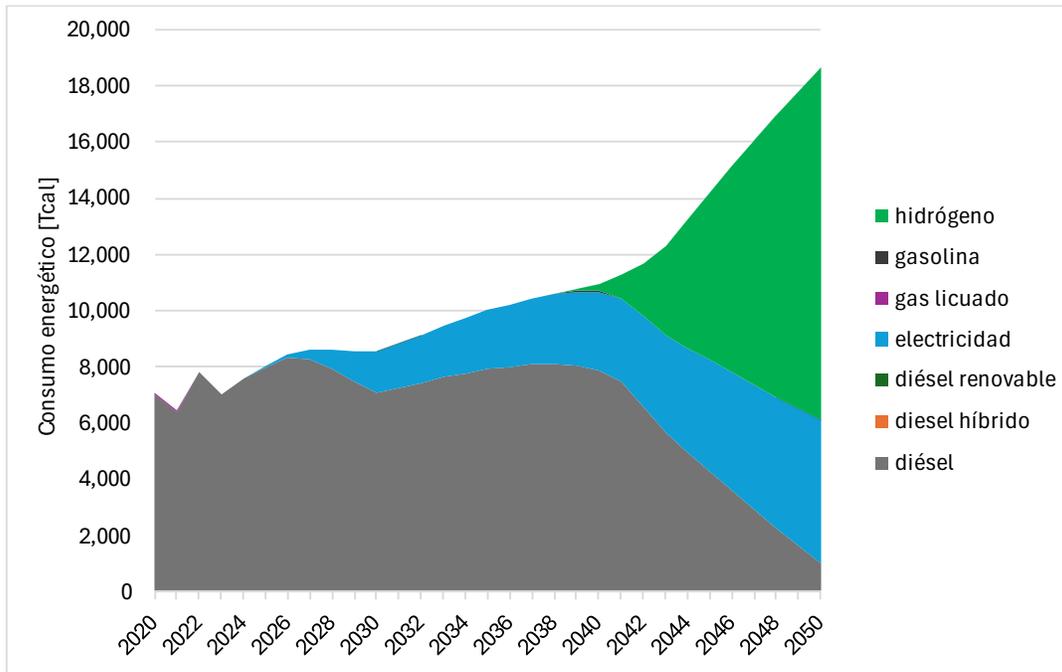


Figura 19: Consumo energético de camiones livianos y medianos por energético, escenario CN1.

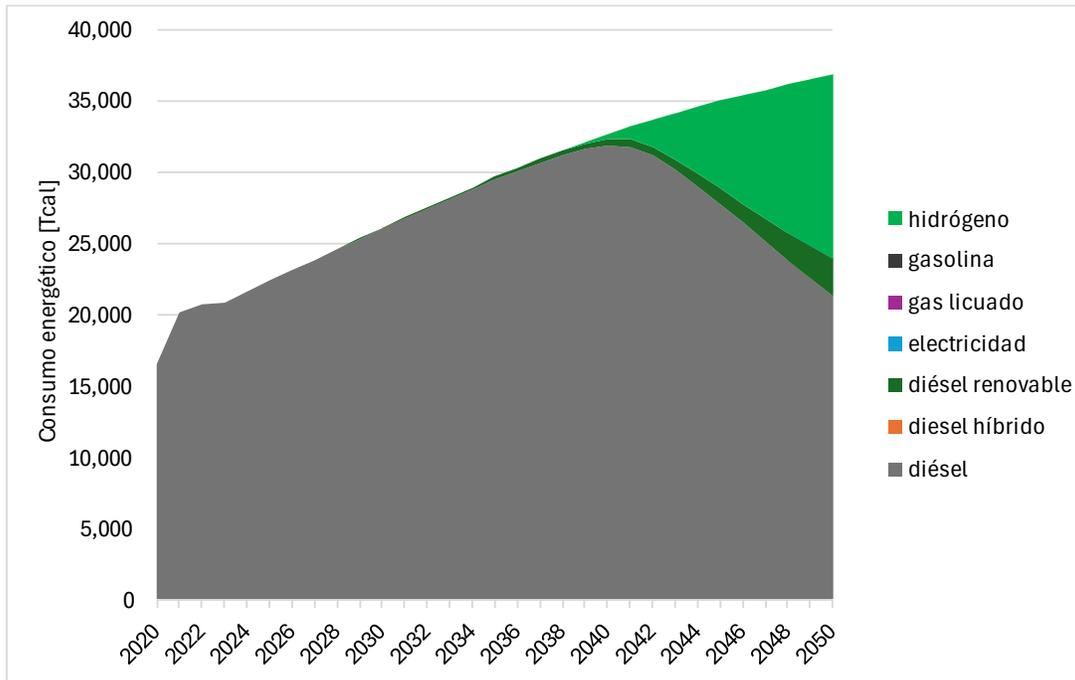


Figura 20: Consumo energético de tractocamiones o camiones pesados por energético, escenario CN1.

En la Figura 21 se tiene el consumo energético del subsector transporte aéreo. Se considera el uso de SAF en transporte aéreo, el cual se modela mediante kerojet HEFA (producido a partir de biomasa) y kerojet sintético (según producción nacional de e-SAF).

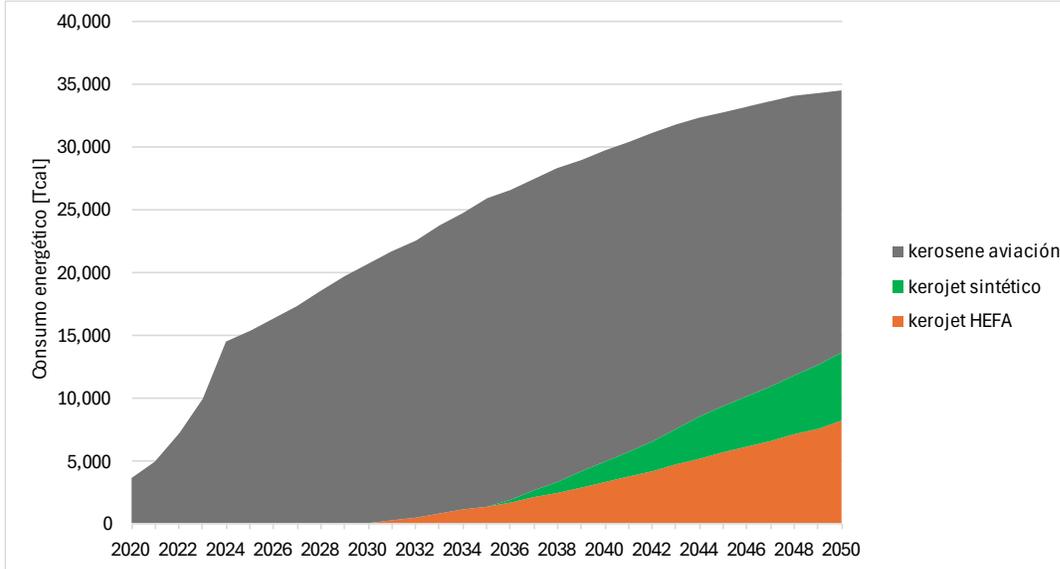


Figura 21: Consumo energético del subsector transporte aéreo por energético, escenario CN1.

En la Figura 22 se tiene el consumo energético del subsector transporte marítimo. El escenario CN1 no considera medidas para este subsector. En CN2, se propone como meta llegar al 30% de combustibles cero emisiones al año 2050, de la misma forma en que ingresan los combustibles sintéticos en la medida de SAF en transporte aéreo.

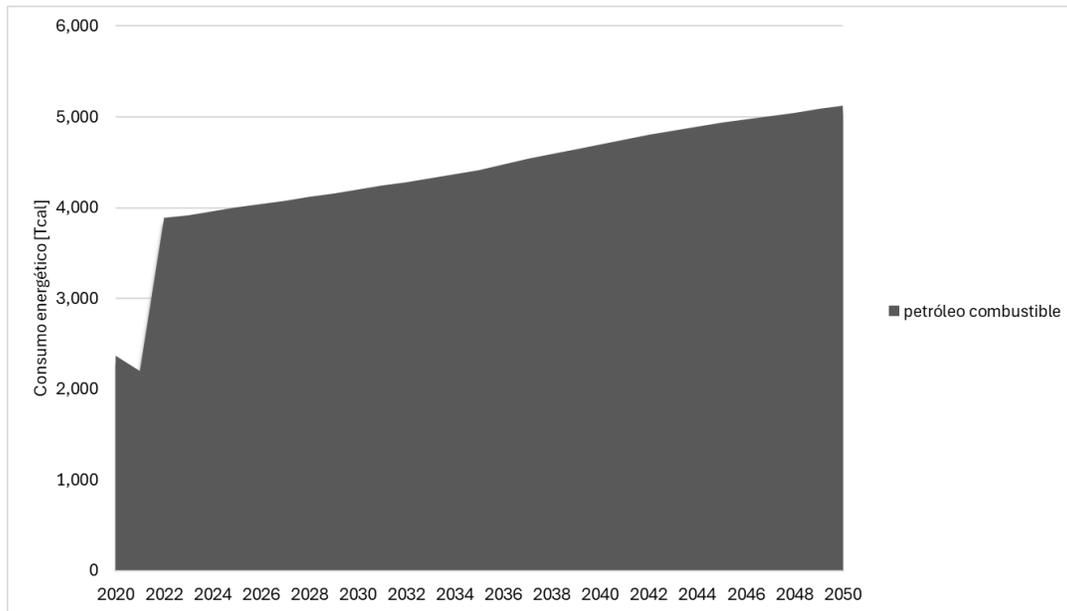


Figura 22: Consumo energético del subsector transporte marítimo por energético, escenario CN1.

En la Figura 23 se tiene el consumo energético de los subsectores transporte ferroviario pasajeros y ferroviario de carga. Solo se modela el efecto del traspaso modal a trenes, el cual modifica la demanda de ambos subsectores en términos de PKM y TKM, respectivamente.

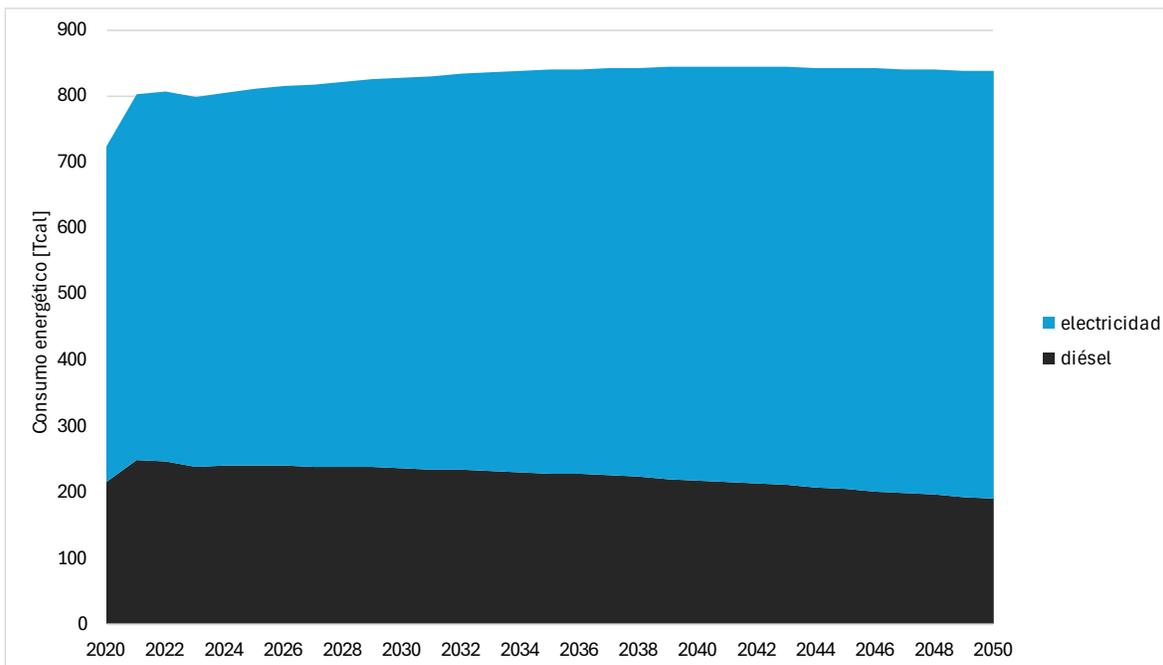


Figura 23: Consumo energético del subsector ferroviario por energético, escenario CN1.

### 5.3.2 Industria

La Figura 24 muestra los resultados preliminares de proyección de emisiones del sector industrias para los distintos escenarios evaluados. La línea punteada representa los datos del INGEI para el periodo 2020-2023. La línea naranja representa la proyección del escenario PSM y la línea azul representa el escenario PSM\*, el cuál coincide con los niveles de ambición del escenario PSM. Para el periodo 2030-2050, la línea azul representa la proyección del escenario **Base 2030-2050**, la línea verde representa la proyección del escenario **CN1** y naranja oscuro la proyección del escenario **CN2**. Se observa una reducción en las emisiones durante el año 2023. Desde una perspectiva energética, se registra un aumento en el consumo de biomasa y, en menor medida, de diésel en comparación con el año 2022. En contraste, el consumo de otros combustibles, como gas natural, gas licuado y coque de petróleo, muestra una disminución. Posteriormente, las emisiones aumentan en línea con el incremento en los niveles de producción, conforme a las proyecciones de las actividades industriales previamente presentadas.

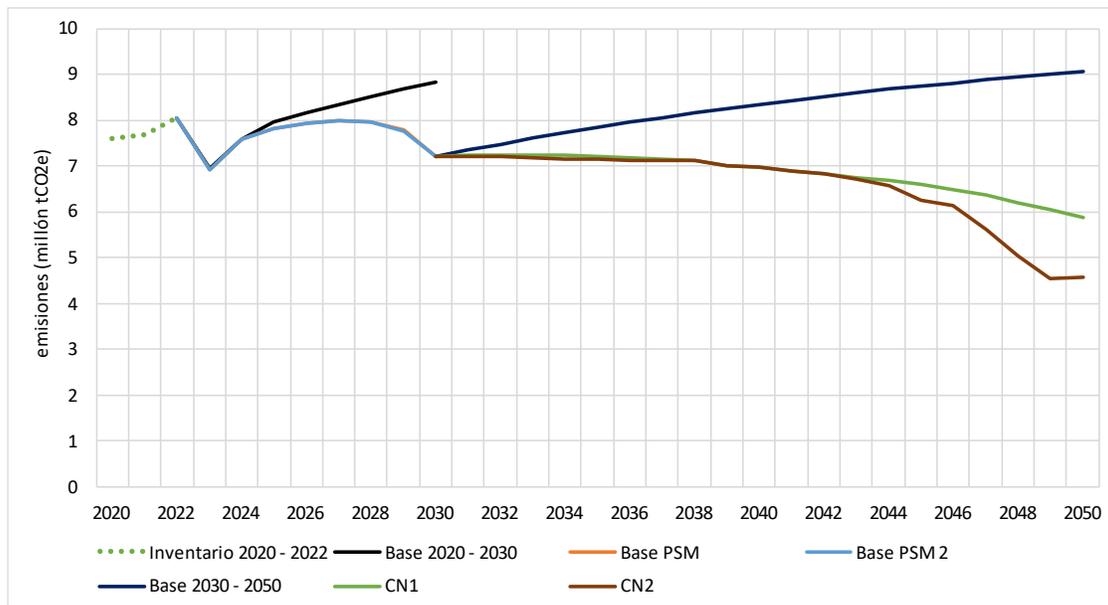


Figura 24: Proyección de emisiones sector industrias.

En la Figura 25 se presenta el empalme con las emisiones históricas desde el año 2010. Del escenario CN2, se destaca que como meta se tienen niveles de emisiones similares a los registrados al año 2010.

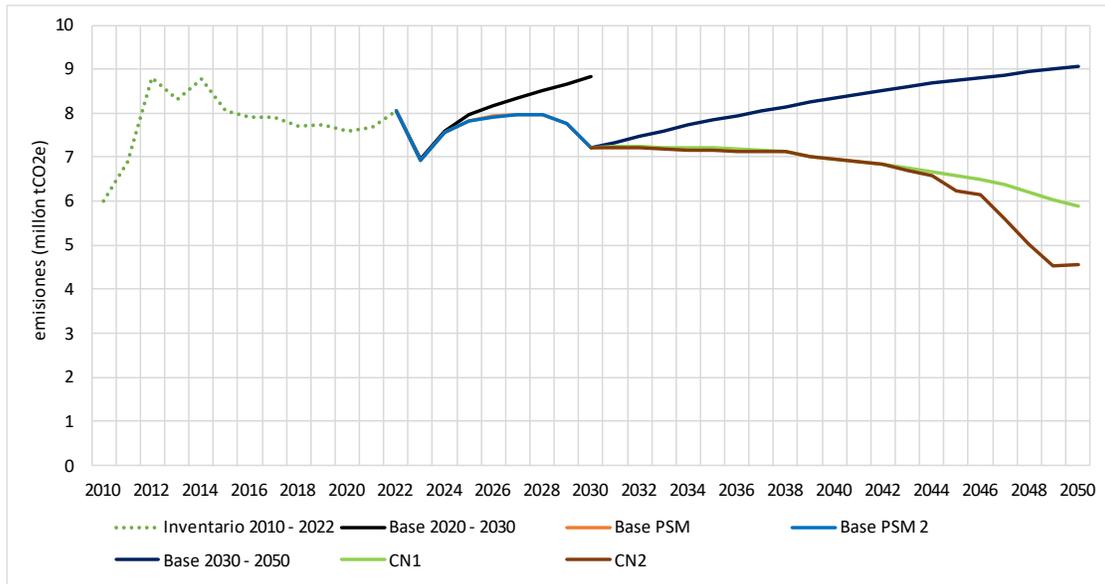


Figura 25: Proyección de emisiones sector industrias, periodo 2010 - 2050.

En la Figura 26 se muestra la proyección energética por energético del sector para el escenario carbono neutralidad. Se puede observar el aumento del consumo de electricidad (celeste), hidrógeno (verde claro) y uso de ERNC (representado por energía solar en color azul). Estos energéticos reemplazan principalmente el consumo de diésel y gas natural, entre otros combustibles fósiles. Este reemplazo será parte de la revisión una vez que se

actualicen los supuestos de costos de los combustibles, pudiendo afectar la decisión del modelo en términos de minimizar los costos totales.

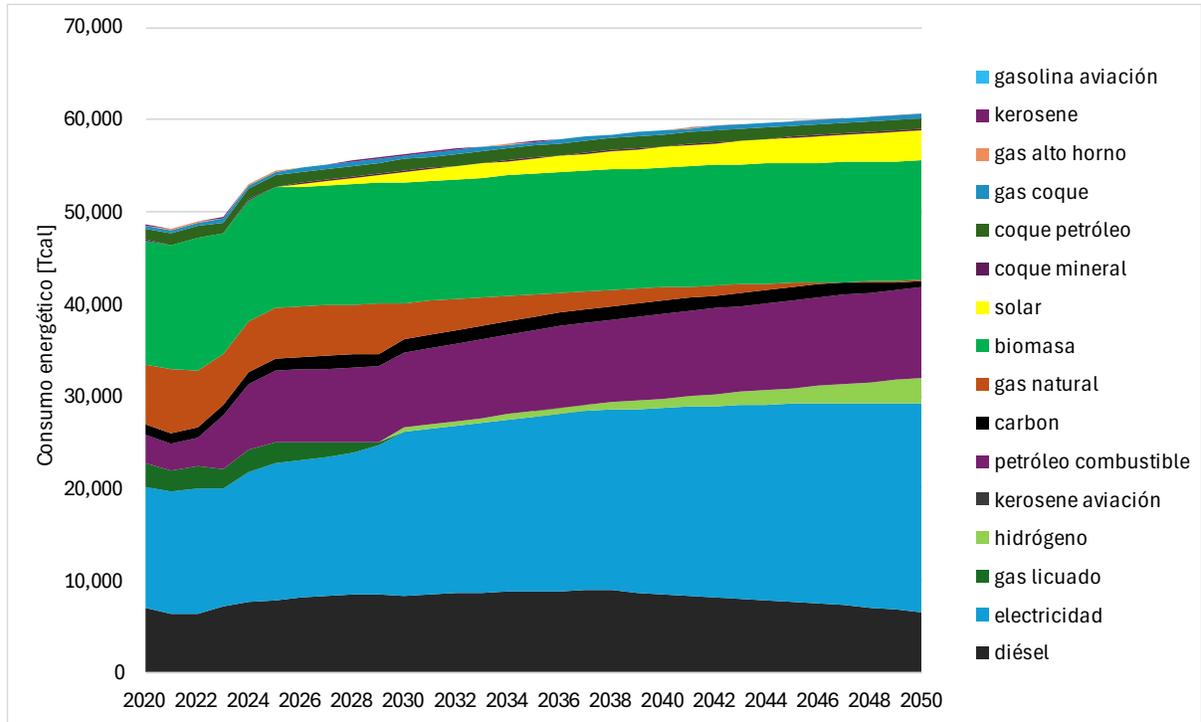


Figura 26: Consumo energético de industrias, escenario CN1.

### 5.3.3 Minería

La siguiente figura muestra las proyecciones del sector minería (incluye cobre, minas varias y hierro) obtenidas preliminarmente en esta consultoría para los escenarios CN2, CN1, PSM Base, PSM\* y nueva Base 2030-2050. En el escenario CN se incluyen medidas relacionadas al recambio de usos motrices en base a diésel por tecnologías sustentables (hidrogeno y electrificación) y al uso de diésel renovable.

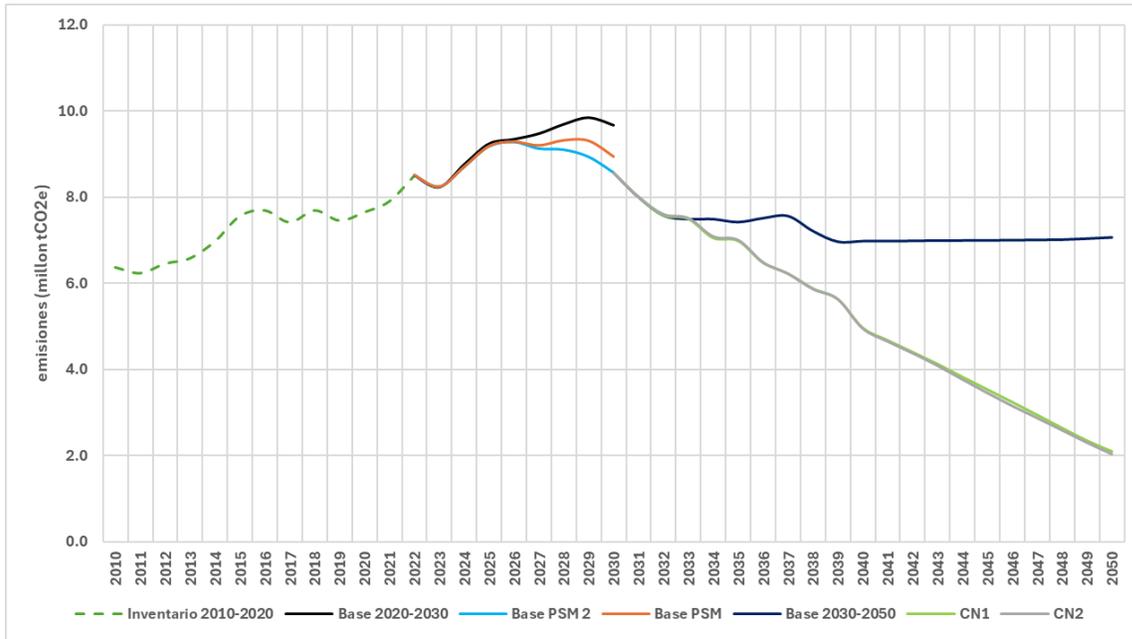


Figura 27: Proyección de emisiones del sector minero.

Para el sector cobre se muestra la proyección energética por energético del sector para el escenario carbono neutralidad en la Figura 28. En color verde se incluye la medida más significativa para el sector correspondiente al reemplazo de camiones CAEX en base a diésel por camiones CAEX sustentables. Esta medida es responsable de gran parte de la reducción de emisiones del sector mostrada anteriormente.

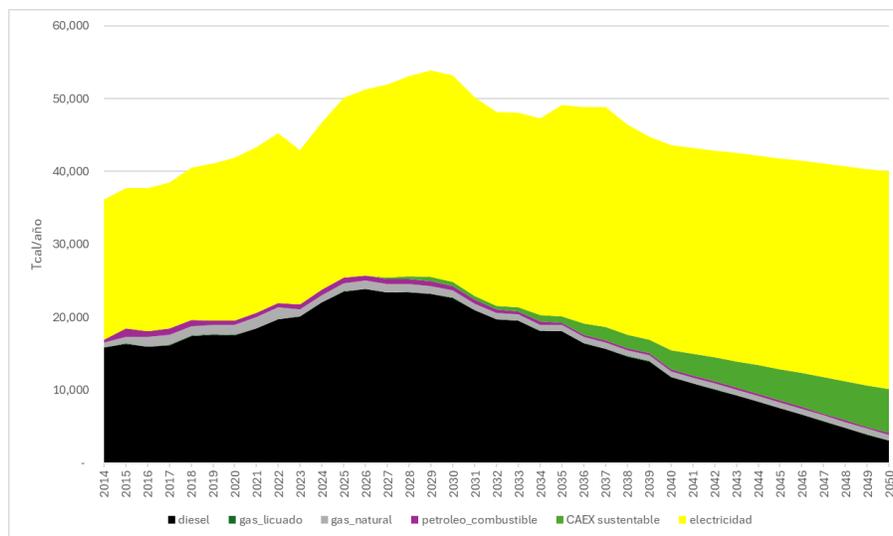


Figura 28: Consumo energético del sector Cobre por energético histórico entre 2014 y 2022 y proyección del escenario CN1 a partir de 2023.

En el marco de este proyecto, el equipo ha sostenido reuniones clave con representantes del Consejo Minero, lo que ha sido fundamental para modelar el comportamiento del sector, especialmente en lo relacionado con el reemplazo de los camiones CAEX a base de diésel por alternativas más sustentables. La modelación presentada en este estudio incorpora las observaciones recogidas durante estas interacciones.

Dado el nivel de incertidumbre asociado con la implementación de tecnologías que aún no están disponibles de manera masiva y comercial, la medida denominada CAEX Sustentable (representada en el área verde) proyecta una disminución en el consumo de diésel para este uso final, sin comprometerse con una tecnología específica. En este contexto, la definición de camiones CAEX sustentable se refiere a cualquier tecnología que permita reducir el consumo diésel parcial o totalmente, entre ellas: camiones híbridos que mezclan diésel con gas natural, camiones que usan sistemas de trolley para moverse parcialmente en algún tramo de la mina, camiones que usan baterías, camiones que usan baterías y sistema de trolley y camiones a hidrógeno.

Para la modelación, se considera un plan de transición que incluye el recambio del 30% de la flota hacia camiones híbridos para 2030, los cuales reducen las emisiones en un 30% en comparación con los camiones tradicionales. A partir de 2035, se proyecta la sustitución del resto de la flota, alcanzando el 100% de camiones sustentables (cero emisiones) en 2050.

Estas proyecciones están alineadas con los objetivos de sostenibilidad del sector minero, que contemplan una transición gradual: primero mediante la adopción de soluciones híbridas, y posteriormente avanzando hacia la electrificación completa de las operaciones en el largo plazo (posterior a 2035).

Sujeto a la disponibilidad de la información de costos, esta incertidumbre se verá reflejada en el análisis económico de la medida en que las distintas soluciones pueden presentar grandes diferencias en los costos de implementación, manteniendo el nivel de mitigación modelado (reducir 9% de emisiones de transporte de extracción en 2030 y el 100% en 2050).

En la Figura 29 se presenta el consumo energético de los sectores de minas varias, salitre y hierro. Se observa una disminución en el consumo de diésel debido al aumento de la electrificación en usos motrices y térmicos. Por otro lado, el consumo de carbón, petróleo combustible y kerosene de aviación, en lugar de diésel, responde a la estrategia de minimizar los costos operativos. Esta participación de los combustibles será revisada junto con el ajuste de las trayectorias de costos por energético.

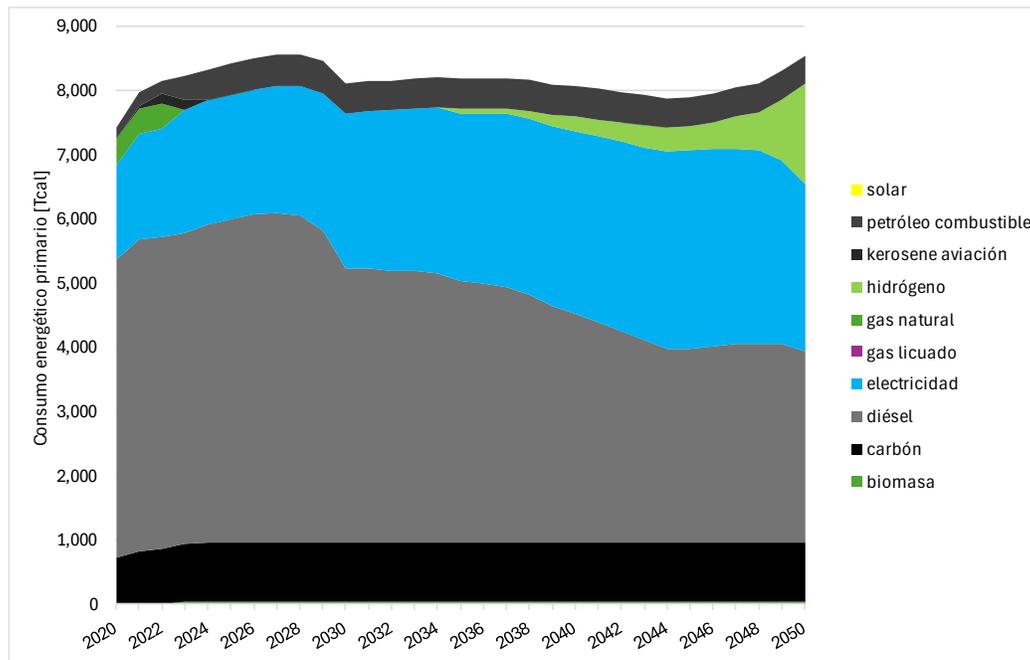


Figura 29: Consumo energético de minas varias, salitre y hierro, escenario CN1.

### 5.3.4 Comercio y público

La siguiente figura muestra las proyecciones del sector comercial y público (comercial/institucional en el INGEI) obtenidas en esta consultoría para los escenarios CN2, CN1, PSM Base, PSM\* y nueva Base 2030-2050. De la revisión de los anteproyectos PSM no se identificaron medidas asociadas al sector comercial, sin embargo, se agregaron medidas de electrificación en el sector comercial en la que se reemplaza consumo diésel del uso final motriz por electricidad y se reemplaza calefacción en base a gas natural y licuado por electricidad. El detalle se puede ver en el anexo. Adicionalmente se aumenta la ambición de estas medidas en el escenario CN2.

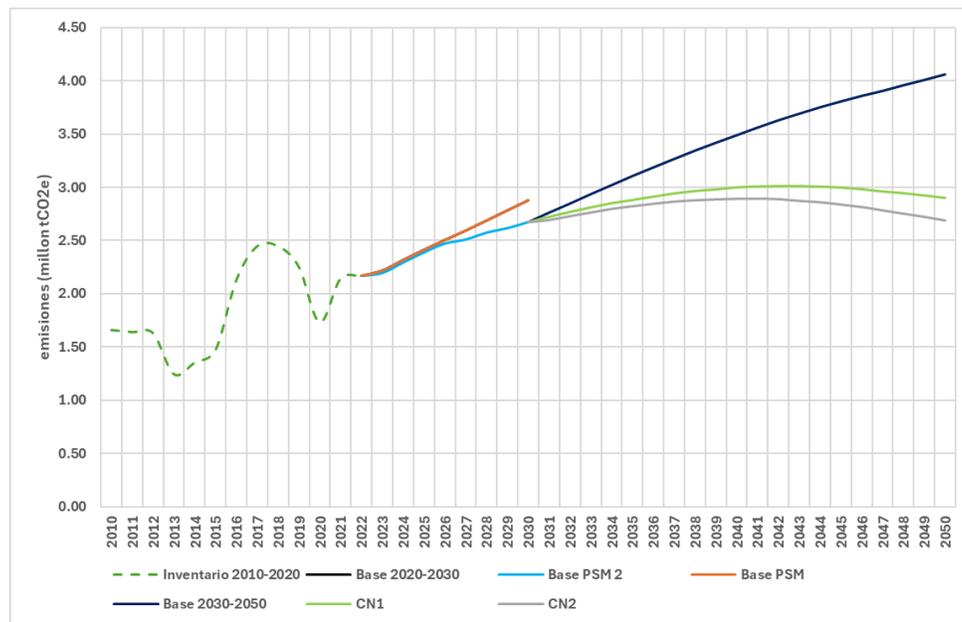
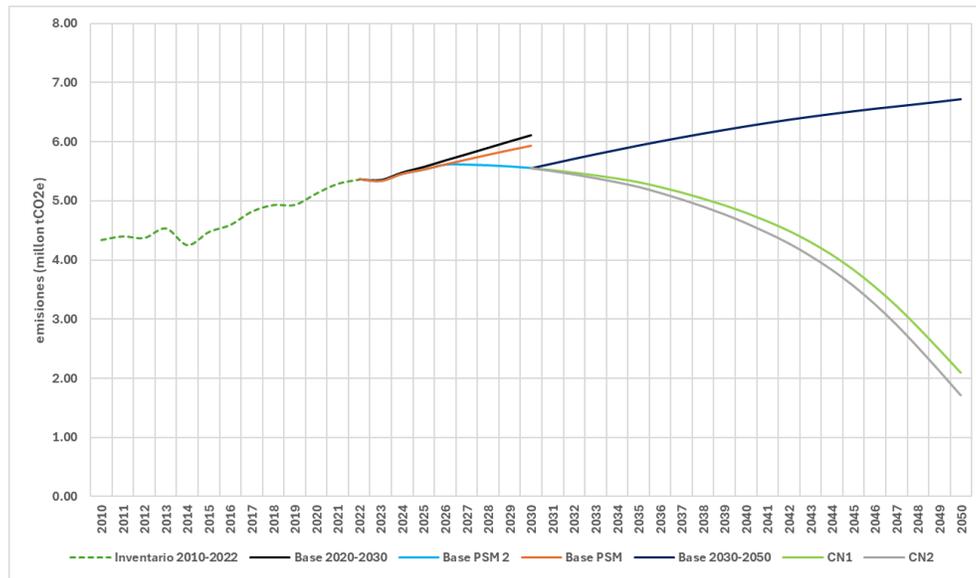


Figura 30: Proyección de emisiones del sector comercial y público.

Del análisis realizado se concluye que este sector presenta un rápido crecimiento, lo cual proyecta un aumento acelerado de las emisiones (asociado casi completamente al sector comercial, el sector público en la historia reciente ha presentado disminución en sus emisiones), las medidas incorporadas en este informe logran cambiar la trayectoria futura alcanzando una reducción de 1,2 MMtCO<sub>2</sub>e en 2050 en el escenario CN.

### 5.3.5 Residencial

La siguiente figura muestra las proyecciones del residencial para los escenarios CN1, PSM Base, PSM\* y nueva Base 2030-2050. Las medidas consideradas son: electrificación de usos finales (calefacción, cocción y agua caliente sanitaria), sistemas solares térmicos (SST), actualización de la reglamentación térmica, reacondicionamiento térmico de viviendas vulnerables y calefacción distrital.



**Figura 31: Proyección de emisiones del sector residencial.**

Del gráfico se observa una disminución de 4,6 millones de tCO<sub>2e</sub> en el año 2050. En cuanto a las medidas de electrificación impulsadas por el MEN, las proyecciones se basaron en curvas logísticas que presentan un comportamiento casi exponencial. Esto implica que dichas medidas tienen un impacto significativo en el muy largo plazo, pero un efecto limitado en el corto y mediano plazo, lo cual explica la forma de la curva observada en el escenario PSM.

En contraste, los escenarios PSM 2 y CN1 ajustan las trayectorias a corto plazo de la electrificación de la calefacción a una trayectoria lineal, logrando así una mayor reducción de emisiones hacia 2030 (trayectoria celeste). En resumen, la diferencia entre la curva naranja (plan sectorial) y la curva celeste (plan sectorial modificado) consiste en un cambio en la trayectoria de implementación de tal forma que los esfuerzos asociados a esta medida (y que es la que mas impacto tiene en las emisiones del sector) comiencen antes de 2030 y aporten en la meta NDC a 2030.

Adicionalmente al análisis de emisiones, se realizó un análisis del consumo de la leña proyectado en cada escenario. De acuerdo con información proporcionada por INFOR existe una cota máxima de consumo de leña en el país. Se estima que esta cota es de aproximadamente 12.450.000 m<sup>3</sup> de leña a partir de 2028. La equivalencia de esta cota en términos energéticos y su comparación con los escenarios proyectados se muestra en la Figura 32.

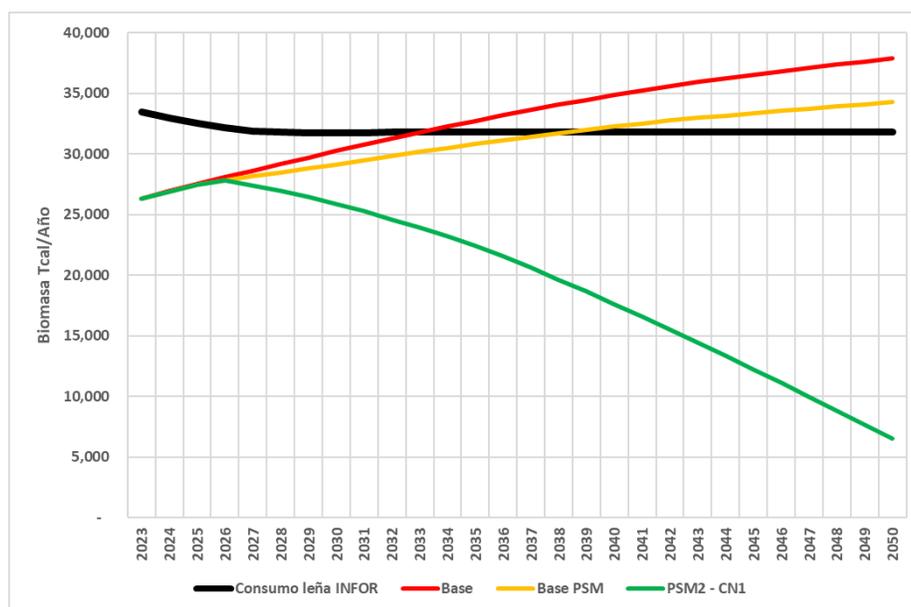
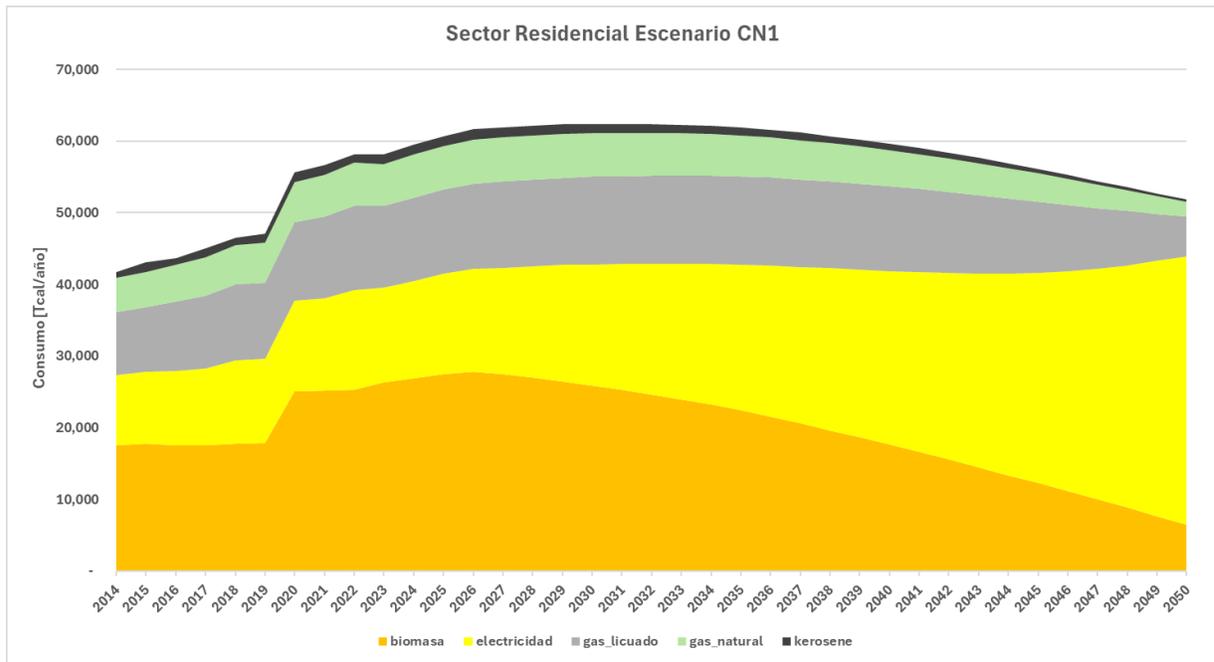


Figura 32: Proyección de consumo energético de biomasa y comparación con límite máximo de INFOR.

Del gráfico se puede concluir que en la proyección del escenario Base (sin esfuerzos) la cota para consumo de biomasa se alcanzaría en 2033, para el escenario Base PSM (solo con los planes sectoriales a la fecha) esta cota se alcanzaría en 2038, con el escenario PSM 2 más las medidas propuestas en el escenario CN1 esta cota nunca se sobrepasaría.

El detalle de los consumos energéticos del sector para el escenario CN se muestran en la Figura 33. Acá se observa el incremento del uso de la electricidad desplazando gas natural, GLP, kerosene y biomasa.<sup>5</sup>

<sup>5</sup> La discontinuidad que se observa en el gráfico se produce en los datos históricos debido al cambio de metodología del BNE para contabilizar el consumo de leña en el país.



**Figura 33: Consumo energético del sector residencial por energético histórico entre 2014 y 2022 y proyección del escenario CN1 a partir de 2023.**

En la Figura 34 se presenta la trayectoria de los consumos energéticos por uso final en el sector residencial. El gráfico evidencia una reducción en el consumo total de energía, atribuida a la implementación de medidas que mejoran la envolvente térmica de las edificaciones y al incremento en el uso de equipos más eficientes. Entre estos usos, el impacto más significativo de las mejoras en eficiencia se observa en el consumo destinado a calefacción.

La electrificación de la calefacción destaca como una medida clave, ya que desplaza el consumo de fuentes como gas natural, gas licuado, kerosene y biomasa. En particular, la disminución en el uso de biomasa responde a instrumentos de política enfocados en el reemplazo de calefactores, cuyo objetivo principal es reducir las emisiones locales. Esta estrategia también está alineada con las medidas propuestas en el plan de mitigación del Ministerio de Energía que también contempla el reemplazo de la leña en su modelación.

Aunque el impacto de esta medida en las emisiones de CO<sub>2</sub> no es sustancial, se espera una reducción significativa en la emisión de material particulado, generando importantes co-beneficios para la calidad del aire y la salud pública. Como antecedente, las emisiones de CH<sub>4</sub> y N<sub>2</sub>O provenientes de la biomasa representan aproximadamente un 20% de las emisiones de GEI del sector residencial (1 MmtCO<sub>2</sub>e) y constituyen la mayor parte de las emisiones de material particulado.

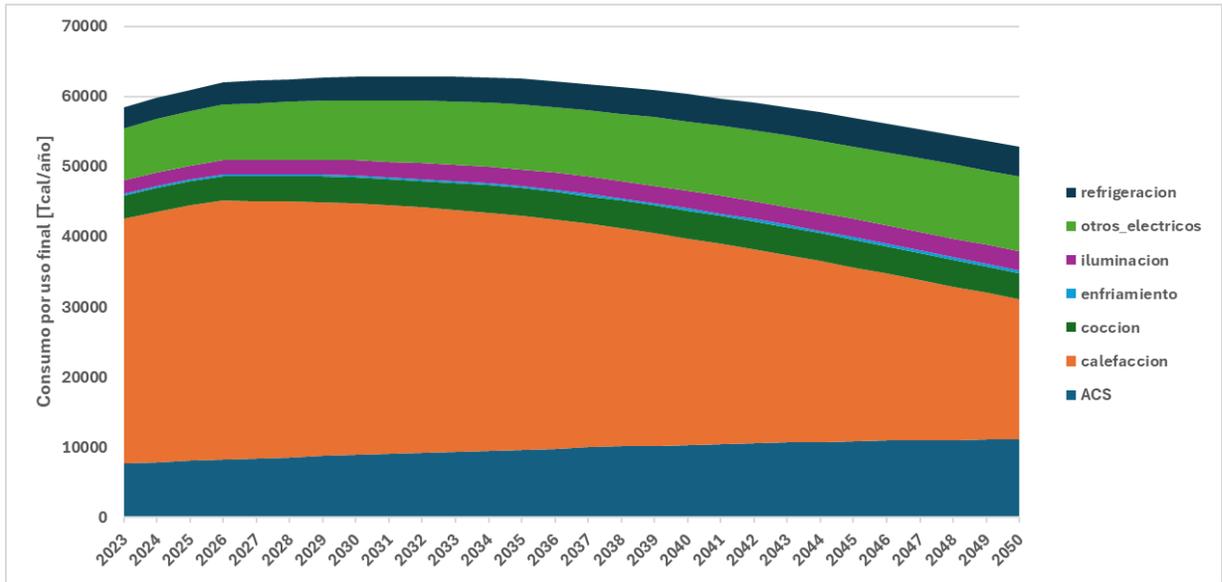


Figura 34: Proyección del consumo energético por uso final del sector residencial.

### 5.3.6 Generación eléctrica

La siguiente figura muestra la proyección de emisiones para el escenario Base 2020-2030, PSM, PSM, Base 2030-2050, CN1 y CN2. Las simulaciones se hicieron suponiendo que la cuota de energías renovables alcanza un 82% en el año 2030 para el escenario Base PSM, lo cual es consistente con la meta de la política energética de alcanzar al menos 80% de energías limpias hacia el año 2030. Esa cuota se incrementa a un 86% para el escenario Base PSM\* en el año 2030.

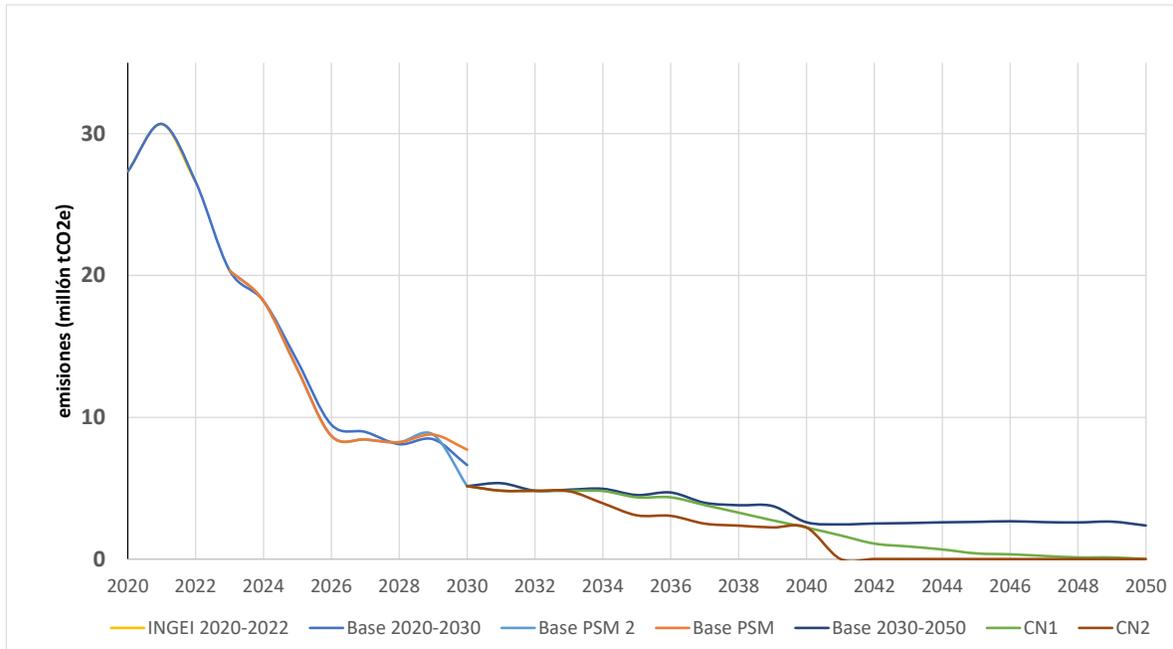


Figura 35: Proyección de emisiones del sector generación eléctrica.

Para el periodo 2030-2050, el escenario CN1 considera como medidas de mitigación que al año 2040 se retiran (o reconvierten) todas las centrales carbón y al año 2050 la matriz de generación está compuesta en un 100% por energías limpia, logrando la carbono neutralidad de este sector. Por su parte, el escenario CN2 supone en el año 2035 se retiran todas las centrales carbón y la meta de alcanzar 100% de energías limpias se adelanta al año 2040.

La siguiente figura muestra la proyección de generación eléctrica para los distintos escenarios evaluados. La generación eléctrica en el año 2030 del escenario PSM y PSM\* es mayor que el Caso Base 2020-2030 en 8168 GWh y 12396 GWh debido a la implementación de medidas de mitigación asociadas a la electrificación de los usos finales. En el largo plazo esta diferencia se incrementa, la generación del escenario CN1 es de 177.116 GWh versus 126.881 GWh del escenario Base 2030-2050.

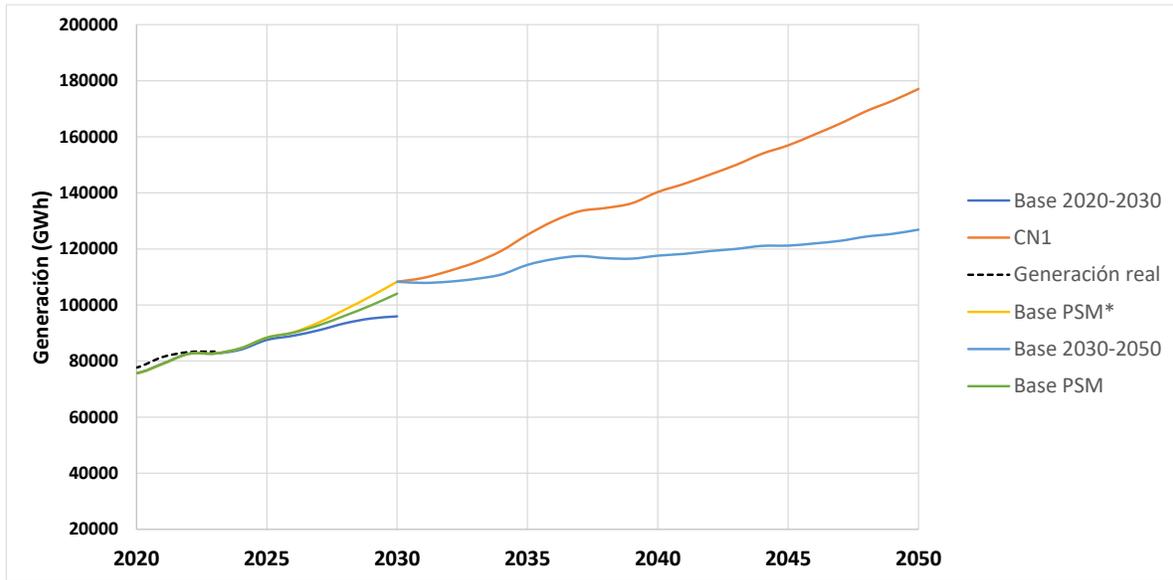


Figura 36: Generación eléctrica por escenario

La siguiente figura muestra la proyección de la generación eléctrica por tipo de fuente para el Caso Base 2020-2030 (figura superior), Caso Base PSM\* (periodo 2020-2030, figura inferior) y CN 1 (periodo 2030-2050, figura inferior). De acuerdo a la metodología descrita, la proyección de la matriz se realiza utilizando un modelo de optimización que minimiza el costo de inversión y operación para el horizonte de evaluación. Los resultados muestran que la expansión de la matriz se realiza principalmente a partir de energía eólica, solar fotovoltaica, solar CSP y sistemas de almacenamiento BESS. La línea punteada destaca los cortes temporales al año 2030 y 2035.

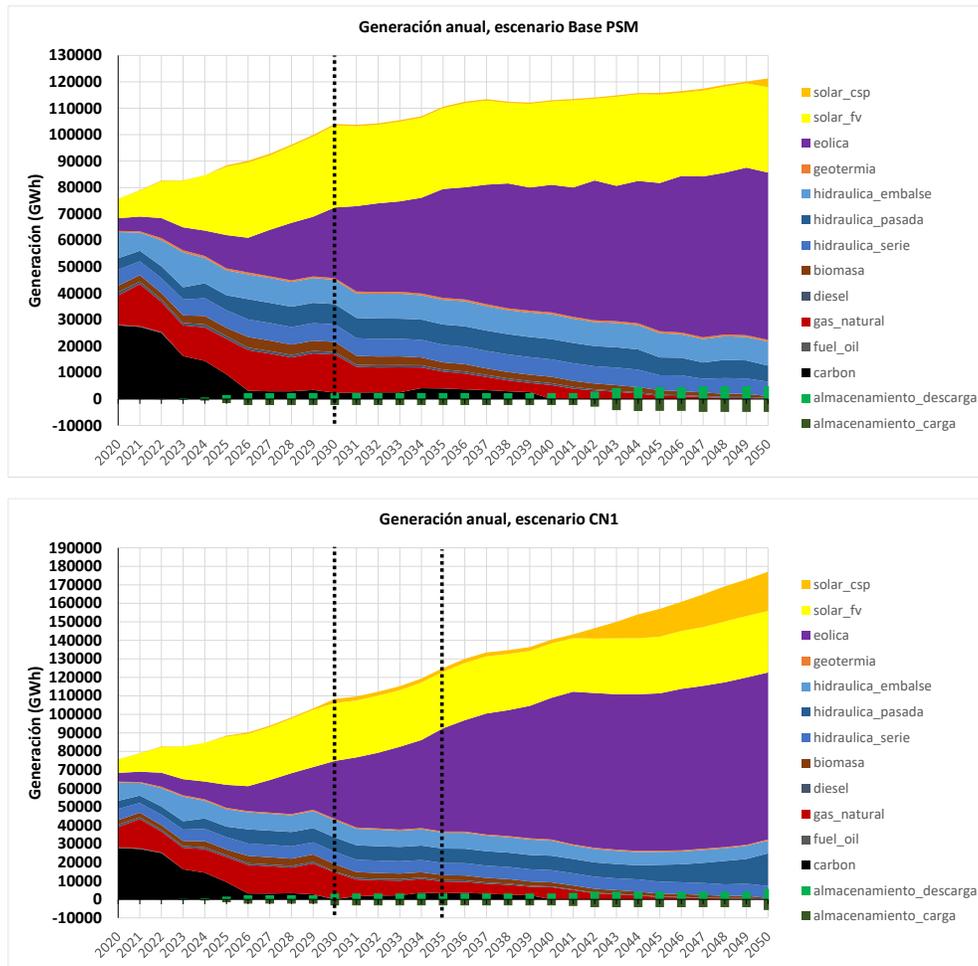


Figura 37: Proyección de la matriz de generación eléctrica para el escenario Base 2020-2030 (figura superior) y escenario PSM\* (periodo 2020-2030) y CN1 (periodo 2030-2050). Cifras en GWh.

La figura anterior muestra que la generación eólica podría tener un rol fundamental en el proceso de descarbonización de la matriz eléctrica. Gran parte de este potencial eólico se encuentra en el sur de Chile, en las regiones VIII y X región (incluida la zona de Chiloé). Debido a potenciales limitaciones que podría tener el desarrollo de esta tecnología, se realizó una sensibilidad limitando la potencia instalada eólica, pero manteniendo las cuotas de participación de generación renovable y obteniendo una proyección de emisiones de GEI similar al escenario CN1. Las limitaciones se podrían explicar por dificultades para seguir desarrollando líneas de transmisión en el sur de Chile, dificultades con las comunidades locales, incertidumbre en el costo de inversión que haga más atractiva otras tecnologías, entre otras razones. La siguiente figura muestra los resultados de esta sensibilidad en comparación con el caso original. Al limitar el desarrollo de generación eólica, aumenta la participación de generación solar fotovoltaica, sistemas de almacenamiento BESS y centrales CSP.

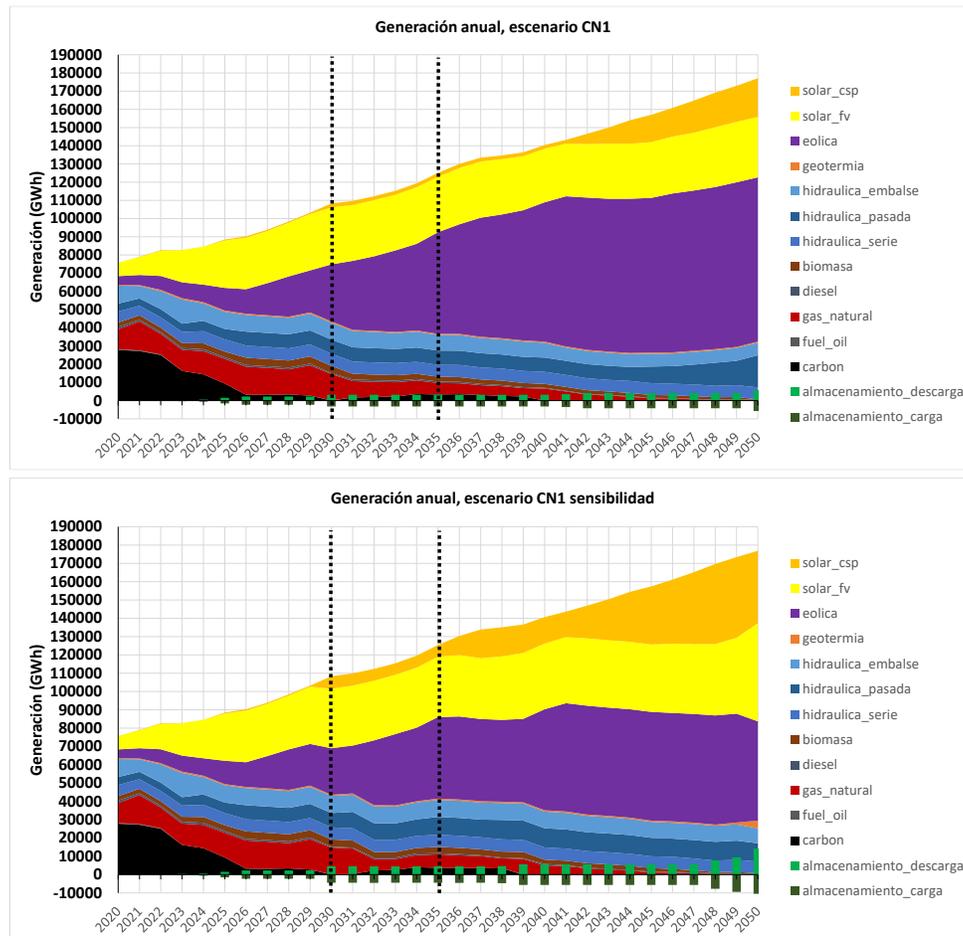


Figura 38: Proyección de la matriz de generación para el CN1 y sensibilidad asociada. Cifras en GWh.

La siguiente figura muestra la proyección de la potencia instalada para el escenario PSM, PSM\* y CN1 y la sensibilidad asociada a este último. Como se comentaba anteriormente, para la sensibilidad evaluada, al limitar un aumento de la participación eólica se proyecta un aumento de la generación solar fotovoltaica, sistema de almacenamiento tipo BESS y aumento de la generación con CSP.

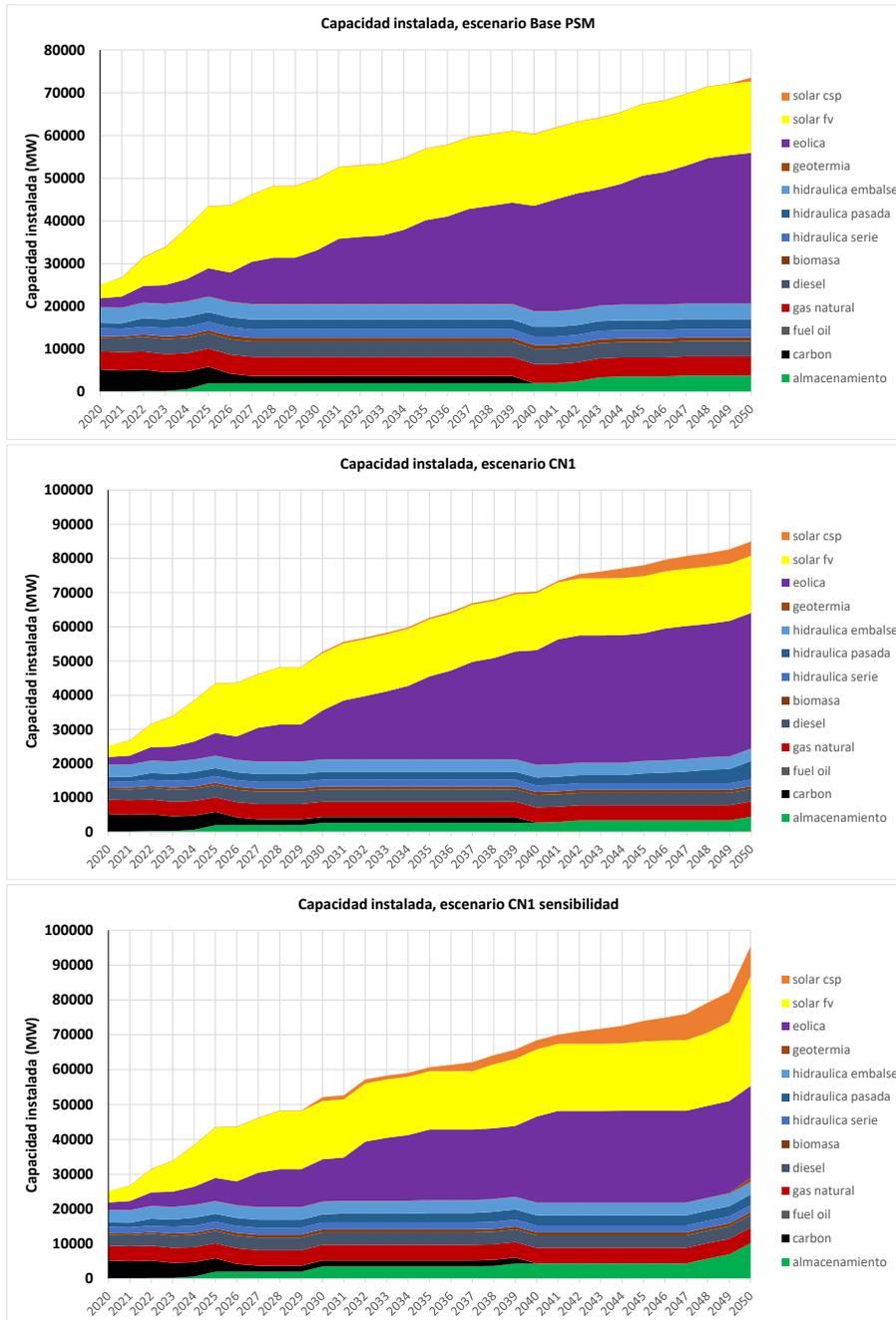


Figura 39: Proyección de la potencia instalada para escenario Base PSM, Base PSM\* y CN1

Además de la sensibilidad anteriormente descritas, también se evaluaron otras combinaciones de matriz de generación que proyectan niveles de emisión similares a los propuestos para los escenarios PSM\* y CN1. La siguiente tabla muestra la proyección de potencia instalada para matrices de generación alternativas que podrían alcanzar el mismo nivel de reducción de emisiones del escenario CN1. Las primeras 3 columnas muestran la cuota de participación de energías renovables. Se observa que todas las sensibilidades del escenario CN1 alcanzan niveles de participación similares.

**Tabla 6: Proyección de potencia instalada para los distintos escenarios y sensibilidades del escenario CN1.**

Escenario	Cuota ER			Potencia instalada 2030 (MW)				Potencia instalada 2035 (MW)				Potencia instalada 2050 (MW)			
	2030	2035	2050	Eólica	FV	CSP	BESS	Eólica	FV	CSP	BESS	Eólica	FV	CSP	BESS
PSM	83%	90%	100%	12.566	16.707	110	2.022	19.588	16.707	110	2.022	35.251	16.707	865	3.801
<b>CN1</b>	<b>86%</b>	<b>92%</b>	<b>100%</b>	<b>14.266</b>	<b>16.707</b>	<b>435</b>	<b>2.672</b>	<b>24.245</b>	<b>16.707</b>	<b>435</b>	<b>2.672</b>	<b>39.680</b>	<b>16.707</b>	<b>4.196</b>	<b>4.423</b>
CN1 S1	86%	91%	100%	12.166	16.707	1.110	3.542	20.292	16.707	1.110	3.542	26.391	31.431	8.610	10.190
CN1 S2	86%	90%	100%	12.866	16.707	1.091	2.381	20.292	16.707	1.110	2.381	26.391	31.443	8.610	10.190
CN1 S3	86%	90%	100%	12.866	16.707	1.089	2.385	20.292	16.707	1.110	2.385	26.391	19.899	10.110	5.534
CN1 S4	86%	92%	100%	14.266	16.707	437	2.662	24.231	16.707	437	2.662	39.680	16.707	4.190	4.409

## 5.4 Medidas de mitigación

### 5.4.1 Resumen de resultados

La siguiente tabla muestra el resumen de la reducción de emisiones directas e indirectas de las distintas medidas analizadas. Se presenta la reducción acumulada entre 2020-2030 y la reducción en los años 2035 y 2050. Los intervalos representan los resultados según escenarios CN1 y CN2.

Tabla 7: Reducción de emisiones por medidas. Reducción acumulada entre 2020-2030 y la reducción en los años 2035 y 2050. Cifras en millón tCO<sub>2e</sub>.

Sector	Medida	2020-2030		2035		2050	
		Reducción directa	Reducción indirecta	Reducción directa	Reducción indirecta	Reducción directa	Reducción indirecta
Transporte	Electromovilidad – vehículos livianos (estándar y prohibición de ventas)	2,48	-0,14	[2,45 – 2,57]	-0,07	[10,81 – 11,28]	0
	Electromovilidad – vehículos livianos (transformación de vehículos a combustión a EV)	3,3	-0,19	1,19	-0,03	[0 - 0,31]	0
	Electromovilidad – vehículos medianos	0,6	-0,03	[1,37 – 1,69]	[-0,04 a - 0,05]	[6,38 – 7,26]	0
	Buses eléctricos RM	2,01	-0,48	0,51	-0,02	0,52	0
	Buses eléctricos regiones	0,08	-0,01	0,2	-0,01	0,5	0
	Taxis eléctricos	0,82	-0,07	0,65	-0,02	1,21	0
	Electromovilidad – camiones livianos y medianos	2,8	-0,32	0,23	-0,02	0,97	0
	Estándar de rendimiento en vehículos pesados	0	0	0	0	5,24	0
	Diésel renovable en transporte de larga distancia	0,07	0	0,34	0	1,34	0
	Cambio modal a bicicleta	1,14	0	0,46	0	1,28	0

Sector	Medida	2020-2030		2035		2050	
		Reducción directa	Reducción indirecta	Reducción directa	Reducción indirecta	Reducción directa	Reducción indirecta
	Cambio modal a metro	0,13	-0,03	0,03	0	0,03	0
	Cambio modal a trenes	0,08	-0,11	0,03	-0,02	0,03	0
	Uso de SAF en transporte aéreo	0,09	0	0,84	0	5,21	0
	Uso de combustibles cero emisiones en transporte marítimo	0	0	0	0	1,24	0
Residencial	Fomento al uso de energía solar para agua caliente sanitaria (ACS)	0,1	0	[0,02-0,1]	0	[0,07-0,45]	0
	Electrificación de fuentes energéticas para usos residenciales - calefacción eléctrica	0,99	-0,35	0,51	-0,09	2,36	0
	Electrificación de fuentes energéticas para usos residenciales - cocción eléctrica	0,06	-0,02	0,06	-0,01	0,5	0
	Electrificación de fuentes energéticas para usos residenciales - Electrificación de ACS	0,11	-0,08	0,01	0,001	1,45	0
	Energía distrital	0	0	0,01	0	0,03	0
	Implementación de la actualización de la reglamentación térmica	0,25	0,01	0	0	0,13	0
	Reacondicionamiento térmico de viviendas vulnerables	0,12	0,004	0,02	0	0,1	0
Comercial	Fomento a la calefacción eléctrica	0,34	-0,08	0,09	-0,01	0,46	0

Sector	Medida	2020-2030		2035		2050	
		Reducción directa	Reducción indirecta	Reducción directa	Reducción indirecta	Reducción directa	Reducción indirecta
	en el sector comercial.						
	Fomento a la energía eléctrica en usos motrices en el sector comercial.	0,3	-0,02	[0,13 – 0,20]	-0,005	[0,69 – 0,91]	0
Industria	Electrificación de usos térmicos.	1,4	-0,55	0,14	-0,03	[0,9 – 2,69]	0
	ERNC en usos térmicos.	0,97	0	0,09	0	[0,42 – 1,07]	0
	Hidrógeno en usos térmicos.	0,25	0	0,04	0	0,36	0
	Electrificación de usos motrices.	1,25	-0,13	0,37	-0,02	1,07	0
	Hidrógeno en usos motrices.	0	0	0,01	0	0,34	0
Minería	Camiones CAEX sustentables – minería del cobre	1,41	0	0,2	-0,01	4,72	0
	Reemplazo de diésel convencional por diésel renovable en camiones CAEX – minería del cobre	0,74	0	0,23	0	0,29	0
	Electrificación de usos térmicos.	0,03	-0,01	0,01	0	0,01	0
	Electrificación de usos motrices.	1,03	-0,12	0,12	-0,01	[0,6 – 0,68]	0
	Hidrógeno en usos motrices.	0	0	0	0	[0,4 – 0,49]	0
Generación eléctrica	Descarbonización de la matriz de generación	6,4	No aplica	1,7	No aplica	2,4	No aplica

La siguiente figura muestra la contribución de cada sector a la reducción de emisiones del escenario CN1 con respecto al escenario Base 2030-2050.

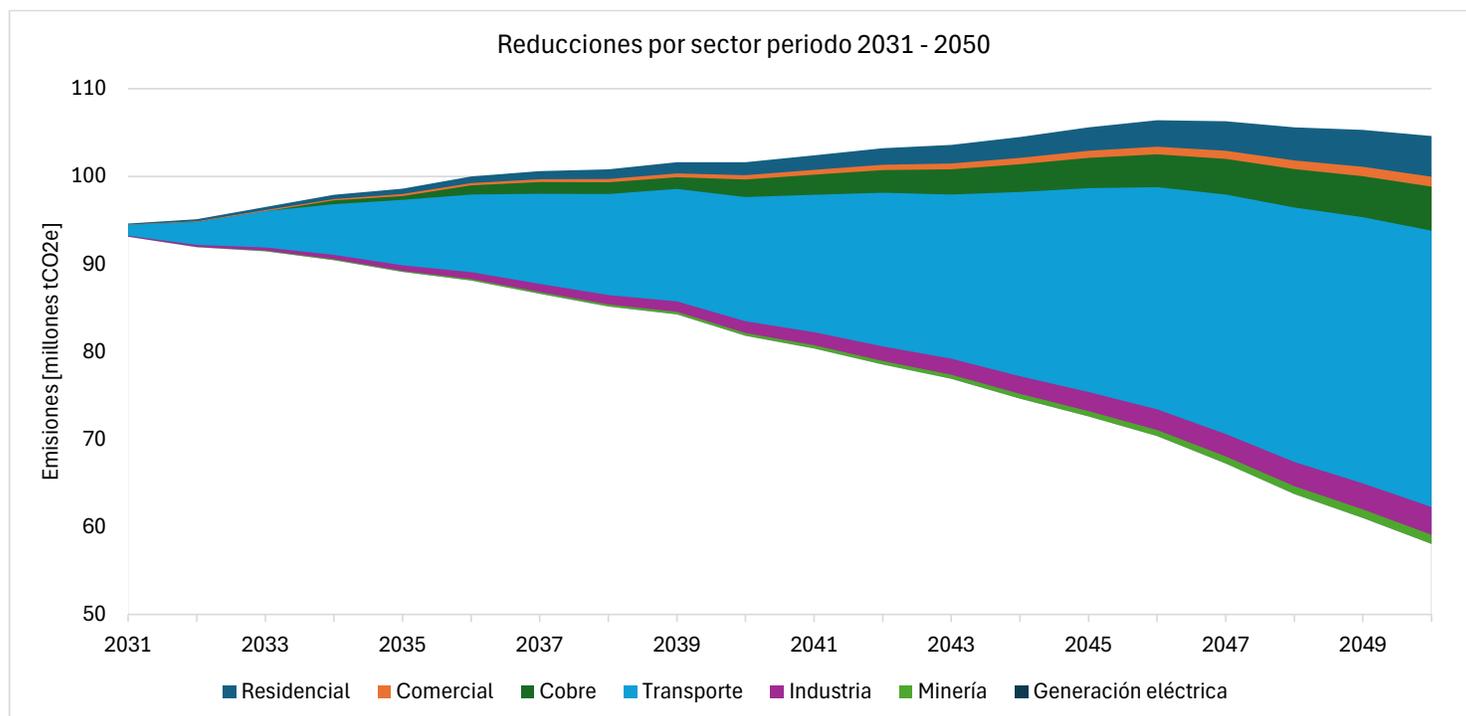


Figura 40: Reducción de emisiones por medida.

## 5.4.2 Medidas agrupadas

En la siguiente tabla se muestra la agrupación de medidas que presentan sinergias entre ellas. Es decir, que la mitigación combinada es diferente que la mitigación de las medidas individuales.

Sector	Medida	2020-2030		2035		2050	
		Reducción directa	Reducción indirecta	Reducción directa	Reducción indirecta	Reducción directa	Reducción indirecta
Residencial	Reducción de emisiones en calefacción domiciliaria (Reacondicionamiento térmico, reglamentación térmica, calefacción eléctrica y calefacción distrital)	1,36	-0,37	0,54	-0,11	2,61 (2,62 en suma individual)	0
Transporte	Reducción de emisiones por	7,51 (7,13 en	-0,45	3,61	-0,09	11,43 (12,15 en	0

Sector	Medida	2020-2030		2035		2050	
		Reducción directa	Reducción indirecta	Reducción directa	Reducción indirecta	Reducción directa	Reducción indirecta
	cambios modales y electromovilidad en vehículos livianos	suma individual)	(-0,47 en suma individual)	(4,16 en suma individual)	(-0,12 en suma individual)	suma individual)	
	Reducción de emisiones por cambios modales y electromovilidad en vehículos medianos	2,12 (1,95 en suma individual)	-0,16 (-0,17 en suma individual)	1,57 (1,89 en suma individual)	-0,04 (-0,06 en suma individual)	8 (7,72 en suma individual)	0
	Reducción de emisiones por cambios modales y electromovilidad en buses	5,2 (3,44 en suma individual)	-0,62 (-0,63 en suma individual)	0,89 (1,23 en suma individual)	-0,03 (-0,05 en suma individual)	1,88 (2,36 en suma individual)	0
Industria	Reducción de emisiones en usos motrices (electrificación e hidrógeno en usos motrices)	1,25	-0,13	0,45 (0,38 en suma individual)	-0,01 (-0,02 en suma individual)	1,15 (1,41 en suma individual)	0
	Reducción de emisiones en usos térmicos (electrificación, hidrógeno y ERNC en usos térmicos)	2,58	-0,55	0,35 (0,27 en suma individual)	-0,03	2,22 (1,68 en suma individual)	0
Minería	Reducción de emisiones en usos motrices (electrificación e hidrógeno en usos motrices)	1,03	-0,13	0,23 (0,12 en suma individual)	0	0,73 (1 en suma individual)	0

### 5.4.3 Análisis de sinergias

#### 5.4.3.1 Sector residencial

En el sector residencial se identificaron cuatro medidas que interactúan entre sí en el cálculo de emisiones. Al aplicarse simultáneamente, estas medidas generan una reducción menor en comparación con los resultados obtenidos al implementarlas de manera individual. Las medidas consideradas son: calefacción eléctrica, reglamentación térmica, reacondicionamiento térmico de viviendas vulnerables y calefacción distrital.

El análisis conjunto de estas medidas revela un incremento del 0,22% en las emisiones del sector para el presupuesto 2020-2030, del 0% en 2035 y del 0,11% en 2040. Por lo tanto, se concluye que las sinergias en el sector residencial tienen un efecto marginal en comparación con las reducciones estimadas al evaluar cada medida de forma individual en la subsección anterior.

#### 5.4.3.2 Sector transporte

En el sector transporte, existen sinergias entre las medidas de electromovilidad y el traspaso modal. El traspaso modal hacia el uso de bicicletas modifica la demanda de vehículos livianos, medianos y buses, de acuerdo con el modelo de demanda empleado en el Plan Sectorial de Mitigación del Ministerio de Energía. Asimismo, según el Ministerio de Transporte y Telecomunicaciones, el traspaso modal hacia el metro reduce la demanda de vehículos livianos, taxis, motos y buses, mientras que el traspaso hacia trenes disminuye la demanda de vehículos livianos.

Una menor demanda de vehículos implica una menor reducción de emisiones atribuible a la electromovilidad, y viceversa: una mayor adopción de la electromovilidad conlleva una menor reducción de emisiones derivada del traspaso modal. El análisis del efecto simultáneo e individual de estas medidas está pendiente de revisión.

En el transporte de carga, también se identifican sinergias. Bajo el supuesto de que los camiones y tractocamiones nuevos reemplazan exclusivamente a vehículos diésel, y que las participaciones de las tecnologías no se solapan, las medidas de electromovilidad, ventas de vehículos cero emisiones (hidrógeno) y diésel renovable no generan un impacto adicional en la reducción de emisiones.

#### 5.4.3.3 Sector industria y minería

En los sectores de industria y minería, existe una sinergia entre los Sistemas de Gestión de Energía (SGE) y las medidas que fomentan el uso de fuentes energéticas como electricidad y energías renovables no convencionales (ERNC), así como combustibles bajos en emisiones

(diésel renovable) y cero emisiones (hidrógeno). El análisis del efecto simultáneo e individual de estas medidas está pendiente de revisión, condicionado a la corrección de los supuestos relacionados con la implementación de los SGE.

Otra sinergia se identifica en las medidas simultáneas que buscan sustituir combustibles fósiles por electricidad, hidrógeno y ERNC (como la energía solar). Mientras las participaciones de estas tecnologías no se superpongan (como ocurre en los escenarios modelados, donde no se superponen), no se genera un impacto adicional en las reducciones de emisiones atribuidas a cada medida.

## 6 Análisis de sensibilidad

Esta actividad tiene como objetivo elaborar un análisis de sensibilidad en relación a un número acotado de variables claves. El equipo consultor utilizará una aproximación de la metodología *Robust Decision Making* (RDM) desarrollada en el estudio previo “Opciones para lograr la carbono-neutralidad en Chile: una evaluación bajo incertidumbre” para el BID y el MMA. La metodología desarrollada tenía como objetivo realizar recomendaciones para garantizar el cumplimiento del NDC ante condiciones de incertidumbre. En este contexto, se analizan múltiples posibles futuros de manera de proyectar distintos escenarios de proyección de emisiones tomando en cuenta las siguientes variables.

- Trayectorias alternativas del PIB.
- Trayectorias alternativas de proyecciones de producción industrial (cobre, acero, cemento, etc.).
- Sensibilidades con respecto a parámetros claves como intensidad de procesos, leyes de minerales, condiciones hidrológicas, etc.
- La sustitución o respuesta a un comportamiento negativo o de bajo impacto de alguna medida de mitigación. Se analizarán distintos niveles de implementación de las medidas de manera de reflejar potenciales atrasos (o adelantos) en la implementación estas medidas.
- Necesidades de mitigación para la carbono neutralidad 2050, en relación al criterio para contabilidad el impacto de las absorciones. Por ejemplo, se supondrán distintos escenarios de captura para estimar las emisiones netas.

A continuación, se presentan los resultados preliminares considerando incertidumbre en la proyección del PIB y producción de cobre.

### 6.1 Sensibilidad del crecimiento del PIB

La siguiente figura muestra la tasa de crecimiento de PIB considerada en la evaluación de los escenarios, junto con sus bandas inferior y superior, las que se utilizarán como sensibilidad.

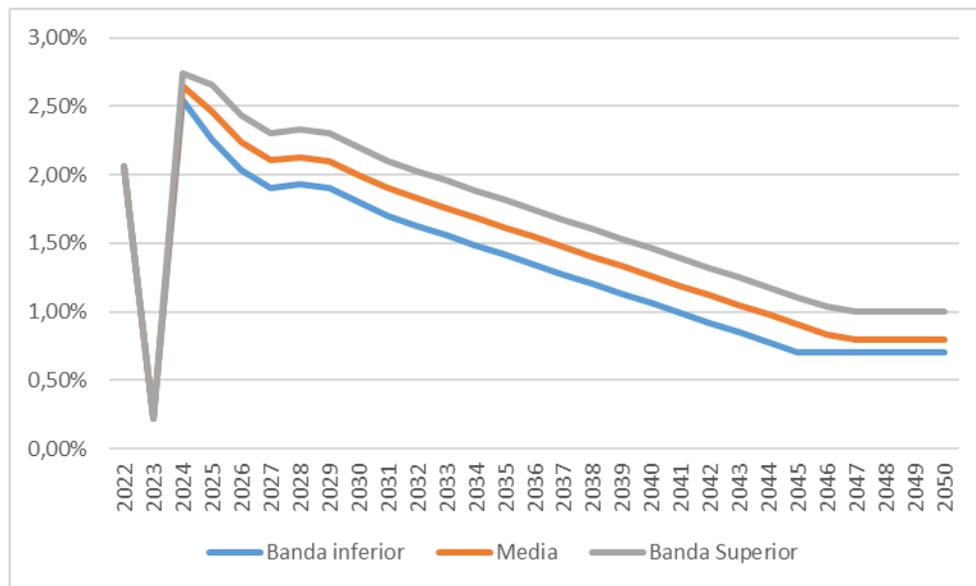


Figura 41: Proyección del PIB. Fuente: Ministerio de Hacienda y Ministerio del Medio Ambiente.

## 6.2 Sensibilidad producción de cobre

En el caso de la producción de cobre, como se vio previamente, Cochilco (2024) presenta su proyección al año 2034 considerando escenarios de proyección mínima, máxima y esperada. Además, se dispone de una proyección interna (no publicada de Cochilco) al año 2042, cuya tendencia se mantiene al año 2050, considerando las mismas bandas superiores e inferiores que se utilizarán en el análisis de sensibilidad.

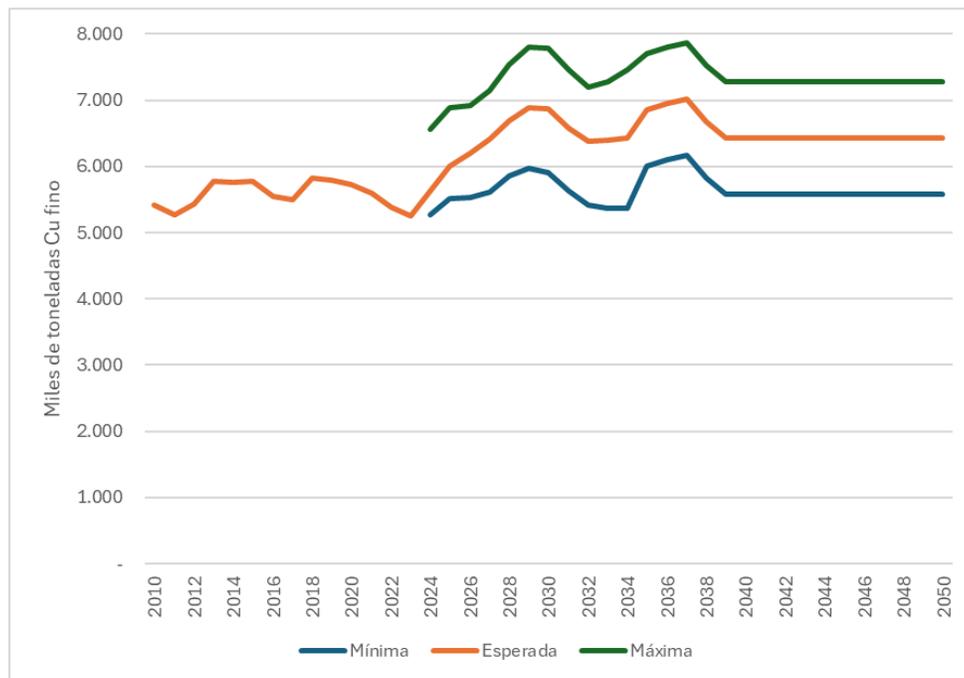
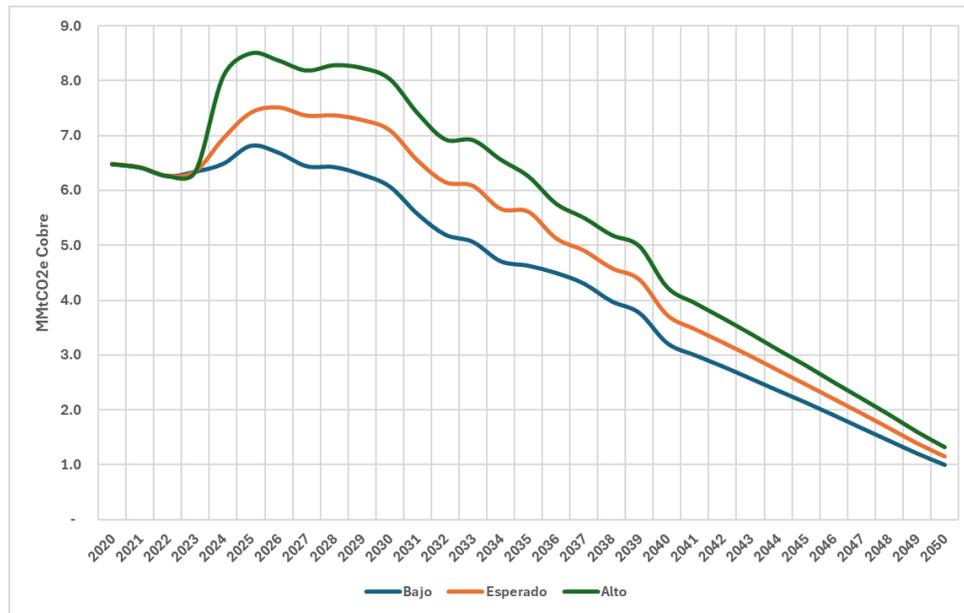


Figura 42: Producción de cobre mina 2010-2023 y proyección periodo 2024 – 2050, a nivel nacional. Fuente: Cochilco (2024) y elaboración propia.

### 6.3 Resultados

En la siguiente figura se muestra la sensibilidad de las emisiones del sector cobre con respecto a los escenarios proyectados de producción de cobre. Las diferencias simuladas entregan un rango de incertidumbre de [6,1; 8,0] millón tCO<sub>2e</sub> en 2030, [4,6; 6,3] MmtCO<sub>2e</sub> en 2035 y [1; 1,3] millón de tCO<sub>2e</sub> en 2050. La producción de cobre es el principal driver de la demanda energética del sector por lo que la incertidumbre en la proyección de la producción del mineral tiene un gran impacto en la proyección de las emisiones.



**Figura 43 Proyección de las emisiones del sector cobre en el escenario CN1 para escenarios bajo, esperado y alto de la producción de Cobre.**

La siguiente figura muestra el rango de incertidumbre de las emisiones considerando los rangos de variación de la producción del cobre y la proyección del PIB. En el año 2030 se estima un rango de incertidumbre entre -1,3 y 2,2 millones tCO<sub>2e</sub>, mientras que en el año 2035 este rango es de -1,7 y 2,8 millones tCO<sub>2e</sub>. El rango superior está definido por el escenario de PIB Alto y producción de cobre Alta, mientras que el rango inferior está definido por el escenario de PIB Bajo y producción de cobre Bajo.

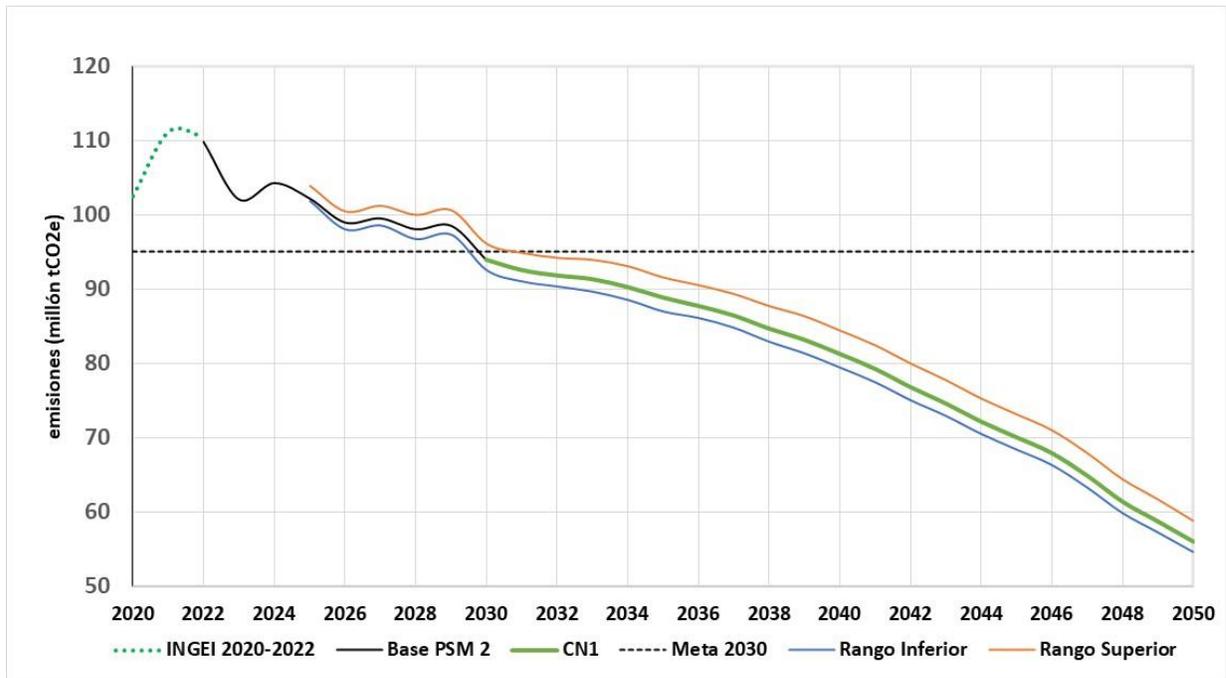


Figura 44: Proyección de emisiones considerando incertidumbre en el PIB y producción de cobre.

## 7 Participación y visión de incumbentes

### 7.1 Metodología

Esta actividad tiene como objetivo incorporar como insumo del análisis la participación y visión de incumbentes de las proyecciones de emisiones, sus instrumentos de cambio climático y las medidas de mitigación. De acuerdo a la metodología propuesta en la Sección 2, el equipo consultor procurará integrar de la mejor manera posible las definiciones asociadas a los PSM en desarrollo. Para cumplir con este objetivo, el equipo consultor participará de reuniones de trabajos y realizará una serie talleres presenciales para identificar las visiones y expectativas de corto y largo plazo (para los años 2030, 2035, 2050) sobre las fuentes de emisión y las medidas y acciones de mitigación asignadas a las 7 autoridades sectoriales según lo determinado por la LMCC.

Para los talleres de trabajo se han identificado las siguientes instituciones (incumbentes).

#### **Incumbentes:**

- Ministerio de Energía
- Ministerio de Transporte y Telecomunicaciones
- Ministerio de Minería
- Ministerio de Vivienda y Urbanismo
- Ministerio de Obras Públicas
- Ministerio de Medio Ambiente
- También se han incorporado a los talleres de trabajo profesionales del Ministerio de Agricultura y ODEPA.

Además de los talleres de trabajo, es importante destacar que se han realizado una serie de reuniones de trabajo en las cuales ha participado representantes del MMA y Min. de Energía. Dichas instancias se han utilizado para discutir sobre aspectos de implementación de las medidas incluidas en los planes sectoriales.

Los talleres de trabajo se llevaron a cabo en las instalaciones del Centro de Energía, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Universidad de Chile. La siguiente tabla muestra la propuesta de talleres a realizar.

Tabla 8: Taller de trabajo con incumbentes

Taller	Fecha	Principales objetivos
Taller 1	4 de septiembre (ya realizado)	Análisis de medidas de mitigación y supuestos de implementación
Taller 2	23 de octubre (ya realizado al momento de entregar este informe corregido)	Resultados (preliminares) de proyecciones de escenarios. Revisión de resultados por sector.
Taller 3	Fecha exacta por confirmar con contraparte técnica.	Resultados actualizados. Revisión de propuesta de compromiso de reducción de emisiones de NDC actualizado.

## 7.2 Taller 1

El taller 1 se realizó el 4 de septiembre y contó con la presencia de profesionales de los distintos ministerios. El objetivo principal de este trabajo fue analizar los supuestos de implementación de las medidas de mitigación para los escenarios Base 2020-2023, PSM y CN1. La agenda de trabajo del taller fue la siguiente.

Tiempo	Contenidos
15:30-15:40	Descripción general del proceso de actualización del NDC. (Presenta Bruno Campos)
15:40-15:50	Presentación de medidas de mitigación identificadas. (Presenta Carlos Benavides)
17:50-16:00	Consultas
	Mesas de trabajo de los sectores transporte, vivienda, industria y generación eléctrica. Se realizaron 4 mesas de trabajo. Las mesas son facilitadas por los profesionales del Centro de Energía.
16:00 -17:20	Se revisaron las fichas de mitigación preparadas por el equipo de trabajo: <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Nivel de implementación de las medidas en trayectoria Base 2020-2030.</li> <li>▪ Nivel de implementación de las medidas en escenarios de carbono neutralidad.</li> </ul> Las fichas quedaron disponibles para recibir comentarios posteriores a la reunión.
17:20-17:30	Palabras de cierre y próximos pasos

Las presentaciones y fichas de medidas de mitigación se encuentran disponibles en el siguiente link:

[https://drive.google.com/drive/u/0/folders/1Wd9kdISp0XZ9xfWWvG6NQ2B\\_uZOjSLK6](https://drive.google.com/drive/u/0/folders/1Wd9kdISp0XZ9xfWWvG6NQ2B_uZOjSLK6)

A continuación, se muestran algunas fotos del evento.



Figura 45: Fotos del taller de trabajo 1.

### 7.3 Taller 2

El taller 2 se realizó el 23 de octubre. El objetivo principal de este taller fue revisar los resultados preliminares de proyección de emisiones de GEI para los distintos escenarios evaluados. La agenda de trabajo del taller fue la siguiente.

Tiempo	Contenidos
15:15-15:30	Estado actual de proceso de actualización del NDC Representante MMA
15:30-15:50	Resultados preliminares de proyección de emisiones de GEI. Principales supuestos de modelación. Carlos Benavides
17:50-16:00	Consultas
	<b>Mesas de trabajo de los sectores transporte, vivienda, industria y generación eléctrica</b>
16:00 -16:40	Revisión de proyección de emisiones por sector.

---

16:40-17:20	Revisión de proyección de emisiones por medida. Supuestos de modelación.
17:20-17:30	Palabras de cierre y próximos pasos

## 8 Participación de sectores de la sociedad u organizaciones

Esta actividad tiene como objetivo identificar sectores de la sociedad u organizaciones que puedan ser relevantes para identificar nuevas opciones de mitigación. Asimismo, también esta actividad tiene como objetivo revisar los supuestos de implementación de algunas de las medidas que están siendo incluidas en los escenarios evaluados y que fueron descritos en la Sección 3.

Para realizar esta actividad el equipo consultor organizará talleres o reuniones de trabajo para identificar opciones de mitigación innovadoras o no reconocidas en las políticas actuales de mitigación. Preliminarmente se ha identificado los siguientes actores de interés.

**Tabla 9: Lista preliminar de actores para discutir nuevas opciones de mitigación o medidas en proceso de evaluación.**

Institución	Motivación
Comité de Carbono-Neutralidad y Resiliencia	Grupo que actualmente se encuentra trabajando en detectar brechas y elaborar una propuesta de corto y mediano plazo en el proceso de descarbonización
Consejo minero	Análisis de medidas de mitigación incluidas en el sector minero, tales como el uso de hidrógeno y electrificación de camiones CAEX, electrificación de otros procesos mineros, etc.  Reunión realizada el 22 de octubre con miembros del consejo. Asimismo, se han agendado 2 reuniones adicionales ligados a esta instancia.
Grupo de trabajo que trabaja en la hoja de Ruta SAF	Revisión de medida de mitigación asociada al uso de SAF en transporte aéreo.  Reunión realizada con división del Ministerio de Energía que trabajó en la hoja de ruta.
CORFO	Revisión de medida de mitigación asociadas al uso y producción de hidrógeno verde.
DIRECTEMAR	Revisión de medidas asociadas al uso de hidrógeno y amónica en transporte marítimo.

---

Otros actores	Otros actores por definir en común acuerdo con la contraparte técnica.
---------------	--

## 9 Bibliografía

Ministerio de Energía, 2024. Plan Sectorial de Mitigación y Adaptación al Cambio Climático.

Ministerio de Vivienda y Urbanismo, 2024. Plan Sectorial de Mitigación y Adaptación al Cambio Climático.

Ministerio de Transporte y Telecomunicaciones, 2024. Plan Sectorial de Mitigación y Adaptación al Cambio Climático.

Ministerio de Minería, 2024. Plan Sectorial de Mitigación y Adaptación al Cambio Climático.

Ministerio de Obras Públicas, 2024. Plan Sectorial de Mitigación y Adaptación al Cambio Climático.

Ministerio de Energía, 2022. Actualización de Política Energética.

COCHICO, 2024. Producción de cobre mina 2021-2022 y proyección periodo 2023 – 2034, a nivel nacional.

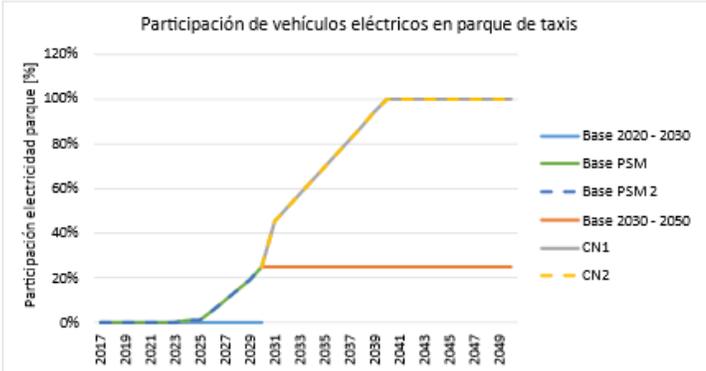
Centro de Energía, 2022. “Opciones para lograr la carbono-neutralidad en Chile: una evaluación bajo incertidumbre”. Estudio elaborado para BID y el MMA.

Coordinador Eléctrico Nacional, 2023. Propuesta de Planificación de la Transmisión para el periodo 2024.

## 10 Anexo

### 10.1 Medidas de mitigación

Para cada medida de mitigación se desarrolló una ficha descriptiva como las que se muestran en las siguientes figuras. Cada ficha tiene los principales indicadores y supuestos de evaluación.

4 Electromovilidad – taxis y taxis colectivos	
<b>Título</b>	<b>Electromovilidad – taxis y taxis colectivos</b>
<b>Descripción general</b>	<p>Consiste en la incorporación de taxis y taxis colectivos de tecnología limpia en las flotas de transporte público de las ciudades, con el objetivo de reducir las emisiones contaminantes, mejorar la calidad del aire, y promover una movilidad más sostenible y eficiente.</p> <p>PSM MTT: Esta medida se sostiene en el recambio tecnológico de taxis y taxis colectivos propulsados por combustibles fósiles, a tecnología basada en la energía eléctrica.</p> <p>Esta medida considera una penetración del 100% de taxis eléctricos (colectivos y taxis básicos) al 2040 a nivel nacional.</p>
	 <p>Figura 4: Taxi eléctrico del programa Mi Taxi Eléctrico.</p>
<b>Base 2020-2030</b>	No hay implementación de la medida, se mantiene <del>mix</del> de ventas actual, es decir, sin penetración de vehículos eléctricos.
<b>PSM 2020-2030</b>	La participación de vehículos eléctricos es la siguiente: <b>2025: 0% y 2030: 25%.</b>
<b>PSM* 2020-2030</b>	Igual a PSM 2020-2030.
<b>Base 2030-2050</b>	Se mantiene participación del año 2030 hasta el 2050: <b>25%.</b>
<b>Carbono neutralidad 1</b>	La participación de vehículos eléctricos es la siguiente: <b>2035: 67%, 2040: 100% y 2050: 100%.</b>
<b>Carbono neutralidad 2</b>	Igual a carbono neutralidad 1.
<b>Resumen trayectorias de implementación</b>	<p>Participación de taxis eléctricos:</p> 
<b>Estado de implementación</b>	Participación de taxis eléctricos (diciembre 2022): 0,24% Parque de taxis eléctricos (diciembre 2022): 233
<b>Supuestos de modelación</b>	Ingreso de vehículos eléctricos tal que cumplan con la trayectoria de participación en la demanda de kilómetros recorridos.
<b>Supuestos de costos</b>	Costo BEV: 30.000 USD/vehículo. Fuente: PSM Energía (2024) Costo de operación: Asociado al precio de los energéticos
<b>Reducción de emisiones (MMtCO<sub>2</sub>eq)</b>	[2020 – 2030]: 0,82 2035: 0,46 2050: 1,46

Título	<b>Electrificación de fuentes energéticas para usos residenciales - calefacción eléctrica</b>
Descripción general	Una medida de mitigación con alto impacto en los hogares es la electrificación residencial de usos como el agua caliente sanitaria (ACS), la cocción y la calefacción, reemplazando equipos de combustión por equipos eléctricos más eficientes. Esta medida no solo reduce las emisiones de GEI, sino que también disminuye las emisiones de contaminantes locales y la contaminación intradomiliar, factores cruciales para mejorar la calidad de vida de las personas que habitan en ciudades con problemas de contaminación severa, como la zona centro-sur de Chile. Esta ficha describe la electrificación de la calefacción eléctrica.
Base 2020-2030	No hay aumento de penetración de la tecnología
PSM 2020-2030	La participación de esta tecnología aumenta en 0,3% de los hogares al 2030. (16.000 nuevas viviendas)
PSM* 2020-2030	La participación de esta tecnología aumenta en 11% de los hogares al 2030 (640.000 nuevas viviendas)
Base 2030-2050	Se mantiene penetración adicional del 11% de los hogares al año 2050.
Carbono neutralidad 1	Aumenta penetración en 68% de los hogares al 2050. Para 2035 se tienen 1.580.000 viviendas adicionales con calefacción eléctrica. Para 2050 se tienen 5.000.000 de viviendas adicionales con calefacción eléctrica.
Carbono neutralidad 2	Sin cambios con respecto a CN1
Resumen trayectorias de implementación	<p>El gráfico muestra el porcentaje de recambio de calefactores a lo largo del tiempo para cuatro escenarios diferentes. El eje vertical representa el porcentaje de recambio, desde 0% hasta 100%. El eje horizontal muestra los años desde 2020 hasta 2050. El escenario Base 2020-2030 (línea azul) permanece en 0%. El escenario PSM 2020-2030 (línea naranja) también permanece en 0%. El escenario Base 2030-2050 (línea verde) muestra un aumento constante a 11% a partir de 2030. El escenario CN1 (línea morada) muestra un aumento constante desde 0% en 2020 hasta 68% en 2050.</p>

Figura 46: Ejemplo de fichas descriptivas de las medidas de mitigación.

Las fichas de las medidas con la descripción de los niveles de implementación se encuentran en el Anexo Digital:

[https://drive.google.com/drive/folders/1VcRNF3jtnR8oOA04MfsDzVmuwo\\_-CyJZ?usp=drive\\_link](https://drive.google.com/drive/folders/1VcRNF3jtnR8oOA04MfsDzVmuwo_-CyJZ?usp=drive_link)

## 10.2 Drivers

### 10.2.1 Actualización del sector cobre

En base al Anuario Minería de Chile 2023 (Servicio Nacional de Geología y Minería, 2023) se han actualizado las producciones de cobre fino equivalente para el año 2023.

Tabla 10: Producción minera de cobre, por región

Región	Cobre TM de fino 2023
I	735.595
II	2.999.778
III	389.763
IV	380.581
V	294.149
VI	352.067
VII	
VIII	-
IX	-
X	-
XI	289
XII	-
RM	215.519
XIV	-
XV	4.953

Fuente: Anuario Minería 2023

Usando la misma fuente, se actualizaron las leyes promedio de óxidos y sulfuros. La siguiente tabla muestra las leyes actualizadas.

Tabla 11: Leyes Promedio de Minería de Cobre en Chile, por Tipo de Proceso

Promedio Ley 2023	
Ley Óxidos (LX) %	0.44%
Ley Sulfuros (Concentrado) %	0.69%

Fuente: Anuario de Estadísticas del Cobre y Otros Minerales, 2004 - 2023.

### 10.2.2 Proyección del sector cobre

Respecto a la proyección de la producción de cobre a nivel nacional, en la figura siguiente se presentan los 3 escenarios de producción futura de cobre (base, alto y bajo) en el periodo 2021 – 2034 que propone Cochilco (2024) en sus escenarios prospectivos oficiales

Se observa una reducción de los valores proyectados en ejercicios prospectivos anteriores, lo que se debe a que las operaciones existentes en 2023, tanto de sulfuros como de óxidos, y en particular las operaciones de óxido, disminuirán progresivamente su producción debido al envejecimiento natural de las leyes del mineral por su explotación, disminución de reservas, y en donde en importantes faenas se prevé un cierre en las líneas de óxido en el período analizado, sin perspectivas de proyectos de reposición que permitan su continuidad (Cochilco, 2024).

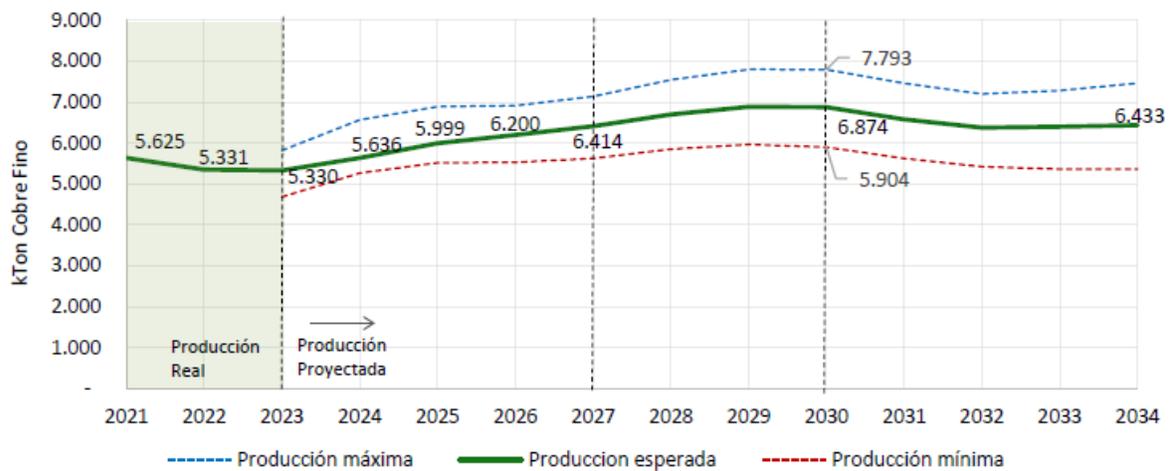


Figura 47: Producción de cobre mina 2021-2022 y proyección periodo 2023 – 2034, a nivel nacional. Fuente: Cochilco (2024).

Se espera que Chile alcance una producción de cobre de 6,43 millones de toneladas en 2034, creciendo a una tasa promedio anual de 1,7% desde 2023. El peak productivo se proyecta para 2029 con 6,88 millones de toneladas. Para el corto plazo, se prevé alcanzar las 6 millones de toneladas en 2025.

Cochilco dispone de otra proyección de la producción de cobre al año 2040, la que no es pública, pero que se utiliza para proyectar la producción a ese año, como se observa en la figura siguiente.

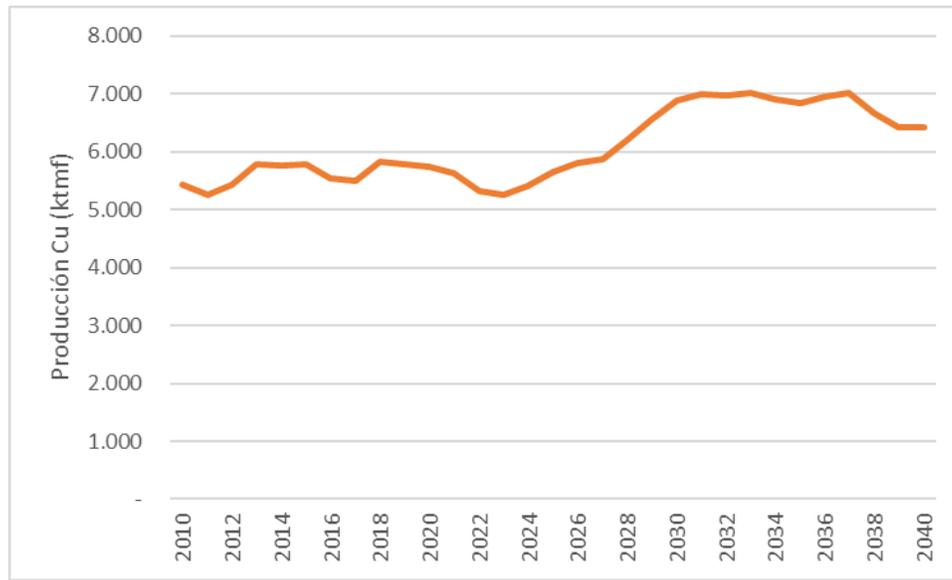


Figura 48: Producción escenario base, 2010- 2040. Fuente: Elaboración propia basado en Cochilco (2024)

Por otra parte, también se dispone de la proyección regional de cobre al año 2034 provista por Cochilco, la que se presenta en la siguiente figura.

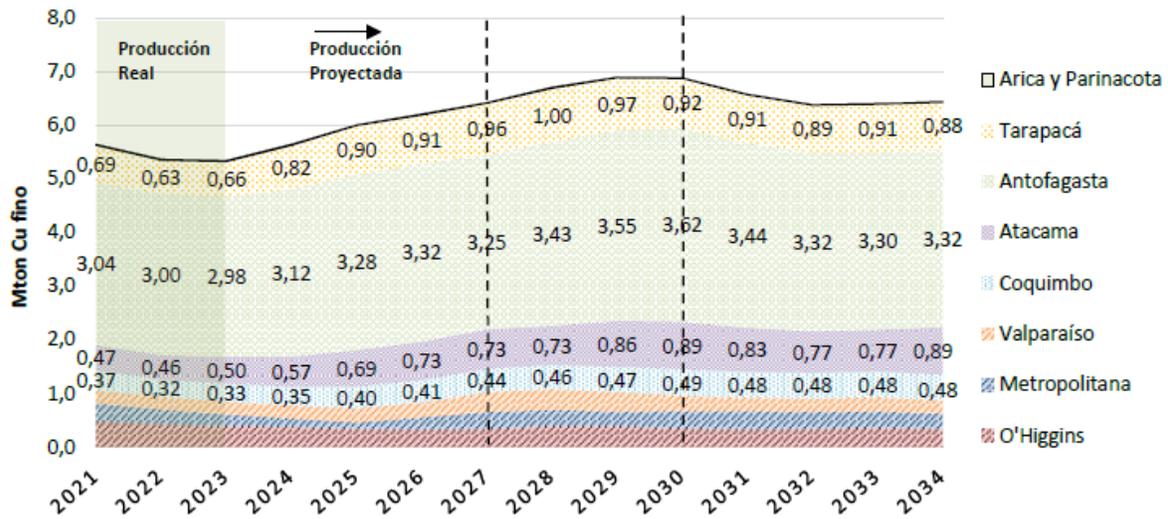


Figura 49: Producción regional de cobre 2021/22 y proyección de producción esperada por región 2023 – 2034. Fuente: Cochilco (2024).

De acuerdo al gráfico, se puede observar que las regiones con mayor crecimiento son Atacama, Coquimbo y Tarapacá. Por otro lado, a nivel de aporte productivo, Antofagasta seguirá siendo la región de mayor producción de cobre fino a nivel nacional con un aporte esperado de 51,6% en 2034.

### 10.2.3 Actualización otros sectores productivos

En la siguiente tabla se muestran los datos recopilados respecto a las producciones de otros sectores, obtenidos de las fuentes indicadas en la tabla. En el caso del sector Industrias Varias, éste se calibra basado en su aporte al PIB nacional y regional, por lo que no se incluye en esta sección

Tabla 12: Actualización de producción y demanda energética del sector industria y minería para el año 2023.

Sector	Producción (Miles t)	Fuente
Papel y Celulosa	5.030	CORMA / Anuario INFOR <sup>6</sup>
Hierro	9.549	Anuario Minería Chilena – SERNAGEOMIN <sup>7</sup>
Petroquímica (Metanol)	993	Methanex <sup>8</sup>
Minas Varias	20.973	Anuario Minería Chilena – SERNAGEOMIN
Cemento	3.800	FICEM <sup>9</sup> / Cámara Chilena de la Construcción <sup>10</sup>
Azúcar	604	ODEPA <sup>11</sup>
Siderurgia	1.193	Instituto Chileno del Acero y ALACERO <sup>12</sup>
Pesca	3.769	Anuario Estadístico SERNAPESCA <sup>13</sup>
Salitre	1.480	Anuario Minería Chilena – SERNAGEOMIN

Fuente: Elaboración propia.

El driver del sector papel y celulosa corresponde a la suma de la producción de pulpa la que se obtiene de los datos de CORMA e INFOR. Esta producción de pulpa incluye: pulpa mecánica, pulpa termodinámica y pulpa química. Los datos de producción están a nivel nacional por lo que la desagregación a nivel regional se realiza de acuerdo al aporte de las distintas plantas productivas a nivel regional de este sector.

Los datos del sector hierro se obtienen directamente del Anuario Minería Chilena 2023 de Sernageomin, del cual se obtiene la producción de hierro en miles de toneladas con una desagregación regional.

<sup>6</sup> <https://wef.infor.cl/index.php/publicaciones/boletines-estadisticos/anuario-forestal>

<sup>7</sup> <https://www.sernageomin.cl/anuario-de-la-mineria-de-chile/>

<sup>8</sup> <https://www.methanex.com/wp-content/uploads/2023-Annual-Report.pdf>

<sup>9</sup> Federación interamericana cemento

<sup>10</sup> <https://cchc.cl/centro-de-informacion/indicadores/indice-despacho-de-cemento>

<sup>11</sup> <https://www.odepa.gob.cl/estadisticas-del-sector/estadisticas-productivas>

<sup>12</sup> [https://cms.alacero.org/uploads/ALACERO\\_LATAM\\_Cifras\\_Noviembre\\_2023\\_ESP\\_5bbf3194d3.pdf](https://cms.alacero.org/uploads/ALACERO_LATAM_Cifras_Noviembre_2023_ESP_5bbf3194d3.pdf)

<sup>13</sup> <https://www.sernapesca.cl/informacion-utilidad/anuarios-estadisticos-de-pesca-y-acuicultura/>

Para el sector petroquímica se utiliza la producción de metanol publicado por Methanex, el cual se produce en su totalidad en la Región de Magallanes.

La producción utilizada en Minas Varias se obtiene del Anuario Minería Chilena 2023 de Sernageomin. La producción corresponde a la suma de todos los minerales que no son considerados en el sector cobre, hierro y salitre. Estos datos se encuentran desagregados a nivel regional y considera la producción de más de 20 tipos de minerales.

La producción de cemento se obtiene de las estadísticas de la Federación Interamericana de Cemento y de los datos de despacho de cemento de la Cámara Chilena de la Construcción para el año 2023. Los datos son a nivel nacional por lo que son desagregados a nivel regional proporcionalmente a la producción de las plantas en las distintas localidades del país.

Los datos de actividad pesquera se encuentran disponibles en el Anuario Estadístico de SERNAPESCA para la pesca extractiva y acuicultura. Los datos a nivel nacional fueron desagregados proporcionalmente según la producción reportada en el anuario en las distintas localidades del país.

El driver de la producción de azúcar corresponde a la producción de remolacha azucarera reportada en las estadísticas productivas de Odepa. Los datos están disponibles a nivel nacional regional, pero son desagregados a nivel regional proporcionalmente a los consumos del Balance Regional de Energía, que refleja las localidades donde se procesa y se produce el azúcar.

**Tabla 13: Participación regional de los sectores considerados en los drivers (en porcentaje).**

Sector/% regional	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	RM	XIV	XV	XVI
Papel y celulosa							11,3	60,5	3,5				9,0	9,8		5,8
Hierro			86,8	13,2												
Azúcar													2,5			97,5
Cemento		20,9	11,7		16,0		15,0	9,5					26,9			
Pesca	9,3	5,0		1,3				25,3		33,0	10,0	10,5			5,6	
Petroquímica												100				
Acero								68,5					31,5			
Salitre	5,5	94,5														
Minas Varias	13,8	50,0	15,7	4,7	2,8	0,5	0,5						11,4		0,4	

**Fuente:** Elaboración propia

### 10.2.4 Proyección otros sectores productivos

A continuación se describe en forma detallada las metodologías y supuestos utilizados para actualizar las proyecciones de producción para cada subsector.

#### 1. Papel y celulosa

Para la proyección de la producción de la industria del papel y la celulosa se considera como driver principal para la modelación la producción de la pulpa de madera. Como se aprecia en el cuadro siguiente, la capacidad instalada de producción del país corresponde a 5,82 millones de toneladas, en plantas ubicadas en las regiones del Maule, Biobío, La Araucanía y Los Ríos.

Dada la puesta en marcha de la modernización y ampliación de la planta Arauco (Proyecto MAPA), la capacidad productiva anual ha aumentado a 7,3 millones de toneladas hacia el año 2023<sup>14</sup>, con una producción de 5 millones de toneladas en 2023 y un esperado de 5,8 para 2024. Con ello se podría llegar a una producción anual de 6 millones de toneladas a partir del año 2025, la que se mantiene constante, dado que no hay más proyectos de expansión de la capacidad que se conozcan.

---

<sup>14</sup> Ver <https://www.biobiochile.cl/noticias/nacional/region-del-bio-bio/2022/12/30/linea-3-de-proyecto-mapa-inicia-operaciones-planta-producira-2-100-000-toneladas-de-celulosa-al-ano.shtml>

Tabla 14: Plantas productoras de pulpa de madera, 2022.

Razón social <i>Commercial name</i>	Comuna <i>County</i>	Tipo de pulpa <i>Type of pulp</i>	Capacidad instalada / <i>Installed capacity (t)</i>
<b>Total/ Total</b>			5.825.000
<b>PULPA MECÁNICA Y TERMOMECÁNICA/ <i>MECHANICAL AND THERMOMECHANICAL PULP</i></b>			570.000
<b>REGIÓN DEL MAULE</b>			
Cartulinas CMPC SPA (Planta Maule)	Yerbas Buenas	Termomecánica, Pino radiata/ <i>Thermomechanical, Radiata pine</i>	380.000
<b>REGIÓN DEL BIOBÍO</b>			
Unipapel S.A.	San Pedro de la Paz	Termomecánica, Pino radiata/ <i>Thermomechanical, Radiata pine</i>	120.000
<b>REGIÓN DE LOS RÍOS</b>			
Cartulinas CMPC SPA (Planta Valdivia)	Valdivia	Termomecánica, Pino radiata/ <i>Thermomechanical, Radiata pine</i>	70.000
<b>PULPA QUÍMICA/<i>CHEMICAL PULP</i></b>			5.255.000
<b>REGIÓN DEL MAULE</b>			
Celulosa Arauco y Constitución S.A. (Constitución)	Constitución	Cruda, Pino radiata/ <i>Unbleached, Radiata pine</i>	355.000
Celulosa Arauco y Constitución S.A. (Licancel)	Licantén	Cruda, Pino radiata/ <i>Unbleached, Radiata pine</i>	160.000
<b>REGIÓN DE ÑUBLE</b>			
Celulosa Arauco y Constitución S.A. (Nueva Aldea)	Ránquil	Blanqueada, Pino radiata/ <i>Bleached, Radiata pine</i> Blanqueada, Eucalipto/ <i>Bleached, Eucalyptus</i>	1.070.000
<b>REGIÓN DEL BIOBÍO</b>			
Celulosa Arauco y Constitución S.A. (Arauco) (1)	Arauco	Blanqueada, Eucalipto/ <i>Bleached, Eucalyptus</i> Blanqueada, Pino radiata/ <i>Bleached, Radiata pine</i>	290.000 500.000
CMPC Pulp SPA (Laja)	Laja	Blanqueada, Pino radiata/ <i>Bleached, Radiata pine</i>	330.000
CMPC Pulp SPA (Santa Fé)	Nacimiento	Blanqueada, Eucalipto/ <i>Bleached, Eucalyptus</i>	1.500.000
<b>REGIÓN DE LA ARAUCANÍA</b>			
CMPC Pulp SPA (Padfíco)	Collipulli	Blanqueada, Pino radiata/ <i>Bleached, Radiata pine</i>	500.000
<b>REGIÓN DE LOS RÍOS</b>			
Celulosa Arauco y Constitución S.A. (Valdivia)	San José de la Mariquina	Blanqueada, Eucalipto/ <i>Bleached, Eucalyptus</i>	550.000

Fuente/Source: INFOR

Nota/Note

(1) Esta unidad industrial de Celulosa Arauco y Constitución ha sido objeto de un megaproyecto de inversiones denominado proyecto MAPA (Modernización y Ampliación de la Planta Arauco), con lo cual la capacidad instalada subirá de las actuales 790.000 toneladas a 2.100.000 toneladas de pulpa química. *This industrial unit of Celulosa Arauco y Constitución has been the subject of a megaproject of investments called MAPA project (Modernization and Expansion of the Arauco Plant), with which the installed capacity will reach 2,100,000 tons of chemical pulp.*

## 2. Producción de Petroquímica (Metanol)

En el caso de la producción de metanol, la compañía Methanex está ampliando su planta en Chile para procesar hasta 4 MMm<sup>3</sup>/día de gas argentino<sup>15</sup>. De esta forma, en la región se llegaría a procesar del orden de 1,35 millones de toneladas a partir de 2030, lo cual se mantiene por todo el horizonte de evaluación.

### **3. Producción de Azúcar**

Para este sector fueron utilizados los datos del Índice de cultivos anuales regionales de ODEPA 2023. Para proyectar este sector se utiliza el supuesto que corresponde a mantener las hectáreas plantadas constante en el tiempo, mejorando el rendimiento de la hectárea en 0.9% anual. De esta forma, al 2030 se llega a una producción de 940 mil toneladas de azúcar.

### **4. Producción de Siderurgia**

En este caso, no se conocen inversiones relacionadas a aumentos de producción en el sector, por lo que ésta se mantiene constante, en el valor promedio de los últimos años

### **5. Producción de Pesca**

De acuerdo al estudio “Proyecciones mundiales sobre la alimentación a 2030 (BCN, 2020)”<sup>16</sup> que presenta una revisión de las proyecciones mundiales sobre la alimentación de las principales agencias y organismos internacionales (en particular FAO y OECD), se estima que la producción pesquera en Chile llegará a 4,3 millones de toneladas al 2030, tendencia de crecimiento que se mantiene hasta el año 2040.

### **6. Producción de Salitre**

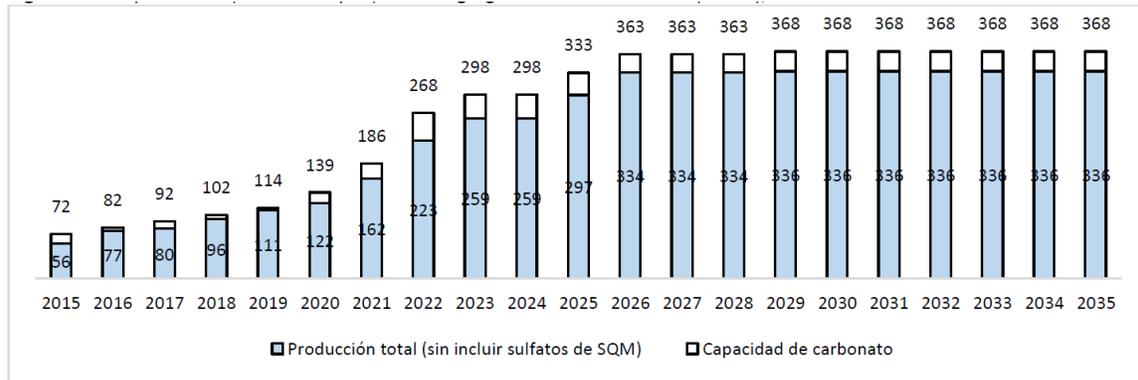
En este caso, para proyectar la producción de salitre se ha revisado el estudio “Oferta y demanda de litio hacia el 2035” (Cochilco, 2020) junto a opinión experta. Como se aprecia en el siguiente gráfico, la producción de litio aumentará progresivamente hasta llegar a 368 mil toneladas de compuesto de litio al año 2035. Adicionalmente, se estima que la producción de salitre no asociado a litio mantiene una producción constante de 1,2 millones de toneladas.

De esta forma, la producción total del sector salitre llega a 1,57 millones de toneladas al año 2035, valor que se mantiene constante en los años siguientes.

---

<sup>15</sup> <https://econojournal.com.ar/2023/03/exclusivo-methanex-amplia-su-planta-para-procesar-mas-gas-argentino-en-punta-arenas/>

<sup>16</sup> [https://obtienearchivo.bcn.cl/obtienearchivo?id=repositorio/10221/29533/2/SUP\\_128903\\_Proyecciones\\_demanda\\_de\\_alimentos\\_a\\_2030\\_FINAL.pdf](https://obtienearchivo.bcn.cl/obtienearchivo?id=repositorio/10221/29533/2/SUP_128903_Proyecciones_demanda_de_alimentos_a_2030_FINAL.pdf)



\*Sin considerar producción de sulfatos de litio para su conversión a Hidróxido de Litio.

Figura 50: Proyección de producción de litio y capacidad agregada estimada para Chile (2015 - 2035). Fuente: Cochilco (2020).

Por último, a modo de resumen, en la figura siguiente se presentan las proyecciones de la producción de cada uno de los sectores analizados más arriba.

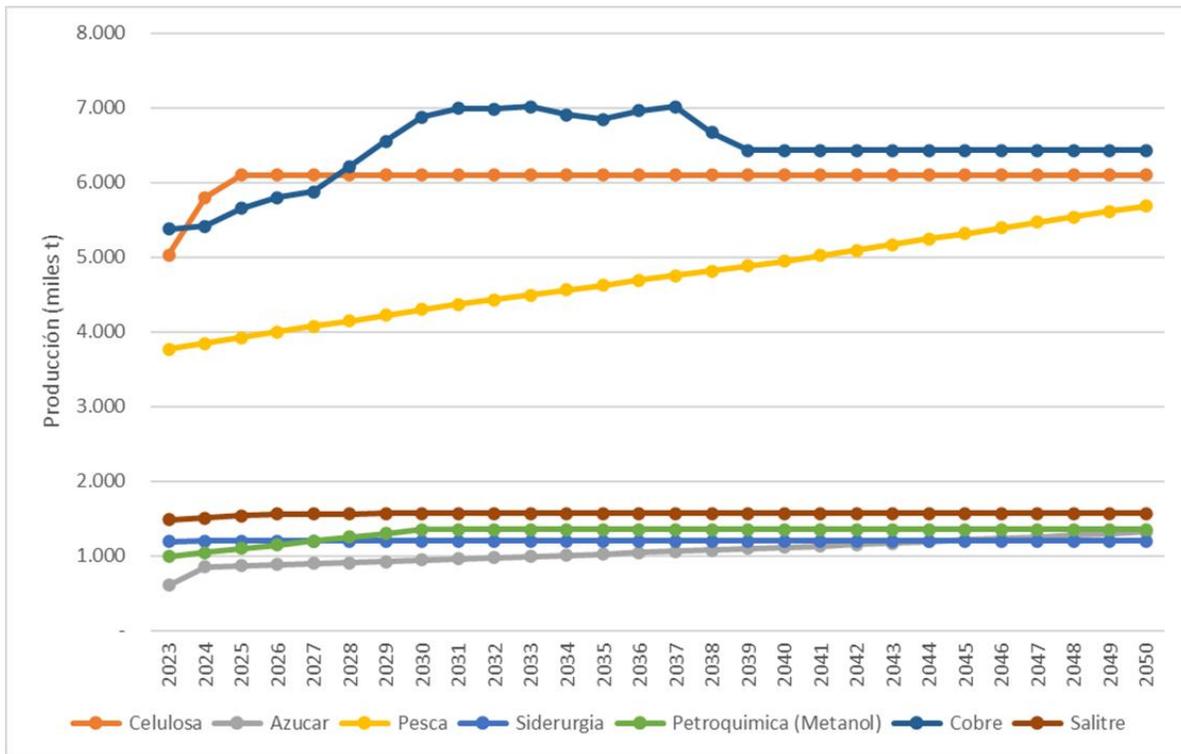


Figura 51: Trayectoria proyección de producciones de principales sectores de industria y minería (2023 - 2050)

## 10.3 Modelo PMR

### 10.3.1 Descripción general del modelo

El modelo PMR corresponde a un modelo de optimización cuya función objetivo minimiza el costo asociado al consumo de energía, el costo de inversión y el costo de operación y mantenimiento anual. El modelo también permite modelar los instrumentos de precio al carbono como el impuesto a las emisiones, los sistemas de permisos de emisiones transables y un sistema de norma de emisiones. Por tal motivo, en la función objetivo también se puede incluir el costo asociado al pago del impuesto, el costo de adquisición de derechos de emisiones y costo de adquisición de *offset* en otros sectores no energéticos.

El modelo de optimización está sujeto a un conjunto de restricciones tales como: balance entre producción y demanda, relación entre producción y consumo de energía, cotas máximas de producción o generación para cada proceso, potencias máximas factibles de instalar en cada año, límite de emisiones máximas, entre otras restricciones que se describen más adelante.

A diferencia de otros modelos, el modelo PMR no solo proyecta la capacidad instalada del sector generación eléctrica, sino que también estima la capacidad instalada de los distintos sectores energéticos que se requiere para satisfacer la demanda sectorial de los distintos sectores. Por ejemplo, a partir de las proyecciones de demanda de cobre, el modelo estima el consumo de energía y potencia instalada en camiones CAEX necesaria para satisfacer la producción de cobre esperada. Este enfoque facilita posteriormente la evaluación de costos de los escenarios y medidas de mitigación.

A continuación se describen las principales características y componentes del modelo sectorial que son claves para entender su lógica de funcionamiento.

#### Índices y variables

Para formular el problema de optimización se definen los siguientes índices:

- $i$  : Índice asociado a procesos productivos y/o tecnologías. Los procesos productivos pueden representar central eléctrica (para el sector generación eléctrica), industria, tecnología utilizada para producir calor, fuerza motriz, vehículos de transporte de pasajeros, vehículos de transporte de carga, etc.
- $r$  : Índice asociado a flujos de energía que entran y salen de cada proceso productivo.

- k* : Índice asociado a productos que ingresan o salen de cada proceso productivo (Ejemplo: gas natural, carbón, electricidad, calor, fuerza motriz, etc.).
- d* : Índice asociado a los distintos tipos de demanda que deben satisfacer los distintos procesos productivos. Por ejemplo: demanda de cobre, demanda de celulosa, demanda eléctrica, etc.
- j* : Índice asociado a los distintos tipos de energéticos definidos en el Balance Nacional de Energía (BNE) e Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero (INGEI). Se incorporan los energéticos: diésel, petróleo combustible, gasolina, querosene, gas licuado, gasolina aviación, kerosene aviación, nafta, gas refinería, coque petróleo, derivados industria petróleo, electricidad, carbón, coque mineral, alquitrán, gas corriente, gas coque, gas alto horno gas natural, metano, biogás, biomasa, solar, eólica, hidroelectricidad.
- s* : Índice asociado a los distintos sectores productivos. Se utiliza la misma representación sectorial del BNE y/o INGEl (Ejemplo: generación eléctrica, industria del azúcar, papel y celulosa, minería del cobre, etc.).
- u* Índice asociado a los Gases de Efecto Invernadero (GEI). Se representan los gases del INGEl: CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O, SF<sub>6</sub>, HFC y PFC.
- t* : Índice asociado a años. El horizonte de evaluación se separa en años.
- m* : Índice asociado a etapas. Cada año se separa en etapas (meses)
- b* : Índice asociado a bloques. Cada etapa se separa en bloques.
- bar* : Índice asociado a barras representadas del sistema de transmisión
- l* : Índice asociado a las líneas de transmisión representadas.
- cap* : Índice asociado para definir los límites o cap sectoriales de emisiones de gases de efecto invernadero

Las variables del problema de optimización son las siguientes:

- $F(r, t)$  : Flujos que entran o salen de cada proceso productivo en el año *t* (en Tcal).
- $P(i, t)$  : Potencia nueva instalada asociada a cada proceso productivo en el año *t* (en MW, MWt u otra unidad que depende del proceso).
- $Ge(i, t, m, b)$  : Generación eléctrica (potencia media horaria) para cada proceso *i*, año *t*, etapa *m* y bloque *b* (en MW).
- $Fp(l, t, m, b)$  : Flujo positivo por la línea de transmisión *l*, año *t*, etapa *m* y bloque *b* (en MW).
- $Fn(l, t, m, b)$  : Flujo negativo por la línea de transmisión *l*, año *t*, etapa *m* y bloque *b* (en MW).
- $OFFSET(u, t)$  : Offset de emisiones asociada al gas de efecto invernadero *u* en el año *t* (en millón de toneladas de gas).

### **Función objetivo**

La función objetivo se muestra en la ecuación (1). El parámetro  $factor_t$  se utiliza para traer a valor presente los costos.

$$\text{Min} \sum_{i,t} factor_t \times (c_{oper} + c_{inv} + C_{coma} + c_{impuesto} + c_{offset}) \quad (1)$$

Donde  $c_{oper}$  es el costo de operación,  $c_{inv}$  es el costo de inversión,  $C_{coma}$  es el costo de operación y mantenimiento anual,  $c_{impuesto}$  es el pago asociado al impuesto y  $c_{offset}$  es el pago asociado a la compra de offset. El  $factor_t$  se calcula como  $factor_t = 1/(1 + tasa\ descuento)^{t-tinicial}$ . Las evaluaciones presentadas en las secciones siguientes fueron realizadas con una tasa de descuento de 6%.

Debido a que para expresar el costo de operación se utilizan variables distintas dependiendo de si trata del sector generación eléctrica u otro sector (industria y minería, transporte, comercial, etc.), se utilizan variables auxiliares para expresar estos costos. La ecuación (2) representa la expresión para calcular el costo de operación de los procesos que pertenecen al sector industria y otros sectores ( $c_{oper_{ind\ y\ otros}}$ ), mientras que la ecuación (3) representa el costo de operación del sector generación eléctrica ( $c_{oper_{generacion}}$ ):

$$c_{oper_{ind\ y\ otros}} = \sum_{r,j,t} F(r,t) \times Precio(j,t) \times FConPr(j) \quad (2)$$

$$c_{oper_{generacion}} = \sum_{i,j,t,m,b} Ge(i,t,m,b) \times CE(i) \times Precio(j,t) \times Fprecio(i) \quad (3)$$

Donde  $CE(i)$  es el consumo específico del proceso productivo  $i$  y  $Precio(j,t)$  corresponde al precio del energético  $j$  en el año  $t$ . El parámetro  $FConPr(j)$  se utiliza para ajustar las unidades entre el consumo de energía y el precio de los combustibles (por ejemplo, el precio de gas natural podría estar expresado en US\$/MMBTU pero el modelo supone que el flujo  $F(r,t)$  en Tcal). El valor de este parámetro depende de las unidades utilizada para cada precio de combustibles. El parámetro  $Fprecio(i)$  tiene la misma funcionalidad que el parámetro  $FConPr(j)$ , salvo que en este caso se utiliza un valor para cada proceso productivo y se utiliza principalmente para ajustar las unidades del consumo específico y precios de los combustibles de las distintas centrales eléctricas.

Por la misma explicación dada anteriormente, se utilizan variables auxiliares para representar los costos asociados al pago del impuesto del sector generación eléctrica ( $C_{impuesto_{ind\ y\ otros}}$ ) y los otros sectores ( $C_{impuesto_{generacion}}$ ). La ecuación (4) y (5) representan el pago del impuesto y/o el pago por los derechos de emisiones subastados en un sistema de emisiones transables, respectivamente.

$$C_{impuesto_{ind\ y\ otros}} = \sum_{r,j,u,t} F(r,t) \times factor(j) \times FE(j,u) \times Impuesto(j,u,t) \quad (4)$$

$$C_{impuesto_{generacion}} = \sum_{i,u,t,m,b} Ge(i,t,m,b) \times CE(i) \times factor(j) \times FE(j,u) \times Impuesto(j,u,t) \quad (5)$$

Donde  $FE(j,u)$  es el factor de emisión del energético  $j$  y del gas de tipo  $u$ . El parámetro  $Impuesto(j,u,t)$  corresponde al valor del impuesto (en US\$/ton gas). El impuesto se aplica sobre todos los procesos afectos a este pago. A través de los datos de entrada del modelo implementado, se pueden configurar o definir cuáles son los procesos (industrias, centrales eléctricas, etc.) afectos a este impuesto.

La ecuación (6) representa el costo de inversión en nuevos procesos, o aquellos procesos que terminan su vida útil. Mientras que la ecuación (7) representa el costo de operación y de mantenimiento no asociados al uso de combustibles.

$$C_{inv} = \sum_i \sum_t \sum_{tt=t} CINV(i,t) \times ([P(i,t) - P(i,t-1)]) \quad (6)$$

$$C_{coma} = \sum_i \sum_t \sum_{tt=t} COMA(i,t) \times [P(i,t) - P(i,t-1)] \quad (7)$$

Donde  $CINV(i,t)$  es el costo de inversión anualizado en el proceso  $i$ . Para expresar que el pago anualizado de la inversión se realiza a partir del año  $t$  en el cual se concreta el proyecto, se utiliza el índice auxiliar  $tt$  (por ejemplo, si la inversión se realiza en el año  $t$  igual a 2020, entonces el pago de la anualidad se realiza desde  $tt$  igual a 2020 hasta el año de término de la vida útil).

Finalmente, en la función objetivo se incluye un término para valorizar la compra de OFFSET en otros sectores.

$$c_{offset} = \sum_{u,t} OFFSET(u, t) \times COFFSET(u, t) \quad (8)$$

Donde  $COFFSET(u, t)$  es el costo de los OFFSET medido en (US\$/ton gas).

### **Restricción de límite de emisiones**

La ecuación (9) corresponde a la restricción de límite de emisiones máximas por años (o *cap* de emisiones como se conoce en inglés). La restricción se aplica sobre todos los procesos que participan del sistema de emisiones transables. A través de los datos de entrada del modelo implementado, se pueden configurar o definir cuáles son los procesos (industrias, centrales eléctricas, etc.) que participan de esta restricción total de emisiones. El modelo permite la definición de límites de emisión sectorial lo cual se representa a través del índice *cap*. Por ejemplo, se puede definir un límite de emisión para el sector generación eléctrica, sector industria y minería, etc.

$$\sum_i E(i, u, t) \leq \text{limite}(cap, u, t) + OFFSET(u, t) \quad \forall t, \forall u \quad (9)$$

Donde  $E(i, u, t)$  son las emisiones anuales de cada proceso  $i$ , gas de tipo  $u$  y año  $t$ ,  $\text{limite}(cap, u, t)$  es el límite de emisiones máximas y  $OFFSET(u, t)$  es una variable para representar la capacidad de compra de derechos de emisiones (o compensaciones) en otros sectores. Los offsets, o créditos de compensación, son un mecanismo de reducción de emisiones fuera del alcance de los sectores que participan del Sistema de Permisos de Emisiones Transables. Mediante este mecanismo una empresa podría compensar sus emisiones accediendo a derechos de emisión de bajo costo. Asimismo, la incorporación de offsets dan la posibilidad de generar y vender estas reducciones, lo que genera incentivos para mitigar emisiones en otros sectores y regiones.

### **10.3.2 Restricciones específicas del modelo industria, minería y otros sectores**

Las emisiones del sector industria y minería y otros sectores se representan a través de distintos procesos productivos y usos finales de la energía. Para ejemplificar la metodología utilizada, la siguiente figura representa la industria del azúcar. Para producir azúcar, se requiere energía para los procesos de calor, fuerza motriz y otros usos eléctricos (iluminación, artefactos eléctricos, etc.). La producción de calor proviene principalmente de

calderas que utilizan como principal energético el carbón, los usos motrices utilizan diésel (o energía eléctrica proveniente desde la red) y los otros usos eléctricos se alimentan desde la red de suministro de electricidad. En la figura se muestra que los flujos que entran y salen de cada proceso se representan con el índice  $r$ , los procesos se representan con el índice  $i$ , los productos se representan con el índice  $k$  y las demandas se representan con el índice  $r$ .

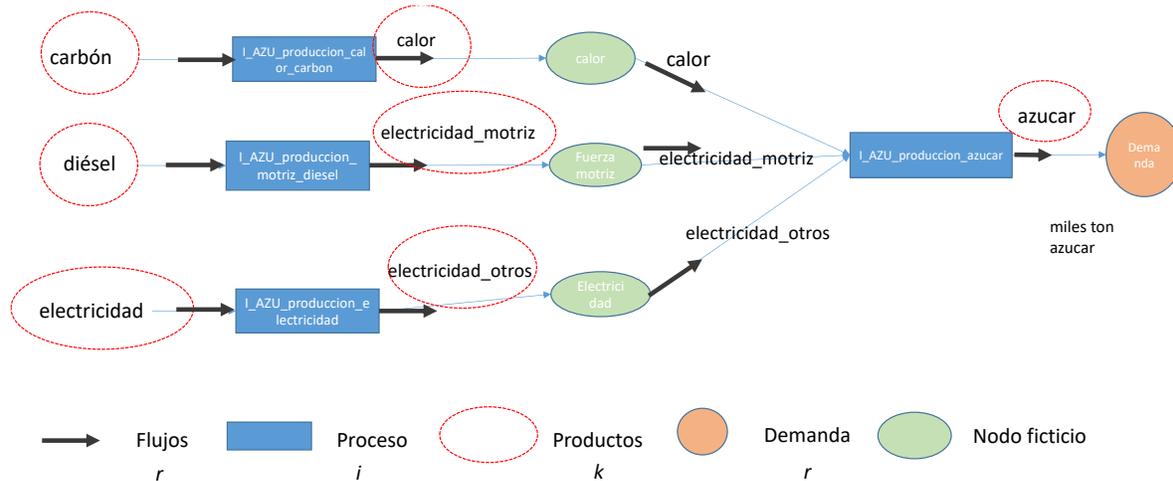


Figura 52: Ejemplo de la estructura del modelo del sector industria. Fuente: Elaboración propia.

Para modelar las medidas de mitigación, se representan distintos procesos productivos cuyo desarrollo podría ser fomentado por la aplicación de instrumentos de precio al carbono. Por ejemplo, la siguiente figura incorpora un proceso productivo asociado al recambio de la caldera de carbón, la implementación de medidas de eficiencia energética y el recambio de motores diésel por motores eléctricos. El modelo de optimización determina si conviene para esta industria la implementación de estas medidas dado los niveles de impuesto a las emisiones y/o a una restricción de límite de emisiones máximas (cap).

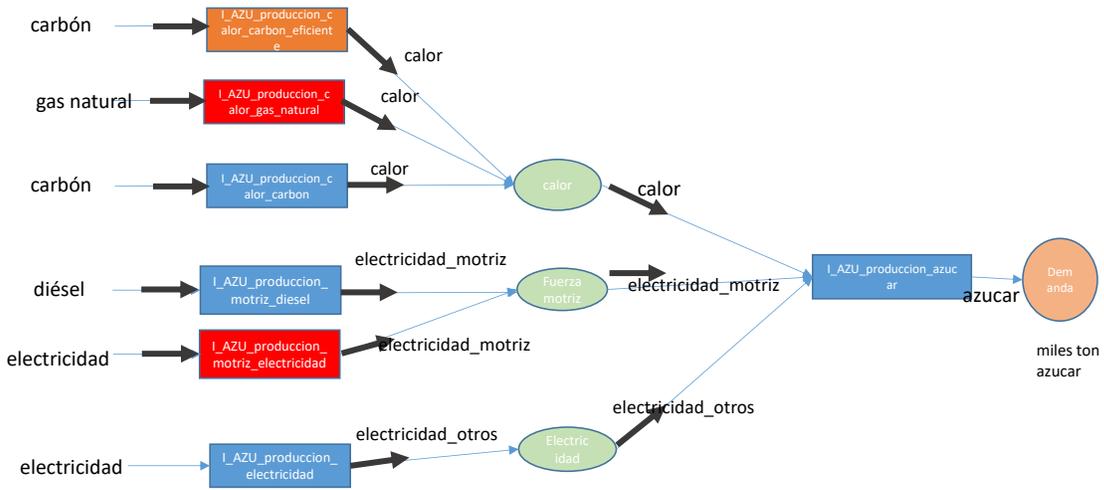


Figura 53: Ejemplo de modelación de medidas de mitigación. Fuente: Elaboración propia.

El modelo también permite representar distintas industrias que utilizan distintas tecnologías para sus procesos productivos. La siguiente figura muestra dos industrias que satisfacen la demanda de azúcar pero que utilizan distintas tecnologías. Bajo este mismo esquema, el modelo permitiría representar industrias ubicadas en distintas zonas geográficas del país.

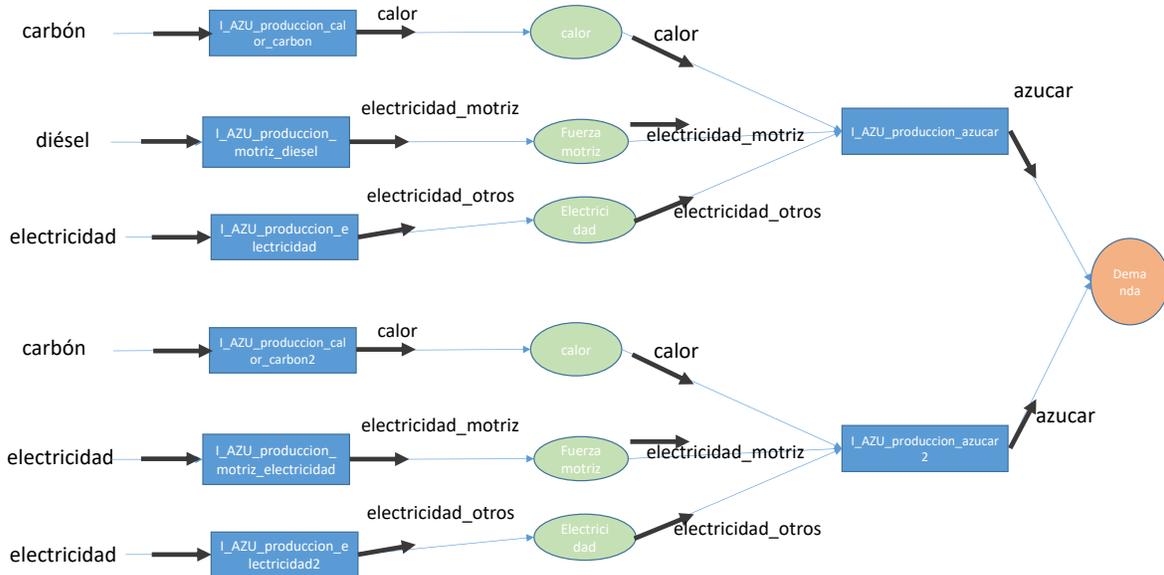


Figura 54: Ejemplo de modelación de varias industrias del mismo sector pero que utilizan tecnologías distintas para satisfacer la demanda de azúcar. Fuente: Elaboración propia.

### 10.3.2.1 Balance producción-demanda

Los productos finales de los procesos productivos satisfacen la demanda total de estos productos. La suma se realiza sobre todos los flujos de los procesos productivos que satisfacen la demanda del producto  $d$ .

$$\sum_{r \text{ tal que } demanda(r)=d} F(r, t) = demanda(d, t) \quad \forall d, \forall t \quad (10)$$

El parámetro  $demanda(d, t)$  representa demanda de cobre, demanda de celulosa, demanda de transporte (representada por PKM o TKM), etc. En la sección

### 10.3.2.2 Balance entrada-salida de cada proceso

Para cada proceso productivo se realiza un balance entre los flujos que salen del proceso y los flujos que entran. Se utiliza el parámetro intensidad para realizar este ajuste. La intensidad puede representar la cantidad de energía final demandada para producir el producto final (en miles de ton/Tcal) o representar la eficiencia de cada tecnología (en %) asociada a cada uso final.

$$F(r, t) = INTENSIDAD(r) \times \sum_{rr} F(rr, t) \quad \forall i, \forall r, \forall t \quad (11)$$

Donde  $r$  y  $rr$ , representan los índices asociados a los flujos de entrada y salida respectivamente de cada proceso productivo  $i$  en el año  $t$  (expresado típicamente en TCal).

### 10.3.2.3 Participación flujos de entrada

El modelo permite incorporar restricciones que fijan la participación de los flujos de entrada con respecto al total de los flujos. Esta restricción se utiliza para representar la participación de los usos finales (calor, motriz, otros usos eléctricos) con respecto al total del consumo de energía.

$$F(r, t) = Participación(r) \times \sum_{rr} F(rr, t) \quad \forall i, \forall r, \forall t \quad (12)$$

En este caso tanto  $r$  como  $rr$  representan los índices asociados a los flujos de entrada y salida respectivamente de cada proceso productivo  $i$  en el año  $t$  (expresados típicamente en TCal).

En el caso particular del sector industria y minería, tanto las intensidades como las participaciones de usos finales se obtienen de los resultados del proyecto “Herramienta para estimación, reporte y actualización de potenciales de eficiencia energética para el sector productivo” (proyecto CORFO Bien Público de Eficiencia Energética).

#### 10.3.2.4 Capacidad máxima

La producción máxima de cada proceso está limitada por la capacidad instalada.

$$F(r, t) \leq \text{Capacidad}(i) \times F\text{Planta}(i) \quad \forall i, \forall t \quad (13)$$

Donde  $F\text{Planta}(i)$  representa el factor de planta relacionado con las horas de uso promedio anual del proceso productivo. Para aquellos procesos que actualmente no encuentran en operación se formula la restricción de la siguiente manera:

$$F(r, t) \leq P(i, t) \times F\text{Planta}(i) \quad \forall i, \forall t \quad (14)$$

Donde  $P(i, t)$  es la capacidad instalada nueva del proceso  $i$ .

#### 10.3.2.5 Máxima inversión

La potencia instalada en nuevas tecnologías está limitada por un parámetro que define la máxima capacidad instalada por año.

$$P(i, t) \leq P\text{MAX}(i, t) \quad \forall i, \forall t \quad (15)$$

#### 10.3.2.6 Condición lógica

Para garantizar la condición de que las potencias instaladas sean incrementales, se impone una restricción adicional.

$$P(i, t) - P(i, t - 1) \geq 0 \quad \forall i, \forall t \quad (16)$$

### 10.3.3 Restricciones específicas del modelo generación eléctrica

A continuación se describe un conjunto de restricciones específicas del sector generación eléctrica. A diferencia de los modelos del sector industria y minería y otros sectores, la resolución temporal del modelo de generación eléctrica es más detallada. El año se divide en etapas (meses) y cada etapa se divide en bloques.

La ecuación siguiente representa el balance generación-demanda para cada una de las barras modeladas del Sistema Eléctrico Nacional. Los flujos por las líneas de transmisión se representan por un modelo de flujo DC.

$$\begin{aligned} \sum_i Ge(i, t, m, b) \times dur(t, m, b) \\ - \sum_l (Fp(l, t, m, b) + Fn(l, t, m, b)) \times dur(t, m, b) \\ + \sum_l (Fp(l, t, m, b) + Fn(l, t, m, b)) \times dur(t, m, b) \\ = demanda(bar, t, m, b) \times dur(t, m, b) \end{aligned} \quad \forall bar, t, m, b \quad (17)$$

Donde  $Fp(l, t, m, b)$  y  $Fn(l, t, m, b)$  corresponde a las variables para representar los flujos por las líneas de transmisión en sentido positivo y negativo, respectivamente. El parámetro  $dur(t, m, b)$  representa la duración de cada bloque.

El modelo de generación se puede ejecutar en forma integrada con el modelo de proyección de demanda. Si se desea correr el modelo de generación en forma integrada con el modelo de demanda,  $demanda(bar, t, m, b)$  es una variable del problema de optimización. Por el contrario, si solo se desea correr el modelo de generación haciendo uso de una demanda eléctrica ingresada de manera exógena,  $demanda(bar, t, m, b)$  es un parámetro de optimización. Para desagregar la demanda eléctrica anual por barra, año, etapa y bloque, se utilizan distintos factores de distribución.

#### 10.3.3.1 Generación máxima

La generación máxima de las centrales en operación está limitada por la capacidad instalada ( $Capacidad(i)$ ), mientras que para nuevas centrales la generación está limitada por la capacidad nueva instalada.

$$Ge(i, t, m, b) \leq Capacidad(i) \quad \forall i, \forall t, m, b \quad (18)$$

$$Ge(i, t, m, b) \leq P(i, t) \quad \forall i, \forall t, m, b \quad (19)$$

#### 10.3.3.2 Generación máxima centrales renovables

Para las centrales renovables con generación intradiaria variable (ejemplo: generación solar y eólica, la generación máxima de cada bloque se expresa de la siguiente manera.

$$Ge(i, t, m, b) \leq Capacidad(i) \times FP(i, t, m, b) \quad \forall i, \forall t, m, b \quad (20)$$

$$Ge(i, t, m, b) \leq P(i, t) \times FP(i, t, m, b) \quad \forall i, \forall t, m, b \quad (21)$$

Donde  $FP(i, t, m, b)$  es un factor de planta por bloque que varía entre 0 y 1 y depende de la zona geográfica en donde se encuentra la central. Los perfiles de generación renovables se construyen a partir de distintas fuentes de información, como estadísticas de generación real y datos del Explorador Eólico y Solar, y otras aproximaciones cuando no hay otras fuentes disponibles.

### 10.3.3.3 Factor de planta por etapa

Para representar la variabilidad interanual debido a distintas condiciones (mantenimiento de centrales, variabilidad de los afluentes de las centrales hidroeléctricas, etc.), se impone una restricción para limitar la generación por etapa a través de un parámetro factor de planta con esta misma resolución ( $FPlanta(i, t, m)$ ).

$$\sum_b Ge(i, t, m, b) \times dur(t, m, b) \leq Capacidad(i) \times FPlanta(i, t, m) \quad \forall i, \forall t, m, b \quad (22)$$

Para las centrales hidroeléctricas, el factor de planta mensual se estima a partir de simulaciones complementarias realizadas con el Modelo PLP para una determina condición hidrológica.

### 10.3.3.4 Sistema de transmisión

La decisión de instalar o no una línea de transmisión propuesta en el modelo de datos se realiza mediante una variable binaria  $B_{LT}$ . Dicha variable toma el valor 1 si la línea se incluye dentro del sistema de transmisión y 0 en el caso contrario. Las ecuaciones a continuación muestran cómo se usa esta variable para limitar el valor del flujo máximo y mínimo que puede transitar por una línea.

$$B_{LT}(l, t) \in \{0,1\} \quad \forall l, \forall t \quad (23)$$

$$Fp(l, t, m, b) \leq Fmax(l) \cdot B_{LT}(l, t) \quad \forall l, \forall t \quad (24)$$

$$Fn(l, t, m, b) \geq Fmin(l) \cdot B_{LT}(l, t) \quad \forall l, \forall t \quad (25)$$

Donde  $Fmax(l)$  y  $Fmin(l)$  son los flujos máximos y mínimos para cada línea l.

Para garantizar la condición de que las nuevas líneas de transmisión instaladas se mantengan, se impone una restricción adicional.

$$B_{LT}(l, t) - B_{LT}(l, t - 1) \geq 0 \quad \forall l, \forall t \quad (26)$$

En un modelo de flujo DC como el ahora utilizado, el flujo que circula por una línea de transmisión es directamente proporcional a la diferencia de los ángulos de fase entre las barras que conecta. Estos ángulos de fase se miden en radianes, y se acota su dominio para acelerar la convergencia.

$$\begin{aligned} -bigM \cdot B_{LT} + (Fp(l, t, m, b) + Fn(l, t, m, b)) \cdot Reactancia(l) \\ \leq Phase(bar\_ini(l), t, m, b) \\ - Phase(bar\_fin(l), t, m, b) \end{aligned} \quad \forall bar, \forall l, \forall t \quad (27)$$

$$\begin{aligned} +bigM \cdot B_{LT} + (Fp(l, t, m, b) + Fn(l, t, m, b)) \cdot Reactancia(l) \\ \geq Phase(bar\_ini(l), t, m, b) \\ - Phase(bar\_fin(l), t, m, b) \end{aligned} \quad \forall bar, \forall l, \forall t \quad (28)$$

$$-2\pi \leq Theta(bar, t, m, b) \leq 2\pi \quad \forall bar, \forall t \quad (29)$$

Los resultados consideran una representación simplificada del sistema de transmisión lo cual se espera detallar en los futuros informes de este proyecto.

### 10.3.3.5 Sistemas de almacenamiento de corta duración

El modelo tiene la posibilidad de incorporar sistema de almacenamiento con capacidad de gestión intradiaria (por ejemplo, almacenamiento de 4, 5, 8, 12 horas de duración). Para modelar la introducción de sistemas de almacenamiento, se utiliza un esquema de ciclos diarios de energía, en el cual el usuario ingresa un perfil de inyecciones y retiros, dicho perfil se utiliza para calcular la energía retirada/inyectada en un determinado bloque. Se considera que el ciclo de operación del almacenamiento se realiza de manera diaria, por lo cual la energía inyectada/almacenada durante un cierto bloque se amplifica por la cantidad de días que contiene una etapa. El modelo determina la potencia instalada óptima de esta tecnología.

En las ecuaciones a continuación se presenta las ecuaciones para los sistemas de almacenamiento existentes y nuevos, respectivamente.

$$\begin{aligned}
 Ge \cdot dur(t, m, b) & \quad \forall alm, \forall t \\
 & = \frac{1}{24} dur(t, m, b) \\
 & \cdot HorasAlmacenamiento(alm, t) \\
 & \cdot FP(alm, t, m, b) \cdot Capacidad(alm, t)
 \end{aligned} \tag{30}$$

$$\begin{aligned}
 Ge \cdot dur(t, m, b) & \quad \forall alm, \forall t \\
 & = \frac{1}{24} dur(t, m, b) \\
 & \cdot HorasAlmacenamiento(alm, t) \\
 & \cdot FP(alm, t, m, b) \cdot P(alm, t)
 \end{aligned} \tag{31}$$

Donde el índice *alm* se utiliza para representar aquellos procesos que corresponde a sistemas de almacenamiento, el parámetro *HorasAlmacenamiento(alm, t)* es un valor de entrada que significa la capacidad nominal del almacenamiento en horas de operación a potencia nominal, el parámetro *FP(alm, t, m, b)* es un factor de planta por bloque que varía entre -1 y 1, los perfiles de almacenamiento se construyeron de manera tal de tomar carga en los bloques de menor costo marginal, e inyectarla al sistema en aquellos donde el costo marginal es mayor.

#### 10.3.3.6 Mínimo técnico de centrales

Para modelar correctamente el comportamiento de ciertas tecnologías, se debe añadir como restricción que la potencia generada por esta no debe ser menor que una potencia mínima previamente definida. Para esto se recurre a una variable binaria  $B_{ON-OFF}$  que representa si la central se encuentra encendida o apagada en un bloque dado.

$$Ge(i, t, m, b) - B_{ON-OFF}(i, t, m, b) \cdot Capacidad(i) \leq 0 \quad \forall i, \forall t \tag{33}$$

$$Ge(i, t, m, b) - B_{ON-OFF}(i, t, m, b) \cdot Pmin(i) \geq 0 \quad \forall i, \forall t \tag{34}$$

#### 10.3.3.7 Inercia mínima

Se incorporó la restricción de inercia mínima con el objeto de representar adecuadamente la operación del sistema en escenarios de alta penetración de energías renovables variables. Ante una contingencia en el sistema que afecte al balance entre carga y generación, la respuesta natural de los generadores síncronos consiste en entregar al sistema, o absorber del mismo, parte de la energía almacenada en las masas rotantes (p.ej. turbinas de gas o vapor). Esto ayuda a recuperar el balance entre carga y generación. Este fenómeno se conoce como respuesta inercial, y es una parte fundamental para la estabilidad de frecuencia de un sistema eléctrico. La restricción es la siguiente:

$$\sum_i B_{ON-OFF}(i, t, m, b) \text{Inercia}(i) - \text{InerciaMinima}(i, t, m, b) \geq 0 \quad \forall i, \forall t, m, b \quad (35)$$

### 10.3.3.8 Costo de inversiones en transmisión

La inversión en nuevas líneas de transmisión se muestra en la primera de las ecuaciones a continuación. El costo de operación y mantenimiento se muestra en la segunda de las ecuaciones a continuación. La variable binaria  $B_{LT}$  representa la decisión de instalar o no una nueva línea de transmisión.

$$c_{inv\_tx} = \sum_{l,t} CINV(l, t) \cdot B_{LT}(l, t) \quad (36)$$

$$c_{coma\_tx} = \sum_{l,t} COMA(l, t) \cdot B_{LT}(l, t) \quad (37)$$

### 10.3.3.9 Costo de inversiones en almacenamiento

Los sistemas de almacenamiento nuevos se valorizan de manera similar a las centrales de generación eléctrica, con la sola diferencia que el costo de inversión se introduce en unidades de dinero por energía, típicamente  $\$/kWh$ , por lo cual el costo total debe representar adecuadamente esta diferencia.

$$c_{inv\_alm} = \sum_{alm,t} \sum_{tt=t} CINV(alm, t) \cdot \text{HorasAlmacenamiento}(alm, t) \cdot ([P(alm, t) - P(alm, t - 1)]) \quad (39)$$

## 10.4 Factores de emisión

Las siguientes tablas muestran los factores de emisión utilizados para el cálculo de emisiones de GEI<sup>17</sup>.

Tabla 15: Factor de emisión para combustión estacionaria y móvil. Fuente: Actualización INGEI 2024

Combustible	Estado	Gas	Factor de emisión (kg/TJ)
Gasolina para motor	Combustible líquido	CO2	69089
Gasolina para la aviación	Combustible líquido	CO2	70000
Queroseno para motor a reacción	Combustible líquido	CO2	66958
Otro queroseno	Combustible líquido	CO2	71900
Gas / Diésel oil	Combustible líquido	CO2	72013
Fuelóleo residual	Combustible líquido	CO2	79186
Gases licuados de petróleo	Combustible líquido	CO2	63100
Nafta	Combustible líquido	CO2	73300
Alquitrán	Combustible líquido	CO2	80700
Gas de refinería	Combustible líquido	CO2	57600
Otros productos del petróleo	Combustible líquido	CO2	63864
Otro carbón bituminoso	Combustible sólido	CO2	94600
Coque para horno de coque	Combustible sólido	CO2	97831
Coque de Petróleo	Combustible sólido	CO2	92275
Gas de fábrica de gas	Combustible sólido	CO2	44400
Gas de alto horno	Combustible sólido	CO2	260000
Gas natural	Combustible gaseoso	CO2	56100
Madera y desechos de madera	Biomasa	CO2	112000
Otro biogás	Biomasa	CO2	54600

Tabla 16: Factor de emisión para Combustión Fija-Industrias de la Energía. Fuente: Actualización INGEI 2024

Combustible	Estado	Gas	Factor de emisión (kg/TJ)
Gasolina para motor	Combustible líquido	CH4	3
Gasolina para la aviación	Combustible líquido	CH4	3
Queroseno para motor a reacción	Combustible líquido	CH4	3
Otro queroseno	Combustible líquido	CH4	3
Gas / Diésel oil	Combustible líquido	CH4	3
Fuelóleo residual	Combustible líquido	CH4	3
Gases licuados de petróleo	Combustible líquido	CH4	1
Nafta	Combustible líquido	CH4	3
Alquitrán	Combustible líquido	CH4	3

<sup>17</sup> Lista reducida y en revisión.

Combustible	Estado	Gas	Factor de emisión (kg/TJ)
Gas de refinería	Combustible líquido	CH4	1
Otros productos del petróleo	Combustible líquido	CH4	3
Otro carbón bituminoso	Combustible sólido	CH4	1
Coque para horno de coque y coque de lignito	Combustible sólido	CH4	1
Coque de Petróleo	Combustible sólido	CH4	1
Gas de fábrica de gas	Combustible sólido	CH4	1
Gas de alto horno	Combustible sólido	CH4	1
Gas natural	Combustible gaseoso	CH4	1
Madera y desechos de madera	Biomasa	CH4	30
Otro biogás	Biomasa	CH4	1
Gasolina para motor	Combustible líquido	N2O	0.6
Gasolina para la aviación	Combustible líquido	N2O	0.6
Queroseno para motor a reacción	Combustible líquido	N2O	0.6
Otro queroseno	Combustible líquido	N2O	0.6
Gas / Diésel oil	Combustible líquido	N2O	0.6
Fuelóleo residual	Combustible líquido	N2O	0.6
Gases licuados de petróleo	Combustible líquido	N2O	0.1
Nafta	Combustible líquido	N2O	0.6
Alquitrán	Combustible líquido	N2O	0.6
Gas de refinería	Combustible líquido	N2O	0.1
Otros productos del petróleo	Combustible líquido	N2O	0.6
Otro carbón bituminoso	Combustible sólido	N2O	1.5
Coque para horno de coque y coque de lignito	Combustible sólido	N2O	1.5
Coque de Petróleo	Combustible sólido	N2O	0.6
Gas de fábrica de gas	Combustible sólido	N2O	0.1
Gas de alto horno	Combustible sólido	N2O	0.1
Gas natural	Combustible gaseoso	N2O	0.1
Madera y desechos de madera	Biomasa	N2O	4
Otro biogás	Biomasa	N2O	0.1

Tabla 17: Factor de emisión para Combustión Fija-Industrias manufactureras, minería y construcción. Fuente: Actualización INGEI 2024

Combustible	Estado	Gas	Factor de emisión (kg/TJ)
Gasolina para motor	Combustible líquido	CH4	3
Gasolina para la aviación	Combustible líquido	CH4	3
Queroseno para motor a reacción	Combustible líquido	CH4	3
Otro queroseno	Combustible líquido	CH4	3
Gas / Diésel oil	Combustible líquido	CH4	3
Fuelóleo residual	Combustible líquido	CH4	3
Gases licuados de petróleo	Combustible líquido	CH4	1

Combustible	Estado	Gas	Factor de emisión (kg/TJ)
Nafta	Combustible líquido	CH4	3
Alquitrán	Combustible líquido	CH4	3
Gas de refinería	Combustible líquido	CH4	1
Otros productos del petróleo	Combustible líquido	CH4	3
Otro carbón bituminoso	Combustible sólido	CH4	10
Coque para horno de coque y coque de lignito	Combustible sólido	CH4	10
Coque de Petróleo	Combustible sólido	CH4	1
Gas de fábrica de gas	Combustible sólido	CH4	1
Gas de alto horno	Combustible sólido	CH4	1
Gas natural	Combustible gaseoso	CH4	1
Madera y desechos de madera	Biomasa	CH4	30
Otro biogás	Biomasa	CH4	1
Gasolina para motor	Combustible líquido	N2O	0.6
Gasolina para la aviación	Combustible líquido	N2O	0.6
Queroseno para motor a reacción	Combustible líquido	N2O	0.6
Otro queroseno	Combustible líquido	N2O	0.6
Gas / Diésel oil	Combustible líquido	N2O	0.6
Fuelóleo residual	Combustible líquido	N2O	0.6
Gases licuados de petróleo	Combustible líquido	N2O	0.1
Nafta	Combustible líquido	N2O	0.6
Alquitrán	Combustible líquido	N2O	0.6
Gas de refinería	Combustible líquido	N2O	0.1
Otros productos del petróleo	Combustible líquido	N2O	0.6
Otro carbón bituminoso	Combustible sólido	N2O	1.5
Coque para horno de coque y coque de lignito	Combustible sólido	N2O	1.5
Coque de Petróleo	Combustible sólido	N2O	0.6
Gas de fábrica de gas	Combustible sólido	N2O	0.1
Gas de alto horno	Combustible sólido	N2O	0.1
Gas natural	Combustible gaseoso	N2O	0.1
Madera y desechos de madera	Biomasa	N2O	4
Otro biogás	Biomasa	N2O	0.1

Tabla 18: Factor de emisión para Combustión Fija-Residencial y Agricultura/silvicultura y Pesca. Fuente: Actualización INGEI 2024

Combustible	Estado	Gas	Factor de emisión (kg/TJ)
Gasolina para motor	Combustible líquido	CH4	10
Gasolina para la aviación	Combustible líquido	CH4	10
Queroseno para motor a reacción	Combustible líquido	CH4	10
Otro queroseno	Combustible líquido	CH4	10
Gas / Diésel oil	Combustible líquido	CH4	10

Combustible	Estado	Gas	Factor de emisión (kg/TJ)
Fuelóleo residual	Combustible líquido	CH4	10
Gases licuados de petróleo	Combustible líquido	CH4	5
Nafta	Combustible líquido	CH4	10
Alquitrán	Combustible líquido	CH4	10
Gas de refinería	Combustible líquido	CH4	5
Otros productos del petróleo	Combustible líquido	CH4	10
Otro carbón bituminoso	Combustible sólido	CH4	300
Coque para horno de coque y coque de lignito	Combustible sólido	CH4	300
Gas de fábrica de gas	Combustible sólido	CH4	5
Gas de alto horno	Combustible sólido	CH4	5
Gas natural	Combustible gaseoso	CH4	5
Madera y desechos de madera	Biomasa	CH4	300
Otro biogás	Biomasa	CH4	5
Gasolina para motor	Combustible líquido	N2O	0.6
Gasolina para la aviación	Combustible líquido	N2O	0.6
Queroseno para motor a reacción	Combustible líquido	N2O	0.6
Otro queroseno	Combustible líquido	N2O	0.6
Gas / Diésel oil	Combustible líquido	N2O	0.6
Fuelóleo residual	Combustible líquido	N2O	0.6
Gases licuados de petróleo	Combustible líquido	N2O	0.1
Nafta	Combustible líquido	N2O	0.6
Alquitrán	Combustible líquido	N2O	0.6
Gas de refinería	Combustible líquido	N2O	0.1
Otros productos del petróleo	Combustible líquido	N2O	0.6
Otro carbón bituminoso	Combustible sólido	N2O	1.5
Coque para horno de coque y coque de lignito	Combustible sólido	N2O	1.5
Gas de fábrica de gas	Combustible sólido	N2O	0.1
Gas de alto horno	Combustible sólido	N2O	0.1
Gas natural	Combustible gaseoso	N2O	0.1
Madera y desechos de madera	Biomasa	N2O	4
Otro biogás	Biomasa	N2O	0.1

Tabla 19: Factor de emisión para Combustión Fija-Comercial/institucional. Fuente: Actualización INGEI 2024

Combustible	Estado	Gas	Factor de emisión (kg/TJ)
Gasolina para motor	Combustible líquido	CH4	10
Gasolina para la aviación	Combustible líquido	CH4	10
Queroseno para motor a reacción	Combustible líquido	CH4	10
Otro queroseno	Combustible líquido	CH4	10
Gas / Diésel oil	Combustible líquido	CH4	10
Fuelóleo residual	Combustible líquido	CH4	10

Combustible	Estado	Gas	Factor de emisión (kg/TJ)
Gases licuados de petróleo	Combustible líquido	CH4	5
Nafta	Combustible líquido	CH4	10
Alquitrán	Combustible líquido	CH4	10
Gas de refinería	Combustible líquido	CH4	5
Otros productos del petróleo	Combustible líquido	CH4	10
Otro carbón bituminoso	Combustible sólido	CH4	10
Coque para horno de coque y coque de lignito	Combustible sólido	CH4	10
Gas de fábrica de gas	Combustible sólido	CH4	5
Gas de alto horno	Combustible sólido	CH4	5
Gas natural	Combustible gaseoso	CH4	5
Madera y desechos de madera	Biomasa	CH4	300
Otro biogás	Biomasa	CH4	5
Gasolina para motor	Combustible líquido	N2O	0.6
Gasolina para la aviación	Combustible líquido	N2O	0.6
Queroseno para motor a reacción	Combustible líquido	N2O	0.6
Otro queroseno	Combustible líquido	N2O	0.6
Gas / Diésel oil	Combustible líquido	N2O	0.6
Fuelóleo residual	Combustible líquido	N2O	0.6
Gases licuados de petróleo	Combustible líquido	N2O	0.1
Nafta	Combustible líquido	N2O	0.6
Alquitrán	Combustible líquido	N2O	0.6
Gas de refinería	Combustible líquido	N2O	0.1
Otros productos del petróleo	Combustible líquido	N2O	0.6
Otro carbón bituminoso	Combustible sólido	N2O	1.5
Coque para horno de coque y coque de lignito	Combustible sólido	N2O	1.5
Gas de fábrica de gas	Combustible sólido	N2O	0.1
Gas de alto horno	Combustible sólido	N2O	0.1
Gas natural	Combustible gaseoso	N2O	0.1
Madera y desechos de madera	Biomasa	N2O	4
Otro biogás	Biomasa	N2O	0.1

Tabla 20: Factor de emisión para Combustión Móvil - Automóviles catalíticos. Fuente: Actualización INGEI 2024

Combustible	Estado	Gas	Factor de emisión (kg/TJ)
Gasolina para motor	Combustible líquido	CH4	25
Gas / Diésel oil	Combustible líquido	CH4	3.9
Gasolina para motor	Combustible líquido	N2O	8
Gas / Diésel oil	Combustible líquido	N2O	3.9
Gas Natural	Combustible líquido	CH4	92
Gas Natural	Combustible líquido	N2O	3
Gas Licuado	Combustible líquido	CH4	62

---

Combustible	Estado	Gas	Factor de emisión (kg/TJ)
Gas Licuado	Combustible líquido	N2O	0.2